



Dipl.-Ing. Daniel Hütter

**Kapazitätsmärkte unter den Aspekten
der Versorgungssicherheit und
der Entwicklung der Erzeugungskosten**

DISSERTATION

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der technischen Wissenschaften

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

Assoc. Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo BACHHIESL
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

Zweitbetreuer

Privatdozent Dipl.-Ing. Dr.techn. Johann AUER
Energy Economics Group, TU Wien

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 Dissertation 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 doctoral dissertation.

Datum / Date

Unterschrift / Signature

Danksagung

Im Zuge einer jeden Dissertation gibt es Höhen und Tiefen, aber aufgrund der Unterstützung vieler Menschen in meinem Umfeld konnte ich stets das Ziel im Fokus behalten. Allen voran möchte ich dem Institutsvorstand Univ.-Prof. Heinz Stigler, und meinem Dissertationsvater Assoc. Prof. Udo Bachhiesl für die Möglichkeit der Erstellung und die Freiheit zur Umsetzung der Arbeit danken. Auch meinem Zweitbegutachter, Herrn Privatdozent Dr. Johann Auer, möchte ich für seine Bemühungen danken. Nicht minder wichtig als die Konversationen mit meinem Betreuer waren die Gespräche mit meinen Kollegen Andreas Schüppel, Thomas Nacht, Gernot Nischler und Gerald Feichtinger. Auch unserer guten Seele, Andrea Moser, möchte ich für ihre ständigen Bemühungen um mein und unser Wohl danken.

Weiters möchte ich mich an dieser Stelle bei ehemaligen Kollegen bedanken, von denen ich in meiner Zeit als Universitätsassistent vieles lernen durfte. Diese sind Christoph Huber, Christoph Gutschi und Wilhelm Süßenbacher.

Meine Familie und meine Freunde haben mich ebenfalls in meiner Entscheidung stets unterstützt, was mir den notwendigen Rückhalt und die Motivation in schwierigen Zeiten gegeben hat. Speziell meine Eltern und Großeltern haben mich gelehrt, was Respekt und Wertschätzung heißt, wobei sie mir den nötigen Entfaltungsspielraum gelassen haben, mich zu der Person zu entwickeln, die ich heute bin. Für ihr Vertrauen in meine Person und ihre aufmunternden Worte möchte ich ihnen danken.

Außerdem möchte ich meiner Lebensgefährtin Bettina danken, die mich bereits in den letzten Zügen meines Diplomstudiums begleitet hat, und in der Zeit der Dissertation oft auf mich verzichten musste. Speziell die Wochenenden des letzten Jahres waren sehr arbeitsintensiv, weshalb die Zeit zu zweit knapp war. Sie hat mir viel Verständnis entgegengebracht, dafür möchte ich ihr ganz besonders danken.

**Diese Arbeit widme ich all jenen, die mich auf meinem
bisherigen Lebensweg unterstützt haben!**

„Präzise zu planen, kostet auch nicht mehr Energie als träumen, wünschen und hoffen“

HENRY COHEN

Kurzfassung

Nach der Liberalisierung des Strommarktes stellt die Energiewende bzw. das Umdenken bei der Nutzung von natürlichen Ressourcen den zweiten großen Umbruch der Elektrizitätswirtschaft in den letzten zwei Jahrzehnten dar. Durch diese neuen Anforderungen soll in dieser Arbeit ein Hinweis darauf gegeben werden, wie dieser Umbruch vonstattengehen könnte.

Das Marktsystem auf dem die deutsch/österreichische Elektrizitätswirtschaft beruht ist jenes eines „Energy-Only-Marktes“. Dieser Markt berücksichtigt explizit keine Kosten für die Errichtung von Kapazitäten, oder die fixen Kosten für den Erhalt dieser Kapazitäten. Einzige variablen Kosten der Erzeugung werden angeboten, und über ein Einheitspreisverfahren wird an der Börse der Preis für elektrische Energie für einen definierten Zeitraum ermittelt. Aufgrund dieses Preises können Unternehmen/Kraftwerke Deckungsbeiträge generieren. Ist nun dieser Deckungsbeitrag über die Lebensdauer eines Kraftwerks gleich hoch oder höher als die Fixkosten, so hat sich eine Investition gelohnt und das Marktsystem funktioniert. Ist jedoch über einen längeren Zeitraum diese Erwirtschaftung der Kosten nicht möglich, so bleiben mittel- und langfristig Investitionen aus und eine Leistungs- bzw. Energiedeckung kann nicht mehr mit ausreichender Sicherheit gewährleistet werden.

In dieser Arbeit werden sowohl der Bedarf nach elektrischer Leistung, als auch die Standorte und mögliche Arten der Finanzierung dieser Kraftwerke dargestellt. Dabei werden einige vorgeschlagene Ansätze für Deutschland aufgearbeitet, und mittels des Simulationsmodells ATLANTIS berechnet. Dies soll ein Indiz für ein möglicherweise funktionierendes, oder nicht funktionierendes neues Marktdesign geben. Weiters wird ein eigener Ansatz zur Umsetzung eines neuen Marktes in dieser Arbeit dargestellt. Bei diesen vorgeschlagenen Marktdesigns wird verglichen, inwiefern neue Investitionen notwendig und gesichert sind, und in weiterer Folge welche Ansätze möglicherweise übertrieben hohe Gewinne bei den Kraftwerksbetreibern verursachen bzw. Unterfinanzierung vermuten lassen.

Ein weiterer Punkt sind die Auswirkungen die durch die Nachfrage auf die Spitzenlast hervorgerufen werden. Hierzu werden Variationsrechnungen durchgeführt um eine mögliche Vermeidung von Neubauten abschätzen zu können.

Die Ergebnisse zeigen, dass in den nächsten Jahrzehnten auf jeden Fall Investitionsbedarf in neue Kraftwerke in Deutschland besteht. Ob diese bei der derzeitigen Marktorganisation, und einer weiter steigenden Quote erneuerbarer Energien, gebaut werden ist allerdings fraglich. Deswegen wird eine Marktveränderung notwendig sein, wobei die notwendige Zubaumenge, bei Forcierung von Power Demand Side Management Potentialen, deutlich geringer ausfällt.

Abstract

The European electricity network is facing its second great change post liberalisation. The so-called „Energiewende“ is aiming to change the production infrastructure from thermal units to renewable energy sources.

Nowadays the market system in Germany and Austria, as well as in many other countries worldwide, is organised as an „energy-only-market“. This means no payments are allowed for capacity costs or investment supply for load serving entities. The entities get paid for the delivery of energy only. To operate economically, an entity has to earn enough revenue to cover the fixed costs of building their power units. There are presently two ways to achieve this: firstly, high prices for just a few hours in the year (scarcity prices), or operating in many hours a year by earning just a small amount per hour. At the moment, it seems to be a matter of chance as to how effective these approaches are. In the long term, new power plants are needed but the market is struggling with low electricity prices, less operating hours than in the past, and rarity of scarcity price situations.

Thus there is a need for change in the market system of the future, which is the main part of this work. There is a focus on capacity and energy as two distinct goods which should be paid separately. The focal point in the simulation section is the German electricity network. The need for new capacity is investigated under several conditions as well as the possible contribution of Demand Side Management measures. In the financial analysis section of this work, several capacity mechanisms currently in discussion in Germany are compared, followed by an introduction of the author's own approach for a new capacity market.

One of the findings of this work is that capacities in an amount of approximately 19.2 to 63.2 GW are needed in Germany until 2035 to cover the peak load of the electricity system in a self-sufficient manner. The only way to generate the required investment to achieve this is to introduce a capacity market. Demand Side Management is able to decrease this sufficient amount of capacity and therefore it is an appropriate alternative to building new power plants. A problem not investigated in this work is the integration of renewable energy sources in this new market design.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung.....	1
1.1	Problemstellung.....	1
1.2	Ziel der Arbeit.....	3
1.3	Aufbau der Arbeit	3
2	Forschungsfragen und deren Beantwortung.....	5
2.1	Langfristige Betrachtung der Vollkostendeckung bei Betrieb eines Kraftwerks in Zeiten der Energiewende	5
2.1.1	Bedarf an Kapazität.....	5
2.1.2	Ergebnisse der Modellrechnung	6
2.2	Notwendigkeit und mögliche Umsetzung einer Leistungsvergütung für Kraftwerksbetreiber	7
2.2.1	Übersicht der Ansätze	8
2.2.2	Ergebnisse der Modellrechnung	9
2.3	Beitrag der Kunden zur Lösung des Problems	10
2.3.1	Die Problemstellung	10
2.3.2	Ergebnisse der Modellrechnung	10
2.4	Verhalten von Kapazitäten eines nationalen Ansatzes im europäischen Kontext.....	11
2.4.1	Ergebnisse der Modellrechnung	12
3	Die Einbindung des Verbrauchs in Kapazitätsmärkte.....	15
3.1	Die Problemstellung.....	15
3.1.1	Das Thema Energie	16
3.1.2	Das Thema Leistung	17
3.2	Das Standardlastprofil	18
3.2.1	Aufteilung der Standardlastprofile.....	18
3.3	Anpassung der bisherigen Betrachtung	18
3.4	Verursachungsgerechte Aufteilung der Kosten.....	19
3.4.1	Leistungsmessung bei Endkunden.....	20
3.5	Die Rundsteuerung als Instrument der Laststeuerung.....	20
3.6	Die Vertragspartner Endkunden und Erzeuger.....	22
3.7	Eine mögliche Lösung: die „Option Tempo“	23

4	Demand Side Management im österreichischen Kontext.....	25
4.1	Aufgabenstellung	25
4.1.1	Das Potential für DSM in Österreich	25
4.2	Ergebnisse.....	26
4.2.1	Adaption von ATLANTIS.....	26
4.2.2	Auswertung der Ergebnisse	27
4.2.2.1	Spitzenlastsenkung	27
4.2.2.2	Verringerung des Redispatches im speziellen bei erneuerbaren Energien ...	30
4.2.2.3	Der Regelenenergiemarkt	31
4.3	Fazit	34
5	Aktuelle Ansätze im Bereich der zukünftigen Elektrizitätsmarktgestaltung	35
5.1	Österreichs Haltung gegenüber Kapazitätsmärkten.....	36
5.2	Der derzeitige Energiemarkt.....	37
5.2.1	Die Preisbildung.....	38
5.2.2	Investitionen und der Kapazitätsmarkt	38
5.3	Ansatzübersicht	39
5.4	Ansatz des Dezentralen Leistungsmarktes.....	40
5.4.1	Problemstellung.....	40
5.4.2	Umsetzung des dezentralen „Leistungsmarktes“	41
5.4.2.1	Ergebnisse der Modellrechnungen.....	41
5.4.3	Mögliches zukünftiges Energiemarktdesign.....	43
5.4.3.1	Der Strommarkt.....	44
5.4.3.2	Der Leistungsmarkt	45
5.4.3.3	Markt für erneuerbare Energien	52
5.4.4	Zusammenfassung und Fazit	55
5.5	Ansatz der dezentralen Leistungsverpflichtung.....	59
5.5.1	Ausgangssituation in Frankreich	59
5.5.2	Grundsätzliche Funktionsweise des französischen Kapazitätsmechanismus.....	60
5.5.2.1	System der Versorgungsverpflichtung	61
5.5.2.2	Bestimmung der benötigten Kapazität	62
5.5.2.3	Die Angebotsseite	63

5.5.2.4	Kapazitätshandel.....	64
5.5.2.5	Finanzierung und Kontrolle der Ausführung	65
5.5.2.6	Schlussfolgerungen und Anmerkungen.....	66
5.5.2.7	Exkurs: Expliziter und impliziter Kapazitätshandel mit dem Ausland.....	67
5.6	Ansatz der strategischen Reserve.....	68
5.6.1	Funktionsweise der strategischen Reserve	68
5.6.1.1	Ausgangslage.....	69
5.6.1.2	Das Produkt	70
5.6.2	Die Methodik der Dimensionierung und des Ablaufs	71
5.6.3	Zusammenfassung und Anmerkungen	74
5.7	Ansätze des EWI Köln	76
5.7.1	Die Simulation des Erzeugungssystems	76
5.7.2	Ansatz der strategischen Reserve	79
5.7.2.1	Die Auktion und der Einsatz der Strategischen Reserve	81
5.7.3	Ansatz der Versorgungssicherheitsverträge	82
5.7.3.1	Zwei Komponenten Ansatz.....	82
5.7.3.2	Die Auktion der Kapazitätsverpflichtung und ihre Umsetzung	82
5.7.3.3	Die Verfügbarkeitsoption.....	83
5.7.3.4	Ideale Kostenweitergabe an Endkunden.....	84
5.7.4	Die Betrachtung von DSM Maßnahmen	85
5.7.5	Zusammenfassung und Anmerkungen	85
5.8	Gutachten der Monopolkommission.....	86
5.8.1	Kapazitätsmechanismen aus Sicht der Monopolkommission	88
5.8.2	Mögliche Ausgestaltungsformen von langfristigen Kapazitätsmechanismen.....	92
5.8.3	Merit Order Effekt.....	96
5.8.4	Zusammenfassung und Ergänzungen	97
5.9	Abschließende Betrachtung und Gegenüberstellung der diskutierten Ansätze	99
6	Berechnungen mit dem Modell ATLANTIS.....	101
6.1	Grundsätzliche Annahmen der Simulation.....	103
6.1.1	Bestimmung des Zubaus.....	103
6.1.2	Windkraftzubau von 45 GW bis 2030.....	104

6.2	Die strategische Reserve	105
6.3	Die Versorgungssicherheitsverträge.....	107
6.4	Der dezentrale Leistungsmarkt	108
6.5	Ansatz zu Kapazitätsmechanismen seitens des Autors.....	109
7	Definition der Szenarien.....	113
7.1	Basisszenario	113
7.1.1	Automatischer Kraftwerkszubau mit dem Simulationsmodell ATLANTIS	114
7.1.2	Manueller Kraftwerkszubau durch einen „intelligenten“ Kraftwerksbetreiber .	114
7.1.2.1	Methodische Vorgangsweise.....	114
7.1.2.2	Ergebnisse des Kraftwerkszubaus.....	116
7.1.2.3	Vergleich der Szenarien	116
7.2	Benötigter Kraftwerkszubau ohne Refurbishment.....	118
7.3	Die Strategische Reserve.....	120
7.4	Die Versorgungssicherheitsverträge.....	121
7.5	Ansatz zur Nachfrageeinbeziehung	121
7.6	Eigener Ansatz einer möglichen Umsetzung eines Kapazitätsmarktes	124
8	Ergebnisse der Berechnungen.....	125
8.1	Bestimmung der Kosten für verschiedene Technologien.....	125
8.1.1	Gasturbine	125
8.1.2	GuD-Anlage	125
8.1.3	Steinkohlekraftwerk.....	126
8.1.4	Braunkohlekraftwerk.....	126
8.2	Nachfrageseite des Kapazitätsmarktes.....	126
8.2.1	Vergleich der notwendigen Zubauten in den Szenarien.....	127
8.2.1.1	Notwendiger Kraftwerkszubau ohne Aufschlag einer Sicherheitsreserve..	127
8.2.1.2	Kraftwerkszubau bei einer Sicherheitsreserve von 5 % zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast.....	128
8.2.2	Vereinfachte Betrachtung möglicher Ersparnisse.....	136
8.3	Ergebnisse der Basisberechnungen.....	138
8.3.1	Basisfall mit Wiedererrichtung der Kraftwerke.....	138
8.3.1.1	Leistungsbestimmung	138

8.3.1.2	Einsatz der Zubaukraftwerke.....	138
8.3.2	Basisfall ohne Wiedererrichtung der Kraftwerke	139
8.3.2.1	Leistungsbestimmung	139
8.3.2.2	Einsatz der Zubaukraftwerke.....	139
8.3.3	Zusammenfassung der Ergebnisse	140
8.3.3.1	Die Leistung	140
8.3.3.2	Die Energie.....	141
8.3.4	Zuordnung der Zubaukraftwerke	143
8.3.5	Wirtschaftlichkeit der Unternehmen beim Fall Basis mit Refurbishment	143
8.3.6	Wirtschaftlichkeit der Unternehmen beim Fall Basis ohne Refurbishment.....	145
8.3.7	Basisfall im europäischen Kontext.....	146
8.4	Die Strategische Reserve.....	149
8.4.1	Kraftwerke werden wiedererrichtet	149
8.4.2	Kraftwerke auslaufend	149
8.4.3	Zusammenfassung der Ergebnisse	149
8.4.3.1	Einsatz der Zubaukraftwerke.....	150
8.4.4	Wirtschaftlichkeit der SR bei Wiedererrichtung.....	152
8.4.5	Wirtschaftlichkeit der SR ohne Wiedererrichtung	153
8.4.6	Die Strategische Reserve im europäischen Kontext	154
8.5	Die Versorgungssicherheitsverträge.....	155
8.5.1	Kraftwerke werden wiedererrichtet	155
8.5.2	Kraftwerke auslaufend	155
8.5.3	Wirtschaftlichkeit der VSV bei Wiedererrichtung.....	155
8.5.4	Wirtschaftlichkeit der VSV ohne Wiedererrichtung	156
8.5.5	Die Versorgungssicherheitsverträge im europäischen Kontext	157
8.6	Vorschlag des Autors zu Kapazitätsmärkten.....	158
8.6.1	Leistung und Energie.....	159
8.6.2	Wirtschaftlichkeit des eigenen Ansatzes bei Wiedererrichtung.....	159
8.6.3	Wirtschaftlichkeit des eigenen Ansatzes ohne Wiedererrichtung	160
8.6.4	Der Ansatz des Autors im europäischen Kontext	161
9	Schlussfolgerungen und Ausblick	163

9.1	Derzeitige Situation und die damit verbundene Problematik.....	163
9.2	Ansätze Weltweit.....	164
9.3	Resümee der Simulationen.....	164
9.3.1	Demand Side Management.....	164
9.3.2	Die Nachfrageseite des Kapazitätsmarktes	165
9.3.3	Betrachtung des Basisfalls (energy-only-Markt).....	166
9.3.4	Umsetzung von strategischer Reserve und Versorgungssicherheitsverträgen in Deutschland.....	167
9.4	Möglicher Kapazitätsmechanismus für Deutschland seitens des Autors	169
10	Anhang.....	171
10.1	EURELECTRIC Veranstaltung Brüssel	171
10.2	Bewertung der untersuchten Ansätze zu einem zukünftigen Marktdesign.....	177
10.3	Gegenüberstellung der Kapazitäts- und Energiekosten bei Strategischer Reserve ..	178
10.4	Detaillierte Wirtschaftlichkeitsauswertungen im Fall mit Refurbishment	179
10.5	Detaillierte Wirtschaftlichkeitsauswertungen im Fall ohne Refurbishment.....	182
10.6	Simulierte Szenarien als Übersicht.....	187
11	Abkürzungsverzeichnis.....	189
12	Abbildungsverzeichnis	190
13	Tabellenverzeichnis.....	195
14	Literaturverzeichnis	196

1 EINLEITUNG

Elektrische Energie ist mittlerweile ein unverzichtbares Gut geworden. Kaum ein Herstellungsprozess, eine Anwendung oder eine Tätigkeit im Wirtschaftsbereich kommt gänzlich ohne elektrische Energie aus. Deswegen ist es umso wichtiger, dass die Versorgung, speziell in Industrieländern, ständig aufrechterhalten wird. Durch langfristige, aber auch schon durch kurzfristige Ausfälle bei der Versorgung würden in Ländern wie Deutschland oder Österreich enorme volkswirtschaftliche Schäden entstehen (Hamburgisches WeltWirtschafts Institut, 2013). Deswegen werden in jüngster Zeit immer häufiger Stimmen laut, welche eine Vergütung für die Bereitstellung von Leistung verlangen. In dieser Arbeit werden verschiedene Aspekte von Kapazitätsmechanismen am Beispiel Deutschland erörtert werden. Weitere Teilaspekte der Elektrizitätswirtschaft, wie beispielsweise Eingriffsmöglichkeiten auf der Nachfrageseite, werden ebenfalls beleuchtet.

1.1 PROBLEMSTELLUNG

Der Elektrizitätsmarkt in Europa und speziell in Deutschland ist aufgrund der veränderten Bedingungen in den letzten Jahren – Thema Energiewende, einem Wandel unterworfen. Diese Umgestaltung stellt die nächste große Herausforderung im Energiebereich nach der Liberalisierung des Strommarktes dar. Um die Problematik besser verstehen zu können, ist es essentiell wichtig begrifflich vom selben Stand auszugehen.

BEGRIFFSBESTIMMUNGEN

Um sinnvoll über Kapazitätsmärkte oder dergleichen diskutieren zu können wird eingangs der Unterschied zwischen Energie und Leistung beleuchtet. Es soll an dieser Stelle ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass in einem zukünftigen Marktdesign mehr denn je auf die Unterscheidung dieser Komponenten geachtet werden muss. Die momentane Förderpolitik in nahezu Gesamteuropa, mit dem damit verbundenen Zubau erneuerbarer Energien, verschärft die Notwendigkeit der Unterscheidung dieser beiden Begriffe. Die Beleuchtung beider Komponenten soll zeigen, welche Ausprägungen derzeit wie berücksichtigt werden und worauf in Zukunft geachtet werden sollte und muss.

DIE LEISTUNG

Die Leistung beschreibt das Aufkommen bzw. die Nachfrage nach Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt. Als zentraler Punkt für die neue Elektrizitätswirtschaft steht die Forderung nach ausgeglichener Leistungsbilanz „Erzeugung=Verbrauch“ ständig im Raum und muss erfüllt werden. Anderenfalls würde es zu Frequenzabweichungen im Netz und im schlechtesten Fall zu einem Ausfall der Versorgung kommen. Im bestehenden Marksystem wird allerdings nur Energie angeboten und Leistung „gratis mitgeliefert“.

DIE ENERGIE

Energie entspricht Leistung multipliziert mit der Zeit in der die Leistung zur Verfügung steht. Die Energie, als Fähigkeit Arbeit zu verrichten, ist das, was der Endkunde landläufig als „Strom“ bezeichnet. Die Deckung des Energiebedarfs stellt neben der Forderung der ständigen Leistungsdeckung die zweite Herausforderung an die Elektrizitätswirtschaft dar. Als Analogie sei hier ein Mühlenrad in einem Bach angeführt. Die benötigte Leistung wird bei der Konstruktion der Anlage berücksichtigt, jedoch wird erst durch einen konstanten Durchfluss über eine (lange) Periode die notwendige Energie erzeugt um die Mühle betreiben zu können.

DER ENERGY-ONLY MARKT

Die derzeitige Ausgestaltung des Marktes für elektrische Energie in Deutschland und Österreich¹ entspricht einem energy-only Markt. Dabei wird nicht die Leistung, sondern nur die erzeugte bzw. angebotene Menge an elektrischer Energie gehandelt (Doorman, 2000) (Boisseleau & Hewicker, 2004) (The Brattle Group, 2009). Elektrische Leistung, welche multipliziert mit der Zeit erst Energie ergibt, wird in diesem Marktsystem „umsonst“ bereitgestellt. Angeboten werden in der Regel die kurzfristigen Grenzkosten der Kraftwerksbetreiber für die Erzeugung der Energie, was im Endeffekt den Wettbewerbscharakter des reinen Energiemarkts ausmacht. Die kurzfristigen Grenzkosten werden bei thermischen Anlagen in erster Linie durch die Brennstoffkosten und die Kosten für CO₂-Zertifikate definiert. Weitere Komponenten sind andere variable Kosten der Produktion oder Opportunitätskosten für entgangene Gewinne durch andere Vermarktungsformen (bspw. Regelenergiemarkt) (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008).

Das Prinzip des energy-only Marktes ist ident mit den meisten Handelsplattformen für konventionelle Güter. Das Zusammenspiel aus Angebot und Nachfrage bestimmt den Preis. Den ermittelten Preis für elektrische Energie erhalten alle Anbieter unterhalb dieses Preises. Aufgrund des Preisniveaus und dessen Häufigkeit werden von den Erzeugungsunternehmen weitere Anlagen geplant und gebaut, oder auch nicht. Ein entscheidendes Problem bei dieser Betrachtung ist, dass in der Elektrizitätswirtschaft, im Gegensatz zu nahezu jeder anderen Branche, die Angebotskurve nach hinten einen exponentiellen steigenden Verlauf aufweist.

Im Sondergutachten 59 der Monopolkommission (Monopolkommission, 2011) wird aufgrund des Algorithmus des Bundeskartellamtes (Bundeskartellamt, 2011), welches den Kraftwerkeinsatz überprüft, davon ausgegangen, dass im Day-ahead-Angebot eines Erzeugers im energy-only-Markt nur die kurzfristigen Grenzkosten des Erzeugers für die Produktion einer weiteren Einheit in den Preis mit eingeht. Das heißt, dass Fixkosten, welche bereits getätigt wurden, nicht für die Angebotslegung relevant sind, sondern nur die variablen Kosten des Betriebs. Zur Überprüfung dieser hat das Bundeskartellamt die Einsatzkosten (Grenzkosten)

¹ Auch andere Länder in Europa und weltweit.

blockscharf bei den einzelnen Erzeugern abgefragt. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass es bei der Bewertung nach dem Grenzkostenmodell Einschränkungen gibt. Die sogenannten „sprungfixen Kosten“ treten vor allem bei groben Zustandsänderungen von Kraftwerken auf und gehören eigentlich nicht zu den variablen Kosten. Diese beschreiben in erster Linie die Mehrkosten für das An- und Abfahren von Kraftwerken. Das Bundeskartellamt hat sich jedoch dafür entschieden, bei der Kostenbetrachtung diese Kosten auf die variablen Betriebskosten umzulegen.

1.2 ZIEL DER ARBEIT

Im Rahmen der Arbeit werden mittels Berechnungen mögliche Wege des Wandels in der Elektrizitätswirtschaft aufgezeigt, um Entscheidungsträgern in Politik und Wirtschaft eine Hilfestellung bei der Bewertung diverser Ansätze bieten zu können. Deswegen werden einige bestehende Ansätze zu Kapazitätsmärkten mittels Simulationsrechnungen im Modell ATLANTIS umgesetzt und bewertet, wodurch Abschätzungen der Auswirkungen möglich werden. Die Berechnungen beziehen sich vorwiegend auf die Betrachtung von Deutschland als „alleinstehendes“ Marktgebiet ohne Anbindung an Europa. Berechnungen bei denen dies nicht der Fall ist werden eigens gekennzeichnet.

Die Einbindung der Nachfrage in den Diskussionsprozess wird angestoßen, indem Auswirkungen von verschiedenen Demand Side Management (DSM) -Potential-Umsetzungen berechnet und dargestellt werden. Es wird in der Arbeit versucht den Zugang zur Problematik der Kapazitätsmechanismen und zu einigen Herausforderungen vor denen die Elektrizitätswirtschaft in den nächsten Jahren und Jahrzehnten steht aufzugreifen, und auf möglichst einfache Weise darzustellen und zu erklären.

Weiters wird ein eigener Ansatz zu Kapazitätsmechanismen vorgestellt, der sowohl Anreize für den Bau von Kraftwerken zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bietet, als auch die Gewinne der Kraftwerksbetreiber begrenzt.

1.3 AUFBAU DER ARBEIT

Nach der Umschreibung der gegebenen Problematik und diversen begrifflichen Definitionen zum Zweck der eindeutigen Lesbarkeit des Dokumentes in der Einleitung, folgen grob unterteilt fünf weitere Teile.

In Kapitel 2 werden die Ergebnisse der Arbeit und die Forschungsfragen aufgrund derer der Autor sich mit der Thematik beschäftigt hat, kurz angerissen und die Ergebnisse in sehr kompakter Weise zusammengefasst.

In den Kapiteln 3 und 4 betrachtet der Autor allgemein die Nachfrageseite in der Elektrizitätswirtschaft, sowie konkrete Ergebnisse eines Projektes welches von Seiten der TU Graz von ihm geleitet wurde. Dort werden Potentiale und mögliche Anwendungen von Demand Side

Management (DSM) in Österreich aufgezeigt. Außerdem bilden diese Untersuchungen die Grundlage für die Hochrechnung des Potentials in Deutschland, mit dem anschließend die Variation des Verbrauchs und dessen Auswirkungen untersucht werden.

Das Kapitel 5 stellt eine Literaturrecherche dar, aufgrund derer die Berechnungen für verschiedene Kapazitätsmarktdesigns durchgeführt werden. Außerdem holt sich der Autor hier die Anregungen zur Umsetzung seines eigenen Vorschlags für einen Kapazitätsmechanismus.

Die Kapitel 6, 6.1, 7 und 8 befassen sich mit der Beschreibung, Durchführung und Ausführung der Simulationen. Dabei werden alle zum Verständnis notwendigen Parameter beschrieben, sowie die Eingriffe in das Modell erklärt und die Ergebnisse auf vergleichbare Weise ausgewertet.

Abschließend findet in Kapitel 9 die Zusammenfassung der Ergebnisse und Erkenntnisse der Arbeit statt. Weiters wird in diesem Kapitel ein kurzer Ausblick über mögliche Erweiterungen des erarbeiteten Ansatzes geliefert, sowie ein Resümee über die Arbeit gezogen.

Im Anhang werden noch einige Kommentare zur Thematik seitens nationaler und internationaler Forscher und Entscheidungsträger auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft angeführt. Außerdem werden Detailergebnisse zu den Simulationen dargestellt, auf die aus Gründen der Lesbarkeit im Hauptteil der Arbeit verzichtet wird.

2 FORSCHUNGSFRAGEN UND DEREN BEANTWORTUNG

Um dem Leser eine kurze Übersicht über die behandelten Fragen in dieser Arbeit mit einem Abriss der Ergebnisse zu geben, werden in diesem Abschnitt vier zentrale Fragen die in dieser Arbeit behandelt werden aufgezeigt, und je ein zentrales Ergebnis daraus dargestellt.

2.1 LANGFRISTIGE BETRACHTUNG DER VOLLKOSTENDECKUNG BEI BETRIEB EINES KRAFTWERKS IN ZEITEN DER ENERGIEWENDE

Die Bedingungen in der Elektrizitätswirtschaft ändern sich in den letzten Jahren so rasant wie schon lange nicht mehr. Nichtsdestotrotz gelten gerade hier einige unumstößliche Besonderheiten wie Langlebigkeit, Kapitalintensität, lange Vorlaufzeiten und weitere. Bedingt durch diese Besonderheiten werden in dieser Arbeit verschiedene Forschungsfragen behandelt, allen voran die Frage ob die derzeitige Marktstruktur langfristig eine funktionierende Elektrizitätswirtschaft gewährleisten kann.

2.1.1 BEDARF AN KAPAZITÄT

In den letzten Jahren bestand in Europa, jedenfalls aber in Deutschland und Österreich, keine Unterdeckung der physikalischen Kraftwerksleistung. Deutschland sieht sich allerdings mit mehreren schwierigen Umständen in der Zukunft konfrontiert. Dies ist gut aus dem Vergleich des Scenario Outlook and Adequacy Forecast der europäischen Übertragungsnetzbetreiber von 2011 (ENTSO-E, 2011, S. 113) und 2013 (ENTSO-E, 2013, S. 64) erkennbar.

Der wohl wichtigste Punkt ist die notwendige Winter- oder Kaltreserve, die das Höchstspannungsnetz unterstützen soll. Hier fehlen speziell im südlichen Teil Deutschlands Erzeugungskapazitäten um einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können. Zusätzlich zu dieser Problematik melden immer mehr Kraftwerksbetreiber Stilllegungen von Anlagen bei der Bundesnetzagentur an (Bundesnetzagentur, 2014).

Ein Teil der Problematik ist vermutlich der aufgebauten Überkapazität bis Anfang der 2000-er Jahre geschuldet (Matthes & Ziesing, 2008, S. 17). Mit der Liberalisierung kam dann eine Zeit der Ungewissheit und es wurde dementsprechend wenig in Kraftwerke investiert. Deswegen ist der aktuelle Kraftwerkspark überaltert. Der vermeintliche Hauptauslöser der momentanen Problematik ist jedoch der massive Zubau von Anlagen mit (dargebotsabhängiger) erneuerbarer Erzeugung EE in den letzten Jahren. Durch diesen Zubau haben sich mehrere schwierige Umstände ergeben. Ein beträchtlicher Teil der Energieproduktion wird durch EE bereitgestellt, was bei konventionellen Kraftwerken zu geringeren Einsatzzeiten pro Jahr führt. Konventionelle Kraftwerksbetreiber kalkulieren ihre Investition jedoch mit einer wahrscheinlichen Betriebsstundenzahl, um ihre Fixkosten durch die Deckungsbeiträge am

Energiemarkt erwirtschaften zu können. Bei ständig sinkenden Einsatzzeiten wird dies zunehmend ein Problem. Des Weiteren bieten EE praktisch mit Kosten von null Euro an der Strombörse an. Die verdrängten (teuren) Kraftwerke bieten die Grundlage der Investitionskalkulation von Grund- und Mittellastkraftwerken, denn es wird vor dem Bau eines Kraftwerks ebenso ein gewisser Börsenpreis angenommen.

Benötigt werden konventionelle Kraftwerkskapazitäten trotz der sinkenden Einsatzzeit und des sinkenden Preises jedoch sowohl für die Deckung der Jahreshöchstlast², als auch für netzstützende Maßnahmen. Dabei stellt sich bei den momentanen Marktbedingungen die Frage, inwieweit zukünftige Investitionen durch einen reinen Energiemarkt garantiert werden können.

2.1.2 ERGEBNISSE DER MODELLRECHNUNG

Die Modellrechnungen für das deutsche Marktgebiet haben bis 2035 einen minimalen Bedarf an konventionellen Kraftwerkskapazitäten im Umfang von 19,2 GW ergeben. Der Bedarf an neuen Kapazitäten ist an zwei Bedingungen geknüpft: Zum einen wird hier von einer Lastdeckung innerhalb von Deutschland ausgegangen, und zum anderen werden alle Kraftwerke die mit 1.1. 2012 am Netz sind an den gleichen Standorten und mit derselben Leistung weiterbetrieben. Die beschriebene Zubaukapazität sieht allerdings Betriebsjahren entgegen, die von sinkende Einsatzzeiten und geringen Börsenpreisen geprägt sind, wodurch nur schwer Investoren zu finden sein werden.

Als konkretes Ergebnis der Modellrechnung kann nur eine Empfehlung für Gasturbinen als Neubau Kapazität abgegeben werden, da die Einsatzzeiten unter einem Bereich von 100 Volllaststunden pro Jahr liegen. Im Sinne geringer Investitionskosten kann keine andere Technologie in Betracht gezogen werden. Benötigt wird der Zubau jedoch aus Gründen der Versorgungssicherheit³ zur Jahreshöchstlastzeit und aus Gründen der Netzsicherheit und Stabilität⁴. Deswegen muss diese Kapazität auch in diesem Umfang, ungeachtet der geringen Einsatzzeiten, umgesetzt werden. In den wenigen Stunden des Kraftwerkseinsatzes sind die Zubaukraftwerke die preissetzenden, wodurch Deckungsbeiträge nur in geringem Maße erwirtschaftet werden können und die Investition, ohne einen Anreiz dazu, nicht von einem wirtschaftlich agierenden Unternehmen getätigt werden würden. In Abbildung 1 werden die Einsatzzeiten der Zubaukapazitäten in den ausgewählten Jahren 2022, 2030 und 2035 dargestellt.

² Dieser Umstand bekommt mit jedem zusätzlichen MW an dargebotsabhängiger Energie mehr an Bedeutung.

³ Eine Sicherheitsmarge von 5 % wie sie von der ENTSO-E berechnet wird ist in dieser Betrachtung inkludiert (ENTSO-E, 2013).

⁴ Der Zubaualgorithmus des Modells ATLANTIS untersucht den Lastfluss im Netz und baut aufgrund der Nachfrage und der Netzgegebenheiten Kraftwerke zu.

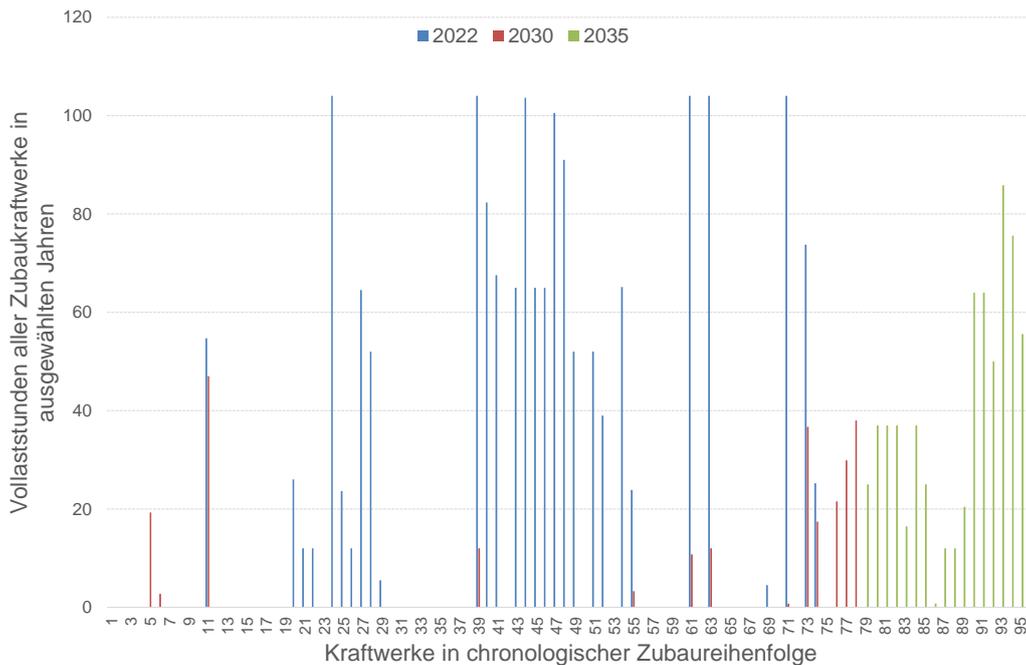


ABBILDUNG 1: KRAFTWERKSEINSATZ ALLER 96 ZUBAUKRAFTWERKE DES BASISZENARIO (ENERGY-ONLY-MARKT) IN AUSGEWÄHLTEN JAHREN

Ein weiterer Aspekt, der die Deckung der Vollkosten für die notwendigen Zubaukapazitäten ausschließen lässt, ist die Tatsache, dass einige Kraftwerke nur für die Reservehaltung bei ungeplanten Ausfällen unter gleichzeitiger Erfüllung der Sicherheitsbedingung (ENTSO-E, 2013) benötigt werden. Diese Kraftwerke weisen Volllaststunden von null auf, wie aus Abbildung 1 deutlich ersichtlich ist. Die Ergebnisse Energiewirtschaftsinstituts zu Köln (EWI Köln, 2012) unterstützen diese Ergebnisse.

2.2 NOTWENDIGKEIT UND MÖGLICHE UMSETZUNG EINER LEISTUNGSVERGÜTUNG FÜR KRAFTWERKS BETREIBER

Aus den Ergebnissen der ersten Forschungsfrage kann direkt abgeleitet werden, dass eine Leistungsvergütung für Zubaukraftwerke notwendig sein wird. Die Zubaukraftwerke sind wiederum notwendig zur Sicherstellung der benötigten gesicherten Leistung im System. In der Arbeit werden mehrere Ansätze theoretisch beleuchtet, und in weiterer Folge bei einigen die möglichen Auswirkungen berechnet. Die konkreten Berechnungen werden für einen reinen Energiemarkt, einen Markt für Strategische Reserve und für Versorgungssicherheitsverträge in Anlehnung an die Vorschläge von EWI Köln, sowie eine Ansatzvariante des Autors berechnet. Dabei zeigt sich, dass ein zukunftsorientiertes Marktdesign davon geprägt sein muss, dass die Versorgungssicherheit durch Investitionsanreize gewährleistet wird.

2.2.1 ÜBERSICHT DER ANSÄTZE

Insgesamt werden vier Varianten von Kapazitätsmechanismen mit verschiedenen Szenarien in den Simulationen überprüft. Diese sind:

- **Der energy-only-Markt:** Hier werden die derzeitigen Verhältnisse der Elektrizitätswirtschaft für ein abgetrenntes deutsches Staatsgebiet durchgeführt. Durch die fehlenden Austauschkapazitäten werden Zubauten notwendig, die unter den bestehenden Rahmenbedingungen bewertet werden.
- **Die Strategische Reserve (SR):** Im Fall der Strategischen Reserve werden Kraftwerke des Zubaus nicht in die Merit-Order wie sie im reinen Energiemarkt gebildet wird integriert. Diese Kraftwerke erhalten Zahlungen im Ausmaß ihrer Investitionskosten plus einer gewissen Gewinnmarge garantiert, und werden somit von einem Investitionsrisiko entkoppelt. Bei der Energiedeckung erhalten sie nur noch die tatsächlichen variablen Kosten des Betriebs, da sie auf keine Deckungsbeiträge mehr angewiesen sind. Bei Einsatz eines solchen SR Kraftwerks erhalten alle anderen Kraftwerke im Markt einen sogenannten Auslösepreis. Dieser wird in den vorgeschlagenen Ausführungen als eine Art Knappheitspreis präsentiert, der durch sein sporadisches Auftreten die Deckungsbeiträge anderer Kraftwerke sicherstellen soll, und in weiterer Folge Investitionen außerhalb der SR anreizen soll. Hier sieht der Autor jedoch eine „self-destroying-prophecy“. Wenn Kraftwerke außerhalb des Reservemarktes zugebaut werden, dann verringern sich die Zeiten in denen der Auslösepreis am Markt erreicht wird. Dadurch fallen diese zusätzlichen Deckungsbeiträge, mit denen unter Umständen kalkuliert wurde, wieder weg.
- **Die Versorgungssicherheitsverträge:** Bei den Versorgungssicherheitsverträgen wird sowohl für den Markt für Kapazität, als auch für den Energiemarkt eine Einheitsbepreisung durchgeführt. Der Energiemarkt wird nur durch eine Preisbegrenzung aufgrund von Verfügbarkeitsoptionen für jene Personen die sich im Vorfeld mit Kapazität eingedeckt haben begrenzt und bleibt sonst unverändert. Der Leistungsmarkt der sich ausbilden soll, versucht in jedem Jahr die notwendige Leistung bereitzustellen. Falls dies durch Bestandskraftwerke nicht möglich ist, so wird ein Zubaubedarf ermittelt. Dieser wird dann mit den günstigst möglichen Geboten (der Autor geht von Gasturbinen aus) gedeckt. Die dafür anfallenden Investitionskosten werden dem Kraftwerk auf 15 Jahre rückerstattet. Alle anderen Kraftwerke erhalten diese Leistungsvergütung genau in dem Jahr in dem Zubaubedarf besteht.
- **Ansatz des Autors:** Beim Ansatz des Autors werden die positiven Aspekte der einzelnen Ansätze kombiniert. Der Energiemarkt leistet in seiner Funktion als Kraftwerks-Einsatz-Optimierungs-Tausch-Börse gute Dienste und wird in seiner Ausführungsweise nur in sehr geringem Maße verändert. Einzig die Einschränkung des Börsenpreises für jene Kunden die sich mit Leistung eingedeckt haben und dafür bezahlen wird implementiert. Die Kraftwerke des Zubaus an sich werden mit einer

Leistungsvergütung in Höhe ihrer Investitionskosten plus Verzinsung von 5 % (nominell) vom Investitionsrisiko entbunden. Dafür erhalten sie am Energiemarkt nur mehr ihre tatsächlichen variablen Kosten erstattet, befinden sich aber normal gereiht in der Merit-Order. Andere Kraftwerke erhalten wiederum den Leistungspreis in einem Jahr in dem Zubau notwendig wird, jedoch nur bis zu einer Altersbegrenzung von 15 Jahren. Diese Altersfrist wird vom Autor deswegen verwendet, weil die Vergütungen für Investitionen in den meisten Ansätzen mit 15 Jahren angegeben werden. Wenn nun solche investitionsgeförderten und voll bezahlten Kraftwerke aus dem Kapazitätsmechanismus ausscheiden, dann würden sie ungerechtfertigte Gewinne erzielen, was aus Sicht des Autors nicht wünschenswert ist. Außerdem kann solch eine Vergütung als „Starthilfe“ für Grundlastkraftwerke gesehen werden, die aufgrund ihrer hohen Investitionskosten nicht als Zubaukraftwerke in Frage kommen. Fix rechnen kann man mit dieser Starthilfe zwar nicht, aber je mehr Kraftwerke in den nächsten Jahren stillgelegt werden, desto wahrscheinlicher wird sie.

2.2.2 ERGEBNISSE DER MODELLRECHNUNG

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen jedenfalls, dass ein Bedarf an neuen Kraftwerken in Deutschland in den nächsten Jahren entsteht. Der Einsatz solcher Zubaukraftwerke wird sich jedoch auf wenige Stunden im Jahr beschränken. In dieser Zeit könnten nicht genügend Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden, damit ein wirtschaftlich agierendes Unternehmen solch eine Investition tätigen würde. Aus diesem Grund werden Abgeltungen für die Bereitstellung von Leistung in den nächsten Jahren kommen müssen. Als Ergebnis der Modellrechnungen werden in Abbildung 2 exemplarisch die notwendigen durchschnittlichen Eigenwirtschaftlichkeitspreise EWP im Fall des energy-only-Marktes den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb gegenübergestellt (Statista, 2014). Dabei sollte darauf Bedacht genommen werden, dass die durchschnittlichen EWP in den Berechnungen nur den reinen Energiekosten entsprechen. Das heißt, eine positive Differenz der Kosten, welche nur im Fall der Grundversorgung auftritt, bedeutet noch nicht zwangsläufig, dass die deutschen Energieversorger in ihrer Gesamtheit positiv wirtschaften können. Außerdem geht der Autor davon aus, dass sich die Kunden in Zukunft aufgrund der steigenden Energiepreise verstärkt mit diesem Thema auseinandersetzen werden, und damit eher der Fall „Vertragswechsel“ oder „Lieferantenwechsel“ als Referenzpreis herangezogen werden sollte. Deswegen wird vom Autor davon ausgegangen, dass eine Kapazitätsabgeltung in Zukunft notwendig sein wird. Die bestmögliche Ausführung dieser wird tendenziell beim Ansatz des Autors oder einer Variation der Versorgungssicherheitsverträge von EWI (EWI Köln, 2012) gesehen.

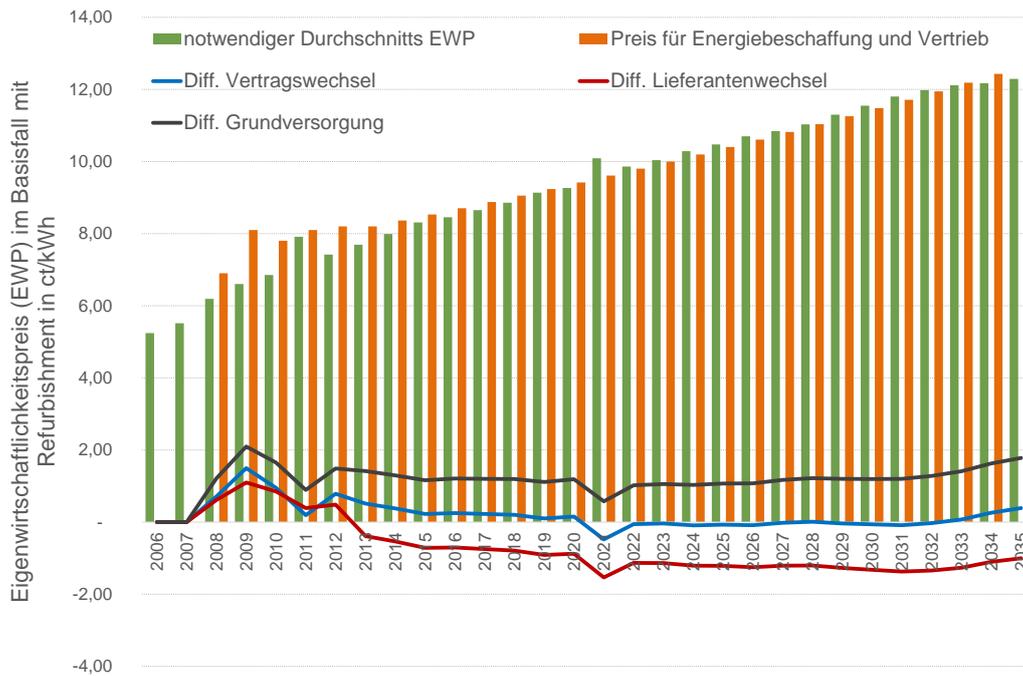


ABBILDUNG 2: NOTWENDIGER DURCHNITTSERLÖS ALLER DEUTSCHEN ENERGIEVERSORGER GEGENÜBER DEN MÖGLICHEN ERLÖSEN FÜR ENERGIEBESCHAFFUNG UND VERTRIEB (QUELLE: (STATISTA, 2014), EIGENE BERECHNUNG DES BASISFALLS MIT REFURBISHMENT)

2.3 BEITRAG DER KUNDEN ZUR LÖSUNG DES PROBLEMS

Die Nachfrageseite des Kapazitätsmarktes wird aufgrund der geringen Vorlaufzeit mit der Demand Side Management Maßnahmen bestimmt werden können oft vernachlässigt. Hier soll aufgezeigt werden, welches Potential durch Lastverschiebung, ohne Einsparung von Energie, aufgebracht werden kann.

2.3.1 DIE PROBLEMSTELLUNG

Die Nachfrage nach elektrischer Energie/Leistung wird durch die Endkunden bestimmt. Würden nicht bestimmte Kunden zum gleichen Zeitpunkt dieses Gut in Anspruch nehmen wollen, so würde kein Spitzenlastproblem vorliegen. Ein Spitzenlastproblem ist dadurch definiert, dass die Nachfrage nach diesem Gut im zeitlichen Verlauf nicht konstant ist, und eine oder mehrere ausgeprägte Spitzen aufweist. Da also die Nachfrage die Ursache der Problemstellung ist, ist es auch sinnvoll hier einen Lösungsansatz vorzuschlagen.

2.3.2 ERGEBNISSE DER MODELLRECHNUNG

Es werden in den Modellrechnungen einige Varianten einer Lastveränderung auf eine rein deutsche Variante (Lastdeckung ausschließlich national) simuliert. Dabei ist das Ergebnis der möglichen Lastsenkung durch Verbrauchsverlagerung deutlich ausgefallen. In den Modellrechnungen, welche mit einem 5 %-igen Aufschlag in Anlehnung an die Berechnungsmethode der ENTSO-E durchgeführt wurden (ENTSO-E, 2013), hat bei der geringsten, und

somit als am realistischsten anzunehmenden Lastverringern, am meisten Einsparungspotential gezeigt. Konkret bedeutet dies, dass bei einer Verlagerung von drei GW der Spitzenlast insgesamt 40 Stunden des Jahres betroffen wären, welche in der Berechnung einen Energieinhalt von 39 GWh haben. Wenn diese um ein bis vier Stunden nach hinten geschoben werden, so können Spitzenlast-Zubaukraftwerke in einem Umfang von 3.800 MW eingespart werden. Die Gegenüberstellung der Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 3 dargestellt. Kritisch anzumerken sind die Volllaststunden die diese Kraftwerke im Schnitt pro Jahr benötigt werden. Diese sind so niedrig, dass die einzig sinnvolle Variante das Aufstellen von Gasturbinen, gegebenenfalls mit einem geringen Anteil an GuD-Anlagen, sein wird.

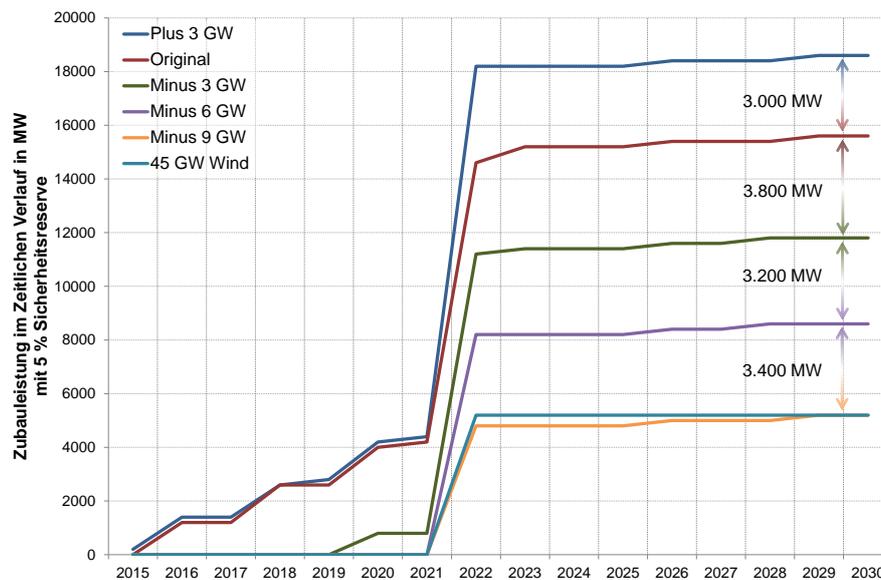


ABBILDUNG 3: KRAFTWERKSZUBAUBEDARF BEI VERSCHIEDENEN NACHFRAGEFÄLLEN UND 5 % SICHERHEITSRESERVE ZUR JAHRESHÖCHSTLASTZEIT

2.4 VERHALTEN VON KAPAZITÄTEN EINES NATIONALEN ANSATZES IM EUROPÄISCHEN KONTEXT

Die Betrachtung der Leistungsdeckung für ein eigenstehendes deutsches Marktgebiet wird deswegen in dieser Weise durchgeführt, da die momentanen Lösungsvorschläge aus deutschen Quellen von solch einer Variante ausgehen, und da die EU bereits in der 2. Binnenmarkttrichtlinie (Europäisches Parlament und Rat, 2003) eine nationale Deckung der Spitzenlast aus Sicherheitsgründen angibt. Trotzdem ist es aus Sicht des Autors nicht zielführend, dass jedes eigene Land in Europa seinen eigenen Kapazitätsmarkt ausführt. Durch solch ein Verhalten werden Überkapazitäten gefördert und der Wettbewerb der durch die Liberalisierung verstärkt werden sollte wird wieder eingeschränkt.

2.4.1 ERGEBNISSE DER MODELLRECHNUNG

Der Umstand der Überkapazitäten ist zum Teil aus den Rechnungen des Basisfalls (19,2 GW Zubaukapazität) im europäischen Kontext, jedenfalls aber bei der Berechnung zur Strategischen Reserve, ersichtlich. In dem hier untersuchten konservativen Fall bei dem alle außer Betrieb gehende Kraftwerke in Deutschland wieder mit gleicher Leistung am gleichen Standort ans Netz gehen, und der Verbrauch in Deutschland nicht steigt, sind diese Zubauten nur in wenigen Ausnahmefällen notwendig (Redispatch). In der europäischen Simulation zur Strategischen Reserve werden diese gar nie mehr eingesetzt, was auf den hohen Angebotspreis von 1.500 € je MWh zurückzuführen ist. Wenn man in diesem Fall von keiner rein deutschen Leistungsautarkie ausgeht, dann sind diese Kraftwerke zu 100 % redundant. Die Prämisse des Baus dieser Kraftwerke ist allerdings die Leistungsautarkie (Europäisches Parlament und Rat, 2003) von Deutschland in einem „Notfall“ und deswegen sind sie, für die theoretischen Betrachtungen in dieser Arbeit, gerechtfertigt.

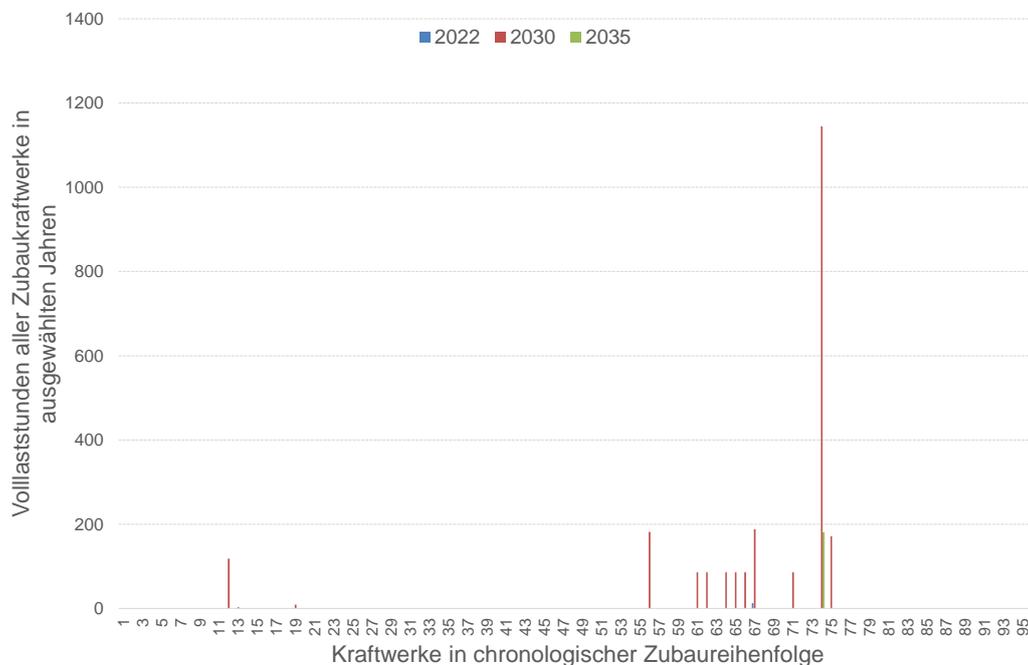


ABBILDUNG 4: EINSATZZEITEN ALLER 96 ZUBAUKRAFTWERKE DES SZENARIOS MIT REFURBISHMENT IM EUROPÄISCHEN KONTEXT (45 GW WINDAUSBAU BIS 2030 SIND EBENFALLS BEINHALTET)

Für den Fall eines energy-only-Marktes würden diese Kraftwerke aufgrund der fehlenden Möglichkeit Deckungsbeiträge zu erwirtschaften natürlich nie gebaut werden. Aus diesem Grund ist ein Kapazitätsmechanismus in diesem Fall zwingend notwendig wenn die Leistungsautarkie erreicht bzw. beibehalten werden soll. In Abbildung 4 wird dargestellt, wie viele Volllaststunden die 96 Zubaukraftwerke der Basissimulation, eingebettet ins europäische Umfeld, tatsächlich leisten. Dabei wurde der Ausbau von 45 GW Windkapazität bis 2030, der in allen Simulationen zu Kapazitätsmärkten berücksichtigt wird, in die Berechnung mit inkludiert. Nur im Jahr 2030 ergeben sich aufgrund des Redispatchbedarfs signifikante Einsatzzeiten einiger weniger Kraftwerke. Genauer gesagt haben 83 der 96 Zubaukraftwerke

in diesem Szenario nie produziert, obwohl sie für eine nationale Leistungsdeckung benötigt werden. Die 13 Kraftwerke die tatsächlich eingesetzt werden sind ausschließlich zu Redispatchzwecken ans Netz gegangen.

3 DIE EINBINDUNG DES VERBRAUCHS IN KAPAZITÄTSMÄRKTE

Die Endkunden sind die Nachfrager von Leistung und Energie und bilden somit, neben den Erzeugern, die Grundlage für den Markt.

3.1 DIE PROBLEMSTELLUNG

Die Trennung von Energie und Leistung vor allem am Endkundensektor entspricht nicht den tatsächlichen Anforderungen an die Elektrizitätswirtschaft. Primär wird vom Kunden die Energie – als Fähigkeit Arbeit zu verrichten – wahrgenommen. Jedoch gehört dazu auch immer die notwendige Menge an Leistung zum richtigen Zeitpunkt. Dadurch ist es nicht nachvollziehbar, dass der Endkunde nicht mit den notwendigen Kosten für diese Leistungsvorhaltung konfrontiert wird. Weiters ist es aus Sicht des Autors nicht adäquat eine Einheitsbepreisung für Energie zu veranschlagen. Durch diese Art der Verrechnung wird dem Kunden kein Signal gegeben, wie hoch die tatsächlichen Kosten der Stromproduktion sind. Ohne diesen Kosteneinblick ist es auch nicht zu erwarten, dass Kunden ihren Verbrauch zu Spitzenlastzeiten einschränken. Abbildung 5 stellt die Jahresdauerlinie (JDL) von gesamt Deutschland in blau dar. In grün mit schwarzen Konturen ist der jeweils dazugehörige Beitrag der Haushalte zur Gesamtnachfrage dargestellt.

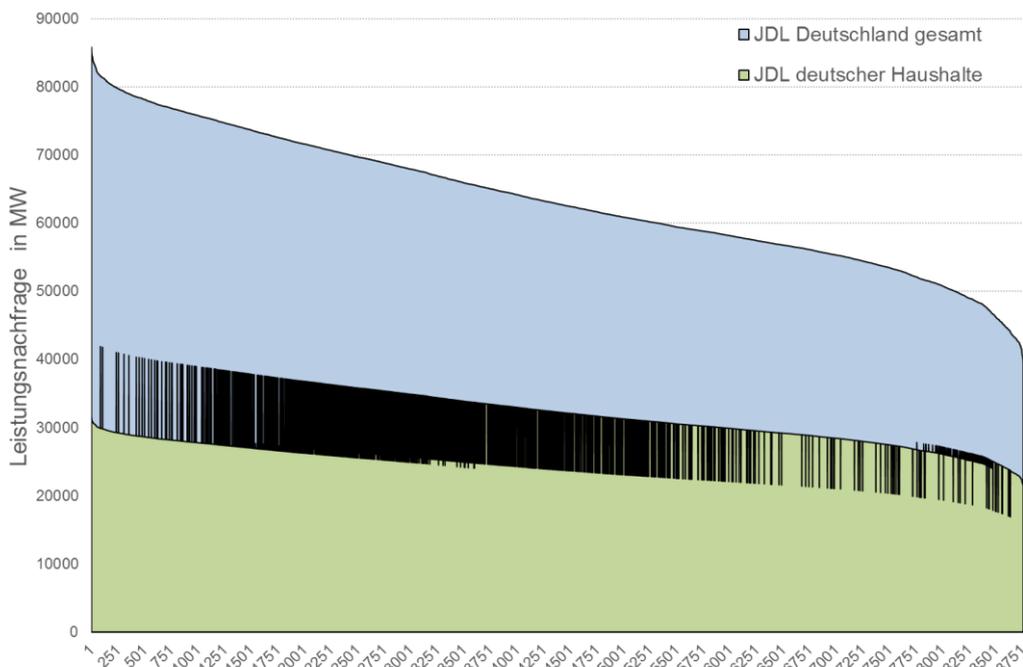


ABBILDUNG 5: JAHRESDAUERLINIE (2010) DER DEUTSCHEN HAUSHALTE UND VON GESAMT DEUTSCHLAND LAUT NEMO I GUTACHTEN (QUELLE: (CONSENTEC, 2012A); EIGENE DARSTELLUNG)

Die Daten stammen aus dem Gutachten NEMO I (Consentec, 2012a) und wurden vom Autor aufgearbeitet und dargestellt. Dabei kann deutlich erkannt werden, dass der Beitrag der

Haushalte zur Spitzenlast (erweitert auf 200 h) doch stark variieren kann, weshalb der Endkunde auch für seinen Beitrag zur Spitzenlast bezahlen sollte. Der Einfluss der Last auf den notwendigen Kapazitätszubau wird in weiterer Folge in der Arbeit noch überprüft.

3.1.1 DAS THEMA ENERGIE

Die Energie ist das, was von Laien umgangssprachlich als „Strom“ bezeichnet wird. Sie wird im Haushaltsbereich geläufiger weise als Kilowattstunde (kWh) bezeichnet, am Markt als Megawattstunde (MWh) gehandelt und bezogen auf ein Land in Gigawattstunden (GWh) oder Terawattstunden (TWh) erzeugt bzw. verbraucht. Die Energie lässt uns und unsere elektrischen Geräte Arbeit verrichten. In der derzeitigen Marktstruktur, welche ein „energy only“ Markt ist, werden Stromgeschäfte in Form von MWh für gewisse Zeitbänder entweder over the counter OTC, oder an der Strombörse getätigt.

Der Energie-Begriff soll im Zusammenhang mit der Energiewende in Deutschland näher erklärt werden. Dabei wird von konventionellen Energieerzeugungsmethoden, im Speziellen die Kernenergie, abgesehen und die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien wird gefördert. Dieser Umstand ist grundsätzlich erstrebenswert, jedoch ist dies mit einigen Problemen verbunden (Mundt, 2012). Neben der Problematik des Energietransports (elektrisches Netz), welches hier nicht näher erläutert werden soll, ergeben sich vor allem Herausforderungen bei der Sicherstellung der Energieversorgung – ein Kapazitätsproblem. Aufgrund der Energiewende ist zu erwarten, dass in Zukunft vermehrt eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch stattfinden wird. Diesem Umstand kann einerseits durch neue Speicher entgegengewirkt werden, und andererseits müssen konventionelle Kapazitäten als Reserve für wind- und sonnenarme Zeiten bereitstehen. Weiters ist zu erwarten, dass bei vermehrter Einspeisung erneuerbarer Energien die Betriebs- bzw. Volllaststunden bestehender Kraftwerke zurückgehen, da Kohle- und Gaskraftwerke aus dem Mittellastbereich der Merit Order in den Spitzenlastbereich verdrängt werden. So könnten Anlagen die derzeit eine Volllaststundenanzahl im Bereich 5.000-6.000 aufweisen bereits in wenigen Jahren nur noch für 2.500-3.000 Stunden benötigt werden. Dadurch fehlen dann die Deckungsbeträge für die Fixkosten der Kraftwerke. Es ist jedoch kaum zu erwarten, dass durch fehlende Investitionen in konventionelle Kraftwerke ein schwerwiegendes Energieproblem auftreten wird. Der Energiebedarf kann prinzipiell durch erneuerbaren Energien gedeckt werden, jedoch wird diese Energie nicht bedarfsgerecht erzeugt. Dies könnte schlechtesten Falls zur Energieverschwendung in Zeiten des Sonnenscheins und Windes führen. Zugleich können sich diese fehlenden Investitionen fatal in verbrauchsstarken Perioden (Winter, Abend), in denen Energie aus Wind- und PV-Anlagen nicht sicher zur Verfügung stehen, auswirken (Fath, 2011). Deswegen ist im Speziellen die Betrachtung der Leistung erforderlich.

3.1.2 DAS THEMA LEISTUNG

Die elektrische Leistung ist der Quotient aus Arbeit (Energie) pro Zeiteinheit. Gängig für die Bestimmung der elektrischen Leistung ist die mittlere Energieaufnahme eines Kunden in einer Viertelstunde oder einer Stunde. So entspricht der Konsum einer MWh in einer Stunde gleich einer mittleren Leistung von einem Megawatt. Bei solch einer Betrachtung wird vernachlässigt, dass beispielsweise auch sechs Megawatt in einem Zeitband von zehn Minuten bezogen werden können. Erfolgt kein weiterer Bezug in der besagten Stunde, so verbleiben die Energie und die mittlere Leistung bei einer MWh und einem MW, jedoch die Lastaufnahme beträgt das Sechsfache. Mitunter aus diesem Grund werden große Verbraucher (Industrie) nicht nur energetisch gemessen, sondern auch die Leistungsaufnahme wird protokolliert.

Jeder Bezug von elektrischer Energie bedingt den Bezug von elektrischer Leistung. Daraus, in Zusammenhang mit dem Paradigma der Nicht-Speicherbarkeit und anderen Restriktionen, erfolgt die Bedingung, dass Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt gleich hoch sein müssen. Dementsprechend muss die Erzeugungsseite mit gewissen Sicherheitsreserven die Jahreshöchstlast decken können. Im Bereich des Marktes und der Verrechnung, vor allem bei Endkunden, ist man jedoch von früheren Ansätzen mit Leistungskomponenten bei der Bepreisung von elektrischer Energie weitestgehend wieder abgegangen (Wolter & Reuter, 2005).

Derzeit ist an der Energiebörse kein Platz für die Kosten der Leistung, welche den realen Fixkosten der Anlagenbetreiber entsprechen. Angebote werden ausschließlich aufgrund der variablen Erzeugungskosten⁵ gelegt. In analoger Weise wird auch der Großteil der Endkunden nicht mit den Kosten für Leistung konfrontiert, sondern man bezahlt einen Pauschalbetrag je abgenommener Kilowattstunde (kWh)⁶.

Durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien (EE) verlagert sich die Sicherheitsfrage in der Elektrizitätswirtschaft immer weiter in Richtung der elektrischen Leistungsaufbringung, denn durch die derzeitig vorherrschende Förderpolitik für EE wird diese Fragestellung immer wichtiger werden, da die Investitionen in gesicherte Leistung zunehmend risikobehafteter werden (arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, 2009). Diese Unsicherheit beruht auf zwei Faktoren: die langfristigen klimapolitischen Ziele und der damit verbundenen

⁵ Diese könnte man als Kosten zur Erzeugung der Energie bezeichnen.

⁶ Vor allem städtische Haushalte werden meist mit zwei verschiedenen Preisen abgerechnet (zwei Zähler oder kombinierter Zähler), da hier die Warmwasserbereitung häufig über Boiler in der Nacht mit einem geringeren Preis passiert. Dies stellt einen Anreiz dar die energie- und leistungintensive Tätigkeit der Warmwasseraufbereitung in die weniger ausgelasteten Nachtstunden zu legen.

Bevorzugung von bestimmten Technologien mit geringer gesicherter Leistung, und die verminderten Einsatzzeiten von thermischen Kraftwerken durch die vermehrte Energiedeckung durch EE, wodurch die Planungssicherheit mittel- und langfristig sinkt.

3.2 DAS STANDARDLASTPROFIL

Um den Bedarf von Kunden die nicht leistungsgemessen sind besser antizipieren zu können, werden sogenannte Standardlastprofile benutzt. Dabei wird für verschiedene Kundentypen (teils auch regional) ein anderer Lastgang für die Bedarfsprognose angenommen (APCS, 2013). Durch das Zusammensetzen der Lastgänge in Verbindung mit dem voraussichtlichen Energieverbrauch und der Anzahl der Kunden je Gruppe eines Versorgers, kann somit der Fahrplan für jene Kunden erstellt werden, die selbst keinen Fahrplan abgeben.

3.2.1 AUFTEILUNG DER STANDARDLASTPROFILE

Lastprofile sind sowohl für verschiedene Kundengruppen, als auch für verschiedene Regionen definiert und dienen zur Bedarfsabschätzung. In der Regel werden diese jährlich an die veränderten Bedingungen angepasst. In Tabelle 1 wird eine Auswahl der verschiedenen Standardlastprofile die in Österreich genutzt werden gegeben

TABELLE 1: AUSZUG AUS DEN VERFÜGBAREN STANDARDLASTPROFILIEN QUELLE: (APCS, 2013)

H0	Haushalt	L0	Landwirtschaftsbetriebe allgemein
G0	Gewerbe allgemein	L1	Landwirtschaft mit Milchwirtschaft
G1	Gewerbe werktags 8-18 Uhr	L2	Übrige Landwirtschaft
G2	Gewerbe mit überwiegendem bzw. starkem Verbrauch in den Abendstunden	U0	Warmwasserbereitung unterbrechbar
G3	Gewerbe durchlaufend	U1	Heizung unterbrechbar
G4	Laden/Friseur	B1	Öffentliche Beleuchtung
G5	Bäckerei mit Backstube	ULA	Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung
G6	Wochenendbetrieb	ULB	Warmwasserspeicher mit Tagnachladung
G7	Mobilfunksendestation		Weitere Lastprofile verfügbar

3.3 ANPASSUNG DER BISHERIGEN BETRACHTUNG

In Zeiten des regulierten Strommarktes hatte jeder Erzeuger seine Kunden, und wusste über diese auch Bescheid. Dieser Umstand ist durch die Liberalisierung nicht mehr in dieser Weise gültig. In jüngster Zeit kommt zur Wechselmöglichkeit der Kunden eine weitere ungewisse Komponente hinzu, nämlich jene der reinen Stromhändler.

Ein reiner Stromhändler ist dadurch charakterisiert, dass er keine eigenen Erzeugungskapazitäten aufweist, sondern nur eine ungewisse Nachfrage. Durch ständig wechselnde Kunden und deren unvorhersehbares Verhalten gestaltet sich die Beschaffung an der Börse schwierig. Da Haushaltskunden in der Regel nicht leistungsgemessen sind, kann nun bei einer durchmischten Anbieterstruktur an einem Ortsnetztransformator nicht mehr auf den einzelnen Anbieter rückgerechnet werden. Um dennoch die Versorgung stabil zu halten, ist es notwendig, dass Erzeugungseinheiten bei Unterdeckung einspringen. Hier stellen sich die Fragen: Was sollte einen Erzeuger dazu bewegen einen Ausgleich zu schaffen wenn er mit seinen Kunden kein Problem hat und wie kann die Kostenaufteilung auf die Endkunden verursachergerecht passieren?

3.4 VERURSACHUNGSGERECHTE AUFTEILUNG DER KOSTEN

Das Standardlastprofil als Mittel zur Aufteilung der Leistungskosten auf die Endkunden ist **nicht** adäquat. Hierbei werden alle Kunden gleich behandelt, was in keiner Weise verursachungsgerecht ist. Sehr wohl kann das Standardlastprofil ein Mittel zur Vorausberechnung des Bedarfs der eigenen Kunden sein⁷. Die einzige Überprüfung die Versorger bei Ihren Kunden vornehmen ist die jährliche Energiezählerablesung. Diese ist ein wichtiger Bestandteil des zweiten Clearingprozesses der jeden Monat in Österreich stattfindet. Da dieses zweite Clearing die Daten der Haushaltskunden beinhaltet, muss es dementsprechend lange nach der Lieferung, 15 Monate später, durchgeführt werden. Dabei werden hauptsächlich Korrekturen vorgenommen und die Entnahme durch Endkunden über die Skalierung des Standardlastprofils wird durchgeführt. Außerdem werden etwaige Fehlablesungen oder Kundenwechsel berücksichtigt. Durch diese Art der Verrechnung kann jedoch trotzdem nicht jeder Kunde verursachungsgerecht abgerechnet werden.

Um dies zu verdeutlichen, wird in Abbildung 6 ein APCS H0 Standardlastprofil und die Daten des NEMO I Gutachtens von Consentec eines Haushalts in derselben Zeit des Jahres gegenübergestellt. Da die österreichischen SLP an die deutschen SLP's angelehnt sind, ist dieser qualitative Vergleich aus Sicht des Autors zulässig.

⁷ Für die Prognose zur Beschaffung von Leistung bzw. Energie für Haushalts- und Gewerbe-Kunden werden die Standardlastprofile verwendet. Je größer die Kundenanzahl ist und je mehr man über die regionale Verteilung dieser weiß, desto besser wird diese Vorscheurechnung der Realität entsprechen.



ABBILDUNG 6: VERGLEICH AUSGEWÄHLTER TEILE DES STANDARDLASTPROFILS H0 MIT DEM NEMO I GUTACHTEN (QUELLEN: (APCS, 2013) (CONSENTEC, 2012A); EIGENE DARSTELLUNG)

3.4.1 LEISTUNGSMESSUNG BEI ENDKUNDEN

Derzeit ist im Bereich der Endkunden keine Leistungsmessung vorgesehen. Dies schlägt sich sowohl in der möglichen Beschaffungsgenauigkeit von Energie am Großhandelsmarkt, als auch in der verursachergerechten Aufteilung der Kosten nieder.

Solange keine Leistungsmessung erfolgt, kann keine Aufteilung der Leistungskosten erfolgen. Dadurch ist prinzipiell die Idee der Spitzenlastbepreisung nicht erfüllbar, da hier die Verursacher eines Kapazitätszubaus dafür bezahlen sollen.

Für die Einführung von Kapazitätsmechanismen empfiehlt der Autor daher eine Leistungsmessung für alle Kunden vorzusehen. Eine einfache Möglichkeit könnte die Einführung von Smart Metern bieten, die je nach Ausführung die Aufgabe der Leistungsmessung übernehmen könnten. Andere Möglichkeiten sind Spitzenlastzähler, welche als Zusatz eingebaut werden müssten und wiederum Zusatzkosten verursachen.

3.5 DIE RUNDSTEUERUNG ALS INSTRUMENT DER LASTSTEUERUNG

Für den möglichen Eingriff in das Verbrauchsverhalten der Endkunden gibt es mehrere Möglichkeiten. Die Tonfrequenzrundsteuerung (TFR) und die Funkrundsteuerung (FR) gehören zu den bereits erprobten Methoden auf diesem Gebiet. Durch eine Überlagerung der 50 Hz im Netz mit einer Steuerfrequenz werden bei der TFR mittels kleinen Leistungen Impulse/Befehle an die Rundsteuerempfänger gesendet. Diese bewährte Methode wird beispielsweise für die Warmwasserboiler-Aktivierung in Städten eingesetzt. Durch diverse Überlagerungsprobleme sollten dementsprechend jedoch Kontrollempfänger platziert werden, welche den einwandfreien Betrieb überprüfen (Schwab, 2006).

Die Funkrundsteuerung zielt derzeit vorrangig auf die Synchronisation von Uhren, in diesem Falle Zeitschaltuhren, ab, welche die nachgelagerten Geräte Ein- und Ausschalten. Durch drei Sender in Europa die langwellig ein Signal ausschicken, soll eine besonders hohe Durchdringung auch bei Empfängern in Kellergeschossen realisiert werden. Auch individuelle Befehle könnten hierbei versendet werden um Geräte direkt anzusprechen, jedoch ist dies mit Zusatzkosten verbunden (Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH, 2010).

TABELLE 2: LEISTUNGSUMFÄNGE VON HERKÖMMLICHEN STROMZÄHLERN (DERZEIT), AMR UND AMM SYSTEMEN (ROUZAUD & DIDIERJEAN, 2005)

Funktionalität	Derzeit	AMR	AMM
Energieverbrauchsmessung	X	X	X
Einfache Funktionen (Rundsteuerung)	X	X	X
Einfaches Lastenmanagement (Warmwasserboiler)	X	X	X
Zählerfernauslesung		X	X
Spannungsqualitätsmessung		X	X
Fernabschaltung			X
Fernübermittlung von Preisen			X
Anwendung neuartiger Bepreisungskonzepte (Time-of-use, Real-Time-Pricing...)			X
Erweitertes Lastenmanagement (Leistungsbegrenzung, gesicherte Übertragung)			X
Verringerung nicht-technischer Verluste		X	X
Prepayment-Funktion			X
Möglichkeit zusätzlicher Services (Energieeffizienz, Integration der Messung zusätzlicher Energieträger wie Gas oder Fernwärme)			X

Die dritte und unter den richtigen Umständen vielversprechendste Variante ist die Steuerung mittels Smart Metern. In der dritten Binnenmarkttrichtlinie (Amtsblatt der Europäischen Union, 2009) wird festgehalten, dass in Europa bis 2020 80 % der Endkundenähler Smart Metern sein sollen. Während einige Länder wie Italien diese Vorgabe bereits umgesetzt haben, hinken die meisten europäischen Länder dieser hinterher. Der Umsetzungsgrad ist hier allerdings nicht beschrieben. Um alle Anwendungen von Smart Metern nutzen zu können und damit die Umsetzung einer verbraucherbezogenen Umlage auf die Spitzenlast durchführen zu können, wäre allerdings ein Advanced Meter Management (AMM) notwendig.

In Italien wurde solch eine Struktur nicht umgesetzt. Als wichtigstes Argument für eine geringwertige Umsetzung von Smart Metern werden die Kosten der Infrastruktur und der

Zähler angeführt, wobei der Autor hier das Sparverhalten in Frage stellt. Aus Tabelle 2 kann der Leistungsumfang der einzelnen Systeme entnommen werden.

3.6 DIE VERTRAGSPARTNER ENDKUNDEN UND ERZEUGER

Um einen Kapazitätsmarkt sinnvoll umsetzen zu können müssen sich also die Vertragspartner Endkunden (wahrscheinlich vertreten durch die Regulierungsbehörde oder beispielsweise den Konsumentenschutz) und Erzeuger, auf eine neue Vertragsstruktur zur sinnvollen Verrechnung von Energie und Leistung auf separatem Weg, einigen.

Der entscheidende Punkt ist hierbei der Zeitpunkt der Leistungsverrechnung. Diese Untersuchungen wurden bereits in der Diplomarbeit des Autors „Spitzenlastbepreisung und Smart Meter“ (Hütter, 2010) zum Teil bearbeitet. Exemplarisch werden hier die Jahreshöchstlast (JHL) Stunden des Jahres 2010 in Deutschland laut Daten der ENTSO-E dargestellt (ENTSO-E, 2013). Aufgeteilt werden diese Daten je Monat (Abbildung 7) bzw. Stunde (Abbildung 8) des Auftretens in den Kategorien „500 JHL Stunden“, „88 JHL Stunden“ und „40 JHL Stunden“. Speziell der Fall der 40 Stunden ist interessant, da in Kapitel 8.2 bei der Betrachtung der Nachfrageseite eine Reduktion des Kraftwerkszubaus von 3,8 GW erreicht werden konnte, wenn die 40 höchsten Lastfälle auf das Niveau der „Original“ Lastspitze minus 3 GW gebracht werden. Der Energieinhalt in dieser Periode beträgt lediglich 39 GWh, was ca. 0,7 % des deutschen Energiebedarfs im Jahr 2010 entspricht.

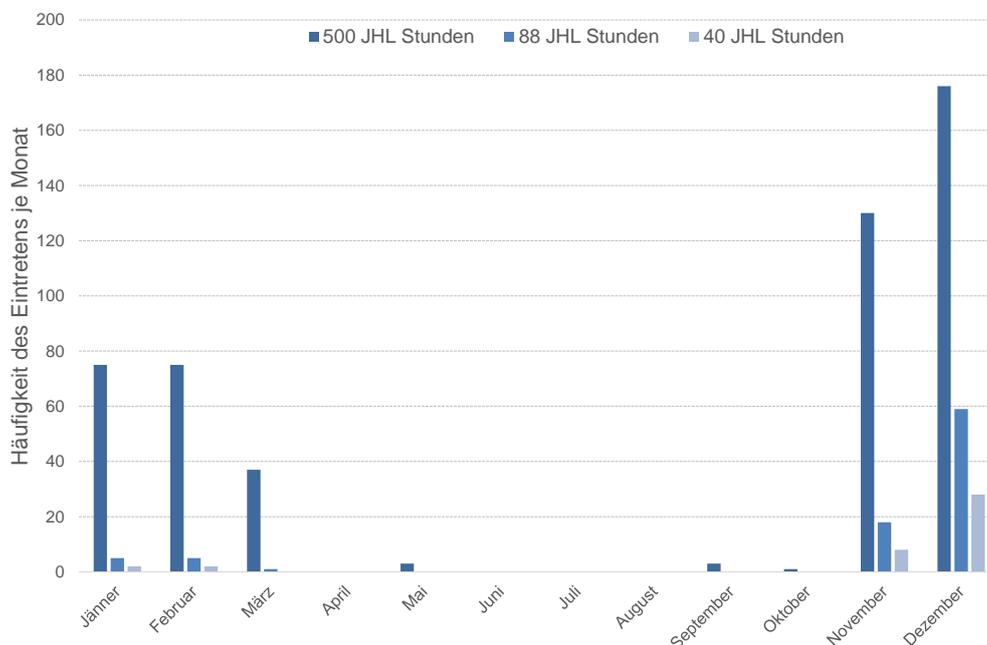


ABBILDUNG 7: AUSWERTUNG DER JHL (2010) IN DEUTSCHLAND NACH MONATEN MITTELS VERSCHIEDENER GRENZWERTE (QUELLE: (ENTSO-E, 2013))

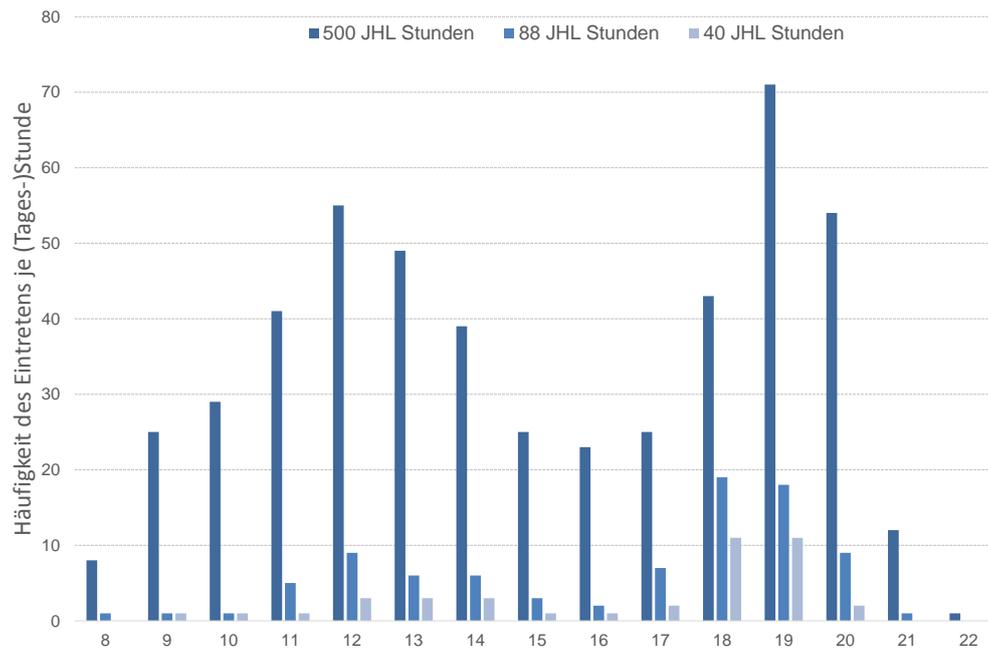


ABBILDUNG 8: AUSWERTUNG DER JHL (2010) IN DEUTSCHLAND NACH (TAGES-) STUNDEN MITTELS VERSCHIEDENER GRENZWERTE (QUELLE: (ENTSO-E, 2013))

Fazit: Aus den obigen Grafiken kann entnommen werden, dass eine Leistungsverrechnung in Ländern wie Österreich oder Deutschland, mit einer ausgeprägten Winterlastspitze, durch eine Verschmierung des Leistungsverbrauchs in den Wintermonaten erfolgen sollte. Personen die beispielsweise im Juli ihre Lastspitze produzieren und damit nicht für den Bau neuer Kraftwerke verantwortlich sind, sollten dementsprechend bei der Leistungsverrechnung begünstigt werden. Hingegen sind jene Kunden die in der Zeit von November bis Februar die meiste Leistung benötigen für die Bezahlung des Neubaus von Kraftwerken heranzuziehen.

3.7 EINE MÖGLICHE LÖSUNG: DIE „OPTION TEMPO“

Frankreich ist bei maßgeschneiderten Tarifen auch für den Endkundenbereich ein Vorreiter in Europa. Für den Autor stellt die „Option Tempo“ eine geeignete erste Näherung für eine verursachergerechte Verrechnung der Kosten auch im Haushaltsbereich dar.

Der Tarif besteht aus zwei Komponenten: einem Preis für die bezogene Leistung, und einer Komponente für Energie. Die aktuellen Daten (EDF, 2013) für 2014 zu diesem Tarif werden in Tabelle 3 angegeben.

TABELLE 3: TARIFÜBERSICHT DER "OPTION TEMPO" MIT ERWEITERUNG DURCH DEN AUTOR QUELLE: (EDF, 2013)

Anschlussleistung in kVA	Kosten inkl. Steuern in € pro Jahr	Kosten je kW inkl. Steuern in € pro Jahr	Blau NT	Blau HT	Weiß NT	Weiß HT	Rot NT	Rot HT
Preis einer kWh (in € inkl. Steuern)								
9	121,01	13,4456	0,0840	0,1003	0,1175	0,1400	0,2142	0,5593
12	194,23	16,1858	0,0840	0,1003	0,1175	0,1400	0,2142	0,5593
15	225,06	15,0040	0,0840	0,1003	0,1175	0,1400	0,2142	0,5593
18	247,02	13,7233	0,0840	0,1003	0,1175	0,1400	0,2142	0,5593
30	617,81	20,5937	0,0840	0,1003	0,1175	0,1400	0,2142	0,5593
36	757,86	21,0517	0,0840	0,1003	0,1175	0,1400	0,2142	0,5593

NT...Niedrigtarifzeit 22 bis 6 Uhr

HT...Hochtarifzeit 6 bis 22 Uhr

Die Umsetzung des Tarifes erfolgt an 300 Tagen im Jahr mit dem „blauen Tarif“, an 43 Tagen mit dem „weißen Tarif“ und an 22 Tagen mit dem „roten Tarif“. Zusätzlich gilt die Einschränkung, dass die Höchstpreistage nur von November bis März ausgerufen werden dürfen, dies nie an Samstagen, Sonntagen oder Feiertagen passiert und nie mehr als fünf aufeinanderfolgende rote Tage sein dürfen. Für die weißen Tage gilt, dass sie nie sonntags auftreten, grundsätzlich sonst ganzjährig ausgerufen werden können, aber in der Historie hauptsächlich von Oktober bis Mai auftraten. Aufgrund der Nachfragestruktur (Anzahl der Höchstlasttage) in Frankreich, Österreich und Deutschland, wäre solch ein Tarif durchaus auch für diese Länder vorstellbar. Ein wichtiger Aspekt dabei ist, dass Frankreich einen Großteil seiner Energie aus Kernkraftwerken deckt, welche eine hohe Betriebsstundenanzahl pro Jahr, bei geringen variablen Kosten, fahren können. Der Aspekt, dass Leistung etwas kostet, und dass zu Spitzenlastzeiten die Energie teurer ist, wird hier allerdings bereits sehr gut hervorgehoben.

4 DEMAND SIDE MANAGEMENT IM ÖSTERREICHISCHEN KONTEXT

Die Wertigkeit eines Megawatts (MW) in der Industrie und für die Elektrizitätswirtschaft sind verschieden. Wohingegen ein Megawatt für die Industrie lediglich bedeutet, dass in einer Stunde die Arbeitsleistung einer Megawattstunde verrichtet werden kann, so kann in Zeiten der Knappheit der Versorgung ein Megawatt für einen Energieversorger einen weitaus höheren Stellenwert haben. Dieses MW kann die Versorgung gewährleisten, die Frequenzhaltung sichern oder einfach nur Kosten bei der Beschaffung vermeiden. Das Projekt EDRC (European Demand Response Center), welches in Kooperation mit den Firmen cybergrid, APG und BriMaTech mit Fördermitteln der Forschungs Förderungsgesellschaft durchgeführt wurde, versuchte Teile dieses Aspekts so gut als möglich zu beleuchten.

4.1 AUFGABENSTELLUNG

Das Projekt dient einerseits zur Ermittlung von Potentialen für Demand Side Management (DSM) in der Industrie in Österreich, und zum anderen zur Ermittlung der möglichen Auswirkungen der Aggregation dieser auf die Elektrizitätswirtschaft.

Der Autor war für die Technische Universität Graz federführend an dieser Studie beteiligt, und einige Ergebnisse werden hier dargestellt und dienen ebenso als Grundlage für eine vereinfachende Betrachtung der Verbrauchereinbindung in Kapitel 7.5 bzw. 8.2.

Im Rahmen des Projektes wurden vom Autor auf eigens geführte Interviews und auf Interviews der Firma BriMaTech aufbauend Hochrechnungen für ein DSM Potential in Österreichs Industrie durchgeführt. Weiters wurden mehrere Anwendungsfälle dieses Potentials untersucht und gegenübergestellt. Ein Auszug der Ergebnisse wird in dieser Arbeit dargestellt. Aufgrund der DSM-Ergebnisse für Österreich, werden Potential-Hochrechnungen auf das deutsche Marktgebiet vorgenommen und deren Auswirkungen mittels verschiedener Simulationen ermittelt.

4.1.1 DAS POTENTIAL FÜR DSM IN ÖSTERREICH

Es finden sich in Österreich diverse Industrien mit großem Potential zur Verschiebung von Lasten. Dies bedeutet nicht, dass Energie eingespart werden soll, sondern lediglich der Zeitpunkt der Konsumation elektrischer Energie wird an die Gesamtlastsituation angepasst. Dies ist vor allem bei der Zement-, Papierindustrie sowie im Sektor Steine und Erden sehr einfach zu erreichen, nämlich durch den Einsatz von Speichern zur Lagerung von Zwischenprodukten. So kann beispielsweise in der Papierindustrie der Holzschliff in einem Silo zwischengelagert werden, und die leistungsstarken Refiner müssen somit nicht zu Spitzenlastzeiten fahren. Solche Beispiele könnten mehrfach angeführt werden. Für diese Details kann der Abschlussbericht zum EDRC Projekt herangezogen werden (Stigler H. , 2013).

4.2 ERGEBNISSE

Im Rahmen des Projektes hat sich bei Österreichs Industrie ein Potential von ca. 320 MW für DSM pro Woche (Stand 2013) ergeben. Dieses Potential steht einerseits hauptsächlich in wenigen, energieintensiven Branchen zur Verfügung, und andererseits teilt es sich hauptsächlich auf die Bundesländer Oberösterreich (OÖ) und Steiermark (Stmk) auf. In den folgenden Abbildungen werden die ermittelten Potentiale je Branche (Abbildung 9 links) und die regionale Aufteilung dieser Potentiale (Abbildung 9 rechts) dargestellt. Aus historischen Gründen sind in OÖ und Stmk viele und auch energieintensive Industriebetriebe beheimatet, weshalb das Bild der Potentiale wenig verwunderlich ist. Das Gesamtpotential in Österreich dürfte zwar deutlich höher liegen als in dieser Studie angenommen, jedoch waren Zeit und Mittel zur Erforschung des Potentials knapp, weshalb der Fokus auf einigen wenigen Branchen und gezielten Gesprächen mit marktführenden Betrieben dieser lag.

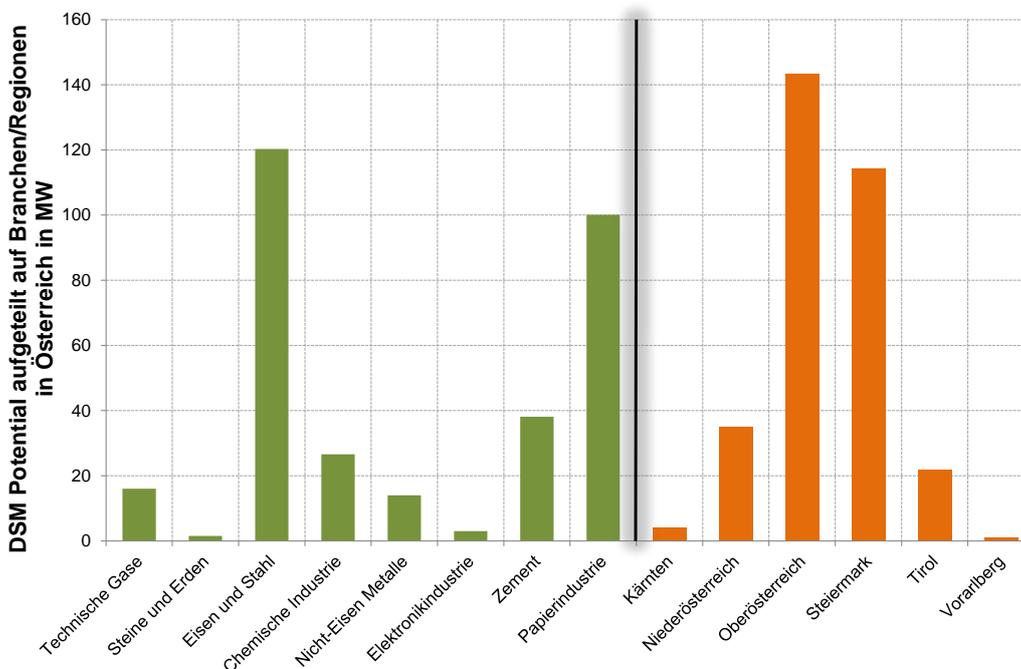


ABBILDUNG 9: DSM POTENTIALE IN ÖSTERREICH IN DER ÜBERSICHT: LINKS JE BRANCHE UND RECHTS JE BUNDESLAND (QUELLE: (STIGLER H., 2013) EIGENE DARSTELLUNG)

4.2.1 ADAPTION VON ATLANTIS

Für die Simulation verschiedener DSM Gegebenheiten in Österreich wurde zusätzlich zum Standardverbrauch, welchem die Lastgänge je Land stundengenau hinterlegt sind, eine zweite Möglichkeit zur Lastgangimplementierung integriert. Dadurch kann DSM in einer beliebigen Stunde zu- oder weggeschaltet werden. Dieser stundenscharfe Lastgang wird dann zu einer Periode aggregiert. ATLANTIS als Modell arbeitet jedoch nicht mit Stundenwerten, sondern mit Perioden. Diese Näherung ist aufgrund der unmöglichen stundengenauen Vorhersage künftiger Angebots- und Nachfragedaten durchaus zulässig. Um den Einfluss auf die

Spitzenlast im Besonderen zu untersuchen, wurde die Peak Periode⁸ auf der Spitzenseite mit 10 % der Stunden besonders fein unterteilt. Mittels der Standortinformation der Industriebetriebe wurden die DSM Potentiale auf die Knoten des Höchstspannungsnetzes in den jeweiligen Bundesländern aufgeteilt. Eine Erweiterung der Lastaufteilung wurde auch für die Nachbildung des Lastgangs in Deutschland bei den Untersuchungen zu Kapazitätsmärkten verwendet (Aufteilung in Haushalte und Gewerbe/ Handel/ Dienstleistung/ Industrie).

4.2.2 AUSWERTUNG DER ERGEBNISSE

Die Simulationen teilen sich in zwei Teilgebiete auf: Spitzenlastsenkung und Integration von EE. Zusätzlich wurde eine Abschätzung der Möglichkeiten von DSM Maßnahmen im Einsatzbereich Regelernergie durchgeführt.

4.2.2.1 SPITZENLASTSENKUNG

Bei den Interviews hat sich herausgestellt, dass das Potential von 300 MW⁹ sich in einen täglich verfügbaren, und einen wöchentlich verfügbaren Teil spaltet. 200 MW können täglich für eine Zeit von zwei bis fünf Stunden abgerufen werden. Der Rest kann einmal pro Woche abgerufen werden, weshalb die Veränderung der Last mit einem täglichen Potential von 220 MW durchgeführt wird. Eine zweite Simulation wurde mit einem Reduktionpotential von 1.000 MW (840 MW pro Wochentag) durchgeführt um einen Extremfall zu untersuchen. Eine weitere Adaption der Daten erfolgte aufgrund der Berücksichtigung der Photovoltaikeinspeisung. Trotz der geringen installierten Leistung im Vergleich zu anderen Ländern in Europa, ist der Einfluss durch PV auf den Fall der Spitzenlastsenkung in Österreich deutlich erkennbar. Die drei verglichenen Fälle sind jeweils BASE als Referenzszenario ohne jeden Eingriff, SLS 300/1.000 und SLSPV 300/1.000.

Die Jahresdauerlinie: Bei der Untersuchung der Jahresdauerlinie und einem Verschiebepotential bis fünf Stunden hat sich herausgestellt, dass ab einem DSM Potential von 4-5 % der Spitzenlast, kein weiterer positiver Effekt der Spitzenlastsenkung mehr auftritt. Das heißt, die Vergleichmäßigung des Lastgangs unter der Prämisse der real geringen Verschiebedauer von 2-5 Stunden ist in Österreich mit ungefähr 500 MW DSM Potential begrenzt.

Einsatz von Kraftwerken allgemein: In den Simulationen stellt sich insgesamt eine geringe Veränderung des Kraftwerkseinsatzes ein. Dieser geringe Unterschied ist auf die Lage von Österreich in Europa, d.h. auf die gute Anbindung ans Ausland, zurückzuführen. Es erfolgt hier lediglich eine Verbesserung des Kraftwerkseinsatzes hinsichtlich der Kosteneffizienz. Das

⁸ Für die Berechnungen wurde das Jahr bzw. Monat in fünf Perioden unterteilt. Die Spitzenlastperiode, welche wochentags von 8 bis 20 Uhr auftritt, wurde mit 3 Schritten im Verhältnis 10/30/60 unterteilt, und die Off-Peak-Periode (restliche Zeit) wurde mit einem Verhältnis von 80/20 angenommen.

⁹ Die 300 MW gelten für das Jahr 2006 und wurden mit einer jährlichen Steigerung von 1,2 % hochgerechnet.

bedeutet, die Veränderung des Kraftwerkseinsatzes wie sie aus Abbildung 10 ersichtlich ist, bezieht sich fast rein auf Gaskraftwerke.

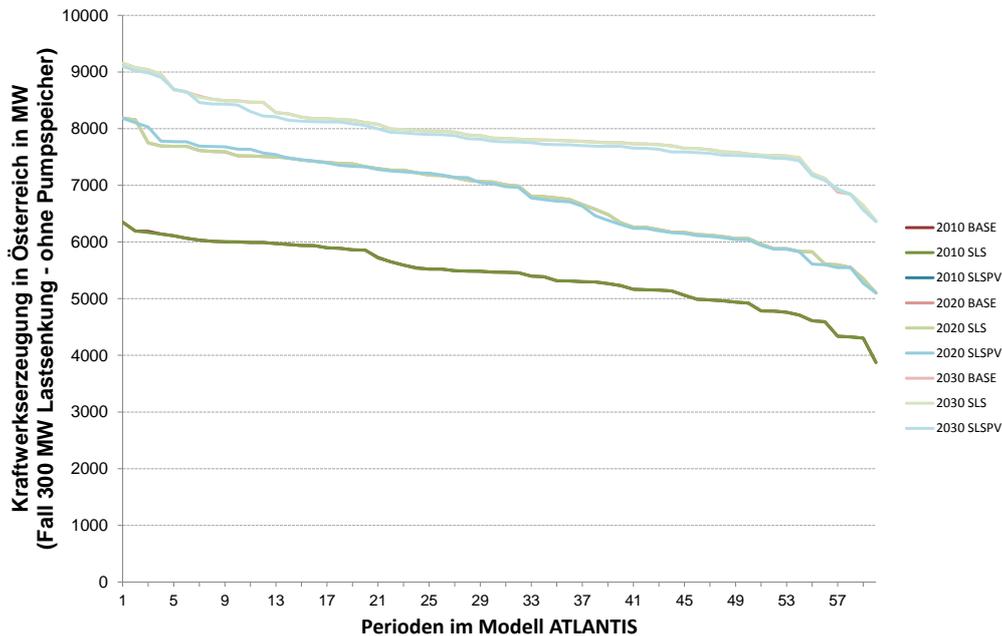


ABBILDUNG 10: JAHRESDAUERLINIE ALLER ERZEUGUNGSEINHEITEN IN ÖSTERREICH AUSGENOMMEN PUMPSPEICHER (QUELLE: (STIGLER H. , 2013), EIGENE DARSTELLUNG

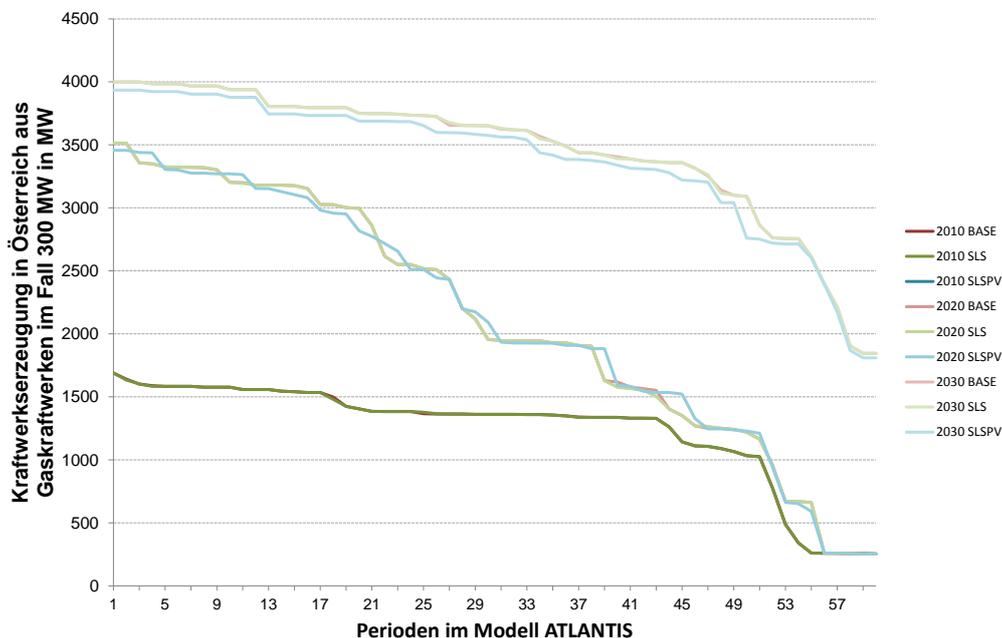


ABBILDUNG 11: JAHRESDAUERLINIE ALLER GASKRAFTWERKE IN ÖSTERREICH (QUELLE: (STIGLER, 2013), EIGENE DARSTELLUNG

Einsatz von Gaskraftwerken: Im Bereich der Gaskraftwerke ergibt sich ein geringfügig geänderter Kraftwerkseinsatz aufgrund der hohen variablen Kosten dieser Kraftwerke. Wenn nun ein Teil der Erzeugung optimiert werden kann (durch Verschiebungen beim Im-/Export) dann sind in erster Linie die teuersten Erzeugungseinheiten von Einsatzdaueränderungen

betroffen. Die Darstellung der Einsatzveränderung von Gaskraftwerken kann Abbildung 11 entnommen werden.

CO₂ Emissionen: Durch den veränderten Kraftwerkseinsatz bedingt ergaben sich auch geringfügig veränderte CO₂ Emissionen. Der Unterschied liegt im Bereich von 3-4 % der Emissionen, und wird aufgrund der Geringfügigkeit hier nicht dargestellt. Anzumerken ist, dass diese geringe Reduktion nur im Fall des PV optimierten Einsatzes von DSM zu erkennen ist.

Die Erzeugungskosten: Es sind im Projekt Unterschiede in den Erzeugungskosten in Österreich ersichtlich. Positiver fällt hier in allen Belangen der Fall mit PV Optimierung aus. Hierbei werden die Stunden um 12:00 Uhr mittags nicht für die Lastverschiebung herangezogen, sondern der Fokus liegt auf der Abendspitze. Die geringeren Erzeugungskosten kommen vom effizienteren Einsatz der Kraftwerke bzw. aus Importen die günstiger sind. Nur beim Fall 300 MW wirkt sich das Zusammenspiel aus verändertem Einsatz der Kraftwerke (mittags könnte günstiger importiert werden; abends wird teurer importiert) speziell im Jahr 2025 negativ aus. Ansonsten sind die Ergebnisse, vor allem in den PV Fällen, durchwegs positiv. Die Reduktion der Kosten (positiv aufgetragen) kann aus Abbildung 12 entnommen werden.

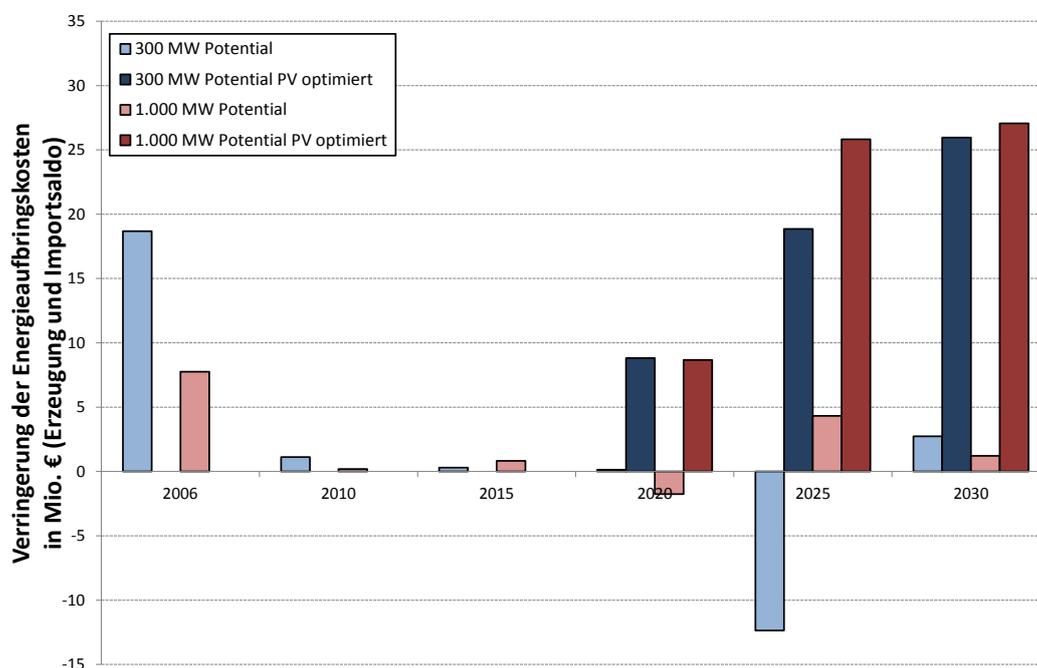


ABBILDUNG 12: REDUKTION DER GESAMTKOSTEN DER ELEKTRISCHEN ENERGIE IN ÖSTERREICH (QUELLE: (STIGLER H. , 2013))

4.2.2.2 VERRINGERUNG DES REDISPATCHES IM SPEZIELLEN BEI ERNEUERBAREN ENERGIEN

Redispatch bedeutet, dass Kraftwerke nicht kostenoptimal eingesetzt werden, da Netzrestriktionen vorliegen welche dies verhindern. Besonders bei EE ist dies nicht optimal, da dargebotsabhängige Energieträger dann eingesetzt werden müssen wenn bspw. bei Photovoltaik die Sonne scheint. Negativer Redispatch bedeutet, Kraftwerke die günstiger produzieren könnten fahren nicht, und positiver das ineffizientere, aber aus netztechnischer Sicht besser gelegene Kraftwerke, Energie einspeisen.

Zur Berechnung dieses Falles wurde vom Autor ein geringeres DSM-Potential angenommen. Für die Auswahl der Knoten galt dabei, dass diese in der Nähe eines DSM Potentials liegen müssen und vorwiegend Einspeisung aus EE aufweisen¹⁰. Die angenommen Fälle sind 40 MW an einem Knoten für den 300 MW Fall der Spitzenlastsenkung, und 200 MW für den 1.000 MW Fall der Spitzenlastsenkung. Die konkreten Ergebnisse sind in der Studie „EDRC“ nachzulesen (Stigler H. , 2013). Die dabei verwendeten Knoten werden in Abbildung 13 auf der Landkarte dargestellt.

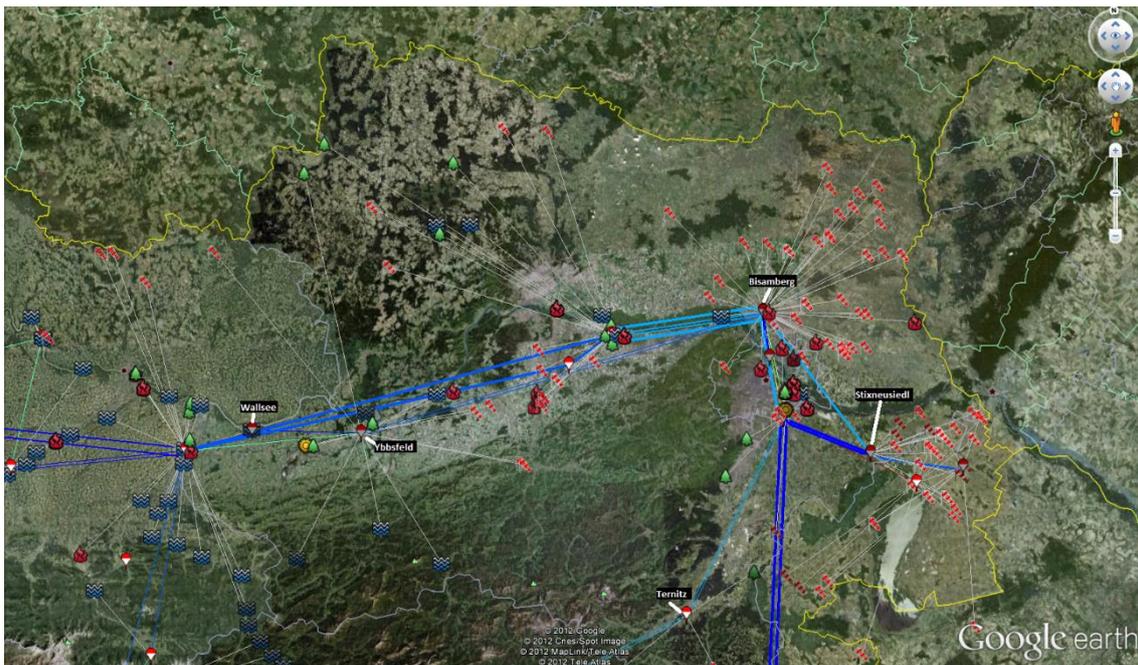


ABBILDUNG 13: GEOGRAFISCHE LAGE DER KNOTEN FÜR DIE BERECHNUNG DER REDISPATCHEMINIMIERUNG (GOOGLE INC., 2013);EIGENE DARSTELLUNG

¹⁰ Namentlich genannt sind dies Bisamberg (220 kV), Sarasdorf/Stixneusiedl (400 kV), Ternitz (220 kV), Ybbsfeld (220 kV) und Wallsee (220 kV).

Die Ergebnisse fielen aufgrund des im europäischen Kontext geringen Volumens nicht überdeutlich aus. Die Verringerung des negativen Redispatches beläuft sich auf ca. 3 Volllaststunden bezogen auf die Leistung an den jeweiligen Knoten. Dies gilt für den Fall der konzentrierten 40 MW an einem Knoten. Eine Übersicht dazu gibt Abbildung 14 (Stigler H. , 2013).

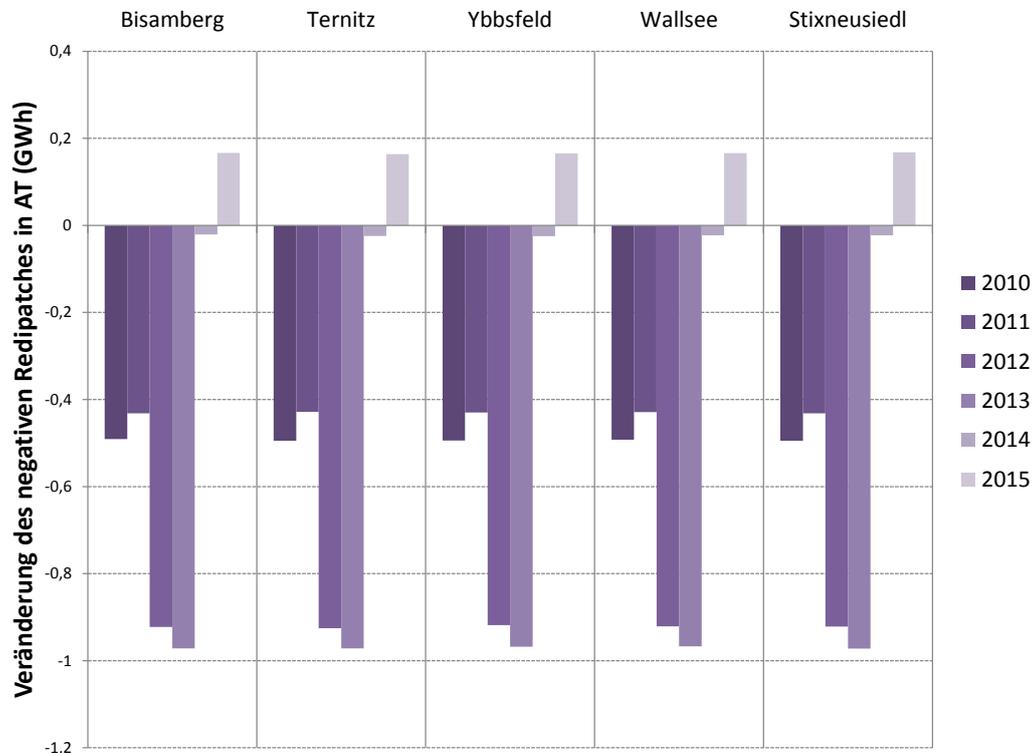


ABBILDUNG 14: VERÄNDERUNGEN DES NEGATIVEN REDISPATCHES AN DEN BETRACHTETEN KNOTEN

Es wird vom Autor an dieser Stelle angenommen, dass dieser Einfluss in Deutschland ein weit höherer sein kann. Zum einen sind in Deutschland Knoten mit konzentrierter Einspeisung fluktuierender Erzeuger häufiger als in Österreich (und mit höherer installierter Leistung), und zum anderen ist das Potential zur Lastflexibilisierung größer. Dieser Punkt wurde jedoch im Zuge des Projekts nicht untersucht.

4.2.2.3 DER REGELENERGIEMARKT

Der Regelenergiemarkt stellt neben der Integration fluktuierender Energieträger und der Senkung der Spitzenlast das dritte potentielle Einsatzgebiet von Lastverschiebungen dar. Dabei hat sich im Zuge der Recherche herausgestellt, dass das einzig sinnvoll anwendbare Einsatzgebiet der Tertiärregelenergiemarkt (Minutenreserve) sein wird. Andere Märkte wie beispielsweise der Primärregelenergiemarkt fallen aufgrund der Tatsache heraus, dass ein automatischer Abruf der Leistung in sehr kurzer Zeit (Sekunden) und automatisch stattfindet. Es ist praktisch nie möglich solch eine unvorhersehbare Störung in den Betrieb eines Industrieunternehmens zu implementieren. Im Fall der Tertiärregelung erfolgt ein Anruf des ÜNB woraufhin der Betrieb selbst manuell, mit einigen Minuten Vorlaufzeit, in seinen Prozess eingreifen kann.

In der realen Anwendung gibt es noch eine weitere Einschränkung: Zusätzliche Energie kann nicht (sehr selten) kurzfristig nachgefragt werden, sondern die Betriebe können nur die Energieaufnahme reduzieren. Eine Nachfrageerhöhung ist zu unsicher als das sie am Markt angeboten werden könnte, wohingegen bei der Reduktion ständig ein Produkt in einem Zwischenspeicher lagern kann aus dem es im Bedarfsfall entnommen wird.

In Österreich wird der Tertiärregelenergiemarkt mittels einer reinen Energienachfrage, oder mittels Market Maker Verfahren beschafft. Hier interessant ist nur der Market Maker, da bei diesem System sowohl ein Preis für Leistung, als auch für Energie bezahlt wird. Über Daten der APCS (APCS, 2012) und der APG (APG, 2012) wurden Auswertungen für mögliche Erlöse am Tertiärregelenergiemarkt durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden im Folgenden kurz dargestellt und können in ihrer Gesamtheit in der EDRC Studie nachgeschlagen werden (Stigler H. , 2013).

Der Leistungspreis: Der Markt für positive Minutenreserve wird in Österreich als „Ausfallsreserve“ bezeichnet. Die Daten für die Berechnung des Leistungspreises dieser Ausfallsreserve sind sehr eingeschränkt, und können deshalb nur als Anhaltspunkt verwendet werden. In Abbildung 15 wird der Verlauf der bezuschlagten Gebote für die ersten neun Monate des Jahres 2012 in Österreich dargestellt. Im ersten Moment erscheint die Einheit in Abbildung 15 mit €/MWh für einen Leistungspreis falsch, jedoch wird hier jeweils eine bestimmte Leistung für einen definierten Zeitraum von vier Stunden angeboten, was wiederum einer Energie entspricht.

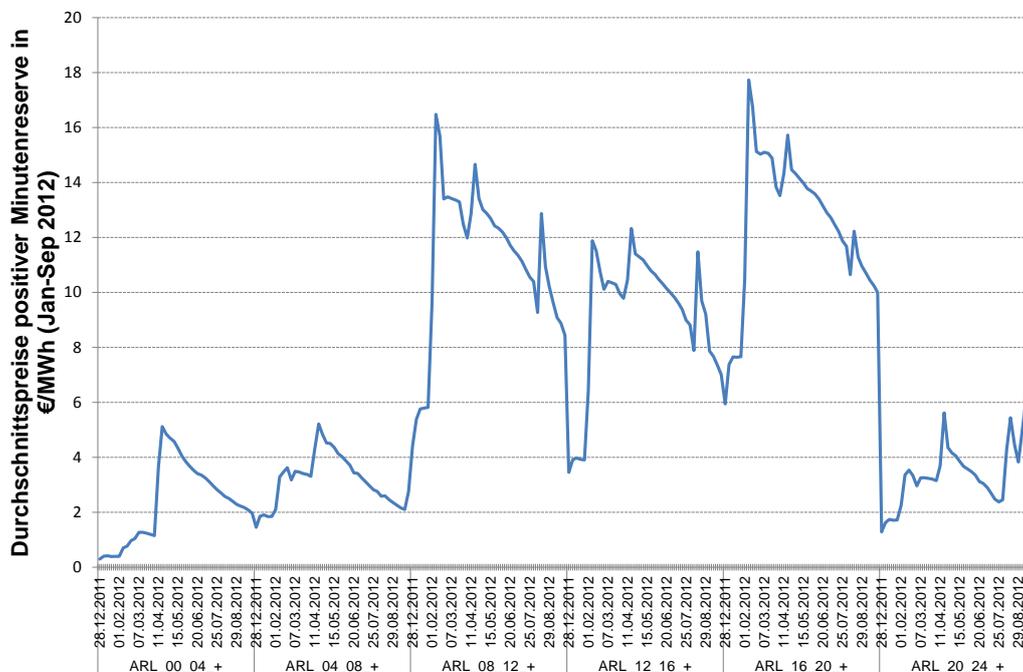


ABBILDUNG 15: ERGEBNISSE DER AUSSCHREIBUNG FÜR POSITIVE MINUTENRESERVE IM JAHR 2012 IN ÖSTERREICH (QUELLE: (APG, 2012); EIGENE DARSTELLUNG)

Durch diese Werte lassen sich durchschnittliche Erlöse durch einen Leistungspreis für positive Minutenreserve in Österreich errechnen. In Abbildung 16 ist diese Überschlagsrechnung der Leistungseinnahmen pro Woche anhand einer angebotenen Leistung von zehn MW dargestellt.

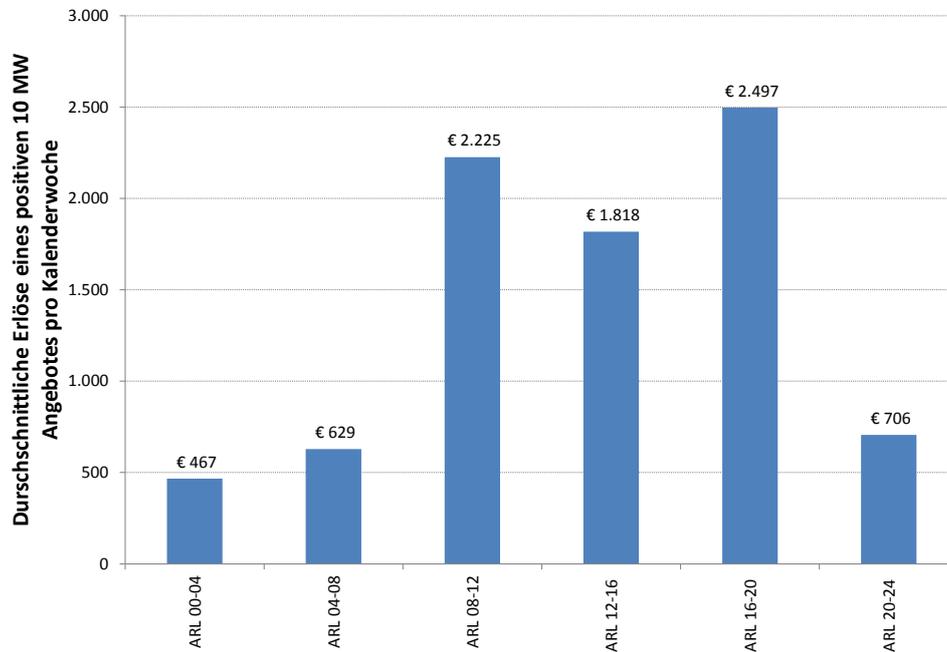


ABBILDUNG 16: DURSCHNITTSERLÖSE EINES 10 MW ANGEBOTS POSITIVER MINUTENRESERVE PRO WOCHEN (QUELLE: (APG, 2012); EIGENE BERECHNUNG)

Die Energieabgeltung: Zusätzlich zu den Leistungsabgeltungen werden auch noch Erlöse durch die Erzeugung von Energie generiert, wobei diese separat betrachtet werden muss. Im Falle der Leistung erhalten jene Kraftwerke mit den geringsten Kosten den Zuschlag, solange bis die gewünschte Menge an Reserve erreicht wird. Dies heißt jedoch noch nicht, dass das vom Leistungsangebot her günstigste Kraftwerk (oder eines der anderen kontrahierten Kraftwerke) auch irgendwann tatsächlich Energie liefert (hier: auf Energiebezug verzichtet). Die Energie wird in einer separaten Auktion abgehandelt und der Einsatz im Bedarfsfall erfolgt aufgrund einer Merit Order dieser Energieangebotskosten. Die jeweils tatsächlich aufgetretenen Kosten für Energie in den Jahren 2011 und 2012 werden in Abbildung 17 dargestellt.

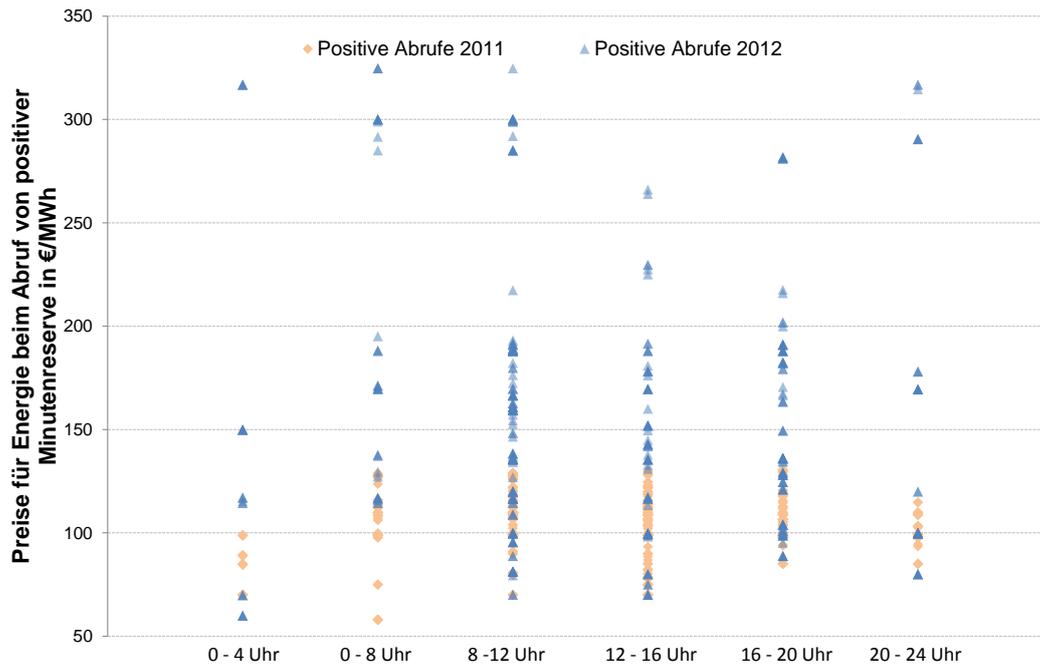


ABBILDUNG 17: PREISE FÜR ENERGIE BEIM ABRUF POSITIVER MINUTENRESERVE IN ÖSTERREICH IN DEN JAHREN 2011 UND 2012 (QUELLE: (APCS, 2012) ; EIGENE DARSTELLUNG)

Die Streuung der Energiepreise ist groß und somit kann keine Vorschau zu möglichen Einnahmen durch den verminderten Energiebezug gegeben werden.

4.3 FAZIT

Die Potentiale in Österreich für Demand Side Management sind definitiv gegeben. Im europäischen Kontext gehen diese Lastminderungen jedoch gänzlich unter. Regional können sich durchaus Vorteile ergeben, vor allem im Bereich der Netzoptimierung. Ein wichtiges Indiz ergeben die Befragungen vor allem für die weiteren Berechnungen der Lastsenkung und deren Auswirkungen in und auf Deutschland. Hier konnten keine Befragungen durchgeführt werden, jedoch kann ein Potential abgeschätzt werden. Aufgrund der ca. 10-fachen Energienachfrage und ca. 10-fachen Spitzenlast, wird vom Autor ein realistisch einfach zu erreichendes Potential von 3 GW (Österreich 300 MW) angenommen. In der Österreich-Betrachtung wurde dann ein übertriebener Fall mit 1.000 MW berechnet. Die Äquivalente dazu in Deutschland werden mit 6 bzw. 9 GW Lastsenkung durchgeführt. Die Ergebnisse dazu sind in Kapitel 8.2 zu finden.

5 AKTUELLE ANSÄTZE IM BEREICH DER ZUKÜNFTIGEN ELEKTRIZITÄTSMARKTGESTALTUNG

Kaum ein Thema der Energiewirtschaft wird derzeit so heiß diskutiert wie die Neugestaltung des Marktes aufgrund der veränderten Anforderungen welche die Energiewende mit sich bringt. Die Elektrizitätswirtschaft ist konfrontiert mit erheblichem Zubau an dargebotsabhängigen Energieerzeugern, mit sinkenden Einsatzstunden konventioneller Kraftwerke, mit einem bevorstehenden Kernenergieausstieg in Deutschland und unsicheren Erlösen aus Stromgeschäften, die Neuinvestitionen mit viel Risiko behaften. Deswegen werden in diesem Kapitel einige für den Autor wichtige Ansätze und Meinungen dargestellt und kommentiert.

Abbildung 18 gibt einen Überblick in Bezug auf die derzeitigen Varianten an Kapazitätsmechanismen in Europa. Dabei sind unterschiedliche Stadien von unkonkreten Diskussionen zu Kapazitätsmärkten bis hin zu einer bereits jahrelangen Umsetzung vorhanden. In diesem Kapitel werden jene Mechanismen und Vorschläge vorgestellt und diskutiert, welche sich auf die Diskussion in Deutschland beziehen.

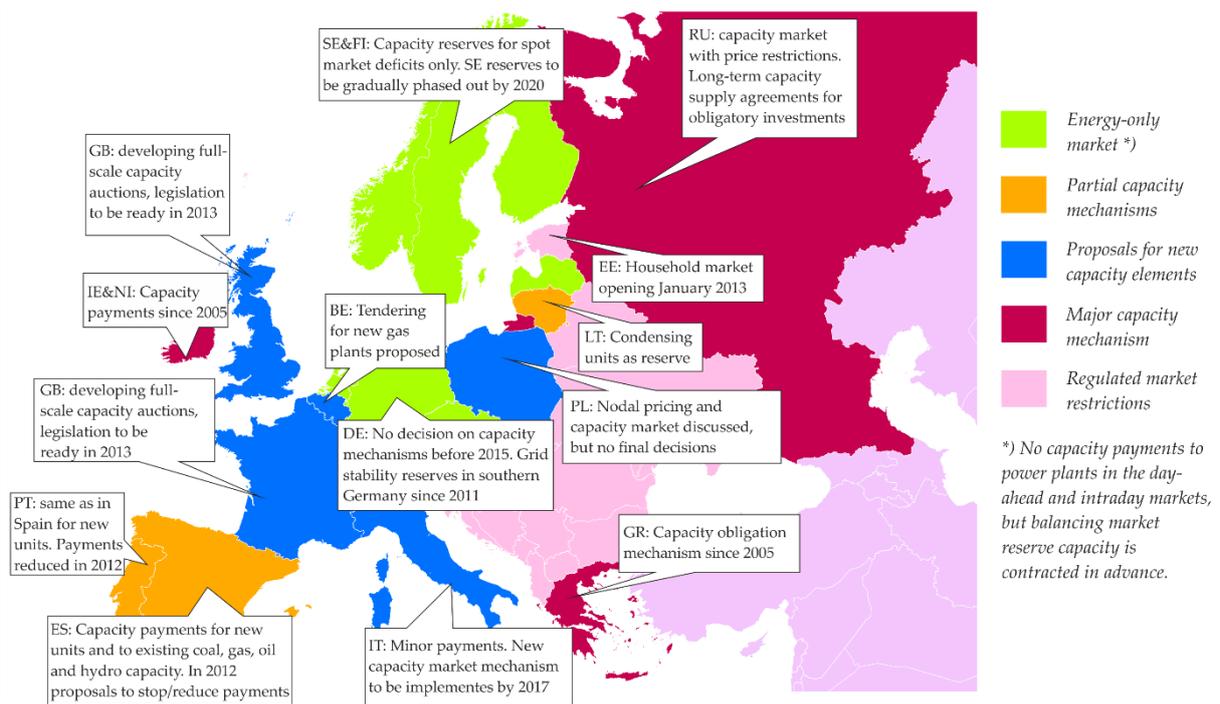


ABBILDUNG 18: ÜBERSICHT ÜBER DIE KAPAZITÄTSMECHANISMEN IN EUROPA (QUELLE: (THE ENERGY COLLECTIVE, 2013); EIGENE DARSTELLUNG)

5.1 ÖSTERREICHS HALTUNG GEGENÜBER KAPAZITÄTSMÄRKTEN

Die Interessensvertretung der österreichischen E-Wirtschaft hat im November 2013 ihre Position gegenüber der anstehenden Marktveränderung in einem Positionspapier festgehalten (Österreichs Energie, 2013). Der folgende Inhalt wird diesem Papier sinngemäß entnommen.

Zwei besondere Herausforderungen der derzeitigen E-Wirtschaft werden in diesem Positionspapier explizit angesprochen. Dies ist zum einen die Notwendigkeit einer Anpassung der Förderung von EE, und die anzunehmend notwendigen Weiterentwicklungen des deutsch-österreichischen Strommarktes. Durch die Angebotskosten von Technologien wie Wind und PV, welche nahe bei null liegen, kommen konventionelle Kraftwerke zunehmend in Bedrängnis¹¹. Dies ist den sinkenden Einsatzzeiten und den niedrigen Strompreisen geschuldet. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit von Wind und PV ist es jedoch zwingend notwendig Kraftwerkskapazität in Reserve zu halten. Dies wird in den nächsten Jahren und Jahrzehnten mit Neubau bewältigt werden müssen. Die derzeitige (strom-) wirtschaftliche Lage hindert jedoch einen verantwortungsvollen Geschäftsführer daran Investitionen in neue Kraftwerke zu tätigen. Die Förderungen bedeuten mittlerweile einen dermaßen tiefen Eingriff in den liberalisierten Markt, dass seine langfristige Funktionsfähigkeit fraglich geworden ist.

Deswegen wird im Positionspapier angeregt, dass eine zweistufige Umstellung wahrscheinlich sinnvoll sein wird. In der ersten Phase kann das Modell der strategischen Reserve SR zum Einsatz kommen. Hier beschafft in der Regel der ÜNB die notwendige Kapazität zur Reservehaltung. Kurz- bis mittelfristig sollte dieser Ansatz die Reservekraftwerksverordnung in Deutschland ablösen, obwohl darauf hingewiesen wird, dass die ersten Ansätze nicht gleich ausgestaltet sind wie die Reservekraftwerksverordnung. Angesetzt wird bei der SR vor allem bei den Bestandskraftwerken und deren Verbleib im System. In Ausnahmefällen können jedoch auch neue Anlagen gebaut werden. Die SR kann einfach auf Nachbarländer ausgeweitet werden, wobei spezielle Regeln für diese Kraftwerke die in Deutschland angeführt werden für ausländische Kapazitäten nicht bindend sein können¹².

Die nächste „Ausbaustufe“ ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Dabei sind zwei Varianten im Gespräch. Im Ansatz des umfassenden Kapazitätsmarktes wird ein Großteil der Parameter zentral definiert. Adressiert werden sowohl Alt- wie auch Neuanlagen, wobei jedoch fraglich ist, ob bei der Variationsvielfalt nicht ein hohes Maß an Re-Regulierung erforderlich sein wird, da die ex-ante Bestimmung eines Kraftwerksmix aus EE, Speichern und konventionellen Anlagen schwierig erscheint. Der zweite Ansatz ist dezentral organisiert. Hier werden im Standardfall die Lieferanten dazu verpflichtet Leistung für ihre Kunden zu

¹¹ Speziell die PV-Einspeisung in den Mittagsstunden bringt einen enormen Preisverfall mit sich. Hierbei haben nicht nur konventionelle Kraftwerke ein Problem, sondern beispielsweise Pumpspeicherebetreiber ebenso.

¹² Gemeint ist hier die „no-way-back“-Regel, welche es Kraftwerken die einmal für die SR partizipiert haben nicht mehr erlauben in den regulären Energiemarkt zurückzukehren.

beschaffen. Dabei kann die notwendige Menge an Leistung entweder zentral vorgegeben werden, oder es wird den Marktakteuren selbst überlassen diese zu bestimmen. Die ideale Ausgestaltung würde einen optimalen Mix aller Kraftwerkstechnologien nach sich ziehen, wobei ähnliche Probleme wie bei den umfassenden Kapazitätsmechanismen zu erwarten sind.

Einigkeit scheint zunehmend über die langfristige Unfähigkeit des EOM zur Errichtung neuer Anlagen zu herrschen. Die weitläufige Meinung ist, dass die Bereitstellung von Leistung zukünftig honoriert werden muss. Bedenken gibt es jedoch bei den verschiedenen Kapazitätsmechanismen aufgrund der irreversiblen Eingriffe in den bestehenden Markt, und die schwer abzuschätzenden Auswirkungen dieser Eingriffe. Die rechtliche Absicherung seitens der EU-Kommission wurde bereits geschaffen, nun liegt es an den Marktakteuren und Regulatoren. Die EU sieht im ersten Schritt eine Prüfung der Kapazitätssituation vor, welche für einen isoliert österreichischen Markt wahrscheinlich zu einem negativen Urteil für die Einführung von Kapazitätzahlungen ausfallen würde. Da jedoch das deutsch-österreichische Marktgebiet dermaßen verflochten ist, wird bei einer Umsetzung in Deutschland nach heutigem Stand eher mitgezogen als verneint. Laut Österreichs Energie ist also davon auszugehen, dass bei Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland, dieser auch in Österreich implementiert wird. Dadurch ist die weitere Betrachtung der deutschen Haltung, gegenüber diesen Ansätzen und deren Umsetzungsmaßnahmen, in dieser Arbeit nachvollziehbar und sinnvoll. Zu prüfen gilt es aus Sicht der EU-Kommission jedenfalls, inwieweit der Netzausbau solche Maßnahmen überflüssig werden lässt.

5.2 DER DERZEITIGE ENERGIEMARKT

Der Handel in der Elektrizitätswirtschaft (2013) im Marktgebiet Deutschland/Österreich ist mittels eines Börsenmodells realisiert. Dieser ist durch viele dezentrale Abläufe charakterisiert, an deren Ende eine zentrale Auktion einen Tag vor physischer Ausführung steht. Das hohe Maß an Dezentralität im Gegensatz zu einem Markt der Pool-organisiert ist hat den Vorteil der freien Entscheidung der einzelnen Teilnehmer und das nicht viele Details von einer zentralen Stelle angenommen werden müssen. Allerdings muss eine gute Koordination der einzelnen Akteure gegeben sein um Ineffizienzen so gut es geht zu vermeiden. Börsenmodelle bieten dann Vorteile, wenn beispielsweise Übertragungsengpässe die Ausnahme sind, was laut den Autoren bei der Erstellung des Gutachtens weitestgehend erfüllt war (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008). Heutzutage jedoch ist durch den Ausbau von EE die Übertragung nicht mehr als Unabhängig anzusehen. Dies deutet zwar nicht auf einen Wechsel zu einem zentralen Poolmodell hin, Anpassungen des Börsenmodells sind aber durchaus vorstellbar und notwendig.

5.2.1 DIE PREISBILDUNG

Entscheidend für den Börsenspothandel ist das Format der geschlossenen Auktion. In einer Angebotsrunde werden alle Angebote gesammelt und mit der Nachfrage zusammengeführt. Dadurch erhält kein Bieter Informationen über das Bietverhalten anderer Teilnehmer. Dies hat Vor- und Nachteile. Jedenfalls ist somit die Möglichkeit von Preisabsprachen, wie sie in offenen Auktionen über mehrere Runden passieren können gering. Angeboten werden von jedem Teilnehmer der Preis und die Menge für jede Stunde des folgenden Tages. Diese Gebote werden dann gesammelt und zusammengesetzt in der Merit Order für jede Stunde dargestellt.

An der EEX wird eine Einheitspreisauktion abgehalten. Das heißt, jeder Bieter der den Zuschlag zur Produktion erhält, bekommt den Markträumungspreis für seine Energie vergütet. Der Markträumungspreis wird in jeder Stunde durch den Preis der letzten eingesetzten Einheit (teuerstes bezuschlagtes Kraftwerk) ermittelt. Dadurch erhalten alle Teilnehmer für das gleiche Produkt auch die gleiche Vergütung, oder anders gesagt, jeder Nachfrager zahlt für das gleiche Produkt bei jedem gleich viel. Bei solch einer Auktionsform ist es essentiell wichtig, dass ein reger Wettbewerb herrscht. Durch fehlenden Wettbewerb könnte ein Anbieter durch absichtliches (physisches) Zurückhalten von günstigen Kapazitäten den Preis künstlich in die Höhe treiben. Ockenfels beschreibt noch eine zweite Möglichkeit der Kapazitätszurückhaltung, die Ökonomische. Dabei wird ein Teil der Kapazität nicht zu den Grenzkosten, sondern darüber angeboten. Wird dies von einzelnen Anbietern praktiziert, dann wird sich sehr wahrscheinlich eine suboptimale Einsatzreihenfolge der Kraftwerke ergeben. Machen hingegen alle Anbieter in gleicher Weise diesen Aufschlag, so bleibt die Einsatzreihenfolge effizient, jedoch der sich einstellende Preis ist zu hoch.

5.2.2 INVESTITIONEN UND DER KAPAZITÄTSMARKT

Es wird von mehreren Seiten in Frage gestellt, ob der derzeitige Energiemarkt die notwendigen Investitionen in Kraftwerke anreizen kann. Selbst bei perfektem Wettbewerb gibt es Probleme bei der effizienten Kapazitätsbeschaffung des öffentlichen Gutes „elektrische Energie“. Das optimale Maß wäre dementsprechend genau die zu Knappheitszeiten benötigte Menge. Diese Menge ist jedoch praktisch nicht determinierbar. Es kommt zu Überschüssen oder Unterdeckung. Bei Überdeckung ist das Auftreten von Knappheitspreisen selten bis gar nicht zu erwarten. Knappheitspreise sind jedoch zwingend notwendig wenn alle Kraftwerksbetreiber zu ihren Grenzkosten anbieten, damit auch die letzte eingesetzte Technologie/Kraftwerk Deckungsbeiträge erwirtschaften kann. Ansonsten werden solche Kraftwerke aus dem Markt austreten bzw. es werden keine Kraftwerke gebaut. Bei Unterdeckung kommt es zu physikalisch bedingten Abschaltungen oder im schlimmsten Fall zu einem Blackout. Trotz der hohen Preise, die sich kurz vor der Unterdeckung einstellen, könnte keiner von diesen Preisen profitieren wenn tatsächlich ein Blackout auftritt. Deswegen, aufgrund des Status als öffentliches Gut und der zu erwarteten volkswirtschaftlichen Einbußen, ist Unterdeckung zu vermeiden.

Geschehen könnte dies laut Ockenfels mittels der Ergänzung durch einen Kapazitätsmarkt. An solch einem werden physische Kapazitäten mit Vorlauf gehandelt um ständig ein angemessenes Maß an Kapazität installiert zu haben. Dies bedeutet, dass ein gewisses Maß an Überkapazität installiert ist um auch bei unvorhergesehenen Schwierigkeiten nicht sofort mit Lastabwurf reagieren zu müssen. Diese Überkapazität muss jedoch auch bezahlt werden. Durch Vergütungen am Kapazitätsmarkt wird das Risiko der Investoren gesenkt, und die Deckungsbeiträge für alle Beteiligten sollten passend sein. Im Idealfall werden durch einen Kapazitätsmarkt genügend Anreize für Investitionen gesetzt und gleichzeitig wird Marktmacht eingedämmt und Kraftwerksbetreiber sind volatilen Preisen weder ausgesetzt noch auf sie angewiesen. Laut Ockenfels würden sich am Kapazitätsmarkt Preise von Null einstellen wenn die Preise am Energiemarkt ausreichen um Investitionen sicherzustellen. Dadurch würde sich der Kapazitätsmarkt selbst überflüssig machen (Ockenfels, Grimm, & Zoettl, 2008). Aus Sicht des Autors ist dies eine sehr vereinfachte Betrachtung die aus heutiger Sicht nicht haltbar ist.

5.3 ANSATZÜBERSICHT

Seit dem Reaktorunglück in Fukushima werden immer mehr Diskussionen zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung (Kernfission) geführt. Weiters ist die Integration von Erneuerbaren Energien im großen Stil ein Anliegen das sowohl für die nachhaltige Nutzung der zur Verfügung stehenden Ressourcen steht, als auch dem Klimawandel entgegenwirken soll. Die Verwirklichung dieser Ziele geht einher mit dem Problem der stets notwendigen gesicherten Kraftwerksleistung zur Sicherung der Nachfragedeckung in Industrieländern wie Deutschland. Dadurch werden Neuinvestitionen notwendig, welche mit veränderten Marktbedingungen, wie geringeren Einsatzzeiten, konfrontiert werden. Damit trotzdem Neuinvestitionen getätigt werden ist eine Anpassung des heute implementierten reinen Energiemarktes in Zukunft unerlässlich. Unter den Termini Kapazitätsmarkt, Kapazitätsmechanismus oder Leistungsmarkt wird diese Anpassung in den meisten deutschsprachigen Publikationen abgehandelt. Eine Übersicht der potentiellen Ansätze für Deutschland wird in Abbildung 19 gegeben. Auf die, aus Sicht des Autors, Relevantesten wird in dieser Arbeit Stellung genommen.

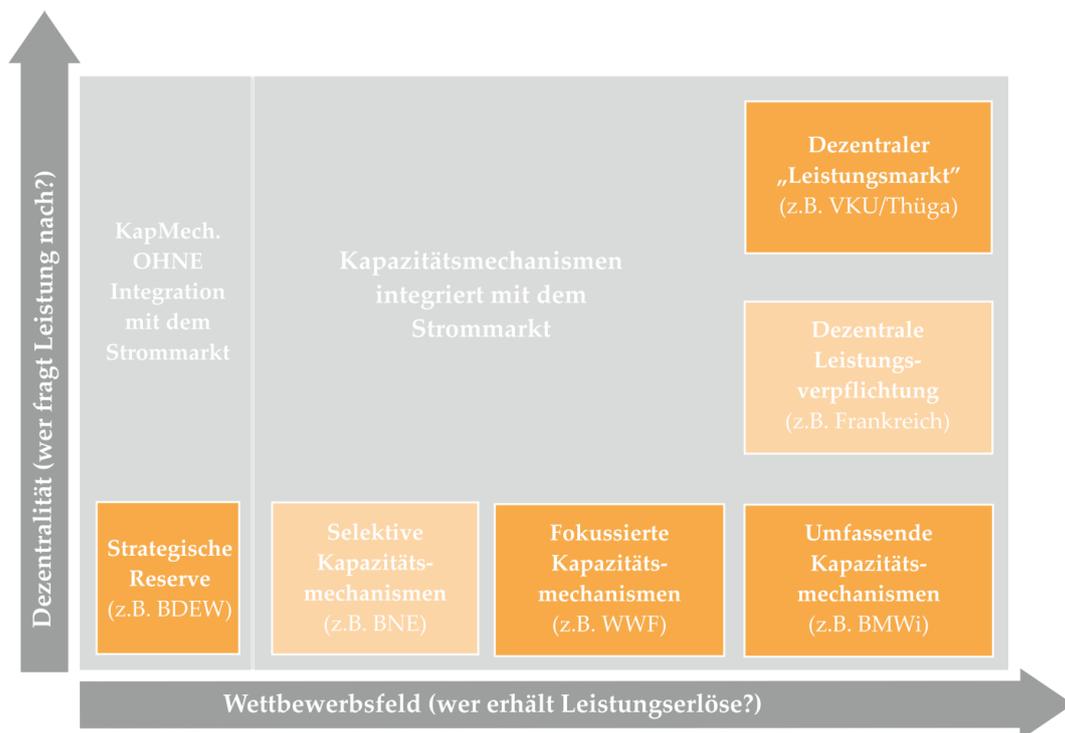


ABBILDUNG 19: ÜBERSICHT EINIGER IN DEUTSCHLAND DISKUTierter KAPAZITÄTSMechANISMEN
(ANLEHNUNG AN (ENERVIS, BET, 2013); EIGENE DARSTELLUNG)

5.4 ANSATZ DES DEZENTRALEN LEISTUNGSMARKTES

Ein vielversprechender Ansatz zur Bewältigung des zukünftigen Kapazitäts- bzw. Finanzierungsproblems im Bereich gesicherter Leistung ist der Ansatz des dezentralen Leistungsmarktes, welchen beispielsweise der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) und die Thüga aufgreifen. Die folgenden Darstellungen beziehen sich auf die Studie „Ein zukunftsfähiges Marktdesign für Deutschland“ von der enervis energy advisory GmbH in Zusammenarbeit mit dem BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH im Auftrag des VKU (enervis, BET, 2013) und telefonischer Nachfrage bei einem der Studienautoren (Herrmann, 2013).

5.4.1 PROBLEMSTELLUNG

Ausgehend von den zu erfüllenden Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft der nächsten Jahrzehnte erfolgt eine Empfehlung zur Erfüllung dieser Punkte unter den Aspekten der Einfachheit und zeitgleichen Umsetzbarkeit. Die Rahmenbedingungen sind unter anderem die Quoten für erneuerbare Energien zu erfüllen (80 % des Bruttostromverbrauchs in 2050), der Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022, die Reduktion der Treibhausgasemissionen im vereinbarten Maße und Weitere (enervis, BET, 2013).

Das Ziel ist es, diese Punkte so gut als möglich in einem wettbewerblich organisierten, transparenten und europäisch integrierten Markt umzusetzen. Dabei ist die Transformation eines vorwiegend konventionellen Kraftwerksparks, hin zu einem gewollt hochgradig erneuerbar geprägten Kraftwerkspark bei gleichbleibender Versorgungssicherheit kritisch. Solche massiven Herausforderungen können laut Meinung der Studienautoren nicht mehr in einem reinen Energiemarkt, wie er derzeit in Deutschland und Teilen Europas implementiert ist, bewältigt werden. Deswegen werden Ergänzungen in Form eines Leistungsmarktes und weiterer Sicherheitsreserven bzw. einer Auktion für den Zubau an Leistung aus erneuerbaren Energien vorgeschlagen. Diese Vorschläge werden hier komprimiert dargestellt und im Anschluss kontrovers diskutiert.

5.4.2 UMSETZUNG DES DEZENTRALEN „LEISTUNGSMARKTES“

Im Gutachten von enervis (enervis, BET, 2013) werden als Eingangsbetrachtung für die notwendige Umgestaltung des derzeitigen Marktsystems Modellrechnungen durchgeführt, welche die notwendigen Parameter, vor allem gesicherte Kraftwerksleistung, abschätzen sollen. Die Modellrechnungen erfolgen mittels eines regionalen Strommarktmodells von enervis in Kombination mit einem Verteilnetzmodell des BET. Genauere Informationen zum Aufbau der Szenarien sind der Studie zu entnehmen.

5.4.2.1 ERGEBNISSE DER MODELLRECHNUNGEN

Die Modellrechnung liefert die notwendigen Ergebnisse um die Anforderungen an eine Markterweiterung zu definieren. Dabei kristallisiert sich heraus, dass konventionelle Kraftwerke aufgrund der veränderten Bedingungen durch EE weit weniger Stunden im Jahr eingesetzt werden und dadurch nicht genügend Deckungsbeitrag erwirtschaften können um die Fixkosten zu decken. Dies bewirkt, dass Investitionen in konventionelle Kraftwerke mit einem hohen Maß an gesicherter Leistung ein erhöhtes Risiko aufweisen und deswegen nicht getätigt werden. Allerdings ist die gesicherte Leistung eine Notwendigkeit des Elektrizitätssystems aufgrund der Tatsache, dass Strom nur bedingt speicherbar ist und jederzeit gelten muss Erzeugung gleich Verbrauch.

Zu diesem Zweck wurden Rechnungen durchgeführt, welche den Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung feststellen. Diese gesicherte Leistung kann nun auf mehrere Arten bereitgestellt werden. Es besteht die Möglichkeit der konventionellen Erzeugung, bedarfsgerechter Erzeugung aus erneuerbaren Energien, lastseitige Flexibilisierung, meist Demand Side Management (DSM) genannt, durch Speichertechnologien oder durch dargebotsabhängige erneuerbare Energien in Kombination mit Speichern. In dieser Studie wurde der Einfachheit halber diese Leistung durch eine im Modell definierte „synthetische Gasturbine“¹³ gedeckt. Die gesicherte

¹³ Die synthetische Gasturbine dient als Platzhalter für alle möglichen Formen zur Aufbringung gesicherter Kraftwerksleistung. Dies könnten GuD-Anlagen, Kohlekraftwerke, Speicher oder ähnliches sein.

Leistung dieser synthetischen Gasturbine könnte auch durch eine der anderen genannten Optionen erfolgen. Der errechnete Bedarf an gesicherter Kraftwerksleistung im zeitlichen Verlauf für Deutschland wird in Abbildung 20 dargestellt.

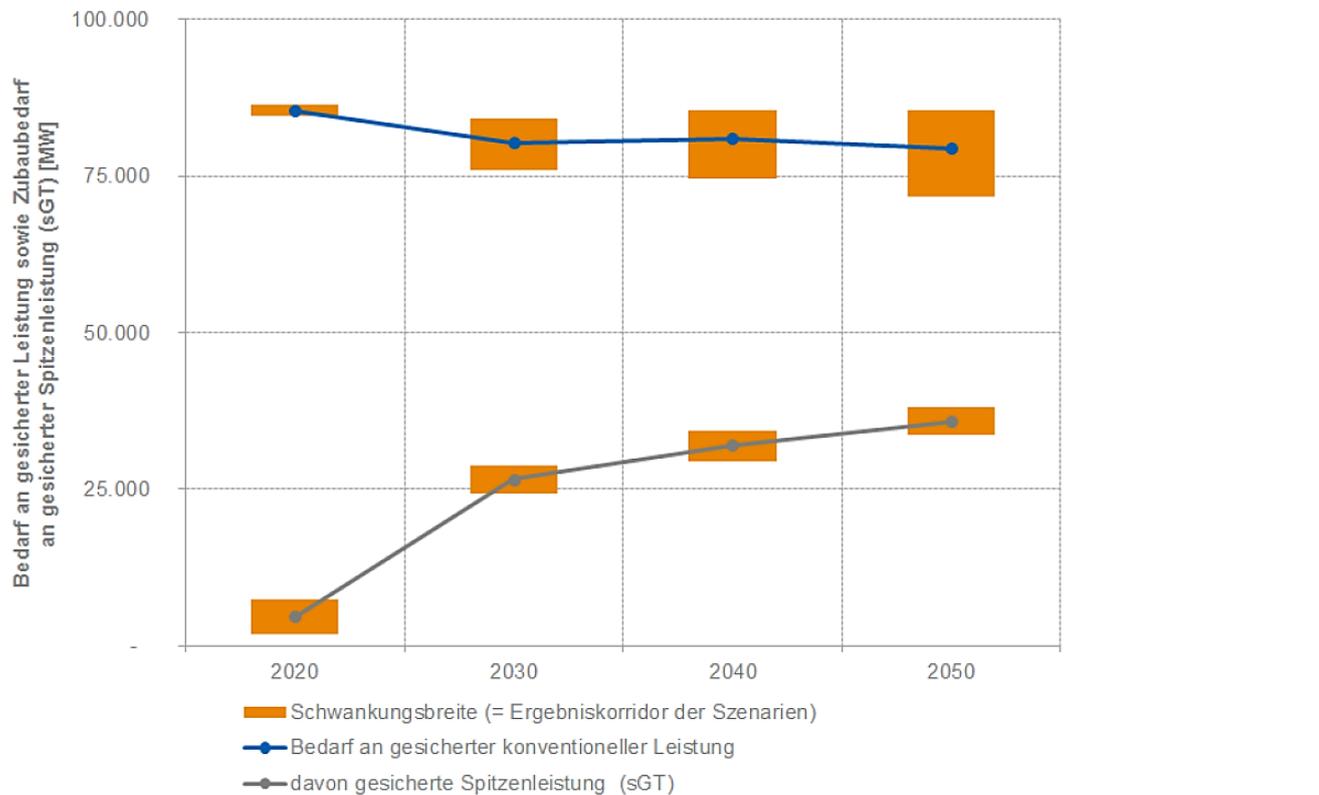


ABBILDUNG 20: BEDARF AN GESICHERTER LEISTUNG SOWIE ZUBAUBEDARF ZUR DECKUNG DIESER LAUT ENERVIS (ENERVIS, BET, 2013)

Aus Abbildung 20 kann entnommen werden, dass die Ergebnisse eine sinkende Entwicklung des Spitzenlastbedarfs prognostiziert (blaue Linie). Die fehlende gesicherte Leistung tritt aufgrund des „Sterbens“ alter konventioneller Kraftwerke und des erhöhten Anteils an dargebotsabhängiger Erzeugung ohne wesentliche Spitzenlastdeckung auf (graue Linie). Dabei sei nochmals auf das Problem hingewiesen, dass bei einem hohen Anteil an dargebotsabhängiger Erzeugung die Einsatzstunden von konventionellen Kraftwerken geringer werden und dadurch die Finanzierung der Fixkosten durch den Energiemarkt nicht mehr möglich ist.

Ein weiteres Ergebnis der Modellrechnungen im betrachteten Gutachten ist, dass speziell Windkraftanlagen durch die direkte Vermarktung zwischen 2030 und 2040 in einen marktreifen Zustand übergehen werden. Dies erfolgt unter der Prämisse einer unterstellten Kostendegression und gilt sowohl für on- als auch für offshore Anlagen. Im Gegensatz dazu wird für Photovoltaik auch bis 2050 erwartet, dass ohne eine gewisse Art der Förderung, hier als Investitionskostenzuschuss ausgeführt, keine Marktparität erreicht werden kann (siehe

dazu Abbildung 25). Diese Ergebnisse stehen in direktem Zusammenhang mit der Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien (DLR, IWES, IFNE, 2012), der Umsetzung des Netzausbaus auf Verteil- und Übertragungsebene und einer bestimmten Strompreisentwicklung.

Die Möglichkeit der Einbindung speziell von Wind und Photovoltaik wird eng mit dem Ausbau aller Netzebenen verbunden. Unterstellt werden im Bereich der niedrigeren Spannungsebenen Investitionen im Bereich von ca. 15 Mrd. € bis 2050 und für das Höchstspannungsnetz im Bereich von 25 bis 30 Mrd. €. Dies ergibt somit Gesamtkosten im Bereich zwischen 40 und 45 Mrd. € für alle Spannungsebenen. Der Netzausbau kann im Detail in der Studie nachgelesen werden und ist hier im Weiteren nicht Teil der Betrachtung.

5.4.3 MÖGLICHES ZUKÜNFTIGES ENERGIEMARKTDESIGN

Als wesentlichen Vorteil aus Sicht der Studienautoren an dem entwickelten Marktdesign sei die Eigenständigkeit der einzelnen Komponenten bei gleichzeitigem Zusammenwirken dieser genannt. So soll laut Angabe eine notwendige Anpassung einzelner Marktelemente das Gesamtkonzept nicht in störender Weise beeinträchtigen.

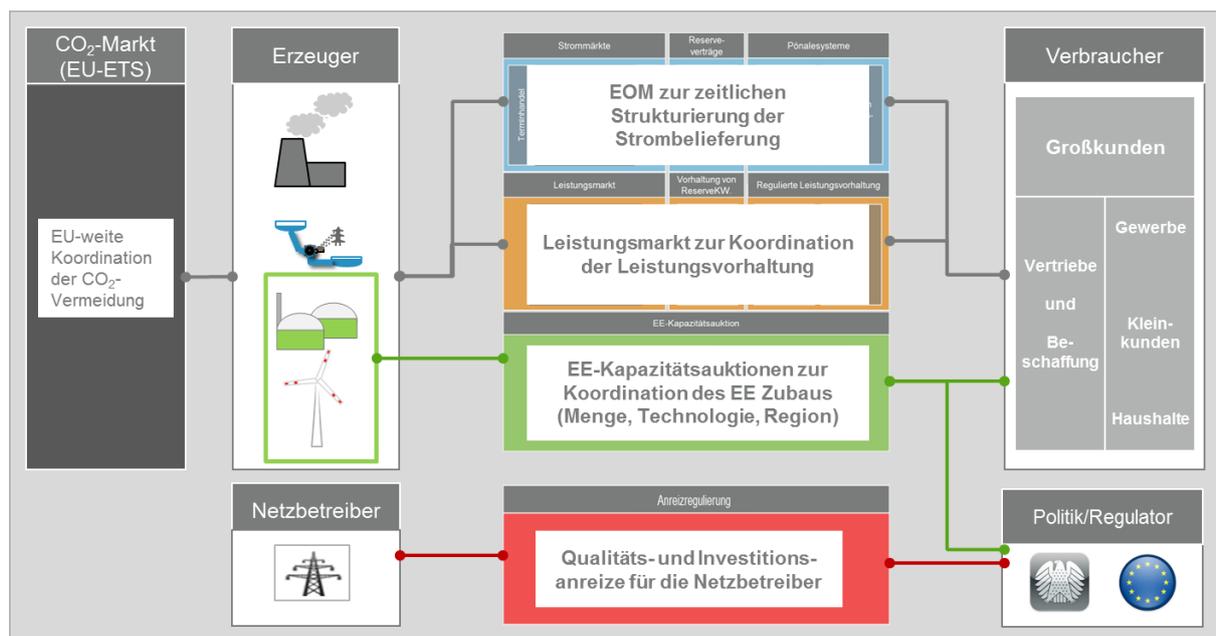


ABBILDUNG 21: SCHEMATISCHER ÜBERBLICK ÜBER DIE VERSCHIEDENEN MECHANISMEN DES INTEGRIERTEN ENERGIEMARKTDESIGNS (ENERVIS, BET, 2013)

Abbildung 21 (Für bessere Lesbarkeit siehe (enervis, BET, 2013)) zeigt die Elemente des vorgeschlagenen Marktdesigns in der Mitte der Abbildung. Laut enervis bleibt der CO₂ Markt, wie auch bisher, außerhalb des Energiehandels bzw. diesem vorgeschaltet. Es wird darauf verwiesen, dass zwar derzeit die Preissignale die der CO₂ Markt liefert nicht zu allzu großen Marktbeeinflussungen führen, es aber für die Zukunft durchaus zu anderen Preisen kommen kann, welche die Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien dann zusätzlich positiv beeinflussen könnten. Die für diese Arbeit zentralen Punkte sind der Strommarkt (blau), der

Leistungsmarkt (orange), sowie als Ergänzung der „Kapazitätsmarkt“ für erneuerbare Energien. Diese werden im Folgenden untersucht.

5.4.3.1 DER STROMMARKT

Der Strom- oder Energiemarkt als solches wird in seiner Funktionsweise nur in wenigen Punkten verändert. Es bleibt vom Termin- bis hin zum Intra-day-Handel jedes Elemente bestehen. Ein wesentlicher Unterschied zum bestehenden Markt ist jedoch die direkte Vermarktung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien. Durch diese Anpassung entstehen gleiche Bedingungen in der Vermarktung der Energie für alle Anbieter.

Der wesentliche Unterschied beispielweise für Windenergie ist also der, dass nicht mehr zwangsläufig alle produzierten kWh, sofern das Stromnetz dies zulässt, zu einem gewissen geförderten Preis abgenommen werden. Jedoch ergibt sich dadurch die Chance, von einem hohen aktuellen Marktpreis zu profitieren. Dies ist der Fall, da analog zur heutigen Marktgestaltung eine Einheitspreisauktion stattfindet. Können beispielsweise Wind, PV und Wasserkraft die aktuelle Nachfrage im Markt decken, so ist der Erlös für alle der Preis des teuersten eingesetzten Kraftwerks, welcher im Bereich von einigen €/MWh liegen wird. Setzt allerdings ein Gaskraftwerk den Preis, so liegt der Preis eher im Bereich von 70 bis 100 €/MWh, was speziell für dargebotsabhängige erneuerbare Energien mit geringen variablen Betriebskosten einen signifikanten Deckungsbeitrag bedeutet.

Die derzeitige Funktion des Strommarktes als Tauschbörse ergänzend zum over-the-counter Handel soll nicht verändert werden, wie auch die Abläufe von Ausgleichs- und Regelenergiebewirtschaftung. Weiterhin soll eine Einsatzoptimierung von konventionellen Kraftwerken, Stromspeichern und anderen Energieerzeugern stattfinden. Eine wesentliche Aufgabe des Energiemarktes sollte es jedoch sein, Anreize für den Bau neuer Kraftwerkskapazitäten mittels Knappheitspreisen zu bieten. Derzeit sind jedoch noch genügend Kapazitäten verfügbar, sodass keine bzw. sehr selten Knappheitspreise auftreten. Durch die sinkenden Einsatzzeiten von konventionellen Kraftwerken und durch die Überalterung des Kraftwerksparks, sowie den Kernkraftausstieg, werden in Zukunft gesicherte Kraftwerkskapazitäten nach und nach außer Betrieb gehen. Dann werden sporadisch Knappheitssituationen auftreten die dazu führen können, dass physikalisch das Angebot die Nachfrage übersteigt. Dies ist, sofern nicht mit lastsenkenden Maßnahmen entgegengewirkt werden kann, ein unzulässiger Systemzustand. Um solche Situationen zu vermeiden und Investitionen anzureizen, wird versucht den Energiemarkt mit einem Markt für Leistung zu ergänzen.

5.4.3.2 DER LEISTUNGSMARKT

Die vorgestellte Variante des Leistungsmarktes stammt aus einem Gutachten von enervis (enervis, BET, 2013) mit ergänzenden telefonischen Informationen von Dr. Nicolai Herrmann (Herrmann, 2013).

Beim integrierten Energiemarktdesign von enervis (im Folgenden iEMD) erfolgt eine Erweiterung des Energiemarktes um einen Markt für Leistung. Dieser Markt ist frei zugänglich für jeden Anbieter gesicherter Leistung. Diese sind vornehmlich konventionelle Kraftwerke, Speicher, KWK-Anlagen sowie bedarfsgerechte erneuerbare Energieerzeuger. Die Feststellung ob und welches Maß an Leistung als gesichert angesehen werden kann, wird von einer zentralen Stelle festgelegt bzw. überprüft. Für das Maß an gesicherter Leistung werden dann Zertifikate beispielsweise pro MW ausgestellt, welche am Leistungsmarkt feilgeboten werden können. Unter gesicherter Leistung wird hier die Fähigkeit des Erzeugers verstanden, Leistung für längere Zeiträume¹⁴ **durchgängig und planbar** anbieten zu können. Außerdem wird ein gewisser zeitlicher Vorlauf für diese Zusage vorausgesetzt (z.B. ein Jahr oder länger). Aus diesen Gründen sind dargebotsabhängige Erzeuger wie Windkraftanlagenbetreiber nicht in der Lage für sich alleine größere Mengen an diesem Markt anzubieten. Einzig in Kombination mit Speichern oder konventioneller Erzeugung ist dies möglich. Im Falle einer Nichtlieferung zertifizierter Leistung in Knappheitssituationen wird der Anbieter in die Pflicht genommen. Er kann entweder Ersatz für die ausgefallene Leistung besorgen, oder er muss Pönalen zahlen, welche jedenfalls über den Preisen für gesicherte Leistung liegen.

Das primäre Ziel des Leistungsmarktes ist es, durch die Möglichkeit einer weiteren Erlösquelle das Risiko eines Neubaus zu senken. Laut den Studienautoren ist es zu erwarten, dass sich auf dem Leistungsmarkt über längere Zeit ein vergleichsweise stabiler Preis einstellen wird. Dadurch soll das Investitionsrisiko zwar nicht ganz genommen werden, aber die Vollkostendeckung der Erzeuger soll einfacher funktionieren. Ein angemessenes Maß an Rendite/Risiko-Verhältnis soll sich für Kraftwerksneuinvestitionen durch die Kombination aller Erlösmöglichkeiten einstellen. Dies soll die Lastdeckung auch in Zukunft sicherstellen.

Die Nachfrageseite wird durch die Endkunden bestimmt. Dies sind sowohl die Großindustrie die meist mit eigenem Stromhandel (in Zukunft auch Leistungshandel) vertreten sind, bis hin zu Landwirtschaften oder Haushalten die aufgrund ihres geringen Bedarfs durch Vertreter am Leistungsmarkt teilnehmen. Grundsätzlich gilt, dass jeder Bezug von elektrischer Energie auch gleichzeitig den Bezug elektrischer Leistung bedeutet. Bei einem Ansatz mit getrennten Märkten soll die Zahlungsbereitschaft der Kunden für das Gut Leistung offengelegt werden. Jeder Kunde hat fortan die Möglichkeit, gemäß seinem technischen Vermögen, Leistung in Knappheitssituationen zu reduzieren und dadurch seine Kosten zu senken. Primär wird dies Großkunden vorbehalten sein, da diese bereits jetzt über die technischen Möglichkeiten dazu

¹⁴ Bezug auf ein bis drei Jahre

verfügen und auch besser als der Standardkunde über ihren Bezug Bescheid wissen. Zukünftig ist jedoch durch den Einsatz von intelligenten Zählern oder dergleichen auch jeder Haushaltskunde dazu in der Lage seinen Leistungsbezug zu gewissen Zeiten kontrolliert zu senken oder senken zu lassen falls dies vertraglich so vereinbart wurde.

Dazu werden die Termini „unterbrechbare“ und „nichtunterbrechbare“ Lieferung benutzt. Im einfacheren Fall der nichtunterbrechbaren Lieferung muss jederzeit sichergestellt sein, dass die Kunden mindestens ihre spezifische Leistungsnachfrage auch physikalisch abfragen können. Dies bedeutet Vollversorgung und wird jedenfalls in der Übergangszeit für Haushaltskunden gelten. Dabei reduziert sich jedoch die Leistung für die Gesamtheit der Haushaltskunden aufgrund von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Grundsätzlich kennt immer der Versorger den Bedarf seiner Kunden am besten und wird so das Lastprofil der Gesamtheit seiner Haushaltskunden gut einschätzen können. In einer ersten Näherung für ein Land als gesamtes gesehen kann das Standard Lastprofil (SLP) für solch eine Betrachtung herangezogen werden. Acht zu geben ist dabei darauf, dass das SLP auf eine gewisse Jahresenergie genormt ist, und die Leistung erst errechnet werden muss. Anders ist dies bei unterbrechbaren Lieferungen an Kunden. Hier muss die technische Möglichkeit zur Messung und auch Steuerung des Kunden (oder eines Kundenbündels) gegeben sein und eine vertragliche Vereinbarung zwischen Kunde und Versorger muss bestehen. So kann in Knappheitssituationen auf die Kunden und ihren Bedarf zugegriffen und dieser flexibilisiert werden.

Laut enervis wird Leistung zukünftig zu einem wichtigen „Systemkostenträger“. Das bedeutet, dass der Leistungsmarkt neben dem Strommarkt eine essentielle Erlösquelle darstellen wird und sich über die gesamte Wertschöpfungskette vom Erzeuger über den Handel bis hin zum Verbrauch zieht. Die Herausforderung besteht vor allem auf der Handels-/Vertriebsseite die Kombination aus Leistung und Energie in ein endkundenfähiges Produkt zu verwandeln. Diese Transformation wird auf Ebene der Bilanzkreise erfolgen. Analog zum Bilanzkreis für Strom kann ein Bilanzkreis für Leistung die Einhaltung von Fahrplänen überwachen und gegebenenfalls pönalisieren. Handel und Vertrieb stellen somit das zentrale Bindungsglied im Elektrizitätsmarkt dar.

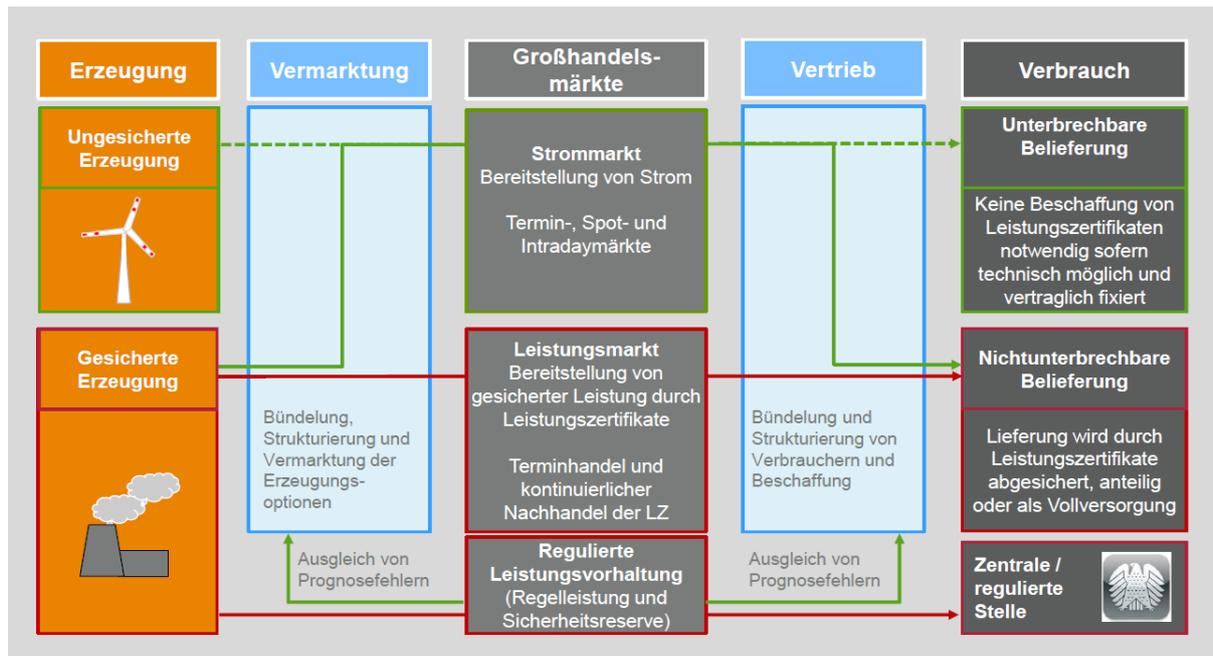


ABBILDUNG 22: GESAMTDARSTELLUNG STROM- UND LEISTUNGSMARKT MIT IHREN AKTEUREN (HERRMANN, 2013)

In Abbildung 22 ist der Gesamtmarkt für die Versorgung mit elektrischer Energie dargestellt. Es stellt eine Erweiterung der Darstellung im diskutierten Gutachten (enervis, BET, 2013) dar. Dabei sind zwei entscheidende und aus Sicht des Autors wichtige Aspekte erkennbar: Die Erzeugung aus EE welche keine gesicherte Leistung bereitstellen kann (vornehmlich Wind und Photovoltaik), und Kraftwerkskapazitäten mit der Option praktisch zu jedem Zeitpunkt¹⁵ Energie und Leistung bereitstellen zu können werden getrennt behandelt. Weiters erfolgt eine Bündelung auf der Nachfrage- und der Erzeugungsseite, was zu einer möglichst optimalen Gesamtmarktlösung führen kann.

Entscheidend ist die Produktdifferenzierung von Leistung und Energie, denn bei diesem Marktdesign sind erstmals alle Kunden angehalten ihre Präferenz und Zahlungsbereitschaft für Leistung offen zu legen. Wer eine Vollversorgung mit Leistung auch zu Knappheitszeiten möchte soll dafür bezahlen. Da in der Transformationsphase hin zum neuen Marktsystem der Wert für Leistung unter Umständen noch schwierig zu bemessen sein wird (speziell HH, Gewerbe), wird in der Studie darauf verwiesen, dass ein Market Maker¹⁶ für die Übergangsphase eingesetzt werden kann, der die Liquidität des Marktes verbessern soll.

Neben dem Markt für Energie wird in der Studie auch für den Leistungsmarkt eine Einheitspreisauktion vorgeschlagen. Dies bedeutet wiederum, dass jedes Angebot für gesicherte Leistung im Falle des Zuschlags den Preis der teuersten noch zum Zug kommenden Einheit

¹⁵ Wartung und ungeplante Ausfälle ausgenommen

¹⁶ Market Maker sind große Marktakteure die langfristig Käufe und/oder Verkäufe an Märkten tätigen und von den zeitlich anfallenden (geringen) Preisdifferenzen profitieren.

bekommt (Herrmann, 2013). Dieser Punkt ist als kritisch anzusehen, da dadurch der Gewinn von Unternehmen durchaus einen unangemessen hohen Wert annehmen kann.

UMSETZUNG DES LEISTUNGSMARKTES

Die Aufgabe die es zu bewältigen gilt ist es einen Markt für Leistungszertifikate mit geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen. Dabei ist die detaillierte Ausgestaltung kein Ziel des betrachteten Gutachtens – es wird davon ausgegangen, dass sich bei erfolgreicher Parametrierung der Angebots- und Nachfrageseite langfristig eine passende Ausgestaltung für alle Akteure finden wird, weshalb nur ein beispielhaftes Umsetzungsszenario beschrieben wird.

Zertifikate für Leistung werden in erster Linie als Jahresprodukte ausgegeben und am Leistungsmarkt angeboten. Dafür sollte sich dann relativ kurzfristig bereits in der Einführungsphase ein Handel entwickeln. Die Vorlaufzeit für einen solchen Handel wird von Herrmann mit ungefähr 3 Jahren anberaumt, was mit der ansonsten fehlenden Liquidität am Leistungsmarkt zu tun hat (Herrmann, 2013). Da jedoch die Kunden im Jahresverlauf unterschiedliche Bedürfnisse haben, werden Produkte entstehen welche den Kundenansprüchen besser entgegenkommen. Dies wird absehbar analog zum Energiemarkt passieren, der auch verschiedenste Produkte nach Kundenwünschen bedient (parallel zu den Produkten am Energiemarkt). Es wird davon ausgegangen, dass sich für diese Produkte dementsprechende Handelsplätze finden und etablieren werden. Dies sind kurzfristige Handloptionen wie der day-ahead-Markt und der intra-day-Markt. Jedoch gibt es keine zwingende Einschränkung, dass dies rein an der Börse geschieht (auch OTC Handel¹⁷ ist hierfür legitim).

Die Preisbildung an der Leistungsbörse erfolgt aufgrund des Zusammentreffens von Angebot und Nachfrage. Die Anbieter sind wie beschrieben zertifizierte Erzeuger die Strom (Leistung) zu Zeiten der Jahreshöchstlast bereitstellen können. Ihr Angebot richtet sich nach den „Differenzkosten“. Im Gutachten sind dies jene Kosten die nicht durch den Verkauf von Energie am Energiemarkt oder aus anderen Erlösquellen gedeckt werden können. Wie hoch diese Kosten sind wird im Gutachten nicht ersichtlich, weshalb keine Zahlenwerte dafür an dieser Stelle angeführt werden.

¹⁷ Die Preise der OTC Handels orientieren sich im Normalfall an den Preisen der jeweiligen Börsen.

Unterschieden wird auf der Angebotsseite ob Kraftwerke aus dem Bestand stammen, oder neu gebaut werden¹⁸.

Bestandskraftwerke werden jenen Teil der Fixkosten bzw. fixen Betriebskosten als Preis ansetzen, welchen sie nicht über andere Erlösquellen erzielen können. Das bedeutet, dass unwirtschaftlich gewordene Kraftwerke dann im Markt bleiben, wenn sie ihre Fixkosten als Minimum erwirtschaften können. Diese hätten sie im energy-only-Markt nicht mehr verdient.

Ein **neues Kraftwerk** gibt als Preis die Differenzkosten an – hier: erwartete Kapitalkosten plus fixe Betriebskosten abzüglich erwarteter Erlöse an Märkten an denen sie teilnehmen. Die Stromerlöse werden antizipiert und das Preisniveau am Leistungsmarkt wird beobachtet. Stehen nun die erwarteten Erlöse an allen Märkten als Gesamtheit den auftretenden Kosten in einem angemessenen Rendite/Risiko-Verhältnis gegenüber, so wird eine neue Erzeugungsanlage gebaut, da eine Vollkostendeckung erwartet werden kann¹⁹.

Dem gegenüber stehen die Nachfrager am Leistungsmarkt. Dies sind Großverbraucher und Vertriebe die Endkunden bedienen. Dabei kann jeder Kunde sein Maß an gesicherter Leistung selbst bestimmen. Für diesen erwarteten Strombezug werden vom Kunden oder seinem Versorger dann Leistungszertifikate beschafft. Laut enervis bestimmen zwei Faktoren hauptsächlich die Zahlungsbereitschaft der Kunden:

Stromknappheit: Falls Kunden keine oder nicht genügend Leistungszertifikate gekauft haben und ihr Strombezug kurzfristig in Knappheitszeiten über den gesicherten Anteil hinausgeht, so wird eine Pönalzahlung fällig. Durch diese Pönale werden die Kunden kurzfristig bereit sein am Leistungsmarkt einzukaufen um der Strafzahlung zu entgehen. Auch Erzeuger werden bei Nichteinhaltung ihrer Verträge (liefert weniger Leistung als zertifiziert) mit Pönalzahlungen bestraft.

Verwendungszweck: Industriekunden haben meist Potential kurzfristig Last zu flexibilisieren. Sie werden nicht vollumfänglich gemäß ihrer Maximallast Leistungszertifikate besorgen. Haushaltskunden hingegen können/werden nicht flexibilisieren und zeigen damit ihre volle Zahlungsbereitschaft für Leistung an.

Durch dieses Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage und dem sich dadurch einstellenden Preis soll der Leistungsmarkt seine zugeteilte Aufgabe, der Sicherstellung von Kraftwerksinvestitionen, erfüllen.

¹⁸ Anmerkung des Autors: Bei einer Vorlaufzeit von 3 Jahren ist der Bau neuer Kraftwerke problematisch.

¹⁹ Anmerkung des Autors: Um diese Daten antizipieren zu können benötigt man ein dementsprechendes Modell und den genauen Einblick in die Kosten der Kraftwerke/ Kraftwerksstandorte.

In Abbildung 23 wird dieses Zusammentreffen von Angebot und Nachfrage am Leistungsmarkt schematisch dargestellt. Auf der Angebotsseite werden die Differenzkosten der Kraftwerksbetreiber zur Deckung der Vollkosten aufgetragen. Als Gegenpart ist die Nachfrage nach gesicherter Leistung als grün-rote Linie im Diagramm eingezeichnet. An dem Punkt, an dem die Zahlungsbereitschaft der Kunden für Leistung und das Angebot von Kraftwerksbetreibern zusammentreffen, ergibt sich der Marktpreis für gesicherte Leistung. Dadurch wird Menge und Preis für Leistung bestimmt. Kraftwerke deren Angebot unter dem Marktpreis liegen (hellblaue Fläche), erhalten für ihre Bereitschaft zur Leistungsbereitstellung in Knappheitszeiten den Marktpreis als Vergütung. Die Betreiber der Kraftwerke der orangen Fläche sind zu teuer oder weniger effizient und erhalten keine Zahlungen. Von der Kunden-seite aus betrachtet erfolgt eine verursachergerechte Aufteilung der Kosten, da nur jene Kunden für Leistung zahlen, die diese auch gesichert zur Verfügung haben wollen bzw. im Idealfall auch verursachen.

Verbraucher werden nicht mehr Leistung nachfragen als sie auch wirklich brauchen, was sich langfristig auf das Angebot auswirkt. Es wird nicht zu Überkapazitäten kommen, da Kraftwerksbetreiber keinen Leistungspreis für nicht eingesetzte Kapazitäten erhalten würden, jedoch werden Investitionen angeregt wenn der Preis steigt oder sich Angebot und Nachfrage nicht treffen.

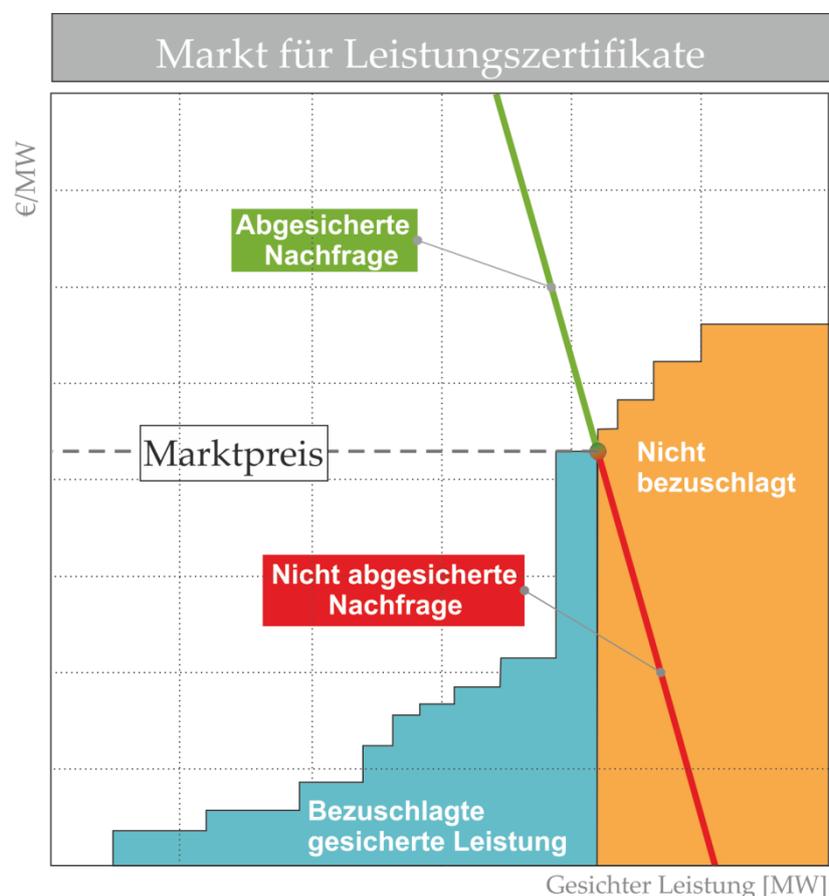


ABBILDUNG 23: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER PREISBILDUNG AM LEISTUNGSMARKT ((ENERVIS, BET, 2013) EIGENE DARSTELLUNG)

INTEGRATION DES LEISTUNGSMARKTES IN DEN ENERGIEMARKT

Die Integration des Leistungsmarktes in den Energiemarkt wird im Gutachten von enervis anhand des day-ahead-Marktes schematisch erklärt.

Abbildung 24 zeigt dazu im linken Abschnitt den Energiemarkt in einer Knappheitsstunde. Die blauen Flächen repräsentieren die Angebote der Kraftwerke die Leistungszertifikate veräußert haben mit deren Angebot am Energiemarkt. Die grüne Linie zeigt das Ausmaß an gesicherter Leistung, welche von der Gesamtheit der Kunden im Vorfeld erworben wurde. Die rot/grau Line stellt weitere Nachfrager dar, die jedoch nicht durch den Kauf von Leistungszertifikaten sichergestellt haben stets beliefert zu werden. Im Knappheitsfall stehen in diesem Beispiel genauso viele Kraftwerkskapazitäten wie zuvor abgesichert wurden zur Verfügung. Dies wird in Abbildung 24 auf der rechten Seite gezeigt. Hier ist die Nachfrage auf das Maß an gesicherter Leistung beschränkt, da nur Anlagen die auch am Leistungsmarkt den Zuschlag erhielten auch Energie am Markt anbieten (können). Der sich einstellende Preis ist der höchste (bezüglich Energieerzeugung) der sich aus dem Portfolio der zur Leistungsdeckung feilgebotenen Kraftwerke ergeben kann.

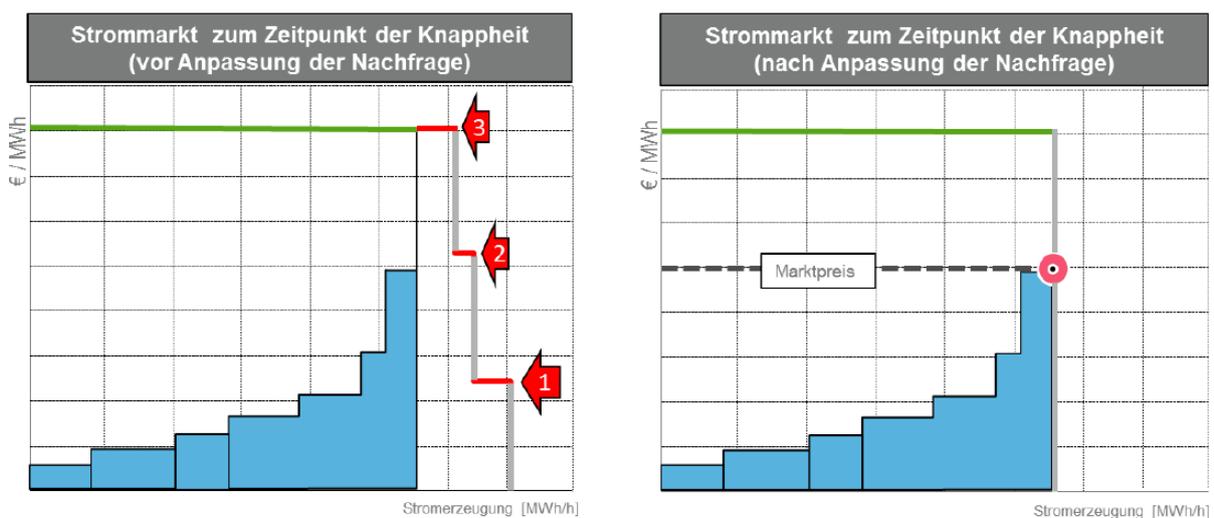


ABBILDUNG 24: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER INTEGRATION DER LEISTUNGSZERTIFIKATE AM ENERGIEMARKT (ENERVIS, BET, 2013)

Da nicht genügend Kapazitäten für alle Kunden²⁰ verfügbar sind, muss die Nachfrage reduziert werden. Dabei fallen nach und nach die Kunden mit der geringsten Zahlungsbereitschaft aus dem Markt²¹. Das heißt, dass Nachfrager der Linie 1 als erstes dazu verpflichtet sind ihren Verbrauch zu reduzieren. Danach die Nachfrager der Linien 2 und 3. Dies geschieht so lange, bis der Bedarf gedeckt werden kann, was in dieser Darstellung genau dem durch Leistungszertifikate gesicherten Verbrauch entspricht. Im Idealfall kann nie eine Unterdeckung der Last passieren, da die erzeugte Energie mindestens das Ausmaß der gesicherten

²⁰ Hier die Gesamtnachfrage der Kunden: Kunden mit und ohne Leistungszertifikate gemeint.

²¹ Betrifft im Idealfall nur Kunden ohne Leistungszertifikate

Leistung haben müsste. Alle Kunden die sich nicht mit Zertifikaten eingedeckt haben, haben damit auf eine sichere Versorgung verzichtet und müssen im Notfall ihren Verbrauch auf das von ihnen gesicherte Niveau reduzieren. Dies ist allerdings nur dann der Fall, wenn keine zusätzlichen Kapazitäten zu dieser Zeit produzieren können. Grundsätzlich stellt dies also nur einen geringen Eingriff in den Energiemarkt dar. Die Funktionsweise und die Anreize speziell in Knappheitssituationen zu produzieren bleiben erhalten, da die Preise im Knappheitsfall sehr hoch werden können. Im heutigen Energiemarkt hätte die beschriebene Situation gravierendere Auswirkungen. Wenn nicht genügend Kapazität vorhanden ist würde nämlich eine Rationierung stattfinden müssen. Nach welchen Gesichtspunkten und wer abgeschaltet wird ist dabei praktisch willkürlich. Im Fall mit der Ergänzung durch den Leistungsmarkt kann man jedoch an der Zahlungsbereitschaft der Kunden und deren Leistungseinkauf eine gerechte Zuteilung der Leistung bewerkstelligen.

5.4.3.3 MARKT FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

Ein weiterer Unterschied des heutigen zum integrierten Energiemarktdesign von enervis ist der Umgang mit erneuerbaren Energien. Heute erhalten die meisten Anlagen in Deutschland Förderungen aufgrund der von ihnen produzierten Energie. Dabei ist ihr Beitrag zur Lastdeckung oder der Lieferzeitpunkt unerheblich, denn es besteht eine Abnahmeverpflichtung für die produzierte Energie. Dieses System ist langfristig nicht zielführend und sollte geändert werden.

Der Vorschlag von enervis ist eine Investitionsförderung welche technologiespezifisch und mit zeitlicher Begrenzung vergeben wird. Dabei sollen jene erneuerbaren Energien unterstützt werden, welche aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit nicht alleine am Leistungsmarkt teilnehmen können und dadurch dort keine Erlöse erzielen können²². Die einzige Möglichkeit für Technologien wie Wind und Photovoltaik an einem langfristigen Leistungsmarkt teilnehmen zu können ist die Absicherung mit bzw. durch andere Technologien wie beispielsweise Gaskraftwerken oder Speichern.

²² Aufgrund der Quotenerfüllung für Strom aus regenerativen Energiequellen werden diese allerdings von der Politik verlangt.

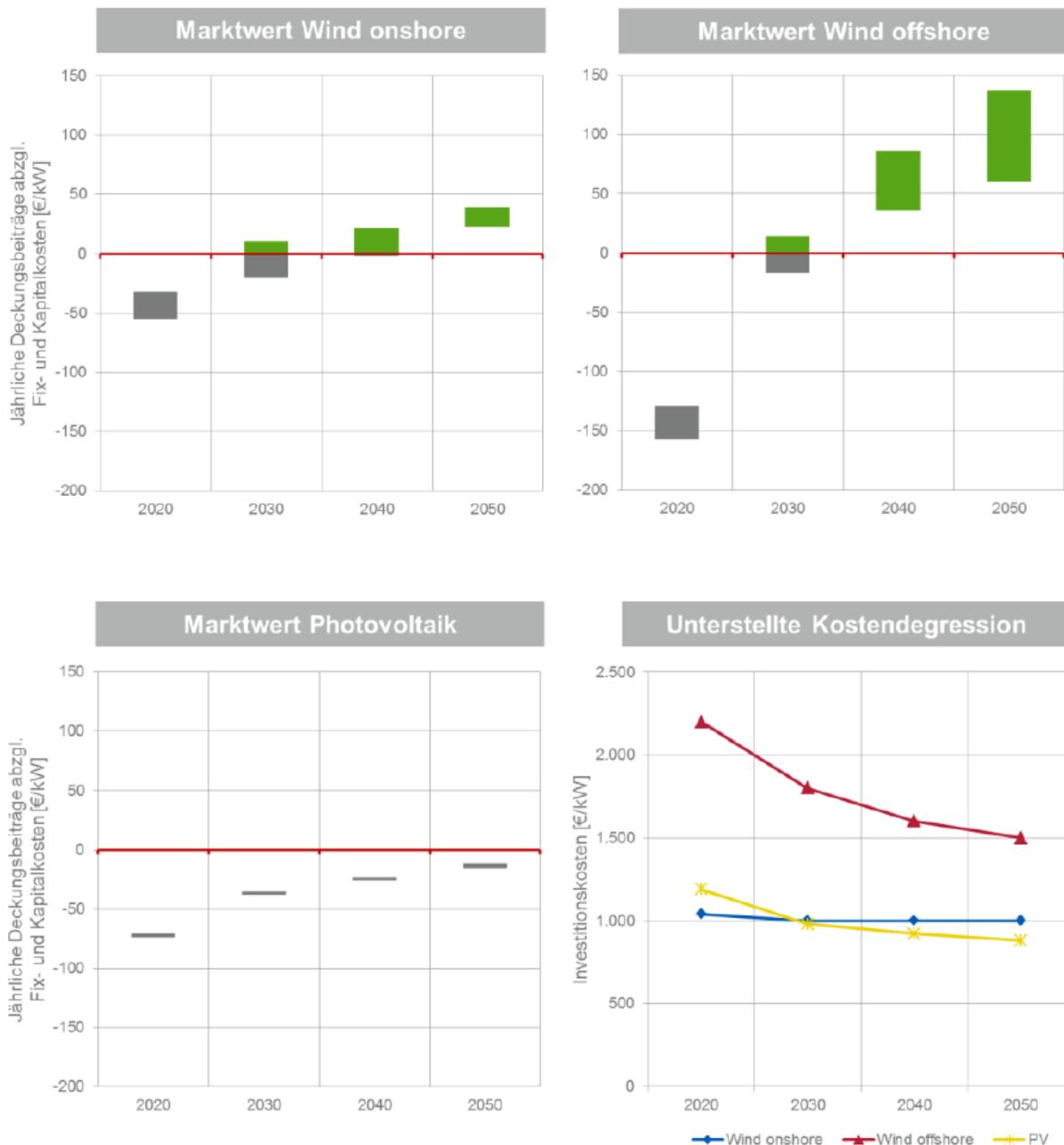


ABBILDUNG 25: ENTWICKLUNG DER MARKTPARITÄT VON WIND UND PV (NEUANALAGEN) SOWIE DIE FÜR DIE BERECHNUNG UNTERSTELLTE KOSTENDEGRESSION (ENERVIS, BET, 2013)

Das langfristige Ziel für alle erneuerbaren Energien ist es, dass die Vollkosten rein durch Erlöse an den verschiedenen Märkten gedeckt werden können. Denn anders als im bisherigen Markt, bieten beim enervis Ansatz auch die EE direkt am (Energie-) Markt an. Die Förderung wird in Form von Leistungsprämien (€/MW) ausgeschüttet und soll im Rahmen einer mengengesteuerten Ausschreibung vergeben werden. Dabei wird zwischen den verschiedenen Technologien und gegebenenfalls auch regional unterschieden. Das Angebot bei der EE-Kapazitätsauktion beläuft sich im Idealfall auf die Differenzkosten zwischen Vollkosten und den antizipierten Erlösen an allen Märkten an denen sie teilnehmen.

Die Ausschreibung soll mengenbasiert und als rundenbasierte Auktion abgehalten werden. In diesem Vorschlag wird eine bestimmte Menge an erneuerbaren Energien getrennt nach Technologie ausgeschrieben. Dazu ein Beispiel mit fiktiven Zahlen:

50 GW Photovoltaik sollen in einer Periode installiert werden. Der Auktionator beginnt mit einer Vergütung von 1 €/MW/a, die für eine Zeit von beispielsweise 15 Jahren ausbezahlt werden. In dieser Runde melden sich Anbieter mit Kapazitäten im Ausmaß von 10 GW. Diese haben dann gesichert ihren Zuschlag. In der nächsten Runde wird auf 2 €/MW/a erhöht und es melden sich Anlagenbauer für 20 GW. Dann wird auf 3 €/MW/a erhöht und so weiter. Die Erhöhung wird solange fortgesetzt, bis insgesamt die geforderte Leistung angeboten wurde. Je nach Ausführung kann dann jeder seinen Gebotspreis oder den letzten, einen Zuschlag erhaltenden Preis, als Investitionsförderung bekommen (sinn-gemäße Wiedergabe EE-Kapazitätsmarkt enervis (enervis, BET, 2013)). Dargestellt wird dies in Abbildung 26.

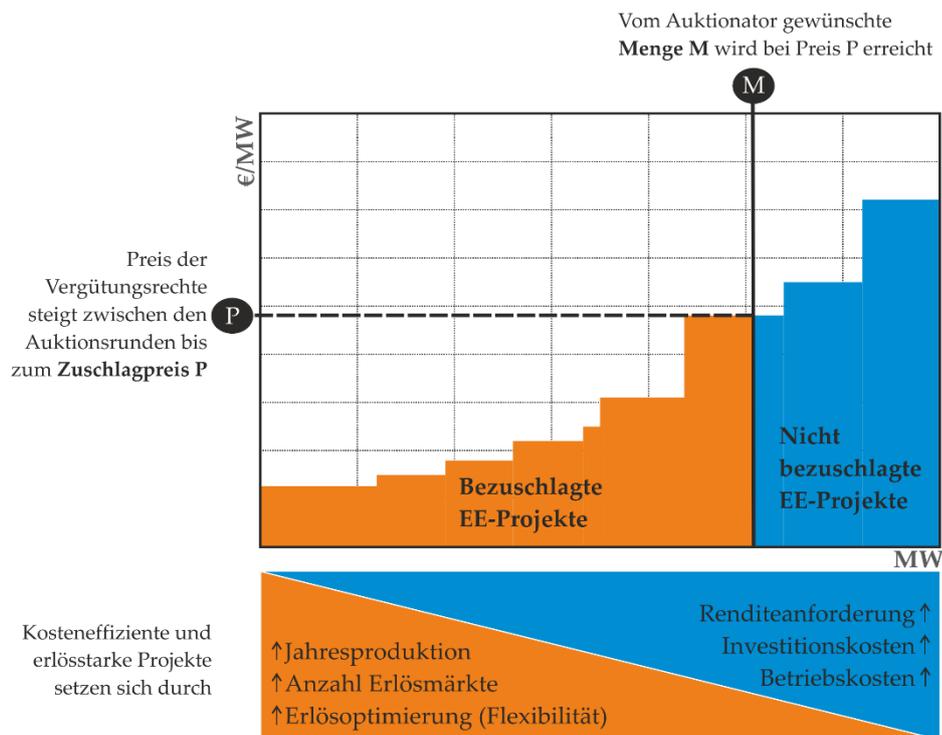


ABBILDUNG 26: PREISFINDUNG BEI ZUKÜNFTIGEN INVESTITIONSFÖRDERUNG ERNEUERBARER ENERGIEN (QUELLE: (ENERVIS, BET, 2013); EIGENE DARSTELLUNG)

Dabei gilt dieses neue Förderschema für alle Neuanlagen, wohingegen bestehende Anlagen und ihre Verträge unberührt bleiben. Durch die Erwartung der steigenden Preise am Energiemarkt, zusätzlich bestärkt durch einen erwarteten steigenden CO₂ Preis, werden Wind und PV immer mehr Erlöse erzielen können. Außerdem wird eine Kostendegression wie sie in Abbildung 25 rechts unten dargestellt ist in der Modellrechnung angenommen. Dadurch wird im Gutachten erwartet, dass Wind on- und offshore bereits 2035 die vollständige Marktparität

erreicht haben (Abbildung 25 oben), wohingegen PV unter den angenommen Parametern nicht ohne irgendeine Art von Förderung bestehen kann (Abbildung 25 links unten). Die Erlöse der PV erreichen unter den angenommenen Voraussetzungen nie die Nulllinie die Marktparität symbolisiert.

5.4.4 ZUSAMMENFASSUNG UND FAZIT

Im vorgeschlagenen dezentralen Leistungsmarkt von enervis finden sich viele sinnvolle Erweiterungen des heutigen Marktsystems wieder. Deswegen zählt dieses Gutachten der Meinung des Autors nach zu den vielversprechendsten der derzeitigen Ansätze für ein neues Marktdesign.

EE-Kapazitätsauktion: Die derzeitige Ausgestaltung des EE-Gesetzes fügt sich nicht mit Bedacht auf die Rolle von beispielsweise Photovoltaik für das Gesamtsystem ein. Energie ist nicht zu jedem Zeitpunkt gleich „wertvoll“ und sollte dementsprechend auch nicht unabhängig vom Einspeisezeitpunkt gleich abgegolten werden. Beim enervis Ansatz wird versucht eine politisch vorgegebene installierte Kapazität zu den günstigsten Förderkonditionen zuzubauen. Der Problematik der steigenden Forderung nach erneuerbaren Energien wird hier mit einem Ansatz der **Technologie- bzw. Leistungsförderung** begegnet. Jene Anbieter die ihre Energie erwartet am besten vermarkten können erhalten dabei auch den Zuschlag für den Bau dieser. Jedenfalls sollte die Auszahlung der Förderung aus Sicht des Autors auf pay-as-bid Basis passieren, da sonst wieder eine Überförderung stattfinden kann. Verwiesen wird auch darauf, dass durch dieses System eine **Standortdiversifizierung** vor allem in Bezug auf Windkraftanlagen vorangetrieben werden soll. Dies ist der Fall, da die zu erwarteten Erlöse am Energiemarkt zu Zeiten vermehrter Windeinspeisung gering sind. Wenn nun ein Standort gewählt wird bei dem Wind eher zu Zeiten verfügbar ist an denen die bereits ausgebauten Windstandorte nicht einspeisen, so wird der Erlös am Energiemarkt ein vermeintlich höherer sein. Ein ungeklärtes Thema ist der Preis zu dem Wind oder Photovoltaik am Energiemarkt anbieten. Laut Auskunft (Herrmann, 2013) wird dieser Preis jedenfalls positiv sein, aber in welcher Höhe wird nicht eindeutig geklärt. Für enervis ist dies auch kein entscheidender Punkt, da der Energiemarkt als Einheitspreisauktion abgehandelt wird. Nach Meinung des Autors ist dies nicht die ideale Lösung, was in weiterer Folge bei der Stellungnahme diskutiert wird.

Der Energiemarkt: Analog zum heutigen energy-only Markt wird auch der Energiemarkt bei enervis funktionieren. Die wesentliche Erweiterung stellt das direkte Vermarkten der erneuerbaren Energien am Strommarkt dar. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie bis 2022 wird jedenfalls mit gewissen **Fehlmengen** und einem angemessenen sich einstellenden Preis für Energie am Markt gerechnet. Diese Fehlmengen sind keine physikalische Energieunterdeckung, aber die gewohnte Deckung der Grundlast durch Kernenergie muss ersetzt werden. In diesem Fall steigt der Preis, da vermeintlich teurere konventionelle

Kraftwerke den Preis setzen werden. Dadurch erwirtschaften vor allem Erneuerbare Erlöse die dadurch die Förderquoten geringer werden lassen. Die Marktorganisation vom Termin- bis hin zum intra-day- Handel bleibt analog zum heutigen Markt bestehen. Auch OTC-Geschäfte wären problemlos einbindbar. Es wird auch hier wieder eine **Einheitsbepreisung**, wie sie auch heute stattfindet, vorgeschlagen. Hier gilt es zu bedenken und zu überprüfen welche Deckungsbeiträge erwirtschaftet werden können, und welche Kosten dann noch für den Leistungsmarkt anrechenbar sind.

Der Leistungsmarkt: Leistung wird durch die Einführung von **Zertifikaten für gesicherte Leistung** zu einem handelbaren Gut. Eine zentrale Stelle bescheinigt den Kraftwerken ihre Fähigkeit gesicherte Leistung für einen bestimmten Zeitraum (bspw. ein Jahr vorlaufend) erzeugen zu können. Dabei hat diese Stelle keinen Einfluss auf die gesamt benötigte Menge an Leistung im System, sondern nur an der Legitimierung der einzelnen Anlagen, da durch diese Zertifizierung Technologien hinsichtlich ihres **Systemwertes**²³ unterschiedlich betrachtet werden. Ein Gaskraftwerk kann beispielsweise mit geringer Vorlaufzeit und hoher Wahrscheinlichkeit zu Zeiten der Jahreshöchstlast (in Deutschland von November bis Februar zwischen 17:00 und 20:00 Uhr) Leistung (Energie) bereitstellen. Dies kann durchaus mehrere Jahre im Vorhinein festgelegt und angeboten werden. Bei einer Photovoltaikanlage ist die Wahrscheinlichkeit dagegen verschwindend gering, dass diese zur Jahreshöchstlast in Deutschland produziert. Also müssen Technologien unterschieden werden, da sie einen anderen Wert für das Elektrizitätssystem darstellen. Es muss jedoch zu jedem Zeitpunkt die Bedingung ERZEUGUNG = VERBRAUCH gelten. Technologien die vom Dargebot abhängig sind können deswegen an einem solchen Markt nur unter gewissen Bedingungen teilnehmen. So kann sich ein Windkraftanlagenbetreiber mit einem Speicherbetreiber zusammenschließen, und dadurch auch den Leistungsmarkt bedienen. Dabei stellt sich dann die Frage, ob diese Kombination von Kraftwerken noch konkurrenzfähig sein kann.

Das Angebot am Leistungsmarkt orientiert sich an den „**Differenzkosten**“ der einzelnen Anlage. Diese Kosten entsprechen den Vollkosten einer Erzeugungsanlage abzüglich aller antizipierten Erlöse an anderen Märkten. Diese Kosten sollen dann annuitätisch auf die wirtschaftliche Lebensdauer des Kraftwerks aufgeteilt werden. Prinzipiell kann so jeder Anbieter das Risiko das er einzugehen bereit ist selbst bestimmen. Es kann allerdings bei einem wettbewerblich organisierten Markt davon ausgegangen werden, dass Anbieter eher ein höheres Investitionsrisiko eingehen um überhaupt Erlöse am Leistungsmarkt erwirtschaften zu können.

²³ Fähigkeit Leistung in Knappheitszeiten bereitstellen zu können bzw. Energie zu produzieren.

Am Leistungsmarkt werden alle Gebote für gesicherte Leistung für einen definierten Zeitraum gesammelt und mit der Nachfrage zum Schnitt gebracht. Die Fristigkeiten des Leistungsmarktes werden analog zu denen des Energiemarktes gesetzt. Außerdem sieht die Ausgestaltungsvariante von enervis auch für den Leistungsmarkt eine **Einheitsbepreisung** vor. Anmerkung: Hier sei angeregt, dass bei der Organisation verschiedener Märkte darauf geachtet werden sollte keine übermäßigen Gewinne bei Unternehmen zu generieren.

Durch die Flankierung des Energiemarktes durch den Leistungsmarkt ist es laut den Studienautoren nicht mehr möglich, dass es zu **Versorgungsausfällen** kommt. Jeder Nachfrager der zu Knappheitszeiten versorgt werden möchte muss sich dieses Recht über Leistungszertifikate erkaufen. Zur Absicherung der Leistungsdeckung wird vorgeschlagen, dass sich jene Verbraucher die sich nicht mit gesicherter Leistung eingedeckt haben ihre Energie jedoch ausschließlich nur noch an der Energiebörse beschaffen dürfen, und nicht mehr über OTC-Handel. Am Energiemarkt kristallisiert sich dann eine Knappheitssituation heraus. Die Deckung der Kunden die sich mit gesicherter Leistung eingedeckt haben muss jederzeit gewährleistet sein und alle anderen Kunden werden unabhängig von ihrer Zahlungsbereitschaft nur dann versorgt, wenn mehr Kraftwerke Energie erzeugen als dies aufgrund der Leistungskontrakte notwendig wäre. Da jedoch der Preis am Energiemarkt in solchen Stunden hoch sein wird, werden alle Kraftwerksbetreiber die Intention haben zu dieser Zeit zu produzieren.

Nachfrageflexibilisierung stellt ebenfalls eine Möglichkeit dar um zwar nicht am Leistungsmarkt anzubieten, aber um die notwendige gesicherte Leistung zu begrenzen. Dabei wird davon ausgegangen, dass im ersten Zug nur Großkunden diese Möglichkeit zur Verfügung steht. Diese wissen über ihre Produktionsprozesse bestens Bescheid und weisen meist auch ein Reduktionspotential auf. Endkunden wie Haushalte dagegen müssen erst die technischen Anforderungen (Messung, aber auch Vertragsgestaltung) abklären, um dann ihr Lastsenkungspotential nutzen zu können. Die Verrechnung bzw. Überprüfung der Einhaltung der Lastverträge kann in analoger Weise zum Energiemarkt über Bilanzkreise erfolgen. **Leistungs-Bilanzkreise** unterscheiden sich nicht wesentlich von gängigen Bilanzkreisen, jedoch überwachen sie den Leistungsbezug einzelner Verbraucher. Auch hier muss dann, wie im Gutachten vorgeschlagen, mit geeigneten Ausgleichs- und Reservemärkten die Bilanz ausgeglichen werden.

Andere Rahmenbedingungen: Weitere notwendige und sinnvolle Maßnahmen liegen vor allem im **Netzausbau**. Aus dem Gutachten geht klar hervor, dass ein bestimmtes Maß an Netzausbau jedenfalls als sinnvoll erachtet wird um die Integration erneuerbarer Energien zu einem geringstmöglichen volkswirtschaftlichen Kostenanteil erreichen zu können. Die Studienautoren gehen davon aus, dass die Flexibilisierung der Nachfrage jedenfalls teurer sein wird als der notwendige Zubau an Leitungen über alle Spannungsebenen hinweg. Der **CO₂-Markt** wird als wichtiges Instrument zur Unterstützung des Marktwertes von

Erneuerbaren gesehen und ist weiter gleich vorhanden. Es wird darauf verwiesen, dass sich der Preis für CO₂ Zertifikate verändern (erhöhen) wird und muss um diesen Zweck zu erfüllen.

Stellungnahme: Es wurde versucht das Gutachten von enervis und BET (enervis, BET, 2013) in Bezug auf die Relevanz in dieser Arbeit so gut als möglich aufzuarbeiten. Es gibt keine Gewähr seitens des Autors, dass jeder Gedanke der Studienautoren des Gutachtens zu 100 % richtig verstanden und dargestellt wurde. Die Wiedergabe erfolgte nach bestem Wissen und Gewissen.

Viele Veränderungen in Bezug auf die derzeitige Marktgestaltung in diesem Gutachten stellen der Meinung des Autors nach eine **wesentliche Verbesserung** des derzeitigen Systems dar. So ist der geplante Markt für Leistung und die grundsätzliche Herangehensweise an diesen durchaus sinnvoll. Der Eindruck des Gesamtansatzes ist **stimmig**, da alle Komponenten bis hin zu Ausgleichs- und Reserveenergie/-leistung, sowie Netzausbau und Treibhausgase neben dem Energie- und Leistungsmarkt bedacht werden.

Vorsicht sollte allerdings dabei walten, nicht **zu viele Erlöse** für einzelne Anbieter zuzulassen. Die Prämisse sollte sein den Erzeugern zu geben was den Erzeugern gebührt, und den Verbrauchern zu geben was den Verbrauchern gebührt. Bei der vorgeschlagenen Ausgestaltung des Energie- und Leistungsmarktes (gegebenenfalls sogar bei den EE-Kapazitätsauktionen), bei denen stets **Einheitspreise** an alle ausgeschüttet werden, ist es fraglich ob nicht unnötig hohe Gewinne bei den Erzeugern lukriert werden.

Ein weiterer Punkt ist die **Vorlaufzeit** für einen Leistungsmarkt. Dargestellt wird ein Vorlauf von drei Jahren gegenüber der Ausführung. Der genannte Grund ist die ansonsten fehlende Marktliquidität (Herrmann, 2013), wobei dringend darauf hinzuweisen ist, dass drei Jahre Vorlaufzeit für einen notwendigen Kraftwerksbau äußerst **kurz bemessen** ist. Es darf angezweifelt werden, ob ein Kraftwerk, vor allem bauintensive Kraftwerke wie Pumpspeicher, in dieser Zeit projektiert und gebaut werden können.

Keine gezielten Aussagen gibt es in Bezug auf die **Größenordnungen der Preise** an den verschiedenen Märkten bzw. Preise für Leistung und Energie von einzelnen Kraftwerkstypen. In der Berechnung wurde soweit nachvollziehbar nur Deutschland ohne seinen Kontext im europäischen Elektrizitätssystem betrachtet, was vermutlich einem regionalen Modell geschuldet ist.

Außerdem möchte der Autor darauf hinweisen, dass in dieser Betrachtung mehrere neue Märkte benötigt werden. Diese müssen organisiert und später auch geführt werden. Alleine dadurch ergeben sich bereits hohe Kosten bei diesem Ansatz.

5.5 ANSATZ DER DEZENTRALEN LEISTUNGSVERPFLICHTUNG

Der zweite betrachtete Ansatz ist jener der dezentralen Leistungsverpflichtungen. Dieser wird hier mittels einer Studie von frontier economics (frontier economics, 2013) aufgearbeitet. Umgesetzt wird eine Variante dieses Kapazitätsmechanismus im PJM Markt in den USA, und angedacht ist er beispielsweise in Frankreich. Es wird ein allgemeiner Überblick über diese Variante gegeben, und auf die spezielle (vorab) Ausgestaltungsvariante in Frankreich eingegangen.

5.5.1 AUSGANGSSITUATION IN FRANKREICH

Frankreich ist seit Jahrzehnten geprägt durch die Erzeugung elektrischer Energie aus Kernkraftwerken. Diese liefern derzeit mehr als 70 % des jährlichen Bedarfs. Der dominierende Marktakteur ist die Electricité de France (EDF), die ca. 90 % der Erzeugungskapazitäten innehaben. Durch diese Möglichkeit Marktmacht auszuüben wird seit einigen Jahren versucht den Einfluss dieses einzelnen Unternehmens auf den Markt zu begrenzen. Die „Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité“ (NOME) versucht ein besseres Gleichgewicht zwischen den Marktakteuren herzustellen, indem es der EDF vorschreibt einen Teil, derzeit 100 TWh, ihrer Kapazitäten für anderen Marktteilnehmer zu einem regulierten Preis zugänglich zu machen.

Die gravierenderen Probleme sieht der französische Übertragungsnetzbetreiber Réseau de Transport d'Électricité (RTE) allerdings nicht in der Energiedeckung des Landes, sondern in der Deckung der Spitzenlast. So hat sich die Nachfrage nach elektrischer Energie von 2008 bis 2012 kaum verändert, jedoch der Spitzenlastbedarf ist in diesem Zeitraum um rund 20 % gestiegen (siehe Abbildung 27). Im Vergleich dazu ist in Deutschland die Gesamtnachfrage in Deutschland im selben Zeitraum um 5 % gesunken und Spitzenlast sank um 3 %.

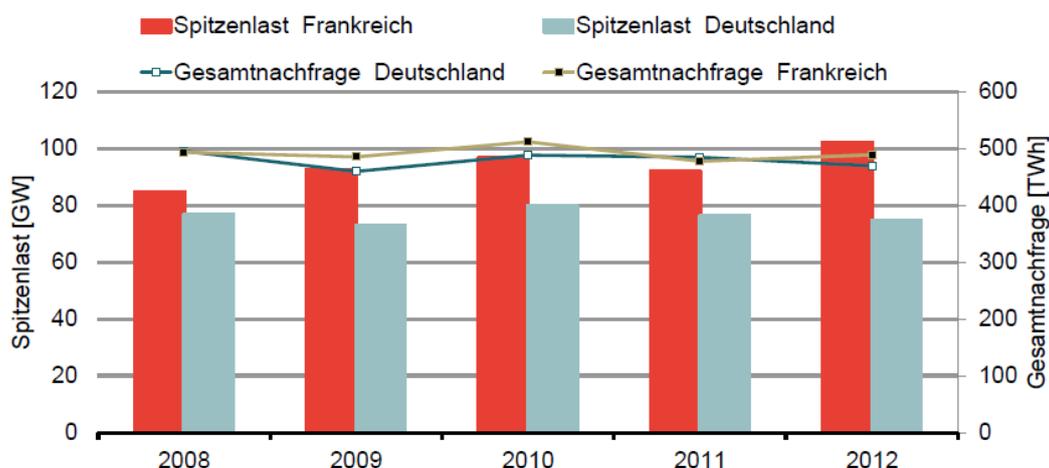


ABBILDUNG 27: GESAMTNACHFRAGE UND SPITZENLAST IN FRANKREICH UND DEUTSCHLAND VON 2008 BIS 2012 (DATEN ENTSO-E) QUELLE: (FRONTIER ECONOMICS, 2013)

Der starke Anstieg der Spitzenlast in Frankreich ist vor allem den weit verbreiteten Stromheizungen anzulasten. Frankreich hat speziell im Haushaltsbereich einen hohen Anteil an Stromheizungen. Die notwendige elektrische Energie konnte in den letzten Jahrzehnten durch die Kernkraftwerke günstig bereitgestellt werden, jedoch bekommt das Land zunehmend ein Kapazitätsproblem. Ein integraler Teil des Problems ist die Temperaturintensität in Frankreich, die in einem Bereich von 2 GW je 1°C Temperaturrückgang liegt. Im Vergleich dazu liegt dieser Faktor in Deutschland nur bei rund 0,3 GW/°C (frontier economics, 2013). Durch diesen Trend sieht die RTE bereits im Winterzeitraum 2016 eine mögliche Unterdeckung der Spitzenlast.

Mittels der NOME Gesetzgebung wurde bereits ein erster Schritt in Richtung Kapazitätsmarkt getan. Dabei werden Versorger für die Versorgungssicherheit ihrer Kunden verantwortlich gemacht. Der derzeit angedachte mögliche Kapazitätsmechanismus von RTE wird im Folgenden auf Basis der Studie von frontier economics (frontier economics, 2013) vom Autor behandelt.

5.5.2 GRUNDSÄTZLICHE FUNKTIONSWEISE DES FRANZÖSISCHEN

KAPAZITÄTSMECHANISMUS

Um den besonderen Umständen in Frankreich in Zukunft entgegen treten zu können, wird es notwendig sein einen Kapazitätsmechanismus einzuführen. Die Idee hinter solch einem Mechanismus ist es, das jeder Versorger für den Anteil seiner Kunden Kapazitätsgarantien bereithalten muss. Dies kann einerseits durch die Bereitstellung durch eigene Kapazitäten, oder durch Zukauf von Garantien von anderen Anbietern passieren. In ähnlicher Weise zum bereits beschriebenen Mechanismus werden auch diese Anlagen zertifiziert, um ein einheitlich handelbares Gut darzustellen.

Die angegebene Vorlaufzeit in denen solche Kapazitätsgarantien gehandelt werden beträgt vier Jahre. Dabei wird aufgrund von Bedarfsprognosen, in Kombination mit einer Sicherheitsmarge, der Gesamtkapazitätsbedarf bestimmt. Aufgrund der Anzahl und Struktur der Kunden eines Versorgers muss dieser dann Garantien für Kapazität beschaffen. Ex-post, also nach tatsächlicher Lieferung, wird die Vorhaltung dann durch RTE überprüft. Dies gilt sowohl für die Nachfrage, als auch für die Erzeugungsseite. Falls Versorger nicht ihre verpflichtenden Garantiemengen besorgt haben, oder Erzeuger die Kapazitätsgarantien nicht erfüllt haben, wird durch RTE und Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) eine Pönalzahlung erhoben. Der zentrale Akteur in diesem Mechanismus ist die RTE, die neben der Erstellung der Bedarfsprognosen auch die Zertifizierung der Kapazität übernimmt und zum Abschluss noch die tatsächlichen Ausführungen überprüft. Der schematische Ablauf kann Abbildung 28 entnommen werden.

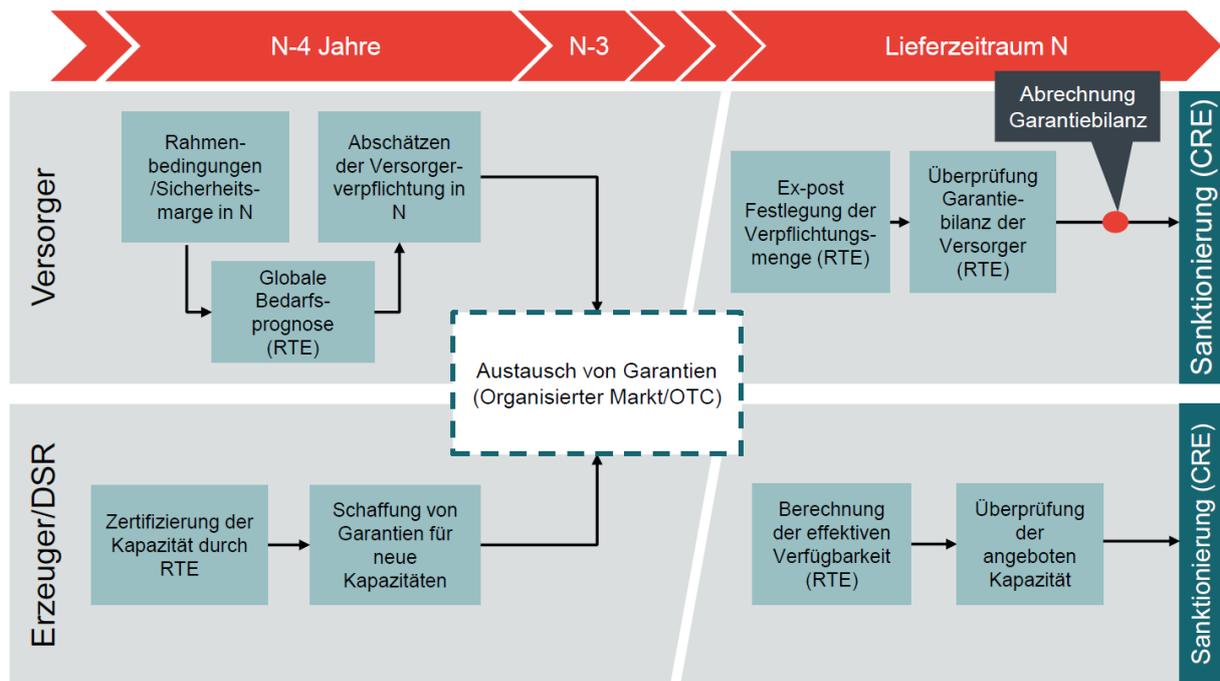


ABBILDUNG 28: ANGEDACHTE FUNKTIONSWEISE DES FRANZÖSISCHEN KAPAZITÄTSMARKTES (FRONTIER ECONOMICS, 2013)

Neben diesem Ansatz wird zusätzlich eine Notfallbeschaffungsmaßnahme durch das Ministerium in der Hinterhand behalten. Sollte durch RTE ein besonders hoher Bedarf prognostiziert werden, so kann mit einer Vorlaufzeit von drei Jahren eine weitere Ausschreibung von Kapazitäten stattfinden. Dadurch können zusätzliche Kapazitäten generiert werden, was vor allem bei Einführung als notwendig erachtet wird (vorerst begrenzt auf sechs Jahre).

5.5.2.1 SYSTEM DER VERSORGUNGSVERPFLICHTUNG

Um speziell die kritische Winterspitze in Frankreich decken zu können wird eine Vorschau-rechnung der RTE auf die 200 laststärksten Stunden vier Jahre im Voraus angestellt. Die Versorger müssen sich nun um die Deckung dieser laststärksten Stunden mittels Kapazitäts-garantien kümmern. Dabei wird insbesondere die Kundenstruktur betrachtet und in weiterer Folge auch deren Temperaturabhängigkeit. Außerdem erhält jeder Versorger die Auflage einer Sicherheitsmarge, welche für alle identisch ist.

Nach Ablauf des Lieferzeitraums erfolgt die Ermittlung der tatsächlichen Vorhaltever-pflichtung. Durch solch einen Ansatz, kann der tatsächliche Beitrag eines Kundenportfolios an der Spitzenlast ermittelt werden. Auch die Temperaturabhängigkeit erhält so den entsprechenden Einfluss. Vom Ansatz her wird die benötigte Kapazität in Abhängigkeit von der Temperatur mit einem Referenzwert hochskaliert. Solch ein Berechnungsschema kann grundsätzlich Abbildung 29 entnommen werden.

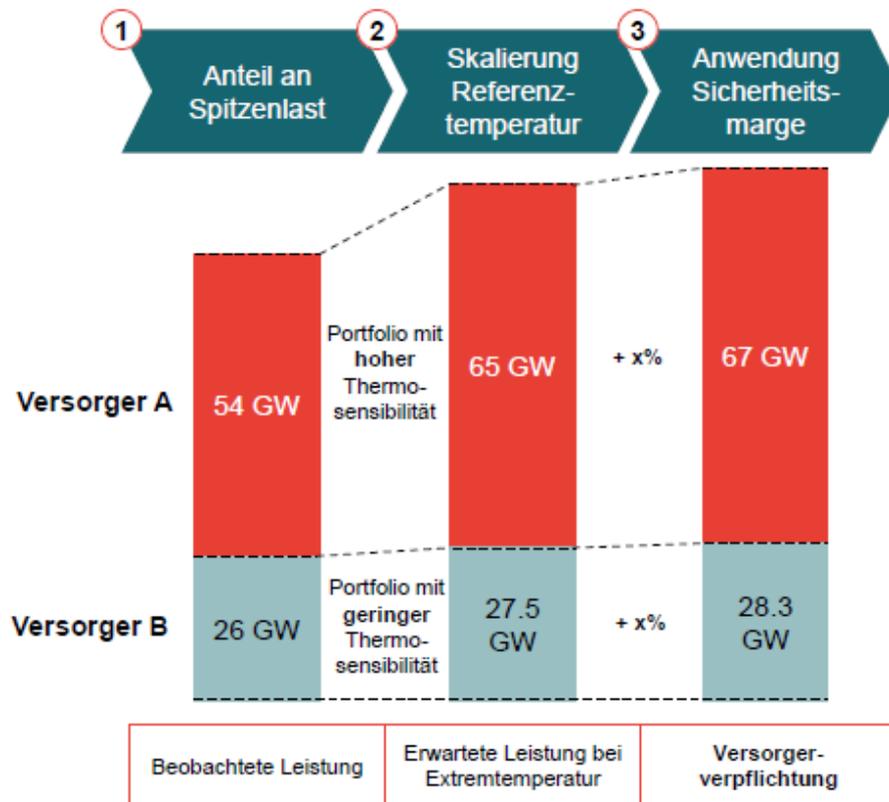


ABBILDUNG 29: MÖGLICHE BERECHNUNG DER VERSORGUNGSVERPFLICHTUNG (FRONTIER ECONOMICS, 2013)

Versorger A in Abbildung 29 bedient Kunden mit einer höheren Temperaturabhängigkeit als Versorger B. Dies schlägt sich eindeutig bei der Skalierung des Bedarfs auf die Referenztemperatur nieder. Im letzten Schritt, dem Aufschlag der Sicherheitsmarge, kommen wiederum bei jedem Versorger gleich viel Prozent Reserveleistung hinzu. In dieser Betrachtung nicht berücksichtigt sind die Demand Side Response (DSR) Kapazitäten der Kunden der beiden Versorger. Diese müssen, sofern zertifiziert, noch von der aufzubringenden Menge an Kapazitätsgarantien abgezogen werden.

5.5.2.2 BESTIMMUNG DER BENÖTIGTEN KAPAZITÄT

Wie bereits erwähnt, wird die benötigte Kapazität in Frankreich laut Vorschlag vier Jahre im Voraus von RTE prognostiziert. Dabei gehen angebots- und nachfrageseitige Belange in die Marktgleichgewichtssimulation mit ein.

- Angebot: Erzeugungsanlagen und deren Betreibern
Informationen über die bisher zertifizierte Kapazitätsmenge
- Nachfrage: Angenommene Entwicklung der Wirtschaftsleistung
Demographische Entwicklung der Bevölkerung
Temperaturentwicklung im Betrachtungszeitraum
Auskünfte von Versorgern und Verteilnetzbetreibern

Die grundsätzliche Betrachtung erfolgt dabei für das berechnete Lieferjahr, wobei derzeit davon auszugehen ist, dass die 200 laststärksten Stunden (Winter: Dezember bis März) herangezogen werden.

Durch die oben beschriebenen Inputparameter werden die Berechnungen der RTE gestützt. Die Nachbearbeitung sieht vor, dass mittels eines Aufschlags einer Sicherheitsreserve der global ermittelte Bedarf individuell auf die einzelnen Versorger umgelegt wird. Speziell in Frankreich stellt der Einfluss der Temperatur eine entscheidende Größe dar. Es wird auch angedacht, dass der Beitrag ausländischer Kapazitäten bei der Berechnung berücksichtigt werden soll, was im weiteren Verlauf noch erläutert wird.

5.5.2.3 DIE ANGEBOTSSEITE

Für den französischen Markt sind alle Erzeugungskapazitäten, aber auch Demand Side Response Kapazitäten die in Kontinentalfrankreich stehen zu zertifizieren. Die Zertifizierung wird nach heutiger Sicht so aussehen, dass Betreiber (Nachfrager) mit dem zuständigen Netzbetreiber einen Vertrag abschließen, indem angegeben wird:

- Vorhersehbare verfügbare Kapazität im Lieferjahr (Ausführungsjahr)
- Angabe zu Aktivierung und Fahrweise der Kapazität soweit geplant
- Verkauf der Kapazitätsgarantie ergibt kein Energievorrecht des Garantiehalters

Um ein handelbares Gut (Leistung) zu schaffen muss ein gewisser Standard eingeführt werden. Im Speziellen ist dies aufgrund der unterschiedlichen Verfügbarkeiten von Technologien von Bedeutung. Um dem Rechnung zu tragen, wird von RTE ein Kapazitätskreditsystem angedacht, welches jedoch noch nicht genauer ausgeführt wurde.

Unterschieden werden jedoch grundsätzlich drei Typen:

- **Angebotsseite → Erzeugungskapazitäten:** Bei bestehenden Anlagen kann auf historische Werte der Verfügbarkeit zurückgegriffen werden. Dabei wird auch die Berücksichtigung der verschiedenen Technologien wie Wasserkraft, Wind oder Kernenergie möglich. Weitere Faktoren sind Netzrestriktionen, Brennstoff-Verfügbarkeit und ähnliche. Bezogen wird immer auf den Beitrag eines Kraftwerks (einer Technologie) zur Spitzenlast. Für Neubauten kann man mit bekannten Standards rechnen, solange man keine spezifischen, historischen Daten eines Kraftwerks hat.
- **Nachfrageseite → DSR-Kapazitäten:** Im Gegensatz zu Kraftwerken wird hier der Beitrag zur Reduktion des Ausfallsrisikos bewertet. Von Wichtigkeit ist Menge und Dauer (MW und h) der Abschaltung sowie deren Verfügbarkeit zu Spitzenlastzeiten. Dabei ist die Vorschau für die Nachfrageseite weit schwieriger als für die Erzeugerseite. Deshalb findet es RTE sinnvoller, DSR kurzfristiger zu handeln als Erzeugergarantien. Eine andere Möglichkeit besteht in der Anwendung zur Senkung der

benötigten Spitzenlast eines Versorgers, was DSR Kapazitäten aus dem Garantienhandel herausnehmen würde.

- **Ausländische Kapazitäten:** In welcher Form die Erzeugung (oder DSR) aus Nachbarländern in den Prozess eingebunden werden können steht noch offen, jedoch wird die Möglichkeit grundsätzlich positiv bewertet.

5.5.2.4 KAPAZITÄTSHANDEL

Es wird von RTE als sinnvoll und wahrscheinlich erachtet, dass die Garantienbeschaffung hauptsächlich auf zwei Wegen erfolgt. Das sind die Deckung aus **eigenen Erzeugungsanlagen**, was speziell im französischen Fall wahrscheinlich ist, und die Beschaffung über **bilaterale Verträge**. Diesen Handel wickelt die RTE ab und er wird, vor allem hinsichtlich des Preises, von der CRE überprüft. Dieser dezentrale Handel stellt den Großteil der Transaktionen dar. Weiters soll auch, zumindest übergangsweise, eine **Marktplattform** installiert werden. Die CRE prüft die Funktionsfähigkeit des Marktes und kann dann entscheiden ob eine zentrale Marktplattform ausgeschrieben wird, welche dann auch verpflichtend sein könnte.

Für jeden Versorger wird bei der RTE ein „Konto“ eingerichtet, welches Angaben zu Zertifizierung der Anlagen, technische Verfügbarkeit und Menge der derzeit vorgehaltenen Kapazität beinhaltet. Die CRE weiß über alle Konten und Transaktionen mit den jeweiligen Preisen Bescheid, dadurch kann sie jährliche Statistiken aufstellen und die Preise überwachen.

Zusätzlich zu diesen Maßnahmen ist in den ersten sechs Jahren ein Notfallmechanismus geplant. Wenn von der RTE in der Standardauktion vier Jahre vor Lieferung eine mögliche Unterdeckung festgestellt wird, dann kann drei Jahre vor Ausführung der Notfallmechanismus zusätzliche Kapazitäten schaffen. Diese Kapazitäten unterliegen einer separaten Bezahlung die von einem Maximalpreis begrenzt werden sollte. Nach den sechs Jahren wird der Notfallmechanismus evaluiert und möglicherweise fortgesetzt.

Abbildung 30 zeigt den schematischen Ablauf einer Lieferung. Nach der Handelsphase werden die 200 höchsten Lastfälle bestimmt. Nach diesen höchsten Lastfällen wird die individuelle Garantienmenge für alle Versorger ermittelt. Diese haben dann zwei Wochen Zeit ihre Garantien glatt zu stellen. Danach werden die Garantierregister geschlossen und die Versorger über ihre Über- oder Unterdeckung informiert. Aufgrund dessen fließen dann Ausgleichs- bzw. Pönalzahlungen.

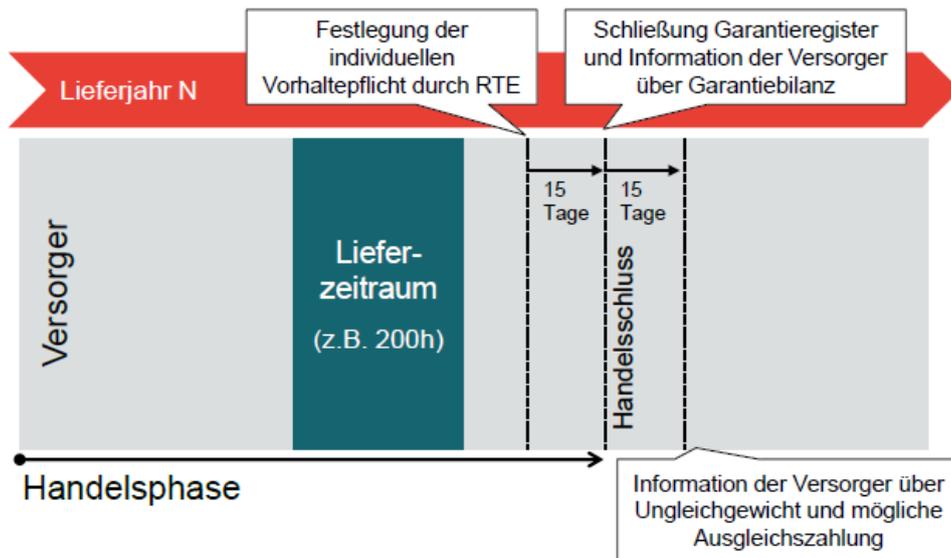


ABBILDUNG 30: ZEITLICHER ABLAUF DES GARANTIENHANDELS (FRONTIER ECONOMICS, 2013)

5.5.2.5 FINANZIERUNG UND KONTROLLE DER AUSFÜHRUNG

Insgesamt fallen für den Mechanismus Kosten für Kapazität und für die Administration, speziell die Dienste der RTE, an. Diese Kosten sollten an die Endkunden, möglichst an die Verursacher, weitergegeben werden. In Frankreich gelten regulierte Tarife, was eine Weitergabe durchaus als möglich erscheinen lässt, sofern die Kosten der Regulierungsbehörde klar dargelegt werden können. Die Weitergabe der gesamten Kosten an die Endverbraucher ist eindeutig im Sinne des Mechanismus und im Sinne Frankreichs, da dadurch das größtmögliche Potential an Nachfrageflexibilisierung erreicht werden kann.

Eine Herausforderung stellt die besondere Rolle der EDF in Frankreich dar. Durch ihre marktdominierende Stellung werden sie voraussichtlich größter Anbieter und Nachfrager von Kapazitäten sein. Dies könnte einen Einfluss auf die Preisbildung im Sinne einer Monopolstellung haben.

Als zentrales Kontrollorgan gilt die RTE. Sie ist sowohl für Anbieter als auch für Nachfrager für die Kontrolle der Vereinbarungen zuständig. Im Falle der **Anbieter** heißt das, dass RTE nach dem Lieferzeitpunkt die tatsächliche Verfügbarkeit der Anlagen überprüft. Dabei soll es Strafzahlungen²⁴, aber auch Belohnungen geben. Wird das vereinbarte Maß an Kapazitäten übererfüllt, so gibt es einen Ausgleichsfond aus dem die Erzeuger von den Pönalien der Anderen Geld erhalten. Der Überschuss in diesem Fond wird wieder an die Kunden des Übertragungsnetzes aufgeteilt. Die Ausgleichszahlungen und Pönalien dienen den Versorgern dazu, zu entscheiden ob neue Anlagen gebaut werden sollten, oder Flexibilität auf der Nachfrageseite akquiriert werden soll. Die Ausgleichszahlungen sollten sich an den Kosten eines neuen Kraftwerks orientieren und bei Knappheitssituationen progressiv

²⁴ Die Höhe der Strafzahlung hängt davon ab, ob tatsächlich Knappheit eingetreten ist. Ohne wirklichen Knappheitsfall sind die Pönalien niedriger als bei physikalischer Knappheit.

ansteigen. Auch in Zeiten einer problemlosen Deckung der Last sollte der Preis jedoch nicht auf null absinken, da sonst nur zwischen den Extremen null und sehr hoher Preis hin und her geschwankt werden würde (frontier economics, 2013).

5.5.2.6 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND ANMERKUNGEN

In diesem Ansatz werden die höchsten Laststunden des Jahres als Basis zur Versorgung der Kunden eines Unternehmens, plus eine Sicherheitsmarge, herangezogen. Die Nachfrage eines Versorgers kann er entweder durch Eigenerzeugung, Handel mit Anderen oder mit Importen²⁵ decken. Das Hauptziel des französischen Ansatzes sollte es sein die Nachfrageflexibilität zu fördern. Dies ist speziell notwendig, da ein großer Teil der Spitzenlastnachfrage zur Beheizung mit Strom anfällt. Dies schlägt sich in hohen Temperaturgradienten nieder. Diese sind jedoch aufgrund der Politik der letzten Jahrzehnte nur schwer wegzudenken. Eine andere Herausforderung stellt sich aufgrund der Sonderstellung der EDF. Dieses vertikal integrierte Unternehmen stellt den Hauptteil der inländischen Erzeugungskapazitäten. Dadurch kann es sein, dass ein großer Teil der Erzeugungskapazität gar nicht erst in den Kapazitätshandel kommt. Der Versorger EDF kann seine Eigenerzeugungsanlagen zur Deckung des Bedarfs seiner Kunden heranziehen und hat mit den verbleibenden Kapazitäten prinzipiell die Möglichkeit den Preis zu beeinflussen.

Eine für sinnvoll erachtete Ergänzung dazu stellt ein Notfallmechanismus dar. Dieser greift ein Jahr nach der ursprünglichen Auktion (drei Jahre vor Ausführung) ein um zusätzliche Kapazitäten am Markt zu generieren. Dieser Ansatz einer zentralen Handelsplattform bietet wiederum Möglichkeiten verzerrend in den Markt einzugreifen und zusätzliche Erlöse zu generieren. Durch das Zurückhalten von Kapazitäten kann man diese zusätzlichen Erlöse an dieser zentralen Handelsplattform praktisch „erzwingen“, was vor allem für einen großen Anbieter wie die EDF möglich sein wird. Solch ein Verhalten würde dann zu einer unnötigen Erhöhung der Kosten für die Verbraucher führen.

Aus Sicht des Autors ist dieser Ansatz grundsätzlich überzeugend. Denkbar wäre er aber eher für andere Länder, in denen keine Marktdominanz durch einen Versorger besteht. In Deutschland könnten Angebot und Nachfrage eher verzerrungsfrei aufeinandertreffen. Wobei sich hier die EE ins Bild drängen, auf die in der Umsetzvariante Frankreich kaum Bezug genommen wird. Analog zum Ansatz des dezentralen Leistungsmarktes kann auch hier angemerkt werden, dass die Vorlaufzeit mit vier Jahren relativ gering gewählt ist. Neue Kraftwerke, falls nötig, können in dieser Zeit praktisch nicht realisiert werden.

Das Einbeziehen von ausländischen Kapazitäten in die Berechnung findet der Autor relativ gewagt, da davon auszugehen ist, dass ein Knappheitsfall aufgrund niedriger Temperaturen oder länger andauernder Heizperioden auch in den umliegenden Ländern in ähnlicher Weise

²⁵ Importe werden für die Sicherheitsmarge für alle Versorger gleichermaßen zugestanden. Dadurch werden Versorger deren Struktur vermehrt auf Importen basiert benachteiligt.

vorliegen wird. Die Kapazitäten werden dann im Land genutzt, und es ist unwahrscheinlich das übermäßige Lastflüsse nach Frankreich fließen werden.

5.5.2.7 EXKURS: EXPLIZITER UND IMPLIZITER KAPAZITÄTSHANDEL MIT DEM AUSLAND

Der französische Elektrizitätsmarkt weist gute Verbindungen zu angrenzenden Ländern wie Deutschland, Belgien oder Spanien auf. Durch diese Verbindungen ist es durchaus denkbar, ausländische Kapazitäten in die Reservehaltung zu integrieren. Vor allem Spanien weist aus Sicht des Autors großes Potential auf, da die Spitzenlast in Spanien und Frankreich praktisch nie zur selben Zeit auftreten wird. Im Ansatz von frontier economics (frontier economics, 2013) werden zwei unterschiedliche Ausführungen einer solchen Berücksichtigung kurz beschrieben – die implizite und die explizite Berücksichtigung.

IMPLIZITE BERÜCKSICHTIGUNG

Bei der impliziten Berücksichtigung werden historische Werte der Stromimporte zur Deckung der JHL herangezogen. Dadurch ergibt sich ein gewisses Sicherheitsniveau, wobei ein zukünftiger Ausbau der Interkonnektoren vernachlässigt wird. Dabei berücksichtigt werden die tatsächlichen Importflüsse, wobei diese auf die Versorger aufzuteilen sind. Bedenken bestehen wiederum bei der möglichen Bevorzugung der EDF bei solch einem Ansatz.

EXPLIZITE BERÜCKSICHTIGUNG

Das Problem bei solch einem Ansatz ist, inwiefern sichergestellt werden kann, dass die angebotene Leistung auch tatsächlich in Importflüsse umgesetzt werden kann. Das Angebot an ausländischen Geboten muss in diesem Fall denselben Anforderungen wie jene Angebote des Inlands genügen. Dies impliziert die Zugriffsmöglichkeit der RTE auf ausländische Kapazitäten, was fragwürdig ist. Jedenfalls besteht in solch einem Fall erheblicher Koordinationsbedarf mit den verantwortlichen TSO's in den Partnerländern. Der zentrale Punkt beim französischen Ansatz, die Nachfrageflexibilisierung, ist in Bezug auf ausländische Kapazitäten als noch unsicherer zu bewerten. Falls diese Art der Berechnung herangezogen wird, müssen sowohl die Übertragungskapazitäten reserviert werden, als auch die Anbieter in den französischen Markt integriert werden. Dies bedeutet, dass bei schwierigen Lastbedingungen sichergestellt wird, dass französische Kunden vorrangig bedient werden und die Kapazitäten nicht doppelt angeboten werden. Dies birgt einige Unsicherheiten und Komplexitäten in sich, wobei in dieser Weise auch eine Vorscheurechnung getätigt werden könnte. Diese Umstände veranlassten die RTE diese Art der Berücksichtigung als derzeit nicht umsetzbar einzustufen.

5.6 ANSATZ DER STRATEGISCHEN RESERVE

Auch bei dem in diesem Kapitel behandelten Gutachten von Consentec (Consentec, 2012) wird das Versagen des Energy-Only-Marktes als fraglich angenommen. Es wird hier das Konzept der strategischen Reserve zumindest als Brückenlösung vorgeschlagen, bis eindeutig geklärt ist ob ein Marktversagen eintreten könnte bzw. wie ein funktionierendes Kapazitätsmarktdesign aussehen muss. Sie dient in erster Linie der Sicherstellung, dass möglichst wenige oder keine Kraftwerksstillegungen passieren.

5.6.1 FUNKTIONSWEISE DER STRATEGISCHEN RESERVE

Kraftwerke die im Rahmen einer strategischen Reserve kontrahiert werden dienen zur Absicherung in Zeiten der Unterdeckung des Energiemarktes. Das kann sowohl für Netzprobleme als auch für eine Gesamtunterdeckung gelten. Wenn ein Fall eintritt, indem eine Lastdeckung in der ersten Strompreisauktion nicht möglich ist, so wird eine zweite Auktion mit den Kapazitäten der strategischen Reserve durchgeführt. Dies wird in Abbildung 31 veranschaulicht. Erkennbar sind die verschiedenen möglichen Preisniveaus die eine wesentliche Beeinflussung der Funktionsweise darstellen.

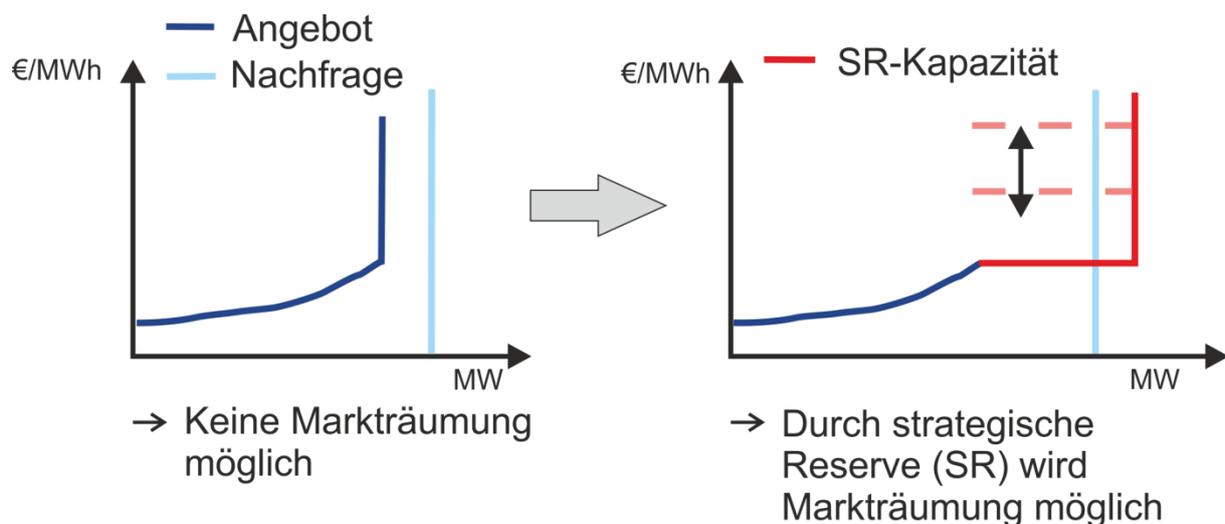


ABBILDUNG 31: FUNKTIONSWEISE DER STRATEGISCHEN RESERVE QUELLE: (CONSENTEC, 2012) EIGENE DARSTELLUNG

Wesentliche Unterschiede zu expliziten Mechanismen sind, dass kein Neubau von Kraftwerken angeregt wird und vor allem, dass Kraftwerke die Zahlungen als Reservekraftwerke erhalten nicht an anderen Märkten²⁶ teilnehmen dürfen. Der entscheidende Vorteil der von Consentec herausgestellt wird ist, dass es nahezu keine Beeinflussung der Wirkungsweise des Energiemarktes gibt. Eingesetzt werden nur Kraftwerke, welche aufgrund der

²⁶ Gemeint sind sowohl der Energiemarkt als auch Regelleistung oder ähnliches.

Marktlage am Energiemarkt nicht mehr wirtschaftlich operieren könnten²⁷. Die Preisbildung funktioniert im ersten Anlauf gleich wie sie im unbeeinflussten EOM auch passiert, und es kann bei dementsprechender Preissetzung im Einsatzfall der strategischen Reserve zu einer „regelmäßigen“ Wiederkehr von definierten Knappheitspreisen kommen. In der, aus Sicht des Autors sehr optimistischen, Auslegung der Consentec können diese Knappheitspreise auch zu Investitionen in Neuanlagen führen.

Als entscheidende Vorteile werden die leichte und schnelle Implementierbarkeit, die Rückbaufähigkeit sowie regionale Verfügbarkeit und der geringe Markteingriff genannt. Die Bestandsanlagen die kontrahiert werden stehen sofort zur Verfügung und können beim Auflösen regionaler Engpässe helfen. Weiters werden solche Anlagen herangezogen die sonst aufgrund von Alter oder fehlender Wirtschaftlichkeit nicht mehr am Netz wären.

EXKURS: Der Autor möchte an dieser Stelle anmerken, dass er die Investitionsmöglichkeiten die sich durch den Mechanismus im Bereich der Neuanlagen ergeben als gering einschätzt. Zudem würden Neuanlagen dazu führen, dass sich die Knappheitspreise mit denen man eine Investition rechtfertigen könnte nach Bau seltener ereignen dürften. Wenn dann ein „überalteter“ Kraftwerkspark zur Verfügung steht kann die Zeit für Investition bereits zu spät sein.

Anderen Mechanismen, vor allem selektiven Kapazitätsmechanismen, gehen davon aus, dass die Preise am Energiemarkt durch Neubauten niedrig bleiben und diese deshalb praktisch nie ohne Zahlungen für die Leistung auskommen werden. Consentec geht hier sogar einen Schritt weiter und vermutet, dass auch Bestandskraftwerke dann nur noch mittels Zahlungen für Leistung am Markt bestehen können. Bei der Parametrisierung der strategischen Reserve sieht Consentec zwar Schwierigkeiten (Menge und Ausübungspreis), jedoch sind dieser in der vorgeschlagenen Brückenlösungsvariante geringer als sonst irgendwo.

5.6.1.1 AUSGANGLAGE

Derzeit gilt Deutschland generell als Land ohne ein Kapazitätsproblem. Lediglich durch Einschränkungen auf der Netzseite bzw. durch regionale Probleme kann es (vor allem im Süden) zu einem zusätzlichen Leistungsbedarf kommen. Deshalb wurden die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) von der BNetzA zur Kontrahierung von Reservekraftwerken die sogenannte „Kaltreserve“ aufgefordert. Wenngleich jetzt auch keine Probleme vorhanden sind, und durch die „Kaltreserve“ die regionalen Probleme in den Griff bekommen werden, so gibt es doch denkbare Zukunftsszenarien die nicht so optimistisch sind. Durch den stärker zusammenwachsenden europäischen Binnenmarkt und die vermehrte Installation von EE kann es zu einem Preisverfall am Energiemarkt kommen, durch den viele Bestandskraftwerke unter Zugzwang geraten oder direkt aus dem Markt austreten müssen. Dies könnte auch die

²⁷ Es wird nicht definiert ob dies nur Spitzenlastkraftwerke, oder beispielsweise auch Mittellastkraftwerke sind.

strategische Reserve nicht wirklich auffangen, genauso wie Abschaltungen aufgrund von Umständen wie dem Bundesimmissionsschutzgesetz. Weiters ist denkbar, dass eine beträchtliche Menge an Leistung aufgrund von geplanten Neubauten an Standorten stillgelegt wird. Consentec geht davon aus, dass es durch einige Sonderregelungen jedoch bis ungefähr 2020 möglich sein wird mit der strategischen Reserve die angestrebte Brückenlösung durchhalten zu können (Consentec, 2012).

5.6.1.2 DAS PRODUKT

Um einen Handel zu ermöglichen, müssen sich Anbieter und Nachfrager einig sein über die genaue Definition der zu erbringenden Leistung. Als gutes Beispiel geht hier der Regenergiemarkt voran, bei dem es Rahmenverträge gibt die alle gleich behandeln und ein genaues Produkt definieren. Als preislichen Maßstab setzt Consentec hier die Vollkosten eines neuen Gasturbinenkraftwerks an. Diese dezidierten Spitzenlastkraftwerke haben vergleichsweise die geringsten Kosten von Bau und Betrieb²⁸. Sollten bestehende, zu kontrahierende Kraftwerke höhere Kosten aufweisen, so gilt der Neubau der Gasturbine als sinnvoller. Consentec geht weiters davon aus, dass Anbieter einerseits über kurze Vorlauf, wie auch kurze Vertragszeiten erfreut wären. Dadurch wird das Risiko einer „alten“ Anlage geringer in der Vertragslaufzeit Schaden zu nehmen. Außerdem kann der ÜNB bei einer Vorlaufzeit von drei bis sechs Monaten die Lastsituation bereits gut einschätzen. Wenn dann Bedarf besteht, so ist der Abruf in kurzer Zeit (Day-ahead) ohne weiteres möglich. Im Sommer ist der Abruf sehr unwahrscheinlich, weshalb die Abrufzeit auf 48 Stunden verlängert werden kann und auch eine kurzfristige (einige Wochen) Abmeldung als Reservekraftwerk für Wartungszwecke denkbar ist. Für die Vertragslaufzeit werden zwei Jahre vorgeschlagen, wobei eine jährliche Anpassung und Auktion denkbar ist.

Benötigt wird das Produkt am ehesten in den Wintermonaten. Der Anbieter ist dazu verpflichtet dies auch zu gewährleisten (Brennstoffversorgung, Wartung...). Eine 100 %-ige Garantie gibt es jedoch nicht und Missbrauch ist nur schwer nachvollziehbar. Deswegen spricht sich Consentec bei Nichterfüllung für eine Pönale im Bereich von 10 % der Jahreszahlung pro nicht eingehaltenem Abruf-Tag aus und möchte sich auch das Recht zu Testabrufen vorbehalten. Angedacht wird auch, dass Kraftwerke die einmal als strategische Reserve eingesetzt wurden zwar beliebig lange an diesem Markt anbieten dürfen, jedoch nicht mehr zum EOM zurückkehren können um etwaige Marktverzerrungen zu verhindern²⁹. Diese Regel möchte Consentec jedoch genauer untersuchen bevor sie endgültig in den Ansatz integriert

²⁸ Die Vollkosten sind in diesem Fall deswegen die Geringsten, weil eine kurze Einsatzdauer vorausgesetzt wird. Je mehr Stunden pro Jahr ein Kraftwerk benötigt wird, desto mehr verschiebt sich dieser Kostenvorteil in Richtung Grundlastkraftwerke.

²⁹ Speziell wenn österreichische Kraftwerke mit anbieten dürfen wird diese Regel schwer durchsetzbar sein.

wird. Auch Nachfragesenkung wird für die strategische Reserve nicht ausgeschlossen, diese muss eben dem Produkt entsprechen.

Sollte in einer ersten Runde nicht genügend Kapazität aufgebracht werden um die Vorgaben für die Reserve zu decken, so ist eine zweite, langfristige Runde angedacht. Dies bedeutet mehrjährige Vorlaufzeit, da hier auch Neuanlagen durchaus erwogen werden, und eine deutlich längere Vertragslaufzeit die mit etwa sieben Jahren angegeben wird (Consentec, 2012).

Aus Sicht des Autors bietet sich hier mehr Komplexität als es im ersten Moment den Anschein macht. Wie bereits angemerkt würde eine Unterdeckung seiner Ansicht nach erst sehr spät zeigen, was die Vorlaufzeit für die zweite Auktionsrunde in Frage stellt. Außerdem wird der Ansatz von Consentec als Brückenlösung bis etwa 2020 angegeben, was mehrjährige Vorlaufzeiten und folgend lange Vertragszeiten als direkten Eingriff in das folgende System erscheinen lässt.

5.6.2 DIE METHODIK DER DIMENSIONIERUNG UND DES ABLAUFES

Dimensionierung: Die Menge und auch der Preis für die strategische Reserve ist ex ante praktisch nicht festlegbar, denn vom Ist-Bestand des Kraftwerksparks werden einige Kapazitäten zwangsläufig stillgelegt werden müssen. Andere Kraftwerke würden aus ökonomischen Gründen stillgelegt werden, was der Zielgruppe des Mechanismus entspricht. Um effektiv arbeiten zu können wären eigentlich Informationen über die Menge der ökonomisch gefährdeten Kraftwerke notwendig, was aber unwahrscheinlich aus Befragungen zu erfahren sein wird. Ebenso unsicher wie die Menge der Angebote und die Menge die benötigt wird, ist der Preis zu dem dies möglich ist. Die Darstellung eines möglichen Dimensionierungsprozesses laut Consentec wird in Abbildung 32 dargestellt.

Der Vorschlag zur Lösung beider Probleme ist laut Consentec eine „Descending Clock Auction“ (DCA). Dabei weiß nur der Auktionator wie viel Leistung für die strategische Reserve benötigt wird³⁰. Der Ablauf sieht vor, dass eine Auktion in mehreren Runden stattfindet. In der ersten Runde wird ein relativ hoher Preis ausgerufen, welcher das Maximalmaß der Bereitwilligkeit der Kraftwerksbetreiber darstellt. Dabei werden laut Einschätzung von Consentec auch Kraftwerke sein, die eigentlich auch noch am Markt bestehen könnten, aber aufgrund der möglichen höheren Erlöse an diesem Markt zum Wechseln in die Reserve bereit wären. Die Leistungsgebote die von den einzelnen Erzeugern hier geboten werden dürfen in keiner weiteren Auktion mehr überschritten werden³¹. Sollte in dieser Runde die geforderte

³⁰ Praktisch sollen dann die Übertragungsnetzbetreiber mit dem BMWi und der Bundesnetzagentur die Auktion abhalten, da diese den Bedarf am besten kennen und dementsprechend die Menge sinnvoll mit der notwendigen Sicherheitsreserve bestimmen können.

³¹ Es darf nie die Menge an angebotener Leistung eines Anbieters von einer zur nächsten Runde erhöht werden, um strategisches Bieterverhalten möglichst zu unterbinden.

Menge erreicht werden, so sind alle Teilnehmer verpflichtet ihr Angebot einzuhalten. Dabei weiß kein Bieter zu irgendeinem Zeitpunkt über die Menge die benötigt wird Bescheid, sondern erst wenn der Auktionator das Ende verkündet.

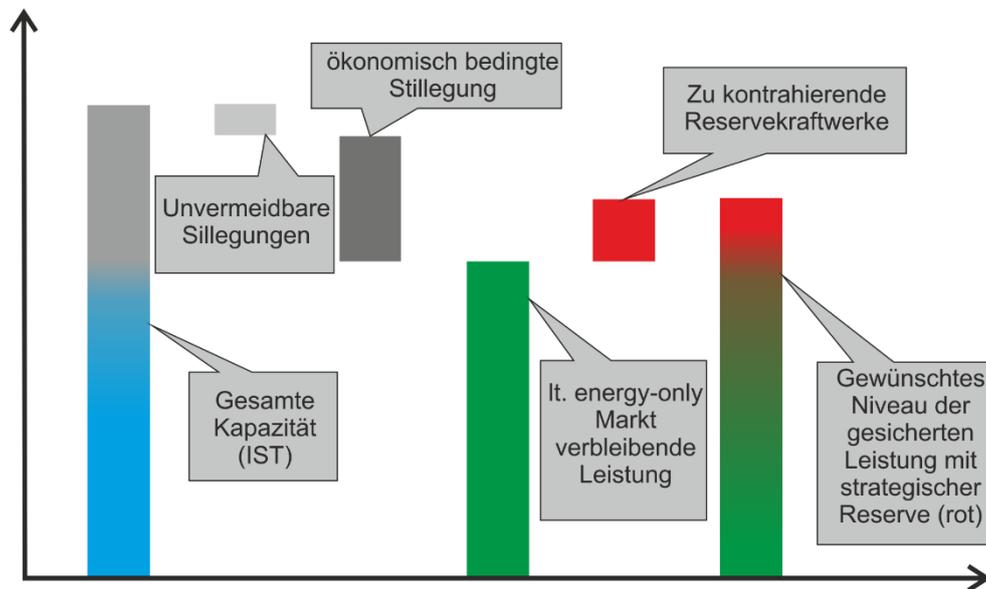


ABBILDUNG 32: DARSTELLUNG DES DIMENSIONIERUNGSWEGS VON CONSETEC

(QUELLE: (CONSETEC, 2012); EIGENE DARSTELLUNG)

In der zweiten Runde beginnt das gleiche Prozedere mit einem geringeren Preis von neuem, bis das gewünschte Maß an Leistung gedeckt wird. Durch die Auktion erfahren der Auktionator, aber auch die Anbieter wie es um den Markt steht. Wenn die Leistung zum Schluss massiv unterschritten wird, so hat der Auktionator auch die Möglichkeit auf die vorige Runde und die darin abgegebenen Gebote, zum vorigen Ausführungspreis, zurückzugreifen. Dargestellt wird diese Auktionsform in Abbildung 33 auf der linken Seite. Auf der rechten Seite ist eine Möglichkeit dargestellt die dieses Verfahren beschleunigen kann, in dem es in einer Auktionsrunde einen Start- und einen Endpreis gibt. So kann man speziell zu Beginn eine schnelle Selektion von Angeboten erreichen. Consetec geht bei dieser Vorgangsweise davon aus, dass es zu einer schnellen Separation von „gewollten“ und „ungewollten“ Angeboten kommen wird³². Diese Separation wird laut Ansicht der Verfasser noch durch ein Verbot für die Rückkehr der Kraftwerke zum Energiemarkt und die Beschränkung auf die Vollkosten einer neuen Gasturbine verstärkt (Consetec, 2012).

³² Dies heißt, dass für die strategische Reserve nur Kraftwerke adressiert werden sollen die sonst nicht mehr wirtschaftlich operieren könnten.

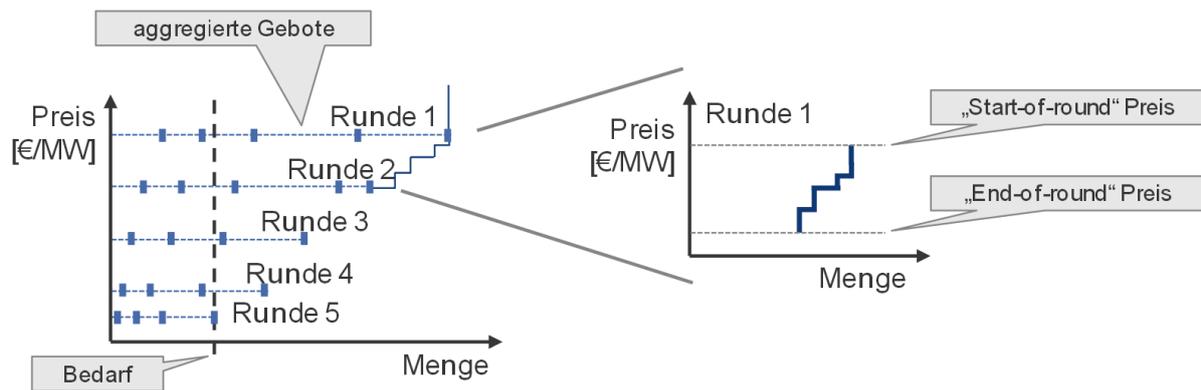


ABBILDUNG 33: PRINZIP DER "DESCENDING CLOCK AUCTION" MIT MÖGLICHER ERWEITERUNG QUELLE: (CONSENTEC, 2012)

Den internationalen Austausch betreffend sieht Consentec sowohl rechtliche Probleme bei den Verträgen, als auch physikalische Probleme. Zwei Umstände machen eine europäische Umsetzung schwierig. Zum einen sind nicht genügend Austauschkapazitäten seitens des Netzes vorhanden, und zum anderen müsste eine ausländische Reserve so dimensioniert werden, dass sie beispielsweise einen Nachbarstaat mit versorgen könnte. In Zeiten des immer stärker europäisch agierenden Binnenmarkts werden die Austauschkapazitäten zwischen Ländern für den EOM-Handel herangezogen, und könnten dann keine Reserven mehr transportieren. Die einzig denkbare Variante im Gutachten ist die Zusammenarbeit mit Österreich, da hier ohnehin ein gemeinsames Marktgebiet vorliegt und deswegen genügend Austauschkapazitäten vorhanden sind.

Innerhalb Deutschlands könnte die strategische Reserve durch Aufteilung des Landes in eine Südzone und eine Restzone die „Kaltreserve“ ablösen. Es könnten bei der Auktion zwei verschiedene Kennzahlen überprüft werden, die mit zwei verschiedenen Preisen behaftet werden³³. Insgesamt ist der Ansatz der strategischen Reserve zwar nicht für Netzprobleme ausgelegt, es sollte sich aber das gewünschte Ergebnis, mehr Redispatchleistung, einstellen. Von Vorteil ist, dass die nur zwei Jahre laufenden Kontrakte bei netzseitiger Behebung des Problems rasch keine Rückwirkung auf das Gesamtsystem mehr haben.

Ablauf: Für die strategische Reserve ergeben sich zwei wahrscheinliche und gedachte Einsatzfälle:

- **Physikalische Unterdeckung:** Der Day-ahead-Markt kann die Nachfrage der Kunden nicht mehr in einer Ausschreibung bedienen. In diesem Fall wird eine zweite Ausschreibung vorgenommen, bei der Anbieter ihre Mengen korrigieren können und in diesem Fall auch die strategische Reserve als Gebot auftaucht. Der Preis mit von Consentec mit dem Marktpreislimit das derzeit bei 3.000 €/MWh liegt festgesetzt, um

³³ Es muss insgesamt ein Gesamtbedarf an Reserve erreicht werden, und ein bestimmter Bedarf in der Zone Süd muss zur Aufhebung regionaler Engpässe vorhanden sein.

den Markt nicht zu verzerren. Durch diese Knappheitspreise sollen Kraftwerksbetreiber Anreize erhalten neue Kraftwerke zu bauen – dies führt wiederum zu weniger Einsätzen der strategischen Reserve und dementsprechend selteneren Knappheitspreisen. Die Reservekraftwerke die dabei eingesetzt werden erhalten eine „angemessene“ Entschädigung die sich laut Consentec an den Vergütungssätzen für Redispatch orientieren sollen.

- **Redispatch bei Netzproblemen:** Wenn es aufgrund von Netzengpässen in Süddeutschland zu einem erhöhten Bedarf in dieser Zone kommt, so sind die Kraftwerke dazu verpflichtet gemäß ihrer Verträge Leistung zu liefern. Die Abgeltung erfolgt in diesem Fall nach den Standard-Regeln des Redispatches.
- **Redispatch und Leistungsunterdeckung, sowie andere Einsatzfälle:** Wenn sich gleichzeitig ein Netzengpass und eine Leistungsunterdeckung ereignen sollte so ergibt sich grundsätzlich kein Konflikt, da die Reserven im Süden ohnehin eingesetzt werden würden. Außerdem haben die einsatzentscheidenden Stellen jederzeit das Recht die vertraglich zugesicherten Leistungen nach eigenem Ermessen einzusetzen.

Für die Abwicklung der Auktion und des Einsatzes kommen grundsätzlich mehrere Stellen in Frage, wobei sich Argumente in Richtung der vier Übertragungsnetzbetreiber unter Aufsicht vom Wirtschaftsministerium und der Bundesnetzagentur verdichten. Die ÜNBs erfüllen bereits gewisse technische Voraussetzungen und der Ablauf kann in analoger Weise zum bestehenden Markt für Redispatch erfolgen (Consentec, 2012).

5.6.3 ZUSAMMENFASSUNG UND ANMERKUNGEN

Consentec sieht die Diskussion zu Kapazitätsmärkten weit noch nicht so ausgereift, dass der Markt grundlegend umgestellt werden sollte. Deswegen wird eine Brückenlösung bis Anfang der 2020er Jahre vorgeschlagen. Abgezielt wird darauf, Kraftwerksstillegungen zu verhindern indem nicht wirtschaftlichen Anlagen eine Möglichkeit geboten wird ihre Vollkosten zu erwirtschaften.

Es werden im Vorschlag jeweils Kontrakte für zwei Jahre geschlossen bzw. alle zwei Jahre werden reguläre Auktionen durchgeführt. Im Bedarfsfall können Auktionen eingeschoben werden, wenn erhöhter Bedarf festgestellt wird.

Die Einsatzgebiete der Reserve sind die Verhinderung der Leistungsunterdeckung und die Erhöhung der Redispatchleistung in Süddeutschland. Dadurch kann die Kaltreserve aufgelöst werden und es bietet die Zeit um andere umfassendere Reformen zu analysieren und zu diskutieren.

Aufgrund der sich ändernden Bedingungen mit dem Zusammenwachsen des Binnenmarktes und der mittlerweile enormen Menge an erneuerbaren Energien schließt Consentec nicht aus,

dass es zu vielen Marktaustritten kommen kann. Diese Stilllegungen könnten in Extremsituationen zu Gesamtunterdeckungen führen, obwohl der derzeitige Konsens in Deutschland ist, dass es aktuell kein Kapazitätsproblem gibt.

Bei der Abhaltung der Auktionen und auch beim Halten der Option für den Abruf wird den Übertragungsnetzbetreibern eine entscheidende Rolle angedacht, da sie bereits über dementprechende technische Voraussetzungen verfügen und die notwendigen Informationen zur aktuellen Lage haben. Die Abhaltung wird mit einer „Descending Clock Auction“ angedacht, bei der der Auktionator viele Informationen zur aktuellen Kraftwerkslage erhalten kann. Die Umlage der Kosten wird mit einer netzbezogenen Komponente des Strompreises angegeben und als adäquat angesehen.

Eine Herausforderung stellt der bereits erwähnte internationale Handel dar, wobei die Ausweitung des Mechanismus auf Österreich, mit Ausnahme des Rückkehrverbots der Betreiber zum reinen Energiemarkt, als unkritisch erachtet wird.

Der Inhalt des Kapitels 5.6 wurde vom Autor sinngemäß nach bestem Wissen und Gewissen aus dem Gutachten von Consentec „Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve“ (Consentec, 2012) übernommen um die aktuellen Diskussionen zu Lösungsvorschlägen einer Veränderung des Marktsystems darzustellen.

Sicht des Autors: Der Ansatz der strategischen Reserve stellt definitiv den geringsten Eingriff in das bestehende Marktsystem dar. Jedoch gibt es auch hierbei einige Ungewissheiten und Versagensmöglichkeiten welche nicht außer Acht gelassen werden dürfen. Von Consentec wird bereits das Zusammenwachsen des EU Binnenmarktes mit seinen möglichen Kraftwerksaustrittskonsequenzen deutscher Kraftwerke erwähnt. Wenn nun bei Leistungsdeckung nur auf Bestandskraftwerke mit einer kurzen Vertragsvorlaufzeit von zwei Jahren gesetzt wird, so ist aus seiner Sicht ein berechtigter Zweifel bezüglich des Funktionierens des Marktes angebracht. Vorlaufzeiten für den Kraftwerksneubau sind sogar bei der Errichtung einer Gasturbine im Normalfall länger als zwei Jahre (außer es liegen bereits konkrete Pläne und Genehmigungen vor). Mit dem Ansatz der Ausweitung wird ein längerfristiger Eingriff in den Markt vorgesehen, der dann wiederum massive Auswirkungen auf ein ablösendes System durch Kapazitätsmärkte hat. Der Autor stellt sich hier die Frage, ob eine Auktionsrunde mit längerer Vorlaufzeit noch einen Sinn macht, wenn bei der kurzfristigen Auktion ein Mangel an Kapazität festgestellt wurde. Abgesehen davon stellt der Autor den Anreiz für den Kraftwerksneubau durch das Auftreten von (hier vorgesehen maximalen) Knappheitspreisen in Frage. Dies könnte eine „self destroying prophecy“ sein. Wenn Erzeuger Neuanlagen mit Knappheitspreisen kalkulieren (würden) und dann in den Markt eintreten ist die Wahrscheinlichkeit hoch, dass diese dann nicht mehr, jedenfalls aber nicht mehr so häufig auftreten. Das kann wiederum dazu führen, dass Neuanlagen bereits nach dem Bau wiederum zur Unwirtschaftlichkeit verdammt sind und auf den Markt der strategischen Reserve wechseln müssten, von dem sie nicht mehr zum Energiemarkt zurückkehren können – laut

diesem Vorschlag. Wie auch bei allen anderen Vorschlägen muss die Möglichkeit der Marktmacht einzelner Teilnehmer auf einen Markt der mit geringen Volumen arbeitet mit Sorgfalt entgegnet werden. So birgt auch dieser Ansatz, wie alle anderen auch, Vor- und Nachteile in sich die nicht zu unterschätzen sind.

5.7 ANSÄTZE DES EWI KÖLN

Beim Ansatz des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI Köln) (EWI Köln, 2012) werden Berechnungen des Leistungsbedarfs bis 2030 durchgeführt. Dabei wurde ein massiver Bedarf zur sicheren Gewährleistung der elektrischen Versorgung festgestellt³⁴. Im Gutachten werden zwei Ansätze für die Ergänzung und den Umbau des EOM angeführt. Dies sind ein Ansatz zur strategischen Reserve, und ein Ansatz zu Versorgungssicherheitsverträgen. Grundsätzlich wird zwar im Gutachten dem EOM kein zwangsläufiges Versagen unterstellt, jedoch wird darauf hingewiesen, dass sich der Energiemarkt mit signifikanten Herausforderungen konfrontiert sieht. Die adressierte Problemstellung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, der möglicherweise fehlenden Erlöse am Strommarkt der Zukunft, die geringe Nachfrageelastizität, notwendiger Versorgungssicherheit und Weitere werden hier nicht mehr explizit beschrieben.

5.7.1 DIE SIMULATION DES ERZEUGUNGSSYSTEMS

Die Simulation wird mittels einer exogenen Vorgabe der Versorgungssicherheit durchgeführt. Die Möglichkeit der Nachfrageflexibilisierung wird hierbei nicht berücksichtigt. Es wird insgesamt versucht die Stromnachfrage in Europa kostenminimal zu decken, was aus Sicht des EWI Köln mit einem nahezu ausschließlichen Zubau von Gasturbinen passieren müsste. Dabei sind Gasturbinen die preissetzenden Grenzkraftwerke und können in der Regel am Energiemarkt nicht genügend verdienen um ihre Vollkosten zu decken. Die angegebene weitere Erlösmöglichkeit am Regenergiemarkt wird hier nicht näher betrachtet.

Im Modell wurden für 15 detailliert abgebildete Länder der Kraftwerksbedarf und die notwendigen Investitionen mit dem kostengünstigsten Erzeugungsmix aus 35 zur Verfügung stehenden Technologien simuliert. Dabei werden im ersten Schritt die neu errichteten und stillgelegten Kapazitäten in den Stichjahren 2015, 2020, 2025 und 2030 ermittelt. Im zweiten Schritt wird für die fixierten Kapazitäten in den Jahren 2020 und 2030 ein stündlich aufgelöster Dispatch simuliert. Dadurch kann der Zubau und Abgang von Kraftwerken bis 2030 ermittelt werden, und man erhält außerdem die Grenzkosten der Stromerzeugung und die produzierten Mengen je Technologie in den beiden untersuchten Jahren in stündlicher Auflösung. Als Basis für Nachfrage und Spitzenlast wurde die Nachfrage von 2010 und die Netzlast des Jahres 2009 konstant gehalten, bzw. in Sensitivitätsanalysen variiert. Weiters

³⁴ Eine nationale Versorgung wird in dieser Berechnung angenommen. Durch eine internationale Ausweitung kann sich dieser Bedarf verringern, jedoch kann ein konservativer Ansatz durchaus gerechtfertigt werden.

werden politische Rahmenbedingungen wie der Ausstieg aus der Kernenergie in der Simulation berücksichtigt. Die Modellregion kann Abbildung 34 entnommen werden. Es werden an dieser Stelle keine genaueren Informationen zum Simulationsmodell DIMENSION gegeben, sondern können bei Interesse auf der EWI Homepage nachgelesen oder angefragt werden (EWI Köln, 2013a).

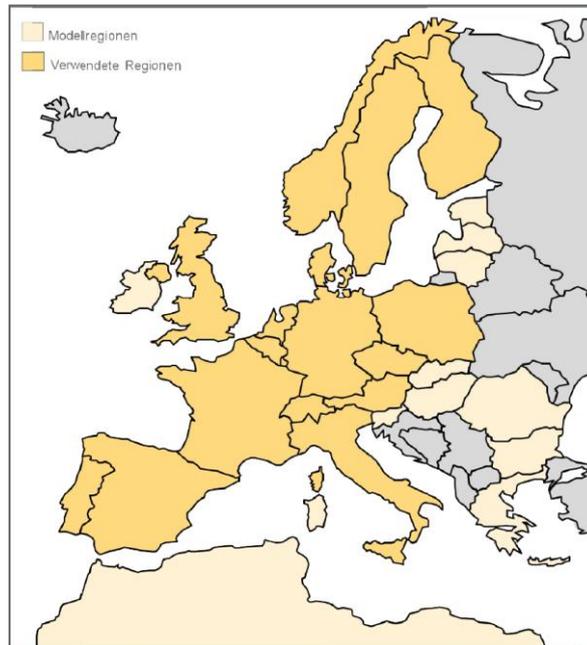


ABBILDUNG 34: IM MODELL DIMENSION ABGEBILDETE REGIONEN QUELLE: (EWI KÖLN, 2012)

Ergebnisse der Simulation in kompakter Darstellung:

Der essentiell wichtige Teil in Bezug auf die Ergebnisse ist die Entwicklung der installierten Kapazität. Dazu wird für den Referenzfall der vom EWI ermittelte Kraftwerkspark in den Jahren 2009, 2020 und 2030 in Abbildung 35 dargestellt.

Dabei ist klar ersichtlich, dass Braun- und Steinkohle die vom Netz geht nicht mehr ersetzt wird. Aufgrund der niedrigen Fixkosten wird zum Großteil auf Gasturbinen gesetzt um die Leistungsdeckung trotz des Fehlens anderer konventioneller Kapazitäten zu bewältigen. Gasturbinen stellen die verhältnismäßig günstigste Technologie dar die gebaut werden kann, vor allem aufgrund der geringen Einsatzzeit die für konventionelle Kraftwerke erwartet wird.

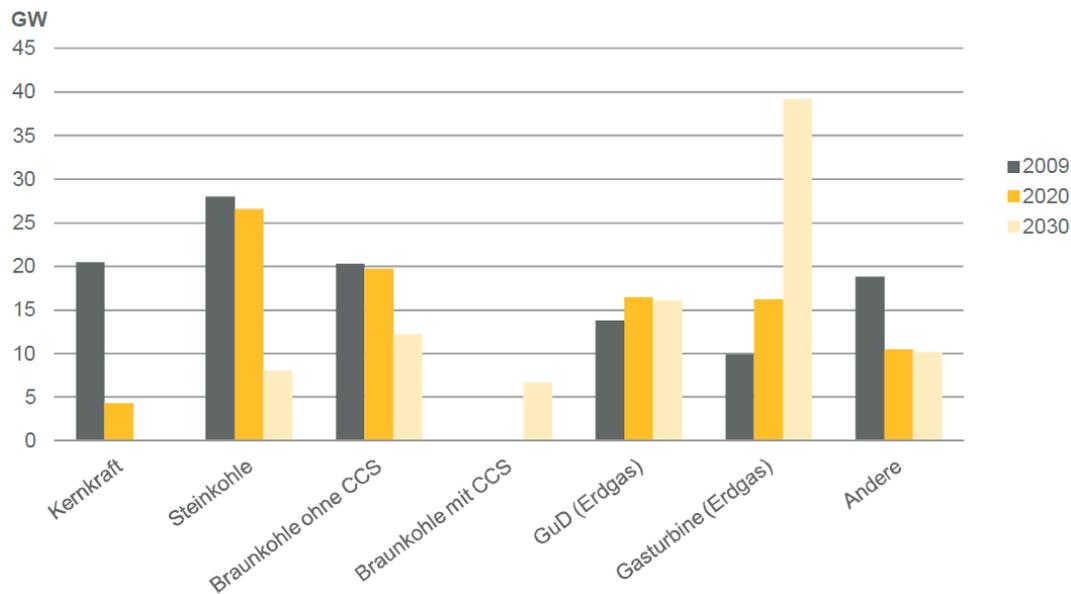


ABBILDUNG 35: INSTALLIERTE NETTOLEISTUNG DER KRAFTWERKE DER SIMULATION AUFGESPLITTET NACH TECHNOLOGIE QUELLE: (EWI KÖLN, 2012)

Im Bereich der Stromerzeugung sieht es dagegen anders aus. In der Simulation werden zwar keine Steinkohlekapazitäten zugebaut, jedoch zeigen die im System verbleibenden Anlagen eine konstante Auslastung. Braunkohle kann insgesamt von 2020 auf 2030 sogar wieder mehr produzieren, dies ist der Reduktion der installierten Leistung geschuldet. Trotz der ungefähren Verdoppelung der installierten Leistung an erdgasbefeuerten Kapazitäten von 2009 auf 2030 nimmt die daraus produzierte Energie um ca. 13 TWh (knapp 20 %) ab. Stark steigend ist die Produktion aus EE, was aufgrund der installierten Menge nicht verwunderlich ist. Außerdem wird ein Teil der Strommenge die benötigt wird importiert. Bedenklich ist, dass trotz der Notwendigkeit von Gaskraftwerken zur Absicherung der fluktuierenden Erzeugung aus EE, Gasturbinen nur in wenigen Stunden im Jahr (136 Volllaststunden aufgeteilt auf 762 Produktionsstunden im Jahr 2030) produzieren. Im Jahr 2020 ergab sich in der Simulation kein Bedarf für die Gasturbinen, obwohl 16,2 GW als Back-up installiert waren. Veranschaulicht werden die Volllaststunden laut Simulation in Abbildung 36.

Es besteht in der Simulation praktisch nie der Fall von physikalischer Knappheit, wodurch auch keine (kaum) Knappheitspreise auftreten werden. Dieses extreme Beispiel ist mehreren Faktoren geschuldet. Die wichtigsten sind, dass die Erzeugung aus Windkraftanlagen mit nur 5 % in die Leistungsdeckung bei der Berechnung der notwendigen Gasturbinenkapazitäten mit einbezogen wird, und dass eine nationale Vollversorgung vorgegeben ist. Photovoltaik wird gar nicht in der Leistungsdeckung berücksichtigt, was aufgrund der Spitzenlast, die mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit in den Winter-Abendstunden auftritt, durchaus als gerechtfertigt zu sehen ist. Die geringe Berücksichtigung von Wind scheint zwar im ersten Moment ungerechtfertigt, Zahlenbeispiele die in Kapitel 5.8.1 gegeben werden machen dies

aber durchaus plausibel. Um jedoch Wind eine „Chance“ zu geben, wurden auch Leistungskredite von 10 % und 20 % angenommen, was jedoch den Gas-Back-up Bedarf 2030 nur von 39,2 GW auf 31,4 GW im Jahr 2030 reduzierte.

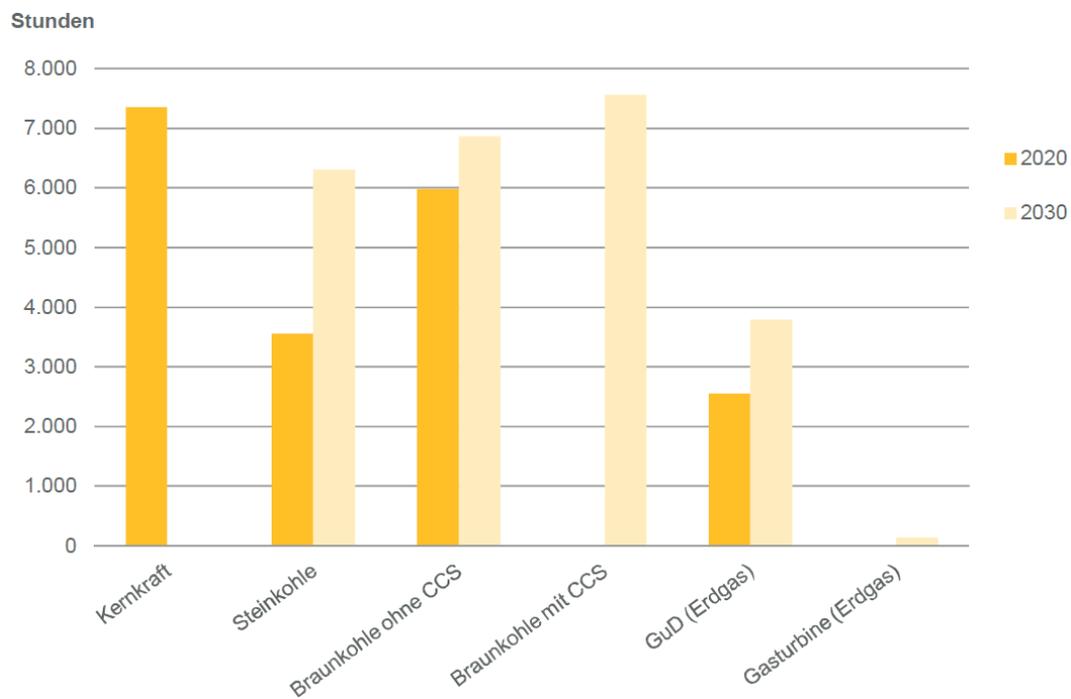


ABBILDUNG 36: VOLLASTSTUNDEN KONVENTIONELLER KRAFTWERKE IN DER SIMULATION AUFGETEILT NACH TECHNOLOGIE QUELLE: (EWI KÖLN, 2012)

Die genaue Analyse der Kostendeckung kann der Studie (EWI Köln, 2012) entnommen werden. An dieser Stelle sei nur erwähnt, dass sich aufgrund der geringen Einsatzstunden und des unwahrscheinlichen Auftretens von Knappheitspreisen die Deckung der Vollkosten von Gaskraftwerken (GuD und Gasturbinen) weder durch die erwarteten Erlöse am Spotmarkt, noch in Kombination mit den erwarteten Erlösen am Regelenergiemarkt möglich sein wird. Ebenfalls aus der Studie zu entnehmen sind die Ansichten und Werte bezüglich DSM.

5.7.2 ANSATZ DER STRATEGISCHEN RESERVE

Das EWI Köln diskutiert in der ersten Betrachtung von Kapazitätsmechanismen einen Ansatz zu strategischer Reserve (SR). Der Unterschied zu den Ausführungen von Consentec (Consentec, 2012) liegt darin, dass hier nicht vorrangig bestehende Anlagen adressiert werden, sondern Kapazitäten zusätzlich von einer staatlichen Instanz „beschafft“ werden.

Die Grundidee ist hier die Trennung von Gütermarkt³⁵ und dem Markt für die strategische Reserve. Kraftwerke am Gütermarkt, auch neu gebaute, müssen sich über die am Gütermarkt möglichen Erlöse finanzieren können. Falls nicht genügend Kapazitäten gebaut werden,

³⁵ Der Gütermarkt besteht aus dem „normalen“ Energiemarkt und dem Regelenergiemarkt,

beschafft eine zentrale Instanz die fehlenden Mengen – die sogenannte strategische Reserve. Diese erhalten keine Deckungsbeiträge am Gütermarkt, sondern finanzieren sich rein über die Kapazitätszahlungen. Diese Reserve bietet am Energiemarkt mit dem sogenannten Auslösepreis an. Dieser wird von der zentralen Stelle gewählt und gibt die Grenze für den Preis am Energiemarkt an. Wenn der Auslösepreis für die strategische Reserve höher gewählt wird als die variablen Kosten des teuersten Kraftwerks, so gibt es keine Beeinflussung des derzeitigen Preisbildungsmechanismus.

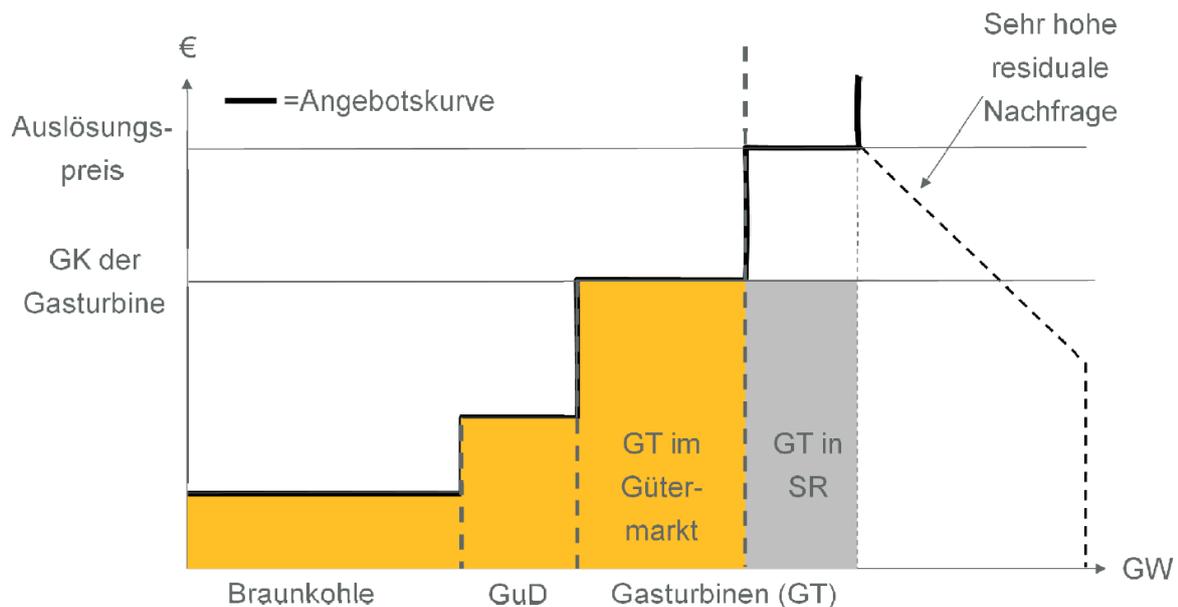


ABBILDUNG 37: EINSATZ DER STRATEGISCHEN RESERVE QUELLE: (EWI KÖLN, 2012)

In Abbildung 37 wird beispielhaft die Funktion der strategischen Reserve dargestellt. In der Darstellung werden Gasturbinen als SR eingesetzt. Aufgrund der Verhältnisse von fixen zu variablen Kosten stellt dies den wahrscheinlichsten Fall dar. Da der Auslösepreis über den Grenzkosten der Gasturbinen am Energiemarkt liegt, besteht nicht nur keine Beeinträchtigung der Preisbildung, sondern diese Gasturbinen können sogar Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Für die Wahl der Menge und des Auslösepreises wird vom EWI eine zentrale Instanz definiert. Diese wird als *Koordinator für Strategische Reserve* KSR bezeichnet. Der KSR hat eine wichtige Aufgabe. Wird der Auslösepreis zu gering angenommen, so können Gasturbinen und GuD Kraftwerke keine Deckungsbeiträge mehr erwirtschaften. Dadurch wären sie gezwungen in die SR einzutreten. Kraftwerke die am Reservemarkt partizipiert haben, dürfen nicht mehr am Energiemarkt anbieten. Wird jedoch der Preis für die SR zu hoch gewählt, so kommt es zu hohen Renditen und unter Umständen zu Marktmachtsmissbrauch. Es besteht ein gewisser Zusammenhang zwischen Menge und Auslösepreis. Ist der Gütermarkt stark besetzt, so wird wenig Leistung für die SR benötigt. Ist der Auslösepreis zu niedrig festgelegt, so wird die SR sehr groß werden.

5.7.2.1 DIE AUKTION UND DER EINSATZ DER STRATEGISCHEN RESERVE

Um einem notwendigen Neubau auch bewältigen zu können, wird für den Mechanismus eine Vorlaufzeit von 5-7 Jahren angedacht. Dadurch können die vorrangig adressierten Gasturbinen jedenfalls errichtet werden. Da dies jedoch viel Raum für Ungewissheit lässt, wird auch eine Anpassung der Mengen 1-2 Jahre vor Ausführung vorgeschlagen. Dies hat den weiteren Vorteil, dass auch DSM Maßnahmen miteinbezogen werden können, denn nachfrageseitige Lastflexibilisierungen haben in der Regel nicht die Möglichkeit auf mehrjähriger Frist anzubieten. Durch die kurze Frist können DSM Maßnahmen mit genügend Sicherheit auch ein Angebot abgeben. Die jeweiligen Anbieter müssen sicherstellen, dass sie in Knappheitszeiten Leistung bereitstellen können. Dies gilt für die Dauer der Verpflichtung der Kapazität. Da keine Erlöse am Energiemarkt erwirtschaftet werden können, sollte der Verpflichtungszeitraum, vor allem für Neuanlagen, lange genug sein. Im vorgestellten Ansatz bedeutet dies 15-20 Jahre für neue Gasturbinen die nur für die SR gebaut werden. Für Bestandsanlagen sollte diese Verpflichtungsdauer allerdings kürzer, im Bereich drei Jahre, sein. Vom Autor sei angemerkt, dass keine Verpflichtungsdauern für DSM Maßnahmen in der Studie des EWI angegeben werden, jedoch sollte aus dem Umstand der schlechten Planbarkeit nur eine einjährige Verpflichtung angedacht werden. Um regionale Aspekte in der Auktion zu berücksichtigen, kann mit einfachen Mitteln eine gesonderte Zahlung für die Bewerbung an neuralgischen Standorten eingesetzt werden. So kann beispielsweise bei erwarteten Netzengpässen in der Südregion Deutschlands mehr SR ausgeschrieben werden bzw. es kann ein Ergebnis gefunden werden für den Süden und den Norden.

Eingesetzt wird die SR nur in Knappheitsfällen. Aber auch hier sollten die Kraftwerke effizient eingesetzt werden. Das heißt, auch bei der strategischen Reserve gibt eine Art „kleiner“ Merit Order. Jeder Kraftwerksbetreiber der SR muss ein Angebot für die Produktion von Energie abgeben. Diese sollten die Grenzkosten der Produktion widerspiegeln, da die Fixkosten bereits durch Kapazitätzahlungen gedeckt sein sollten. Trotzdem kann es sein, dass auch die Energieangebote der SR mit einer Einheitspreisauktion abgegolten werden. Die Preisunterschiede der einzelnen Angebote dürften aufgrund der Ähnlichkeit der Kraftwerke überschaubar sein. Bei Nichteinhaltung der Versorgung werden Pönalen fällig. Dies gilt sowohl wenn die Vorhaltung nicht passend ist, als auch wenn bei Abruf die Energie nicht geliefert werden kann.

Beim Einsatz der SR können Situationen auftreten, in denen ein nicht optimales Marktergebnis erreicht wird. Dies ist zum einen wenn DSM Maßnahmen mit Grenzkosten über der SR, jedoch unter dem Auslösepreis zum Zug kommen, oder wenn der Marktpreis zwischen diesen beiden Grenzen „hängen“ bleibt. Das heißt, durch die SR könnte das Gesamtergebnis für die Kunden günstiger werden, da jedoch der Auslösepreis nicht erreicht wird kommt es nicht zu ihrem Einsatz. Diesem Problem kann entgegnet werden, indem der Auslösepreis gesenkt wird. Bei einem niedrigeren Auslösepreis können die Grenzkraftwerke des Gütermarktes in Knappheitssituationen allerdings weniger bis gar keine Deckungsbeiträge erwirtschaften. Außerdem

wird wiederum die angebotene Menge am Gütermarkt kleiner werden und die SR muss steigen. Zusätzlich dienen die Auslösepreise als Grenze für den Terminmarkt.

5.7.3 ANSATZ DER VERSORGUNGSSICHERHEITSVERTRÄGE

Das Konzept der Versorgungssicherheitsverträge VSV setzt direkt beim Thema gesicherte Leistung an. Es wird nicht explizit der Aufbau neuer Kapazitäten ins Auge gefasst, sondern das Erreichen eines bestimmten Maßes an Versorgungssicherheit. Dabei kann der Erzeuger mit den Erlösen aus dem Markt für Kapazität und den Erlösen aus den Gütermärkten kalkulieren³⁶. Das Ziel ist es, sicher zu stellen das in Knappheitsfällen genügend Kapazität für jene Kunden bereitsteht, die auch bereit sind dafür zu bezahlen. Knappheit hieße entweder im Extremfall physikalische Unterdeckung, was hier vermieden werden sollte, oder das Erreichen eines bestimmten Preisniveaus am Energiemarkt.

5.7.3.1 ZWEI KOMPONENTEN ANSATZ

Das EWI schlägt hier die Aufteilung des Ansatzes in zwei Komponenten vor. Zum einen gibt es die Kapazitätsverpflichtung, welche den Anbieter dazu verpflichten physisch die angebotene Menge an Leistung vorzuhalten, und zum anderen gibt es die Verfügbarkeitsoptionen, welche die Kunden vor übermäßig hohen Spotmarktpreisen schützen.

Eine zentrale Instanz³⁷ gibt dabei die notwendige Menge an „Versorgungssicherheit“, sprich Kapazität, vor. Die bestehenden Anlagen müssen bei solch einem Markt ihre Kapazität anbieten. Falls dies nicht ausreichen sollte um die definierte Menge an Kapazität zu erreichen, dann werden neue Kraftwerke kontrahiert. So soll die notwendige Leistung im System sichergestellt werden und Lieferanten erhalten die Sicherheit, dass dies auch der Fall ist. Da der Spotmarkt in diesem Fall nicht beschränkt wird, werden laut EWI die richtigen Signale gesetzt um zu zubauen. Der Auslösepreis der Verfügbarkeitsoption schützt Lieferanten und Kunden vor immens hohen Spotpreisen. Dies gilt jedoch nur für jene Kunden, die auch diese Option in Anspruch nehmen wollen und dafür bezahlen. Insgesamt können über die Leistungsvergütung und die Erlöse am Gütermarkt die Risiken für den Neubau von Kraftwerken weitgehend reduziert werden.

5.7.3.2 DIE AUKTION DER KAPAZITÄTSVERPFLICHTUNG UND IHRE UMSETZUNG

Analog zum Ansatz der strategischen Reserve legt auch hier eine zentrale Instanz, der KVM, die benötigte Menge an Leistung fest. In analoger Weise wird die Auktion 5-7 Jahre vor der Ausführung begonnen und 1-2 Jahre vor Ausführung angepasst. Adressiert werden auch hier Bestands- und Neuanlagen, Retrofits und DSM Maßnahmen. Die Methodik der Ausschrei-

³⁶ Dies gilt jedenfalls für neue Anlagenbetreiber. Beim Bestand ist nicht sicher geklärt, ob dieser jedes Jahr Zahlungen für Kapazität erhält.

³⁷ Diese wird in der Studie als Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes KVM bezeichnet.

bung ist die bereits in Kapitel 5.6.2 beschriebene DCA. Es handelt sich dabei um eine Einheitspreisauktion, die geprägt ist von einem hohen Startwert und der rundenweisen Verringerung dieses Preises bis eine Versorgungsvorgabe erfüllt wird.

Dabei müssen Neuanlagen zu einem Preis von Null am Markt anbieten um Marktmissbrauch durch Erzeuger von vornherein auszuschließen. Neue Anlagen können ihren Preis beliebig wählen, kommen jedoch in einem Wettbewerbsmarkt nur dann zum Zug, wenn sie mit den fehlenden Deckungsbeiträgen anbieten. Dies sind jene Kosten, die nicht durch den Verkauf von Energie am Spot- oder Regelenergiemarkt erwirtschaftet werden können. Würde also für das gewünschte Sicherheitsniveau ein Kraftwerk mit 200 MW Nettoleistung fehlen, so kann jeder Erzeuger der im Stande ist diese aufzustellen bieten. Den Zuschlag erhält jener Bieter, welcher zum geringsten Preis anbietet. Dadurch bleibt kein großer Spielraum für Marktmanipulation, wohingegen das Investitionsrisiko stark verringert wird. In einer realen Betrachtung lässt dies nur den Schluss zu, dass solche Neubaukraftwerke niedrige Fixkosten aufweisen müssen, was nach heutigem Stand der Dinge, vornehmlich Gasturbinen sein werden. Diese weisen zwar die höchsten Kosten im Betrieb auf, aber aufgrund der wenigen Einsatzstunden, der gedeckten Fixkosten und der gesicherten Preise am Energiemarkt ist dies jedoch zweitrangig. Durch dieses System sollte kein Anbieter (neuer Kraftwerke) langfristig bedeutend mehr als eine Kapitalrendite verdienen, aber auch nicht weniger.

Um eine Aufteilung der Kosten und ein gewisses Maß an Investitionssicherheit zu gewährleisten, werden Neuanlagen über einen längeren Zeitraum Leistungsvergütungen zugesprochen. Angegeben werden vom EWI beispielsweise 15 Jahre. Dadurch kann eine Kostenaufteilung der Investition in einem ausreichenden Maße erreicht werden. Bestandsanlagen hingegen erhalten immer genau den Ausführungspreis eines bestimmten Jahres (auch DSM Maßnahmen). Um Marktmacht einzuschränken kann ein Maximalpreis, und gegebenenfalls auch ein Minimalpreis, für Bestandsanlagen eingeführt werden.

5.7.3.3 DIE VERFÜGBARKEITSOPTION

Verfügbarkeitsoptionen dienen der Absicherung von Kunden und Erzeugern. Sie stellen eine Call-Option der Kunden dar, um sich gegen Spotmarktpreise über einem bestimmten Niveau abzusichern. Im Konkreten heißt das, wenn der Auslösepreis beispielsweise mit 500 €/MWh festgelegt wird, dann können Kunden nie mehr für Energie am Spotmarkt bezahlen. Steigt der Preis auf 600 €/MWh, so muss der Erzeuger die Differenz zum Auslösepreis an den KVM bezahlen. Durch Weitergabe an den Stromlieferanten wird im Idealfall auch der Kunde diese Weitergabe bekommen. In Abbildung 38 werden die Geldflüsse im betrachteten Ansatz dargestellt. Durch die eingeschränkten Erlöse am Energiemarkt haben die Kunden eine Preisabsicherung. Durch die Erlöse am Kapazitätsmarkt können die Kraftwerksbetreiber besser kalkulieren und es sollten sich Investitionen in neue Kapazitäten einstellen, da eine angemessene Kapitalrendite mit geringem Risiko möglich sein sollte (EWI Köln, 2012).

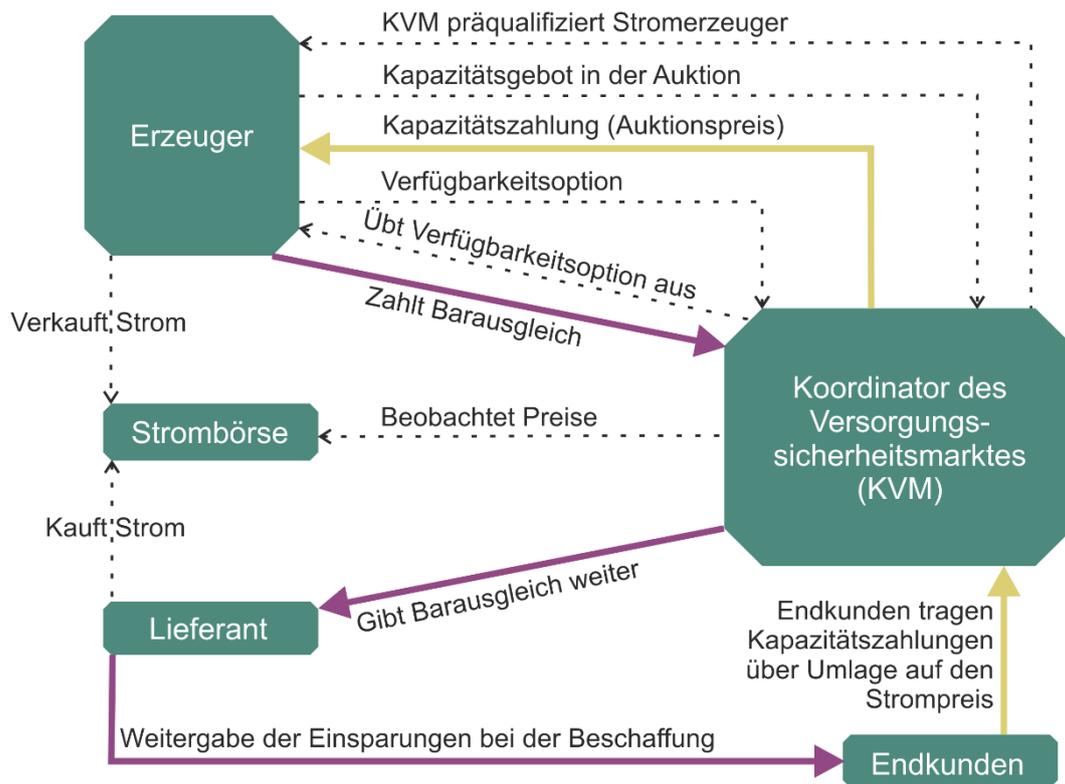


ABBILDUNG 38: ZAHLUNGSSTRÖME BEIM ANSATZ DER VERSORGUNGSSICHERHEITSVETRÄGE
 QUELLE: (EWI KÖLN, 2012) EIGENE DARSTELLUNG

Das Ausmaß des Barausgleichs (seitens Erzeuger) hängt von der momentan benötigten Leistung im System ab. Jeder Erzeuger kann maximal den Barausgleich für seine angebotene gesicherte Leistung übernehmen. Wird die Spitzenlast auf die dieser Wert ausgelegt ist nicht erreicht, dann hat jeder Erzeuger nur eine anteilige Haftung. Dadurch ergibt sich ein Anreiz ständig mit voller Leistung am Energiemarkt anzubieten, da der Überschuss (produziert minus Lastanteil) zum „originalen“ Spotmarktpreis verkauft werden kann. Hier ergeben sich dann zusätzliche Gewinne für die Erzeuger auf die niemand verzichten wollen wird.

5.7.3.4 IDEALE KOSTENWEITERGABE AN ENDKUNDEN

Die Versorger sind durch die Optionen gegenüber Knappheitspreisen am Energiemarkt abgesichert. Diese können und sollen dann direkt an die Endkunden weitergegeben werden. Neben den Energiekosten werden auch die Kapazitätskosten direkt an die Endkunden weitergegeben. Die Art der Umlage kann in einfacher Weise analog zu den Netzentgelten pro bezogener Kilowattstunde erfolgen, oder im Sinne der Spitzenlastbepreisung aufgrund des Beitrags eines einzelnen Kunden zur jeweiligen Spitzenlast. Dabei ist eine geeignete Messstruktur eine notwendige Voraussetzung für die Umsetzung der zweiten Variante. Eine vom EWI genannte Bedingung für die optimale Weitergabe der Kosten an die Endkunden ist der vorhandene Wettbewerb am Endkundenmarkt. Hier sind die Kunden selbst gefragt, die durch ihre Wechselmöglichkeit einen gewissen Druck auf die Versorger ausüben können.

5.7.4 DIE BETRACHTUNG VON DSM MAßNAHMEN

Der Ansatz des EWI Köln (EWI Köln, 2012) beschäftigt sich in einem externen Kapitel auch mit der Thematik der Nachfrageflexibilisierung. Hierbei wird ein Potential für DSM Maßnahmen in gesamt Deutschland von 12,5-14 GW festgestellt. Aus Sicht des Autors ist dieses Potential sehr hoch angesetzt und wird auch von den Autoren der Studie kritisch betrachtet. Diese Potentiale erfüllen nämlich die beiden von EWI geforderten Bedingungen für eine sinnvolle Integration von DSM Maßnahmen nur teilweise. Die erste Forderung lautet, dass konventionelle Kraftwerke durch den Einsatz von DSM nicht gebaut werden müssen. Hierbei ergibt sich das Problem, dass dieses hohe Potential nur für eine begrenzte Zeit zur Verfügung steht, und somit nicht mit Sicherheit gesagt werden kann, dass Kraftwerke nicht gebaut werden müssen. Die zweite Bedingung ist, dass trotz des Einsatzes von DSM Maßnahmen Knappheitspreise auftreten können. Laut EWI ist wird diese Bedingung deswegen verletzt, da die Einrichtung von DSM Maßnahmen hohe Fixkosten aufweisen, jedoch die variablen Kosten gering sind. Dadurch können diese Maßnahmen im Bereich von Gasturbinen am Markt anbieten und halten damit den Preis „niedrig“. Als letzten Punkt verweist das EWI Köln darauf, dass es DSM Potentiale gibt die deutlich teurere Investitionskosten als Gasturbinen aufweisen, was insgesamt die sichere Versorgung, zu ungünstigen Bedingungen (Sicherstellung der Verfügbarkeit ist immer fraglich), für die Kunden kostenintensiver werden lässt.

5.7.5 ZUSAMMENFASSUNG UND ANMERKUNGEN

Die strategische Reserve bildet eine einfache Möglichkeit mit geringen Markteingriffen genügend Kapazitäten sicherzustellen. Es wird eine Trennung von Gütermarkt und Reservemarkt vorgeschlagen, bei der versucht wird über Kapazitätzahlungen bestehende Anlagen am Netz zu behalten, und neue Anlagen durch Investitionssicherheit zu fördern. Als Vorteile sieht das EWI Köln, dass bei hohen Auslösepreisen für die SR die Investitionen am Gütermarkt zunehmen werden. Durch diesen Umstand kann sich der Mechanismus sogar, und das ist in der Studie wünschenswert, selbst überflüssig machen. Die zeitlichen Horizonte sind so gewählt, dass zumindest die Errichtung von Gasturbinen nach heutigem Wissen kein Problem darstellen sollte. Schwierigkeiten bereiten vor allem die Anpassung von Auslösepreis und Menge die als SR dienen soll. Weiters ist nicht auszuschließen, dass Marktmacht seitens großer Anbieter ausgeübt wird. Auch nicht absehbar ist die Preisentwicklung in einem Markt mit verhältnismäßig geringem Volumen. Ein Nachteil kann eine ineffiziente Preisbildung am Gütermarkt sein, da in gewissen Fällen ein hoher Preis am Markt entstehen kann, obwohl eigentlich günstigere Kraftwerke für die Erzeugung vorhanden wären.

Der Inhalt des Kapitels 5.7 wurde sinngemäß nach bestem Wissen und Gewissen aus dem Gutachten des EWI Köln „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“ (EWI Köln, 2012) übernommen um die aktuellen Diskussionen zu Lösungsvorschlägen einer Veränderung des Marktsystems darzustellen.

Anmerkungen des Autors: Der Ansatz der strategischen Reserve bringt zwar eine, im Optimalfall, geringe Anpassung des Gütermarkts mit sich, jedoch ist die Dimensionierung von Preis und Menge schwierig. Wird beispielsweise der Auslösepreis so hoch gewählt, dass viele neue Kraftwerke für den Gütermarkt errichtet werden, so sinken die Preise nach deren Inbetriebnahme unwillkürlich. Knappheitspreise mit denen Betreiber unter Umständen kalkuliert haben treten dann selten bis gar nie auf. Dadurch würden diese Kraftwerke wiederum unwirtschaftlich und die SR muss aufgestockt werden. Dieser Kreislauf könnte dann ständig durchlaufen werden. Wenn der Preis zu niedrig gewählt wird, dann haben bestehende Kraftwerke nur die Wahl in die SR zu wechseln, was wiederum nur bedingt effizient ist. Außerdem sollte der Preis nicht allzu oft verändert werden, da dadurch die Investitionssicherheit nicht mehr gegeben ist und keine neuen Kapazitäten am Gütermarkt entstehen werden. Insgesamt ist für den Autor das Gelingen einer strategischen Reserve, mit dem Hintergrund der Kapazitätslücke von über 40 GW für das Jahr 2030 laut Angaben des EWI, eher in Frage zu stellen.

Im Fall der Versorgungssicherheitsverträge gäbe es durchaus Manipulationsmöglichkeiten. Es kann die Außerbetriebnahme von Kraftwerke zeitlich so gestaffelt werden, dass jedes Jahr ein dementsprechendes Ergebnis am Leistungsmarkt erzielt wird. Dieses Ergebnis erhalten dann alle Bestandsanlagen für das Ausführungsjahr. Die vom EWI angesprochene mögliche Erweiterung um einen minimalen und maximalen Preis für Bestandskraftwerke erscheint deshalb aus Sicht des Autors zwingend notwendig. Zu Bedenken gilt es außerdem, wie viel welche Bestandskraftwerke verdienen könnten/sollten. Ein Wasserkraftwerk beispielsweise produziert mindestens doppelt so lange (meist noch länger) als eine Gasturbine. Durch die hohen Fixkosten werden sie jedoch nicht am Neubaumarkt anbieten können. Sie erhalten jedoch im ersten Ansatz jedes Jahr den aktuellen Kapazitätspreis zusätzlich zu ihren Deckungsbeiträgen die sie ohnehin am Energiemarkt erwirtschaften. Da sie sehr geringe variable Kosten aufweisen, ist davon auszugehen, dass sie praktisch in jeder Stunde im Jahr in der das Wasserangebot ausreicht produzieren. Außerdem sind viele bestehende Anlagen bereits abgeschrieben und würden durch solch einen Markt enorme Gewinne erwirtschaften können. Hier stellt sich für den Autor die Frage der Gerechtigkeit und auch der Sinnhaftigkeit solch einer Vergütung.

5.8 GUTACHTEN DER MONOPOLKOMMISSION

Die Monopolkommission nimmt in ihrem Sondergutachten (Monopolkommission, 2013) Stellung zum „Wettbewerb in Zeiten der Energiewende“ (Bundeskartellamt, 2011). Dabei werden drei Problemkreise in den Mittelpunkt des Stromsektors gestellt:

➤ Fördermechanismen für erneuerbare Energien

Hier wird angeregt, dass der derzeitige Fördermechanismus für EE keine angemessenen Signale für den Bau solcher Anlagen bietet. Anlagen bekommen einen bestimmten Fördersatz vergütet, auch wenn die Situation am Großhandelsmarkt solch hohe

Preise eigentlich nicht zulässt. Dadurch wird ein Investor dazu verleitet, Anlagen zu bauen die am Markt eigentlich nicht wirtschaftlich wären, aber durch die Förderung trotzdem gewinnbringend sind. Durch den Einspeisevorrang der EE begründet die Monopolkommission auch das Auftreten negativer Preise am Strommarkt. Da erneuerbare Erzeugungsanlagen auch dann produzieren wenn der Bedarf am Markt nicht besteht, können sich negative Preise einstellen, da die Abgabe des EEG Stroms den Abnehmern vergütet werden muss. Durch das Marktprämienmodell, bei dem der Anlagenbetreiber selbst die Vermarktung der Anlage übernimmt, könnte dies entschärft werden. Im Sondergutachten wird auch die Einführung eines Quotenmodells angeregt, welches hier jedoch nicht genauer betrachtet wird. Insgesamt wird auf diesen Problembereich nicht eingegangen.

➤ Netzungleichgewichte – Netzausbau und alternative Mechanismen

Der Problembereich Netz ist ebenfalls eng mit den EE verbunden. Im Zuge des unkontrollierten Ausbaus der Erneuerbaren kommen neue Anforderungen auf das Stromnetz zu. So ist beispielsweise Wind verstärkt im Norden, und PV und Last verstärkt im Süden anzutreffen. Dadurch werden an das Netz physikalische Anforderungen gestellt für die es bis dato nicht ausgelegt war. Die fehlende Planbarkeit der Standorte für EE und der damit verbundene Netzausbau sowie Kraftwerksreservehaltungen adressieren ein weiteres Problem der Energiewende aus Sicht der Monopolkommission. Auf die Probleme des Netzes wird in weiterer Folge nicht eingegangen.

➤ Problematik der Regel- und Kapazitätsmechanismen

Durch die vermehrte Einspeisung EE kommt es zu einem weiteren Problem. Konventionelle Kraftwerke haben immer weniger Möglichkeiten ihren Strom zu vermarkten. Durch diese sinkenden Einsatzzeiten wird wirtschaftliches Arbeiten für diese Anlagen immer schwieriger, wobei diese jedoch für die Leistungsdeckung benötigt werden, da diese die dargebotsabhängigen Erneuerbaren nicht sicherstellen können. Der kurzfristige Mechanismus zur Entschärfung dieser Probleme ist der sogenannte Regelenergiemarkt, welcher nach Ansicht der Monopolkommission bereits zufriedenstellend funktioniert. Langfristig wird vielerorts ein Fehlen von Investitionen vermutet, welches durch Kapazitätsmärkte behoben werden soll. Die Ausführungen zu Kapazitätsmärkten werden in weiterer Folge der zentral beobachtete Punkt dieser Arbeit sein.

5.8.1 KAPAZITÄTSMECHANISMEN AUS SICHT DER MONOPOLKOMMISSION

Speziell aufgrund der sich verändernden Marktbedingungen durch das hohe Maß an installierter Kapazität im Bereich der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien sind neue Mechanismen für den Elektrizitätsmarkt notwendig. Dabei spielen die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft eine wichtige Rolle:

- Erzeugung = Verbrauch zu jedem Zeitpunkt
- schwankender Bedarf
- bedingt wirtschaftlich speicherbar
- kurzfristig nahezu vollständig unelastische Nachfrage

Von Autorseite her seien noch die im Zusammenhang mit Kapazitätsmärkten wichtigen Punkte der langen Vorlaufzeiten und der hohen Kapitalintensität genannt. Im Falle der Nichteinhaltung der Restriktionen, vor allem Erzeugung = Verbrauch, sind die Auswirkungen in der Elektrizitätswirtschaft andere als bei den meisten Branchen. Normalerweise wird der Käufer mit dem niedrigsten Angebot nicht bedient wenn nicht genügend „Ware“ vorhanden ist. Bei Strom wird allerdings bei einer massiven Unterdeckung ein ganzes Bündel an Kunden in einem Gebiet abgeschaltet. Deshalb gilt als oberste Priorität, dass solche Ausfälle, gemein bekannt als „Blackouts“, nicht stattfinden.

Aufgrund der sich ändernden Marktbedingungen wird es jedoch zunehmend schwieriger Investoren für neue, konventionelle Kraftwerke zu finden. Das Gros der Investitionen liegt derzeit im Bereich der EE, welche jedoch nur einen bescheidenen Anteil an gesicherter Leistung zur Spitzenlastzeit aufweisen können. Verstärkt wird dieses Problem mittelfristig mit dem Ausstieg aus der Kernenergie. Deswegen wird empfohlen, Kraftwerke die normalerweise abgeschaltet werden länger in Betrieb zu halten. Wobei auch diese Maßnahme aus Sicht des Autors nur zur Zeitgewinnung genutzt werden kann. Ziel wäre es das Problem an der Wurzel zu packen. Dies sind die fehlenden Renditen beim Energieverkauf an der Strombörse die Kraftwerksneubauten erschweren („Missing Money Problem“). Langfristig sollten Kraftwerkskapazitäten zugebaut werden, da sonst ein Leistungsdeckungsproblem auftreten kann (Monopolkommission, 2013).

Die Herausforderungen wachsen mit zunehmender Einspeisung EE an zwei Ecken. Es wird durch die relativ kurzfristige Prognose der Wetterverhältnisse die Residuallast³⁸ immer stärker schwanken, wobei die durchschnittliche Auslastung konventioneller Kapazitäten ständig sinkt. Der verwendete Terminus für solche Kraftwerke, die die Residuallast auffangen müssen, ist „Schattenkraftwerkspark“ (Rheinenergie, 2014). Dazu gibt die Monopolkommission in ihrem Gutachten spezielle Beispiele an. So schwankte beispielsweise die Erzeugung aus Wind und PV im Jahr 2012 vom Tiefstwert am 19. Dezember 2012 1.166 MW bis hin zum Höchstwert

³⁸ Residuallast ist jene Nachfrage die nicht aus Einspeisung EE mit Einspeisevorrang gedeckt werden kann.

am 5. Jänner 2012 mit 22.131 MW. Daraus ergibt sich ein Bedarf an konventionellen Kraftwerken von 20.965 MW. Auch an zwei aufeinanderfolgenden Tagen kann der Unterschied der Produktion aus EE gravierend sein. So wies die Einspeisung aus EE von 24. auf 25. November 2012 einen maximalen Unterschied von 13.201 MW auf. Insgesamt konnten im Jahr 2012 knapp über 14 % des Energiebedarfs mit EE gedeckt werden, wobei einzelne Stunden sogar auf einen Wert knapp an die 60 % kamen. Diese Zahlen und Differenzen werden in Zukunft bei stetig wachsender installierter Leistung sogar noch extremer ausfallen (Meinung des Autors).

Am Rande sei hier erwähnt, dass der Markt für Regelleistung grundsätzlich funktioniert und aus heutiger Sicht ausreichend dimensioniert ist. Was jedoch in Zukunft interessant werden könnte ist die Regionalisierung der Reservehaltung. So kann es unter Umständen notwendig werden Reserven in unmittelbarer Nähe bestimmter Erzeugungsanlagen zur Verfügung zu haben, um nicht Reserve durch Netzumstände unsicherer zu machen. Gemeint ist hier, dass Reservekapazitäten nicht überall den gleichen Nutzen haben. Wenn bspw. im Süden Deutschlands ein Engpass besteht kann es aufgrund von Netzproblemen nutzlos sein nur im Norden Reservekapazitäten zu haben.

Die Installation eines Kapazitätsmechanismus stellt eine komplexe ökonomische Aufgabe dar. Dabei haben solche Mechanismen nicht das Ziel Reserven für Regelleistung zu schaffen, sondern Investitionen in reguläre (konventionelle) Kraftwerke zu fördern. Diese sollen dann den angesprochenen Ausgleich der Fluktuation der EE bewältigen können und trotz verminderter Einsatzzeit wirtschaftlich betrieben werden können. In der derzeitigen Struktur des reinen Energiemarktes ist diese Funktion fraglich. Angeboten werden im Idealfall nur die variablen Betriebskosten der Anlagen. Die Fixkosten der Kraftwerke gelten als getätigte Investition die nicht mehr eingepreist wird. Es ergibt sich also wenn überhaupt nur eine „zufällige“ Deckung der Fixkosten (Sicht des Autors). Dies entspricht dem Schema der meisten anderen Märkte. Jedoch weist die Elektrizitätswirtschaft einige Besonderheiten auf und diese Deckung der Vollkosten aus dem reinen Produkterlös heraus wird mit sinkenden Einsatzzeiten und sinkenden Strompreisen zunehmend schwieriger, denn das Anbieten zu variablen Grenzkosten beinhaltet per Definition keine Deckungsbeiträge für Fixkosten.

Es geht sich trotzdem derzeit für einen Teil der Kraftwerke aus wirtschaftlich zu sein, da alle Kraftwerke die Kosten des letzten eingesetzten Kraftwerkes erhalten. Dementsprechend bekommen alle anderen Kraftwerke einen, zum Teil marginalen, Betrag zur Deckung ihrer Fixkosten. Je weiter man nach rechts in der Merit Order kommt (Spitzenlastkraftwerke), desto geringer ist dieser Betrag, bis hin zum preissetzenden Kraftwerk mit null. Dadurch wird eine Amortisation des Kraftwerks unmöglich und es würde unter normalen Bedingungen nicht gebaut werden (Missing-Money-Problem). Warum es derzeit doch funktioniert kann hängt

von mehreren Faktoren ab. Kraftwerke müssen viele Stunden mit (geringen) Deckungsbeiträgen produzieren können, Knappheitspreise³⁹ „müssen“ auftreten und es gibt noch den positiven Effekt, dass Spitzenlastkraftwerke im Vergleich zu Grundlastkraftwerken geringere Fixkosten aufweisen. Es ist allerdings in der Realität fraglich ob sich wirklich dieser theoretische Wert der Grenzkosten einstellt bzw. angeboten wird. Wie die optimale Behandlung dieses Problems aussehen sollte behandelt die Theorie der Spitzenlastbepreisung (Hütter, 2010). Diese Ansätze gehen jedoch von bestimmten Voraussetzungen in einer idealen Welt aus, und können nur bedingt auf die Realität umgelegt werden. Außerdem muss in dieser Betrachtung auch auf die Nachfrageseite Bedacht genommen werden. In Modellen wird die Nachfrage meist reagierend auf das Angebot dargestellt, was jedoch in der Realität nur sehr eingeschränkt (unelastische Nachfrage) der Fall ist. Da dies der Fall ist, hat in Zeiten der Knappheit der Letztanbieter von Energie (Leistung) eine gewisse Marktmacht und könnte den Preis für das Gut praktisch beliebig festsetzen. Schon alleine aus diesem Grund ist die Optimale Kapazität nicht genau jene Menge die maximal nachgefragt wird. Außerdem dauern Kraftwerksbauten in der Regel einige bis zehn Jahre oder mehr, was wiederum ein optimieren auf eine bestimmte Menge an Leistung schwierig bis unmöglich macht. Legt man nun den konventionellen Kraftwerkspark auf die erwartete Residuallast aus, dann kann bei komplettem Ausfall von Wind und PV der Fall der Unterversorgung eintreten. Dabei werden dann willkürlich Kunden abgeschaltet, ohne die Zahlungsbereitschaft der Kunden zu respektieren. Aus all diesen Gründen muss stets ein gewisses Maß an Überkapazitäten vorhanden sein, welche sich jedoch in Zukunft wahrscheinlich nur bedingt durch einen Energy-only-Markt (EOM) finanzieren werden.

Die Frage ob der EOM genügend Anreize bieten kann Kraftwerke zu bauen wird kontrovers diskutiert. Jedenfalls sieht sich der Markt momentan mit relativ geringen Preisen konfrontiert, was in der Betrachtung der Future Produkte im zeitlichen Wandel deutlich erkennbar ist. In Abbildung 39 werden die Preise verglichen, welche der Autor für drei Zeitpunkte in der Vergangenheit notiert hat. Dabei werden Angebot und Nachfrage für Jahresprodukte Base und Peak aus dem Februar 2012, März 2013 und November 2013 verglichen. Daraus ist zu erkennen, dass mittlerweile der Peak Preis deutlich unter dem Base Preis von vor 21 Monaten liegt. Wenn man nun ein Kraftwerk aufgrund der langfristigen Preisprognosen verwirklichen wollte oder hat, so ergeben sich aus diesem Abwärtstrend massive finanzielle Schwierigkeiten für einen Betreiber. Andere Indizien bietet der Durchschnittspreis der EPEX SPOT (siehe Gutachten der Monopolkommission (Monopolkommission, 2013)), welcher jedoch nur leicht gesunken ist. Allerdings wurden Preisspitzen in den letzten Jahren am Spotmarkt deutlich seltener.

³⁹ In manchen Stunden im Jahr, in denen die physikalische Nachfrage sehr nahe an das gesamt verfügbare Angebot kommt, steigt der Preis übernatürlich an. So kann der Preis durchaus mehrere hundert bis maximal 3000 €/MWh betragen („fly-ups“).

Dadurch werden vor allem die Laufzeiten von dezidierten Spitzenlastkraftwerken (Gasturbinen und auch GuD-Anlagen) stark verringert was eine Refinanzierung, aufgrund der fehlenden Knappheitspreise, äußerst schwierig macht. Aber auch Mittellastkraftwerke haben nicht mehr die gleichen Volllaststunden wie noch vor fünf Jahren und kämpfen außerdem mit dem geringeren Marktpreis den nun sie setzen. Mittellastkraftwerke (bspw. Kohle) weisen bereits signifikant höhere Baukosten als Spitzenlastkraftwerke auf und benötigen dementsprechend mehr Einsatzzeit und höhere Preise übers Jahr um wirtschaftlich zu sein. Die Bereitschaft in neue, konventionelle Kraftwerke zu investieren ist momentan allerdings praktisch nicht gegeben. Nähere Ausführungen dazu sind in Kapitel 5.8.3 zu finden.

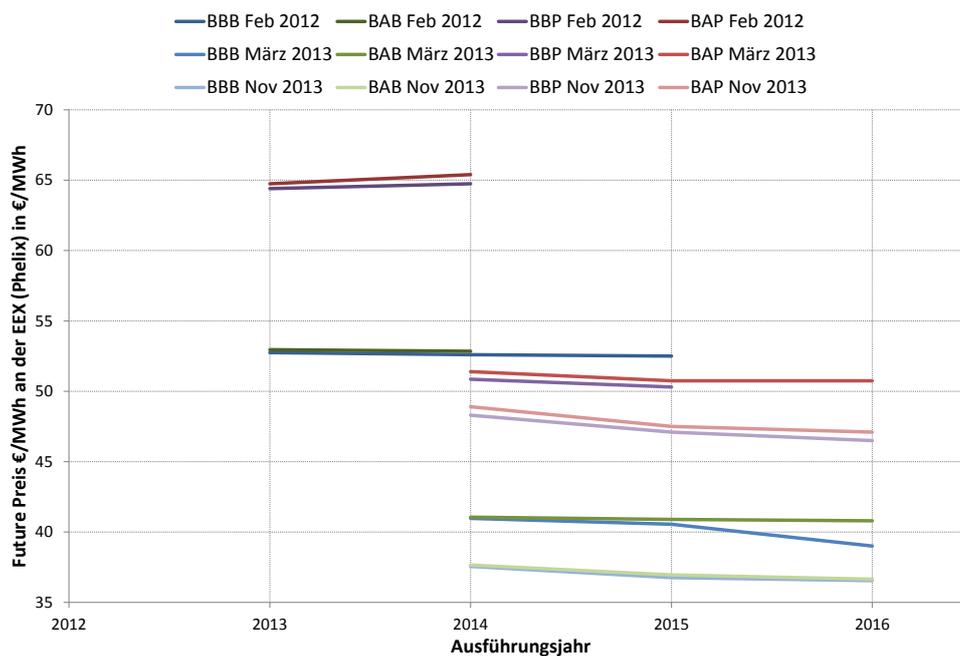


ABBILDUNG 39: PREISE FÜR FUTURE PRODUKTE IM ZEITLICHEN VERLAUF QUELLE: (EEX, 2013); EIGENE DARSTELLUNG

BBB...Best Bid Base (Nachfrage)

BBP...Best Bid Peak (Nachfrage)

BAB...Best Ask Base (Angebot)

BAP...Best Ask Peak (Angebot)

Für eine von der Monopolkommission berechnete Extremsituation im Jahr 2012 kann von einer Lastdeckung ausgegangen werden. Dies legt nahe, dass derzeit noch kein Kapazitätsproblem besteht. Dies könnte sich jedoch in den nächsten Jahren durch diverse altersbedingte Kraftwerksabschaltungen, dem Ausstieg aus der Kernenergienutzung, sowie dem Zubau EE und damit unter Umständen geringen Zubau konventioneller Kraftwerke ändern. Allerdings simuliert die Monopolkommission diesen Fall aufgrund der unsicheren Datenlage nicht. Szenariorechnungen des Autors zu dieser Problematik finden sich in Kapitel 8.2.

5.8.2 MÖGLICHE AUSGESTALTUNGSFORMEN VON LANGFRISTIGEN

KAPAZITÄTSMECHANISMEN

Bei den Ausführungen zu Kapazitätsmärkten gibt es verschiedene Vorschläge. Gemein haben all diese, dass sie dem Kapazitätsproblem entgegenwirken wollen. Einige Gedanken haben die bedarfsseitige Steuerung im Auge bzw. ziehen die Speicherung elektrischer Energie⁴⁰ vor, wobei der Großteil die Schaffung neuer konventioneller Kapazitäten vorsieht. Weiterführende Gedanken der Ansätze betreffen beispielsweise auch die Netzproblematik, wobei regionale Anreize für den Kraftwerksbau gesetzt werden sollen. Im Sonderfall gibt es Bestrebungen den Bilanzkreisverantwortlichen einen breiteren Spielraum für ihren Bilanzkreis zu gewähren, und die EE in eine reine Direktvermarktung überzuführen. Wobei dieser Ansatz ähnliche Ungewissheiten wie der bestehende Markt aufweist. Die Grundtendenz der Elektrizitätswirtschaft geht jedoch bereits in zwei andere Richtungen. Entweder soll der EOM so weiterlaufen wie bisher und im Bedarfsfall um eine strategische Reserve erweitert werden, oder es werden explizite Märkte für die Sicherstellung von Kapazität installiert, welche jedoch eine Rückkehr zum bestehenden System praktisch ausschließen.

DIE STRATEGISCHE RESERVE AUS SICHT DER MONOPOLKOMMISSION

Die strategische Reserve stellte einen geringen Eingriff in das bestehende Marktsystem dar und kann mit dem Markt für Regelenergie verglichen werden. Verschiedene Stellen in Deutschland, beispielsweise Consentec (Consentec, 2012), befinden die Ergänzung des Marktes durch solch eine Reserve, zumindest übergangsweise, für sinnvoll. Dabei gibt es verschiedene Ausführungen und Verantwortliche in den diversen Ansätzen. Jedenfalls zielt man darauf ab, Kraftwerke länger in Betrieb zu halten als dies durch die Wirtschaftlichkeit am EOM alleine möglich wäre. Im Bedarfsfall wird diese Reserveleistung dann zu einem definierten Preis abgerufen, was in Knappheitsfällen die Marktmacht des letzten eingesetzten Kraftwerkes begrenzt und weiterführend auch Anreiz zum Neubau bieten soll.

Die Kraftwerke werden für eine Zeit von einigen Jahren verpflichtet im Notfall einsatzbereit zu sein, und erhalten eine Entschädigung, da sie dadurch nicht am EOM anbieten können. Solche Ansätze werden vor allem von jenen Stellen verfolgt, welche den EOM schon immer als funktionierendes Instrument sahen und noch immer sehen. Sollten ihre Prognosen nicht zutreffen, so kann die strategische Reserve dies auffangen. Sollte die Reserve nicht oder nur kurzfristig gebraucht werden, so kann die strategische Reserve wieder rückstandslos entfernt werden.

Dem Vorteil des geringen Markteingriffs und leichten Rückbaus stehen einige Nachteile gegenüber: Eine Ineffizienz die jedenfalls adressiert werden kann ist die Bestimmung des

⁴⁰ Dabei kann elektrische Energie wie bei Power-to-gas auch umgewandelt und gespeichert/transportiert werden und im Anschluss wahlweise wieder zu elektrischer Energie werden.

Auslösepreises. Aus Gründen der Planbarkeit und Sicherheit sollte dieser auf lange Sicht gleichbelassen werden. Wählt man ihn zu niedrig, so muss die Menge an Leistung für die strategische Reserve hoch sein und sie wird häufig eingesetzt werden. Dadurch fehlen dann Anreize für DSM, da diese oft teurer sein werden als der Energiebezug. Bei einem hohen Auslösepreis ist die vorzuhaltende Reserve klein, was dazu führen würde, dass die Reserve nicht eingesetzt wird obwohl sie günstiger wäre als die Kraftwerke am Markt. Im Bereich des DSM gibt es jedoch in diesem Fall mehr Anreiz Potentiale zu nutzen. Außerdem kann der Preis, wenn er zu hoch gewählt wird, über die Kosten des letzten eingesetzten Kraftwerks hinausgehen und damit zusätzliche Profite für die Kraftwerksbetreiber generiert. Diese könnten wiederum zu Investitionen führen und damit die Einsatzdauer der strategischen Reserve verringern. Wenn jedoch die Grenzkosten unter denen des letzten oder der letzten eingesetzten Kraftwerke liegen kann es vorkommen, dass die Nachfrage nicht durch die günstigsten Kraftwerke gedeckt wird, was zu allokativ ineffizienten Preisen führt.

Eine Grundsatzfrage in Bezug auf die strategische Reserve besteht noch bei der Wahl der Kraftwerke. Entweder es werden alte Bestandskraftwerke herangezogen die nicht besonders effizient sind, oder es werden Kraftwerke explizit für den Zweck der Reserve gebaut. Ältere Kraftwerke hätten den Vorteil, dass sie aufgrund ihrer ohnehin hinteren Positionierung am Energiemarkt die Preisbildung nur wenig bis gar nicht verzerren würden. Die Frage die sich in diesem Fall jedoch aufdrängt ist, ob in solch einem Fall Investitionen in neue Kraftwerke getätigt werden. Da diese Kraftwerke ohnehin selten eingesetzt werden dürften eher selten Mengenverknappungen eintreten und somit gibt es keine Investitionsanreize. Ob somit die Vollversorgung immer gewährleistet werden kann ist fraglich. Werden nun neue Kraftwerke für die strategische Reserve herangezogen, so kommen effizientere, neue Kraftwerke nur in seltenen Fällen zum Einsatz, was nicht sinnvoll erscheint. Vorgeschlagen wird daher im Gutachten der Monopolkommission ein Mix aus alten und neuen Kraftwerken (Monopolkommission, 2013).

Aus Sicht des Autors ist das unter Vertrag nehmen von neuen Kraftwerken als Reserve im System keine sinnvolle Lösung. Einerseits aufgrund der von der Monopolkommission angesprochenen Verschwendung von technisch hochwertigen Anlagen, andererseits sollte man auch die Dauer und Vertragskonditionen von solchen Reservekraftwerken bedenken. Wird eine lange Dauer, welche ein Neubau für die Amortisation braucht, gewählt, so gibt es wenig Unterschiede zu expliziten Kapazitätsmechanismen. Wird eine kurze Dauer gewählt und ein Neubaukraftwerk kommt aus Kostengründen nicht lange genug in den Reservestatus, so kann dieses wahrscheinlich kaum am Energiemarkt überleben⁴¹.

⁴¹ Es wird vom Autor davon ausgegangen, dass Gasturbinen oder ähnliche Spitzenkraftwerke aufgrund ihrer vergleichsweise niedrigen Investitionskosten als Reserve gebaut werden. Sollten diese dann von nahezu abgeschriebenen Bestandskraftwerken in einer Auktion nach wenigen Jahren verdrängt

EIN EXPLIZIT GESCHAFFENER KAPAZITÄTSMARKT AUS SICHT DER MONOPOLKOMMISSION

Kapazitätsmärkte zielen auf die Aufteilung der Kosten eines Kraftwerksbetreibers auf zwei Märkte ab. Der Energiemarkt wird mehr oder weniger in gleicher Form weiter existieren. Inwiefern sich die Abgeltung am Markt ändern wird ist dabei fraglich, aber die Charakteristik der Merit Order bleibt. Der neue Teil ist der Markt für Kapazität. Hier werden bereits mehrere verschiedene Ausführungen konkret diskutiert⁴².

Die hauptsächlichen Unterschiede dieser liegen in der Bestimmung und Beschaffung der Kapazität. Die Ansätze von EWI Köln (EWI Köln, 2012) und dem Öko-Institut (Öko-Institut e.V., 2012) beruhen auf dem Prinzip der zentralen Planung bzw. Bestimmung der Kapazität. Diese werden im Rahmen von Auktionen ausgeschrieben und mit einer Vorlaufzeit von fünf bis sieben Jahren bestimmt. Dies stellt aus Sicht des Autors die minimale Vorlaufzeit für die Beschaffung dar, da ein Neubau der nicht schon geplant bzw. genehmigt ist einige Jahre in Anspruch nimmt. Ein wesentlicher Unterschied ist, dass EWI Köln alle möglichen Kraftwerkstypen sowie Bestand oder Neuanlagen gleich behandelt. Begründet ist dies mit der Tatsache, dass jedes Kraftwerk einen Beitrag zur Kapazitätsdeckung leistet. Das Öko-Institut unterscheidet die Anlagen nach Merkmalen wie Neu- oder Bestandsanlage, aber auch nach Stilllegungsgefahr und technischer Präqualifikation zur Leistungslieferung.

Der „dezentrale Kapazitätsmarkt“ von enervis sieht keine zentrale Planungsstelle vor. Hier werden Zertifikate in ausreichender Menge auf einem Markt angeboten. Der Anbieter garantiert die Verfügbarkeit seiner Anlage, und der Nachfrager, hier meist Versorgungsunternehmen, deckt sich mit Zertifikaten für seine Kunden ein. Kunden die kein Flexibilisierungspotential aufweisen⁴³ werden vollumfänglich mit Kapazität eingedeckt. Andere Kunden, beispielsweise Großindustrie, können einen Teil ihres Bedarfs ohne Garantien für Versorgung beziehen. Im Falle eines physikalischen Engpasses werden jene Kunden ohne Garantien dann vom Netz getrennt oder zurückgefahren. Dieses DSM Potential wird in einer Kosten/Nutzen-Abwägung von den Kunden überprüft und somit direkt angeregt.

Die Kosten eines solchen Marktes sind jedenfalls von den Verbrauchern zu tragen, und zwar von jenen, die diese Kosten auch verursachen. Ein mögliches Problem das in Zusammenhang mit zwei Bezugsquellen für Erlöse immer wieder gebracht wird, ist die Möglichkeit der Ineffizienz durch Doppelbezüge der Kraftwerksbetreiber. Bei den beiden zentralen Ansätzen

werden, so werden diese nahe dem Ende der Merit Order eingereicht und dürften nur wenig ausgelastet sein.

⁴² Angeführt sind beim Gutachten der Monopolkommission „Kapazitätssicherheitsverträge“ des EWI Köln, die „fokussierten Kapazitätsmärkte“ vom Öko-Institut und das Modell der „dezentralen Kapazitätsmärkte“ von Enervis.

⁴³ Beispielsweise Haushaltskunden unter der Prämisse, dass die technischen Voraussetzungen für gezieltes Abschalten bzw. geeignete Messinstrumente nicht zur Verfügung stehen.

wird diesem Problem mit der Ausgabe von Optionen entgegengewirkt. Die angebotenen und nachgefragten Güter sind Kapazität und Option, wobei bei der Option ein Ausübungspreis festgesetzt wird. Bei Übersteigen dieses Preises am Markt muss der Anbieter der Kapazität die Differenz an den Nachfrager zurückzahlen. Solch ein Ansatz fehlt in der Betrachtung von enervis. Hier werden an beiden Märkten Einheitspreisauktionen durchgeführt, was aus Sicht des Autors jedenfalls zu überhöhten Einnahmen führt. Der Autor schlägt in diesem Zusammenhang beispielsweise eine pay-as-bid Abgeltung mit definierter Gewinnmarge für diesen Ansatz vor. Die Monopolkommission steht allen Kapazitätsmechanismen aufgrund ihrer Langfristigkeit positiv gegenüber. Verwiesen wird allerdings auf die Komplexität solcher Märkte und den damit verbundenen notwendigen Anpassungen. Diese haben sich in Ländern in denen diese schon länger bestehen gezeigt, und schmälern die Planungssicherheit der Erzeuger.

Die Monopolkommission lobt die Reaktionsmöglichkeit des enervis Ansatzes auf Veränderungen auf der Nachfrageseite bzw. der aktiven Förderung von DSM durch den Umstand, dass die Kapazität nicht exogen vorgegeben wird. Jedoch wird auch darauf verwiesen, dass die beiden zentralen Ansätze erheblich günstiger in der Umsetzung sein dürften und mit den Optionen einen gewissen Nachfrager-Schutz bieten. Die tiefen, nahezu irreversiblen Eingriffe in das bestehende Marktsystem haben jedoch alle gemein, weshalb eine Entscheidung wohlüberlegt, überprüft und mit Berechnungen belegt sein sollte.

Europäischer Kontext: Abbildung 18 veranschaulicht die verschiedenen Ansätze und Diskussionen zu Kapazitätsmechanismen in Europa. Im Gutachten der Monopolkommission wird hierbei auf mögliche „spill-over-Effekte“ hingewiesen. Dies bedeutet, ein Land ohne expliziten Kapazitätsmechanismus⁴⁴ (Land X) profitiert von einem Land mit explizitem Mechanismus (Land Y). Während Land Y genügend Kapazität installiert hat um seine Last jederzeit decken zu können, wird in Land X nur zugebaut was im EOM wirtschaftlich agieren kann. In Knappheitszeiten in Land X kann allerdings davon ausgegangen werden, dass Land Y noch genügend Kapazität zur Verfügung hat und exportiert.

Jedenfalls wird in solch einem Fall in einem Land mit explizitem Kapazitätsmechanismus der Anreiz für den Kraftwerksbau höher sein als in einem Land mit reinem EOM. Diese Kraftwerke bieten in Europa jedoch auf einem Binnenmarkt an. Das heißt, sofern die Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern nicht zu gering sind, so können solche Kraftwerke auch in anderen Ländern preissetzend werden. Dadurch verringert sich die Bereitschaft in Ländern mit EOM noch weiter neu zu investieren, da der Preis (relativ) gering ist bzw. mit Knappheitspreisen nur bedingt kalkuliert werden kann. Insgesamt stellt also die Einrichtung eines Kapazitätsmechanismus nicht nur eine nationale Frage dar, sondern sollte im europäischen Kontext beleuchtet werden.

⁴⁴ Als Beispiel wird ein Land mit EOM und der Ergänzung durch eine strategische Reserve genannt.

5.8.3 MERIT ORDER EFFEKT

Erneuerbare Energien lösen oft die Meinung aus, dass sie das Elektrizitätssystem teurer machen. Durch das EEG Fördergesetz stimmt dies zumindest teilweise. Allerdings kommt es im Zuge der vermehrten Einspeisung von EE auch dazu, dass zumindest kurzfristig die Börsenpreise sinken. Die EE werden (gedacht) an der linken äußersten Seite der Merit Order eingefügt. Dadurch werden konventionelle Kraftwerke verdrängt, beginnend mit den teuersten. Dadurch sinken momentan die Börsenpreise für die Residuallast (Gesamtbedarf minus Erzeugung aus EE). Einher geht dies mit dem Umstand der reduzierten Einsatzzeiten für Spitzen- aber auch Mittellastkraftwerke, wodurch diese Probleme mit der Deckung der Fixkosten bekommen. Mittlerweile decken also immer häufiger Grund- und Mittellastkraftwerke⁴⁵ die Residuallast. Dies ist derzeit in erster Linie für Spitzenlastkraftwerksbetreiber (Gaskraftwerke) dramatisch. Sie kommen selten zum Einsatz und es treten auch seltener die für sie notwendigen Knappheitspreissituationen ein. In dem Gutachten der Monopolkommission wurden dazu die Day-ahead-Marktpreise von März 2005 bis Dezember 2012 untersucht, wobei ein leicht sinkender Trend festgestellt wurde. Dieser wird in Abbildung 40 dargestellt. Weiters sind auch aufgrund von Recherchen des Autors kurz- bis mittelfristige Preisrückgänge bei den Preisen zu beobachten. Siehe dazu Abbildung 39.



ABBILDUNG 40: ENTWICKLUNG DES LASTGEWICHTETEN DURCHSCHNITTSSPOTPREISES FÜR DAS DEUTSCH-ÖSTERREICHISCHE MARKTGEBIET QUELLE: (MONOPOLKOMMISSION, 2013)

Jedoch sind die kurz- bis mittelfristigen Effekte, wenn auch wahrscheinlich vorhanden, kein Indiz dafür, dass die Preise auf lange Sicht günstig bleiben. Das derzeitige Kraftwerkportfolio ist auf einen ausgewogenen Mix aus Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken ausgelegt.

⁴⁵ Grundlast in Deutschland klassischerweise Kernenergie und Mittellast Kohlekraftwerke.

Jeder Kraftwerkstyp wird durch seine Kostenstruktur in eine dieser Kategorien eingeordnet. Grundlastkraftwerke haben hohe Investitionskosten und geringe variable Betriebskosten. Sie müssen viele Stunden produzieren damit sie ihre Fixkosten (hauptsächlich Investitionskosten) wieder erwirtschaften können. Spitzenlastkraftwerke hingegen haben verhältnismäßig geringe Investitionskosten und hohe variable Betriebskosten, welche hauptsächlich durch den teuren Brennstoff und geringen Wirkungsgrad bedingt sind. Dadurch brauchen diese Kraftwerke jedoch weit nicht so viele Einsatzstunden pro Jahr, sondern relativ wenige Situationen mit Knappheitspreisen über den Grenzkosten. Für Mittellastkraftwerke gilt ungefähr der Mittelweg für Kosten und notwendige Betriebszeit. Ob langfristig die Grund- und Mittellastkraftwerke genügend Einsatzzeiten haben werden ist fraglich, weshalb im Gutachten (Monopolkommission, 2013) darauf verwiesen wird, dass langfristig wieder mit Spitzenlastkraftwerken als preissetzend gesehen werden und damit der Preis wieder steigen wird. Die Monopolkommission sieht dementsprechend keine langfristigen Preissenkungen, sondern eher Probleme für Mittellastkraftwerke bei der langfristigen Deckung der Fixkosten.

5.8.4 ZUSAMMENFASSUNG UND ERGÄNZUNGEN

Als Fazit der Monopolkommission können keine verlässlichen Hinweise für ein Funktionieren oder Versagen des EOM gefunden werden. Jedoch ist elektrische Energie in der heutigen Zeit ein so inkrementeller Bestandteil einer funktionierenden Gesellschaft, dass bereits ein begründeter Verdacht eines Versagens des EOM für Eingriffe seitens der Politik sorgen wird. Dazu werden Kapazitätsmärkte angeregt, welche jedoch in ihrer Funktionsweise wohl überlegt sein sollten, da diese irreversible Veränderungen der Marktlandschaft nach sich ziehen. Die Monopolkommission schlägt deshalb vor, vorerst auf den EOM zu setzen und ihn um eine kleine Komponente der strategischen Reserve bestehend aus Neu- und Bestandsanlagen zu erweitern. Diese wird mit einem hohen Auslösepreis versehen um die Volumina und den Eingriff in den EOM gering zu halten. Dadurch wird einem genügend Zeit verschafft, um die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen und ihre Auswirkungen im europäischen Kontext zu kontrollieren.

Besondere Bedeutung haben in diesem Zusammenhang EE, da sie nach wie vor stark gefördert werden. Hier stellt sich die Frage der Gesamtkosten für die Verbraucher und auch die Auswirkungen auf den Markt bzw. den Börsenpreis (Merit-Order-Effekt). Teilweise wird postuliert, dass die installierte Menge an EE den Marktpreis verringert und konventionelle Kraftwerke unrentabel macht, was im Gutachten der Monopolkommission jedoch nicht bewiesen wird. Jedenfalls sinkt derzeit der langfristige Börsenpreis und die Einsatzdauern von konventionellen Kraftwerken gehen zurück. Deswegen wird befürchtet, dass Investitionen in Zukunft aufgrund der unsicheren Marktlage ausbleiben könnten.

Der Markt sollte unter ständiger Beobachtung stehen um ein etwaiges Versagen des EOM (auch ergänzend durch eine strategische Reserve) zu detektieren. Die Forschungsüberlegungen zu expliziten Kapazitätsmechanismen sollten indes stets weitergeführt werden, um im

Bedarfsfall den Übergang in einen solchen zu ermöglichen, wobei auch auf den europäischen Kontext geachtet werden soll. Die Umsetzung der Energiewende bedeutet nicht nur den Ausstieg aus der Kernenergie und den Zubau von immensen Mengen an EE, sondern ist ein Konzept indem alle Zusammenhänge des Elektrizitätssystems miteinbezogen werden müssen. Dies gilt es in Zukunft verstärkt so zu handhaben, um nicht die Kosten für den Endverbraucher explodieren zu lassen.

Winterreserve: Der Reservekraftwerksverordnung (Winterreserve) steht die Monopolkommission grundsätzlich positiv gegenüber. Dabei können Bestandsanlagen die stillgelegt werden würden⁴⁶ in eine Reserve übergeführt werden. Diese erhalten sowohl eine einmalige wie auch dauerhafte Zahlung für ihre Leistungsbereithaltung, und auch die variablen Kosten der Energieerzeugung vergütet. Im Notfall können auch neue Kraftwerke mit Genehmigung der Bundesnetzagentur ausgeschrieben werden. Diese Reserve wird derzeit aufgrund möglicher regionaler Engpässe als notwendig empfunden. Die Monopolkommission regt jedenfalls an, dass durch die Einführung einer strategischen Reserve mit regionalen Unterscheidungen dieses Problem genauso in den Griffen bekommen werden könnte.

Ein weiteres Problem aus Sicht des Autors wird in Zukunft die Verteilungsgerechtigkeit darstellen. So können sich betuchtere Kunden Eigenerzeugungsanlagen leisten und reduzieren somit nicht nur ihren Beitrag für die EEG Umlage durch verringerten Bedarf, sondern verschlimmern das Problem sogar noch indem sie Vergütungen für ihre Anlagen bekommen. Dies ist eine Frage des sozialen Lebens, wo es unter Umständen zu Reibereien zwischen den Parteien kommen kann, da schlechter verdienende Menschen die Kosten der EE übernehmen sollen.

Zu den Ausführungen bezüglich des Kapazitätsmarktes seien hier noch einige weitere, durch die Monopolkommission angeregten, Punkte dargestellt. Beim EEG wird die Tatsache angesprochen, dass die Umlage vom Jahr 2000 mit 0,2 Cent/kWh eine dramatische Steigerung ins Jahr 2014 mit 6,24 Cent/kWh (BDEW, 2014) vollzogen hat, was in Zusammenhang mit dem Verfall des Börsenpreises (Merit Order Effekt) gebracht wird. Allerdings wird nicht erwartet, dass die Senkung des Börsenpreises aufgrund der Erneuerbaren von langer Dauer sein wird. Außerdem werden erhebliche Ineffizienzen beim Fördergesetz festgestellt, was negative Auswirkungen auf die Gesamtheit der Elektrizitätswirtschaft mit sich zieht. Als möglicher Lösungsvorschlag dazu wird ein Quotenmodell angeregt. Dabei würde nicht mehr der Einspeisepreis ex-ante festgelegt, sondern die Menge die eingespeist werden soll. Eine andere Anpassungsmöglichkeit stellt eine Technologiedifferenzierung dar. Damit sollen jedoch nicht günstige Technologien überfördert werden, sondern die Investitionen sollen von ineffizienteren zu effizienteren Technologien wechseln. Derzeit wird vermehrt jene Technologie (PV) gebaut die die höchste Förderquote aufweist und nicht jene die die sinnvollste für

⁴⁶ Eine Kraftwerksstilllegung muss mittlerweile mindestens zwölf Monate vorher bekannt gegeben werden.

Deutschland wäre. Weiters soll die Vergütung im Fall von negativen Börsenpreisen ausgesetzt werden, da zu solchen Zeitpunkten ohnehin ein Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht.

5.9 ABSCHLIEßENDE BETRACHTUNG UND GEGENÜBERSTELLUNG DER DISKUTIERTEN ANSÄTZE

Derzeit gibt es eine Vielzahl von Ansätzen für Kapazitätsmärkte in Deutschland. Ein Auszug davon wurde in diesem Kapitel vorgestellt. In Tabelle 4 werden Kernpunkte aller betrachteten Kapazitätsmechanismen verglichen, wobei aus Sicht des Autors die Eignung als zukünftiges Marktdesign verwendet zu werden praktisch bei keinem besteht. Der Ansatz mit der bestmöglichen langfristigen Auslegung ist seiner Meinung nach der Ansatz der „Versorgungssicherheitsverträge des EWI Köln (EWI Köln, 2012).

Bei der Betrachtung von Tabelle 4 sollte der Leser speziell auf die Punkte

- Versorgungssicherheit
- Investitionen fördern
- Zukunftsorientiertheit
- Berücksichtigung der Nachfrage

Durch die Darstellung in Tabellenform kann der Leser nun auf einfache Weise die Ansätze vergleichen, und bei Interesse die Details hier bzw. in den jeweiligen Gutachten nachschlagen. Die angeführten Punkte sollten aus Sicht des Autors jedenfalls mit genügender Sorgfalt betrachtet werden, um einen Vorschlag für ein Marktsystem, welches unter Umständen für Jahrzehnte gelten wird, in Erwägung zu ziehen.

Im Anhang befindet sich nochmals eine tabellarische Gegenüberstellung der Ansätze (siehe Tabelle 8). Durch die dargestellte Punktbewertung kann auf einfache Weise nachvollzogen werden, welcher Ansatz in welchem Maße aus Sicht des Autors geeignet ist, um den bisherigen energy-only-Markt abzulösen.

TABELLE 4: VERGLEICHENDE ÜBERSICHT DER IN DER ARBEIT BETRACHTETEN ANSÄTZE ZU KAPAZITÄTSMECHANISMEN

	Dezentraler Leistungsmarkt (enervis)	Dezentrale Leistungsverpflichtung (frontier economics)	Strategische Reserve (Consentec)	Strategische Reserve (EWI Köln)	Leistungsverpflichtung (EWI Köln)
Versorgungssicherheit erhalten	Aufstellen von synthetischen GT	Positiv abgesehen von der kurzen Vorlaufzeit	Ansatz nur bis 2020 geplant	Durch Zubau von GT	Gegeben
Investitionen fördern	Fraglich ob zeitgerecht	Gilt als erfüllt	Wird nicht explizit abgeregt	Durch Abgeltung der vollen Kosten gegeben	
Regionale Anreize setzen	Bedingt bei der Mengensteuerung von EE	Keine	Aufteilung in Gesamt DE und Süden	Durch gesonderte Ausschreibung im Süden	Nicht explizit erwähnt, aber ähnlich der SR möglich
Eingriff in das bestehende Marktsystem	Umfassend durch „neue Märkte“	Gering – vieles erst ex-post	Moderat – Auslösepreis	Veränderung der Merit-Order	Einführung eines Leistungsmarktes
Berechnet oder theoretische Betrachtung	Regionales Modell plus Verteilnetzmodell	Theoretisch	Theoretisch	Bis 2030 mittels Modell von EWI berechnet – nationale Deckung der Last	
Zukunftsorientiertheit	Kurzfristig 3a Vorlaufzeit	Bedingt gegeben – Vorlaufzeit 4a plus Notfallreserve	Nicht zukunftsorientiert	Ungewisse Parametrisierung	Gute Langfristeigenschaften
Kosten für die Kunden	Zahlung lauf Bedarf an Leistung	Regulierte Endkundenpreise	Aufschlag bei den Netzkosten geplant	Nicht beschrieben	
Transparenz des Ansatzes	Keine detaillierten Ausführungen	Gegeben, Gefahr von Marktmacht	Gegeben	Gegeben	
Ausübung von Marktmacht	Nicht abschätzbar	Groß	Gering, aber strategisches Bietverhalten bei DCA möglich	Durch gezielten Wechsel in die SR möglich	Durch strategisches Abschalten von KW definitiv gegeben
Berücksichtigung der Nachfrage	Kunde bestimmt seinen Bedarf	Kundenstruktur wird mit einbezogen	Nicht ausgeschlossen, kein Produkt def.	DSM Variation im Gutachten enthalten, aber nicht bei der Leistungsbetrachtung berücksichtigt	
Berücksichtigung erneuerbarer Energien	Als Randbedingung betrachtet	Nein	Nein	Wind mit einer gesicherten Leistung von 5 % in die Rechnungen mit einbezogen	

6 BERECHNUNGEN MIT DEM MODELL ATLANTIS

Das Simulationsmodell ATLANTIS ist ein am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation entwickeltes Modell zur Berechnung von möglichen Auswirkungen von Veränderungen (Kraftwerke, Leitungen...) auf das europäische Elektrizitätssystem. Die folgende Kurzbeschreibung gibt nur einen Überblick über die Daten die im Modell implementiert sind und wird teils wörtlich aus anderen Publikationen des Instituts entnommen. Die detaillierte Beschreibung der Anpassungen des Modells für die Anwendungen in dieser Arbeit wird in den Kapiteln 6.1 bis 6.5, 7 und 8 vorgenommen.

Das Modell ATLANTIS ist ein techno-ökonomisches Simulationsmodell des Elektrizitätssystems in Kontinentaleuropa (ehemaliges UCTE-Gebiet bzw. heute ENTSOE-CE). Es beinhaltet derzeit knapp 12.000 Kraftwerksblöcke, etwa 6.000 Leitungen des Übertragungsnetzes in den Spannungsebenen 400 kV/ 220 kV sowie signifikante 110 kV-Leitungen und knapp unter 4.000 Netzknoten (Inbetriebnahme vor 2012). Hinzu kommen je nach Beobachtungszeitraum und Vorgaben des Forschungsvorhabens noch etwa 10.000 Szenariokraftwerke.

Aufgrund der vorwiegenden Betrachtung des abgegrenzten deutschen Marktgebietes seien hier noch einige Zahlen für Deutschland erwähnt: So sind in der Basissimulation mit Wind bereits über 3.000 Kraftwerke in den Stammdaten enthalten, welche größer als 10 MW sind. Die HGÜ-Leitungen die laut NEMO II Gutachten bis 2032 vorgeschlagen werden sind übernommen (TU Graz (IEE,IFEA,IHS), 2012). Weiters sind in den Stammdaten über 450 220 kV Leitungen und Kupplungen, sowie über 800 Leitungen und Kupplungen der 400 kV Ebene vorhanden.

Das Modell vereint technische Aspekte des Elektrizitätssystems mit wirtschaftlichen Aspekten. Auf der technischen Seite bietet ATLANTIS die Möglichkeit der exakten Abbildung von derzeit 30 verschiedenen Kraftwerkstypen, wobei jedes einzelne Kraftwerk mit Parametern wie z.B. Brutto- und Nettoleistung, Einspeiseknoten, geografische Lage, Wirkungsgrad (und dessen Veränderung über die Zeit), Verfügbarkeiten oder das RAV⁴⁷ und die monatliche Erzeugungsscharakteristik bei dargebotsabhängigen Energieträgern modelliert werden kann. Die Leitungen (Abbildung 41 rechts) sind ebenfalls mit physikalischen Parametern (Leitungsimpedanz, Länge, thermische Grenzleistung...) im Modell hinterlegt. Die Kombination aus Kraftwerken, Leitungen und ein knotengenau modellierter Verbrauch („vertikale Last“, Datenquelle ENTSO-E) ermöglichen eine integrierte Lastflussrechnung, die mit einem DC-OPF-Algorithmus realisiert wurde.

⁴⁷ Regelarbeitsvermögen; in ATLANTIS wird der Begriff generell als der Langzeitmittelwert der jährlichen Erzeugung eines Kraftwerks mit dargebotsabhängigem Primärenergieträger verwendet.

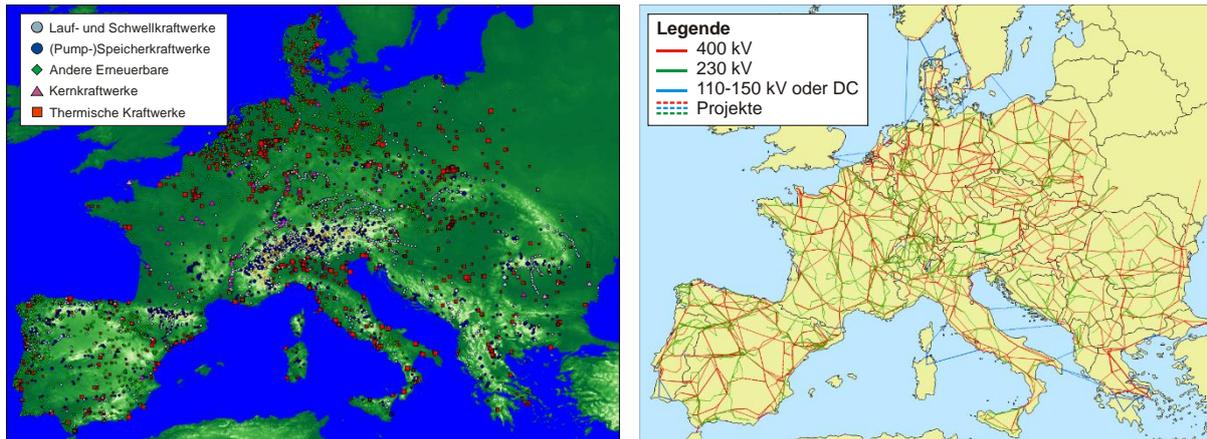


ABBILDUNG 41: ÜBERSICHT ÜBER DIE BERÜCKSICHTIGTEN KRAFTWERKE (LINKS) UND LEITUNGEN (RECHTS) IN ATLANTIS

Die wirtschaftliche Seite beinhaltet Marktmodelle in unterschiedlicher Detailstufe sowie Unternehmensmodelle, denen jeweils ein Endkundenverbrauch und die entsprechenden Kraftwerke zugeordnet werden. Zusammen mit den technischen Modellteilen stellen diese Untermodelle eine wertvolle Kombination dar. Beispielsweise beinhalten rein wirtschaftliche Modelle bzw. reine Marktmodelle oft keine Zeitlinie (technische bzw. wirtschaftliche Lebensdauer der Kraftwerke, Leitungen etc.) oder sie nehmen das Beobachtungsgebiet als „Kupferplatte“ an, das bedeutet, dass die physikalischen Einschränkungen des Netzes nicht berücksichtigt werden.

Zur Übersicht ist in der folgenden Abbildung 42 der Modellablauf in ATLANTIS dargestellt. Am Beginn jedes simulierten Jahres wird eine Leistungsdeckungsrechnung ausgeführt, bei der geprüft wird, ob der hinterlegte Kraftwerkspark die Jahreshöchstlast⁴⁸ decken kann.

Danach wird die Energiedeckung berechnet, indem zunächst ein Monat in eine frei konfigurierbare Anzahl an Subperioden unterteilt wird. Für jede dieser Subperioden wird in den unterschiedlichen Modellschritten ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz ermittelt. Wirtschaftlich relevante Ergebnisse wie der dazu notwendige Brennstoffeinsatz, die erzielten Erlöse am Strommarkt, Abschreibungen, Zinsen, Personalkosten etc. werden abschließend im Unternehmensmodell aus den technischen Ergebnissen abgeleitet.

⁴⁸ Sowohl die absolute Jahreshöchstlast (Winter) als auch eine Sommerhöchstlast werden geprüft, da diese in südlicheren Ländern (Italien, Griechenland) ebenfalls eine kritische Situation darstellt.

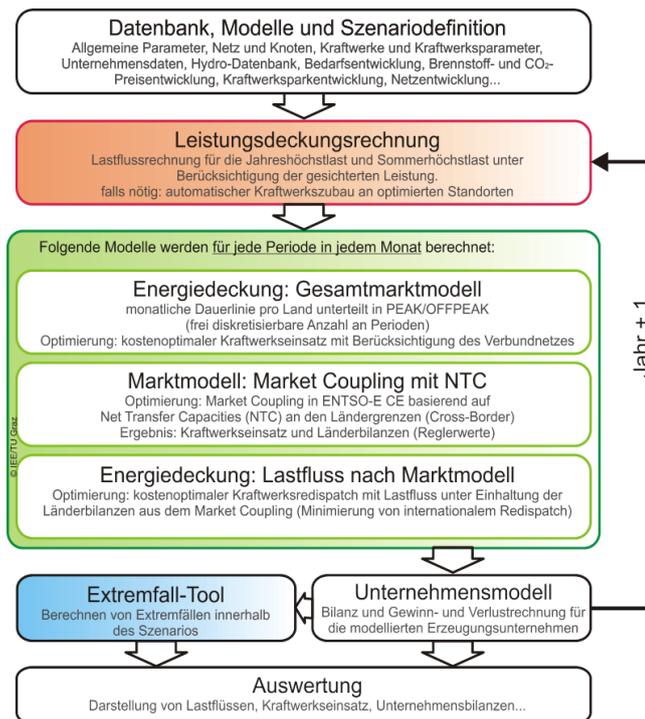


ABBILDUNG 42: MODELLABLAUF IN ATLANTIS

Die hier dargestellten Informationen sind in ausführlicherer Weise bereits in einigen Publikationen des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation dargestellt worden. Hier wird stellvertretend auf die Veröffentlichung „Alternativen für die Energiezukunft Europas“ (Stigler, et al., 2012) verwiesen. Alle Detailanwendungen dieser Dissertation in ATLANTIS sind an geeigneten Stellen im Text nochmals genauer beschrieben.

6.1 GRUNDSÄTZLICHE ANNAHMEN DER SIMULATION

In der Grundsimulation wird ATLANTIS ohne Eingriffe in die Marktordnung verwendet. Dies entspricht dem heutigen energy-only-Markt und diese Betrachtung dient zur Feststellung des Bedarfs an Kraftwerken die in späterer Folge für die Kapazitätsmechanismen benötigt werden. Außerdem dient diese Simulation als Vergleich für spätere Variationsrechnungen. In diesem Fall ist die Abgeltung der Kosten nicht entscheidend, da in dieser Betriebsweise der Zubau von Kraftwerken unabhängig von der Finanzierung vorgenommen wird. Simuliert wird je ein Fall mit und ohne Kraftwerkswiedererrichtung nach 2012, um die Anzahl und den Ort der Zubauten zu bestimmen.

6.1.1 BESTIMMUNG DES ZUBAUS

In den Grundvarianten werden alle Kraftwerke, außer Wasserkraft, nach ihrer voraussichtlichen Lebensdauer entweder erneuert (Fall mit Refurbishment/Wiedererrichtung) oder nicht (Fall ohne Refurbishment/Wiedererrichtung). Randbedingungen wie der Ausstieg aus der Kernenergienutzung bleiben in allen Simulationen bestehen. Der Verbrauch steigert sich bis 2035 nicht, was z.B. durch das Umsetzen von Effizienzmaßnahmen erreicht werden kann.

In den Grundvarianten wird der Anteil an Neubaukraftwerken zur Leistungsdeckung bestimmt, die jedenfalls für eine national-deutsche Deckung der Last erforderlich sind. Sozusagen wird Deutschland im ersten Schritt als „Insel“ berechnet. Diese Vorgangsweise wurde gewählt, da dies in den betrachteten Ansätzen so vorgesehen ist, und auch die EU in erster Linie eine nationale Deckung der Last vorsieht (Europäisches Parlament und Rat, 2003). Durch diese konservative Betrachtung wird festgestellt, welcher Neubaubedarf sich für eine nationale Deckung unter den gewählten Annahmen ergeben würde. Dabei sind die Einsatzzeiten dieser Kraftwerke gering⁴⁹, jedoch sind sie für die Leistungsdeckung in der Simulation notwendig. Welche Technologie zugebaut wird kann in der Simulation frei gewählt werden. In den gängigen Arbeiten, sowie in dieser Betrachtung, wurden Erdgasturbinen zugebaut, da diese die geringsten Investitionskosten aufweisen. Für die spätere Berechnung der Kapazitätsmechanismen werden 45 GW an Windkraftanlagen bis 2030 zugebaut, welche den Ausbauzielen der deutschen Bundesregierung entsprechen, jedoch für die Betrachtung der Leistungsdeckung nicht herangezogen werden. Lediglich im Fall der nachfrageseitigen Beeinflussung des Kapazitätsmarktes wird eine Variante simuliert, bei der Windkraftanlagen auch zur Lastdeckung beitragen.

In einem weiteren Schritt werden die Kraftwerke hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit ausgewertet. Im Fall der strategischen Reserve werden diese Kraftwerke beispielsweise in die SR übernommen. Dadurch können sie am SR Markt ihre Fixkosten erwirtschaften, falls sie im Mechanismus zum Zug kommen.

Da der Bedarf an Kraftwerkskapazität in der Simulation für Deutschland bei Eigendeckung berechnet wurde, können die weiterführenden Berechnungen zu Kapazitätsmärkten erfolgen. Im ersten Schritt werden diese für den isolierten deutschen Markt vorgenommen, und in weiterer Folge auf eine gesamteuropäische Simulation ausgedehnt. Durch einen Vergleich der Volllaststunden der Kraftwerke in den Kapazitätsmechanismen kann der Beitrag des europäischen Stromverbundes bei der Spitzenlastdeckung Deutschlands abgeschätzt werden. Weiters werden die Unterschiede in den Unternehmensbilanzen untersucht.

6.1.2 WINDKRAFTZUBAU VON 45 GW BIS 2030

Da das konstant halten von Kraftwerkskapazitäten zwar in Zeiten wo viele Kraftwerke bei der Bundesnetzagentur zur Stilllegung angemeldet sind nicht überkonservativ ist, so sollte doch Bedacht auf EE genommen werden. In dieser Variante werden die konventionellen Kraftwerke sowie PV und Wasserkraft wiederum konstant gehalten, jedoch die Windkraft wird ausgebaut. Diese Annahme ist angesichts der momentanen Förderpolitik und dem zögerlichen Verhalten im Bereich der PV durchaus plausibel. Der dabei verwendete Kraftwerkspark ist im nächsten Kapitel in Abbildung 50 dargestellt.

⁴⁹ Der Fall ohne Refurbishment weist hohe Einsatzzeiten auf.

Die Zubauraten im Bereich der Off-shore Windenergie sind ständigen Prognoseänderungen unterworfen und werden hier mit 8,5 GW im Jahr 2030 beschränkt. Es sei darauf hingewiesen, dass diese Zahl eine Annahme des Autors darstellt.

Für den Ansatz der Nachfrageeinbeziehung wurde der Windzubau als separater Punkt in die Betrachtung miteinbezogen. Im Fall der Kapazitätsmechanismen sind diese Windanlagen bereits im System enthalten.

6.2 DIE STRATEGISCHE RESERVE

Die Umsetzung der strategischen Reserve wird auf Basis des Ansatzes in Kapitel 5.7.2 durchgeführt. Die zwei sich dabei ergebenden Restriktionen sind die Anpassung der Simulation bei gleichzeitigem verlässlichem Ablauf, und die Tatsache, dass der Mechanismus in der Studie (EWI Köln, 2012) nicht bis ins Detail beschrieben ist.

Deswegen wird versucht den Ansatz von EWI zur SR qualitativ wiederzugeben. Die dazu notwendigen Anpassungen des Simulationsmodells ATLANTIS werden im Folgenden beschrieben:

- **Kraftwerkskennzeichnung:** Im ersten Schritt muss eine klare Trennung der Kraftwerke im Markt und der Kraftwerke der strategischen Reserve für die Simulation bzw. für die Auswertung erfolgen. Dazu wird die SR eigens gekennzeichnet und es kann sowohl für den Bestand, als auch für Neubaukraftwerke manuell eine solche Kennzeichnung erfolgen.
- **Auslösepreis:** Wie im Ansatz beschrieben, wird ein Auslösepreis für die SR eingeführt. Dieser Auslösepreis ist frei definierbar und sollte jedenfalls hoch genug sein um Knappheitspreise zur Deckung der Fixkosten der Marktkraftwerke zu gewährleisten. Jedenfalls muss der Auslösepreis über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks das derzeit im Einsatz ist liegen, um nicht bestimmte Kraftwerke von vorne herein⁵⁰ auszuschließen. Dieser Auslösepreis stellt sich im Falle des Abrufs der strategischen Reserve am Markt ein.
- **Abgeltung der variablen Kosten:** Für Kraftwerke die im Markt agieren ändert sich in der ersten Betrachtung nichts. Wiederum wird eine Einheitspreisauktion durchgeführt welche die Kosten der letzten eingesetzten Einheit für alle als Preis determiniert. Wird die SR eingesetzt, so erhalten diese marktgetriebenen Kraftwerke den Auslösepreis und können damit einen hohen Deckungsbeitrag erzielen. Die Kraftwerke der SR erhalten immer nur die variablen Kosten der Erzeugung wenn sie eingesetzt werden, da die notwendigen Deckungsbeiträge der Fixkosten bereits über die Reservezahlungen abgegolten sein sollten.

⁵⁰ Wird der Preis sehr niedrig gewählt kann er beispielsweise Gas und GuD Anlagen komplett aus dem Markt drängen.

- **Die Fixkosten:** Die Berechnung der Fixkosten erfolgt über die in ATLANTIS zusätzlich implementierten Daten. Die Ermittlung dieser Kosten ist nicht Teil der Simulation an sich, sondern wird ex-ante über eine Berechnung vom Autor ermittelt (siehe 8.1). Die Technologie des Zubaus in ATLANTIS kann beliebig bestimmt werden, jedoch wurden bisher meist GuD Kraftwerke aufgrund ihres guten Wirkungsgrades und den verhältnismäßig geringen Kosten angenommen. Für die Betrachtung der strategischen Reserve werden nun Gasturbinen zugebaut, da sie eine noch günstigere Technologie in der Anschaffung darstellen.
- **Zeitlicher Horizont:** Für die Berechnung können verschiedenen Zeitdauern der Abgeltung von Neubaukraftwerken eingestellt werden. Um die Funktion des Modells aufzuzeigen, werden neue Kraftwerke über die eingestellte Dauer komplett bezahlt und sie erhalten einen angemessenen Gewinn. Nach dieser Zeit werden die Kraftwerke aus der SR ausgeschieden und es müssen Neue gebaut werden. Da das Kraftwerk mit entsprechendem Gewinn in dieser Zeit bezahlt wurde, kann dies als zulässig angesehen werden. Außerdem berücksichtigt dies auch den erhöhten Materialverschleiß aufgrund des antizipierten, ständigen Wechsels der Betriebszustände⁵¹. Bestandskraftwerke können ihre Ansprüche für drei Jahre geltend machen.
- **Kraftwerksbestand:** Kraftwerke die nicht mehr genügend Deckungsbeiträge am Markt erwirtschaften um ihre Fixkosten zu decken werden mittels einer der Simulation nachgelagerten Rechnung detektiert. Diese könnten dann wiederum als SR anbieten. Dabei wird entschieden, wie viele drei Jahresperioden notwendig sind um auch hier die Vollkostendeckung mit Gewinn zu erreichen. Nach Ablauf dieser Zeit werden auch diese Kraftwerke ausgeschieden und bieten weder für die SR, noch am Markt weiter an. Diese Erweiterung wurde hier nicht untersucht.

Die Berechnung erfolgt wie auch bei EWI vorgeschlagen im ersten Schritt nur für Deutschland, um eine nationale Deckung zu ermöglichen (EWI Köln, 2012). Es wird versucht die Kernidee des Ansatzes wiederzugeben, jedoch ist die Ausgestaltung nicht detailliert genug beschrieben um alle Rahmenbedingungen genau zu betrachten. Danach wird Deutschland im Simulationsmodell ATLANTIS in den europäischen Kontext gesetzt, und es erfolgt eine Simulation mit allen im Modell implementierten Ländern.

⁵¹ Der Autor geht davon aus, dass Kraftwerke der strategischen Reserve oft nur für kurze Zeit (einige Stunden) eingesetzt werden und dann unter Umständen Tage oder Wochen still stehen. Dadurch ergibt sich ein erhöhter Materialverschleiß.

6.3 DIE VERSORGUNGSSICHERHEITSVERTRÄGE

Als zweite mögliche Variante wird ein möglichst getreues Abbild der Versorgungssicherheitsverträge des EWI Köln berechnet (EWI Köln, 2012). Auch hier ergibt sich wieder eine gewisse Ungenauigkeit aufgrund der relativ kurzen Beschreibung des Ansatzes im Gutachten. Es wird jedoch vom Autor versucht die Intention des EWI Köln so gut als möglich wiederzugeben. Dazu sind wiederum Veränderungen in ATLANTIS notwendig.

- **Der Leistungsmarkt:** Da die Angebotspreise an einem Leistungsmarkt nicht in ATLANTIS bestimmt werden müssen, sondern vom Autor ex-ante definiert werden, ist kein expliziter Leistungsmarkt im Modell notwendig. Deswegen wurden für diese Arbeit einige Felder als globale Variablen definiert, in denen die Leistungspreise für relevante Technologien eingetragen werden. Aus diesen ermittelt das Modell den teuersten Wert im Jahr des Zubaus⁵², und setzt diesen als Kapazitätspreis für den Bestand in diesem speziellen Jahr, wobei dieser Preis dann für den Neubau für 15 Jahre gilt. Hier kann es wiederum zu einer Überförderung kommen, da der höchste Leistungspreis als Referenz für alle herangezogen wird.
- **Abgeltung der Fixkosten:** Eine Descending Clock Auction DCA lässt sich in ATLANTIS nicht abbilden, da kein Anhaltspunkt für das Bietverhalten der Teilnehmer antizipiert werden kann. Die Intention, die hinter einem Angebotspreis steht der geringer als diese ist, kann nicht nachvollzogen werden, da dies vom Kraftwerksportfolio eines Betreibers oder dessen Risikobereitschaft abhängen würde. Deswegen werden vom Autor berechnete Werte für Kraftwerke herangezogen. Eine Gasturbine wird mit 400 €/kW spezifischen Investitionskosten angenommen und eine GuD-Anlage mit 650 €/kW (Agentur für erneuerbare Energien, 2012). Aufgeteilt wird dies auf 15 Jahre zu gleichen Teilen mit einer Verzinsung von 5 %. Daraus ergeben sich die Angebote je MW und Jahr am Kapazitätsmarkt.
- **Die Bestandskraftwerke:** Der Bestand bietet zu Kosten von null Euro an, was repräsentiert, dass eine bereits getätigte Investition nicht mehr zurückgenommen werden kann und deswegen keine Kosten angeboten werden sollten.
- **Einführung einer Preisobergrenze:** Da der Ansatz der Versorgungssicherheitsverträge zweiteilig ist, muss auch auf den Preis am Energiemarkt geachtet werden. Dieser wird auf einen bestimmten Wert, hier 500 €, begrenzt. Durch diese Begrenzung sollen die Einnahmen durch Knappheitspreise gesenkt werden, da hier Erlöse aus dem Leistungsmarkt erzielt werden können.
- **Die variablen Kosten:** Der Energiemarkt selbst wird weiterhin gleich organisiert und mit einem Einheitspreis bewertet. Dieser wird jedoch wie beschrieben begrenzt.

⁵² Falls nur Gasturbinen zugebaut werden setzen diese den Preis. Wenn auch GuD-Anlagen gebaut werden sind diese teurer und setzen den Preis.

- **Mögliche Erweiterung des Ansatzes:** Eine Erweiterungsmöglichkeit besteht darin, dass ein Mindestleistungspreis auch dann eingeführt wird wenn kein Zubau stattfindet. Aufgrund der Vermutung des Autors einer tendenziellen Übervergütung wird dieser Fall jedoch nicht berücksichtigt.

6.4 DER DEZENTRALE LEISTUNGSMARKT⁵³

- **Der Leistungsmarkt:** Am Leistungsmarkt bieten (3 Jahre Vorlaufzeit) Bestandskraftwerke mit Fixkosten plus fixe Betriebskosten minus antizipierte Energiemarkterlöse und Neubaukraftwerke mit den erwarteten Fixkosten plus fixe Betriebskosten minus antizipierte Energiemarkterlöse an.
- **Leistungsrestriktion:** Die Besonderheit dieses Ansatzes ist, dass nur jene Leistung zur Verfügung stehen müsste, welche die Kunden vorher für sich reserviert haben (gesamt). Diese ist jedoch, aus Sicht des Autors, wissenschaftlich nicht einfach bestimmbar da viele Faktoren eine Rolle spielen können. Deswegen müsste in den Simulationen von einem bekannten Lastgang ausgegangen werden.
- **Abgeltung der Fixkosten:** Auch am Leistungsmarkt erfolgt eine Einheitsbepreisung → alle Kraftwerke bekommen die Vergütung von neuen.
- **Bestimmung der Fixkosten:** Die Berechnung erfolgt dem Modell ATLANTIS nachgelagert da in der Simulation die Fixkosten und fixen Betriebskosten nicht automatisch bestimmt werden können. Theoretisch wäre dies zwar möglich, aber um den Ansatz bestmögliches, effizientes Arbeiten zu ermöglichen werden die Energieerlöse ausgewertet und die Deckungsbeiträge berücksichtigt. Dennoch ist gesamt ein übermäßiger Gewinn bei den Unternehmen zu erwarten.
- **Erneuerbare Energien:** Der Markt für EE kann nicht in die Berechnung miteinbezogen werden.
- **Abgeltung der variablen Kosten:** Der Energiemarkt selbst wird weiterhin gleich organisiert und mit einem Einheitspreis bewertet.

⁵³ Aufgrund der teilweise zu ungenauen Angaben und der deswegen schwierig möglichen Umsetzung im Simulationsmodell ATLANTIS, wird an dieser Stelle auf die Berechnung des dezentralen Leistungsmarktes verzichtet. Grundsätzlich stellt dieser Ansatz ein umfassendes Konzept in Aussicht, wobei der Autor nochmals auf die möglichen Überzahlungen durch eine Einheitsbepreisung sowohl am Kapazitäts- als auch am Energiemarkt hinweisen möchte.

6.5 ANSATZ ZU KAPAZITÄTSMECHANISMEN SEITENS DES AUTORS

Um übertriebene Gewinne zu vermeiden und trotzdem das notwendige Maß an gesicherter Leistung zu gewährleisten, wird versucht einen bestmöglichen Kompromiss der beschriebenen Ansätze mittels des Simulationsmodells ATLANTIS zu überprüfen.

Hierbei wird der günstigste mögliche Ausbau mit einem aus Sicht des Autors sinnvollen Plan für die zukünftige Leistungssicherung verglichen. Die Variante mit den geringsten Investitionskosten stellt die Investition in Gasturbinen dar. Diese bieten die niedrigsten Fixkosten im Vergleich zur gesicherten Leistung die sie bieten. Diese Variante bietet einige Vorteile. Beispielsweise sind Gasturbinen in der Lage in kurzer Zeit große Leistungsgradienten zu bewältigen, um somit der fluktuierenden Erzeugung aus dargebotsabhängigen Energieträgern entgegen zu wirken. Allerdings weisen Gasturbinen geringe Wirkungsgrade von 40 % (RP-Energie-Lexikon) und hohe variable Betriebskosten auf. Durch diese Umstände sind Gasturbinen nur dann die gesamt günstigste Variante, wenn sie nur wenige Betriebsstunden im Jahr aufweisen.

Da auch zukünftig ein hohes Maß an konventioneller Kraftwerkskapazität notwendig sein wird, um Erzeugung=Verbrauch für nahezu alle Betriebsfälle sicherzustellen, ist es sinnvoll dies so kostengünstig als möglich zu bewerkstelligen. Da die Volllaststundenzahl der Zubaukapazitäten in den Simulationen gering ist, wird auf den Einsatz von GuD-Anlagen anstelle von Gasturbinen gänzlich verzichtet. Ex-ante kann dies in der Realität praktisch nicht bestimmt werden, was den Einsatz einer umfassenden Simulationssoftware zur möglichst genauen Abschätzung von Parametern wie Betriebsstunden, örtlicher Bedarf und ähnlichen besondere Bedeutung verleiht.

In den verschiedenen Simulationen wird Wert gelegt auf Menge, Ort und sinnvolle Technologie der Kraftwerkszubauten. In einer der Simulation nachgelagerten Rechnung werden die Kosten bzw. notwendigen Erlöse der Kraftwerke (Unternehmen) festgestellt und ausgewiesen. Dabei wird an dieser Stelle keine Empfehlung über die Aufteilung der Kosten auf die Endkunden gegeben.

Da die bisherigen Ansätze gute Teilaspekte zur Lösung eines zukünftig funktionierenden Marktdesigns beitragen können, wird für den eigenen Ansatz des Autors eine Variation der ihm sinnvoll erscheinenden Eingriffe der einzelnen Ansätze durchgeführt.

Aus dem Basisfall wird der Markt an sich übernommen, der durch seine jetzige Ausführung als Kraftwerkseinsatz-Optimierungs-und-Tauschbörse gute Dienste leistet. Dadurch verändert sich der Einsatz der Kraftwerke in der weiteren Betrachtung nicht vom Einsatz der Kraftwerke im Basisfall.

Bei den Versorgungssicherheitsverträgen sind die Abgeltung der Investitionskosten über einen definierten Zeitraum, und eine gewisse Beschränkung des Börsenpreises aufgrund dieser Zubauten aus Sicht des Autors sinnvoll. Da hier jedoch an beiden Märkten (Kapazität und Energie) eine Einheitsbepreisung durchgeführt wird, kommt es zu massiven Gewinnen. Diese Gewinne werden dadurch weiter erhöht, da alle Kraftwerke in Jahren eines benötigten Zubaus die Vergütung gleich dem zugebauten Kraftwerk erhalten. Dies ist problematisch aufgrund der Größe und der Altersstruktur des Kraftwerksparks. Im eigenen Ansatz des Autors wird nur ein Teilaspekt dessen berücksichtigt. Zubaukraftwerke erhalten weiterhin ihre Investitionskosten über 15 Jahre vergütet, wie dies auch in der EWI Variante (EWI Köln, 2012) der Fall ist. Damit sind diese voll bezahlt und gehen faktisch kein Risiko bei der Investition ein⁵⁴. Bestandskraftwerke erhalten in diesem Fall eine Sonderregelung. Beim Bestand werden nur jene Anlagen gefördert, welche t minus 15 Jahre zugebaut wurden. Das heißt, jene Kraftwerke die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eines Zubaus nicht älter als 15 Jahre sind erhalten in diesem Jahr gleich hohe Kapazitätzahlungen pro MW wie der Zubau. Alle anderen sind aus Sicht des Autors weit genug abgeschrieben oder laufen noch dementsprechend lange, sodass sie keine Kapazitätzahlungen erhalten sollten. Ein Beispiel dafür wäre Laufwasserkraft. Hier können Anlagen mit weit mehr als 50 Jahren am Netz sein ohne wesentliche Re-Investitionen zu benötigen. Wenn diese Kraftwerke über einige Jahre hinweg Kapazitätzahlungen erhalten obwohl sie schon vollständig abgeschrieben und bezahlt sind, dann entspricht dies eigentlich einer ungewollten Subventionierung. Deswegen werden die Leistungsvergütungen im Bereich der Bestandskraftwerke auf diese 15 Jahre nach Betriebsbeginn limitiert.

Außerdem ist die Begrenzung des Börsenpreises für Personen die sich mit Leistung im Vorfeld eindecken, und dafür auch bezahlen, ebenfalls ein Aspekt der in einem zukünftigen Strommarktdesign durchaus integriert sein sollte. Eine Abänderung die zwar berücksichtigt wird, aber nicht zum Tragen kommt, ist die pay-as-bid Abgeltung der Leistungskosten. Während im Fall der Versorgungssicherheitsverträge (VSV) die teuerste zugebaute Technologie den Preis für alle Abgeltungen setzt, wird hier das teuerste Angebot einer Technologie als Referenz für alle Kraftwerke dieser Technologie herangezogen⁵⁵.

Aus dem Bereich der Strategischen Reserve ist die Energieabgeltung der Zubaukraftwerke der Punkt der vom Autor aufgegriffen wird, und in ähnlicher Weise in den Ansatz integriert wird. Der Vorschlag im Ansatz des Autors sieht analog zu einiger SR Ansätzen vor, dass die Kraftwerke des Zubaus, welche hier ja auch Leistungsvergütungen erhalten, nur ihre variablen

⁵⁴ Wenn ein Anbieter jedoch eine geringere Vergütung und damit eine geringere Verzinsung des Kapitals in Kauf nimmt als alle anderen Anbieter, so käme dieser zum Zug. Das Risiko der Investition kann jedenfalls ex ante durch das Angebot der gewünschten Leistungsvergütungsprämie kalkuliert werden.

⁵⁵ Dies gilt nur für den Neubau. Der Bestand erhält nach wie vor den höchsten Preis. Durch die zeitliche Beschränkung wird hier davon ausgegangen, dass dies zu keiner Überförderung führt.

Kosten für den Einsatz abgegolten bekommen. Da der Zubau bereits über die Kapazitätzahlungen vollständig bezahlt wird, ist ein Deckungsbeitrag am Energiemarkt nicht mehr notwendig. Alle anderen Kraftwerke werden wie üblich nach dem Einheitspreisverfahren verrechnet.

Durch diese Kombination aus drei Ansätzen vermeidet der Autor weitestgehend übertriebene Gewinne bei den Kraftwerksbetreibern und entfernt gleichzeitig das Risiko für notwendige Investitionen am Stromsektor. Eine Erweiterung die hier nicht betrachtet wird, jedoch angemerkt werden sollte, ist der Verbleib der Kraftwerke nachdem die Leistungsabgeltungen ausgelaufen sind. Während einige Ansätze eine no-way-back-Regel fordern und damit die Kraftwerke nach ihrem Ausscheiden aus einem Kapazitätsmechanismus quasi unbrauchbar machen, sieht der Autor darin eine Verschwendung. Aus Gründen der Vergleichbarkeit der Kosten und der dadurch entstehenden Gewinne bei den Betreibern wird jedoch auch im eigenen Ansatz jedes Kraftwerk nach Ablauf der Kapazitätzahlungen aus dem Markt genommen. Es sollte jedoch seiner Meinung nach lediglich sichergestellt werden, dass diese Kraftwerke keine weiteren Subventionen in Form von Kapazitätzahlungen erhalten.

7 DEFINITION DER SZENARIEN

In diesem Kapitel werden die Inputdaten der Simulationen angeführt. Anhand dieser Simulationen werden die verschiedenen Kapazitätsmechanismen und die Bewertungen der Nachfrage durchgeführt, und die Ergebnisse daraus im Kapitel 8 dargestellt.

7.1 BASISZENARIO

Da die Berechnungen im Basisszenario auf eine nationale Betrachtung Deutschlands ausgelegt sind, wird auf die Inputdaten für Deutschland besonders Wert gelegt. Der Großteil der Annahmen stammen aus dem Szenariorahmen 2011 der Bundesnetzagentur (BNA, 2012), sowie dem NEP 2012 (NEP, 2012) und 2013 (NEP, 2013). Die abgetrennte Berechnung von Deutschland läuft zwar grundsätzlich gegen den Trend eines einheitlichen europäischen Marktes (z.B. für Regelenergie⁵⁶), jedoch gehen die meisten Mechanismen für einen zukünftigen Markt, die derzeit im Gespräch sind, von einer nationalen Deckung der Nachfrage aus, weshalb aus Konsistenzgründen auch in dieser Arbeit davon ausgegangen wird. Zusätzlich werden jeweils Simulationen mit den in Deutschland benötigten Kraftwerken zur nationalen Spitzenlastdeckung im europäischen Verbundsystem durchgeführt. Der Autor möchte darauf hinweisen, dass die notwendigen Zubauten bei einem überregionalen Mechanismus (bspw. gesamt Europa) geringer sind, als die Summe der Zubauten aus nationalen Betrachtungen.

Nachfrage: Die Nachfrage ist in diesem Szenario als konstant vorgegeben. Sowohl die Spitzenlast, als auch der Energieverbrauch beziehen sich auf das NEMO I Gutachten und bleiben konstant, was eine gewisse Effizienzsteigerung darstellt (Consentec, 2012a).

Kraftwerke: In der verwendeten Variante werden keine neuen Kraftwerke zugebaut. Der Stand der Kraftwerke ist der vom 1.1.2012. Erzeugungseinheiten welche zwischen 1.1.2012 und 31.12.2035 außer Betrieb gehen, werden am gleichen Standort mit den gleichen Parametern wieder zugebaut. Die Ausnahmen dabei sind Öl- und Kernkraftwerke. Öl ist als Brennstoff mittlerweile kaum mehr im Einsatz, und eine Weiterführung dieser wäre nicht angemessen. Die Kernenergie wird aus politischen Gründen ausgesetzt und nicht mehr weiter als Erzeugungstechnologie eingesetzt. Um einmalig den Gesamtbedarf abschätzen zu können wird auch eine Simulation gerechnet bei der alle Kraftwerke nach 1.1.2012 nach Ende ihrer technischen Nutzungsdauer außer Betrieb gehen.

Erneuerbare Energien: EE werden wie auch konventionellen Kraftwerken nicht zugebaut. Lediglich Biomasse-Kraftwerke werden wie thermische Kraftwerke nach Auslauf ihrer Lebensdauer erneuert. Bei der Berechnung der notwendigen Kapazität bis 2035 werden keine

⁵⁶Die ENTSO-E steht bspw. für eine Vereinheitlichung des Regelenergiemarktes. Hier angeführt sei eine Studie über Organisation des Marktes für Regelenergie in Europa (ENTSO-E, 2013a).

weiteren Kraftwerke berücksichtigt. In späterer Folge wird ein Ausbau der Windkraftanlagen um 45 GW bis 2030 bei der Simulation der Kapazitätsmärkte miteinbezogen. Diese haben eine dementsprechende Auswirkung auf die Energieproduktion der Zubaukraftwerke, werden aber aus Leistungsdeckungssicht mit null bewertet. Dies ist eine hier getroffene Annahme. In der Realität ist der Beitrag von dargebotsabhängigen Energieträgern zur Leistungsdeckung ungewiss, jedoch der Beitrag zur Energiedeckung pro Jahr gut prognostizierbar. Der Photovoltaikzubau wird nicht berücksichtigt.

Netz/Leitungen: Leitungen werden ebenfalls aus dem NEP 2012 übernommen, wobei in diesem Fall die geplanten HGÜ-Korridore des NEMO II Gutachtens bereits beinhaltet sind (TU Graz (IEE,IFEA,IHS), 2012).

7.1.1 AUTOMATISCHER KRAFTWERKSZUBAU MIT DEM SIMULATIONSMODELL ATLANTIS

Im Simulationsmodell ATLANTIS ist ein Optimierungsalgorithmus für die Berechnung der fehlenden Leistung bzw. zur Deckung der Jahreshöchstlast implementiert. Leitungs- und Transformatorrestriktionen werden bei dieser Berechnung mit berücksichtigt. Allerdings gilt hier, dass für die Optimierung nicht zwangsläufig ein verbrauchsnaher Knoten herangezogen werden muss. Lediglich das Ergebnis des Lastflusses ist entscheidend. Dieser Umstand kann im Unterkapitel 7.1.2.3 deutlich erkannt werden. So werden Kraftwerke hauptsächlich im Norden Deutschlands zugebaut, da diese eine starke Netzanbindung aufweisen. Insgesamt werden in der Basissimulation Kraftwerke im Umfang von 19.200 MW zugebaut. Dieser Zubau ist in Abbildung 45 im zeitlichen Verlauf dargestellt.

7.1.2 MANUELLER KRAFTWERKSZUBAU DURCH EINEN „INTELLIGENTEN“ KRAFTWERKS BETREIBER

Das Simulationsmodell ATLANTIS beinhaltet Lastflussalgorithmen, welche den Bedarf an neuen Kraftwerken feststellen können (Nacht, 2010). Dies bedeutet jedoch nicht, dass dieser Algorithmus die Kraftwerke zwangsläufig an den „sinnvollsten“ Knoten zubaut. Vielmehr wird auf die Lösbarkeit des Lastflusses geachtet. Um diesem Umstand entgegen zu wirken, wurde eine Simulation durchgeführt, bei der der Fokus auf der Überprüfung des Standortes eines jeden Kraftwerks gelegt wurde.

7.1.2.1 METHODISCHE VORGANGSWEISE

Im ersten Schritt wurde die Simulation mit den Parametern der Basissimulation für sich alleine berechnet. Bei jedem vom Modell erkannten Zubau, wurde nach Beendigung des jeweilig notwendigen Zubaus die Simulation abgebrochen. Anschließend fand eine Auswertung der zugehörigen Lastsituation statt. Solch eine beispielhafte Auswertung wird in Abbildung 43 dargestellt. Dabei wird mittels der Ergebnisse aus den Rechnungen festgestellt, an welchen Knoten von der Optimierung ein Fehlbedarf festgestellt wird, und wie hoch dieser ist. Danach

wird mittels des ATLANTIS-Visu-Tools, welches speziell zur Darstellung der Ergebnisse entwickelt wurde, kontrolliert wie sich die Lastflüsse an den Fehlbedarfsknoten und um diese herum verhalten. Dann wird vom Autor entschieden, an welchen Knoten der Zubau sinnvollerweise stehen sollte.

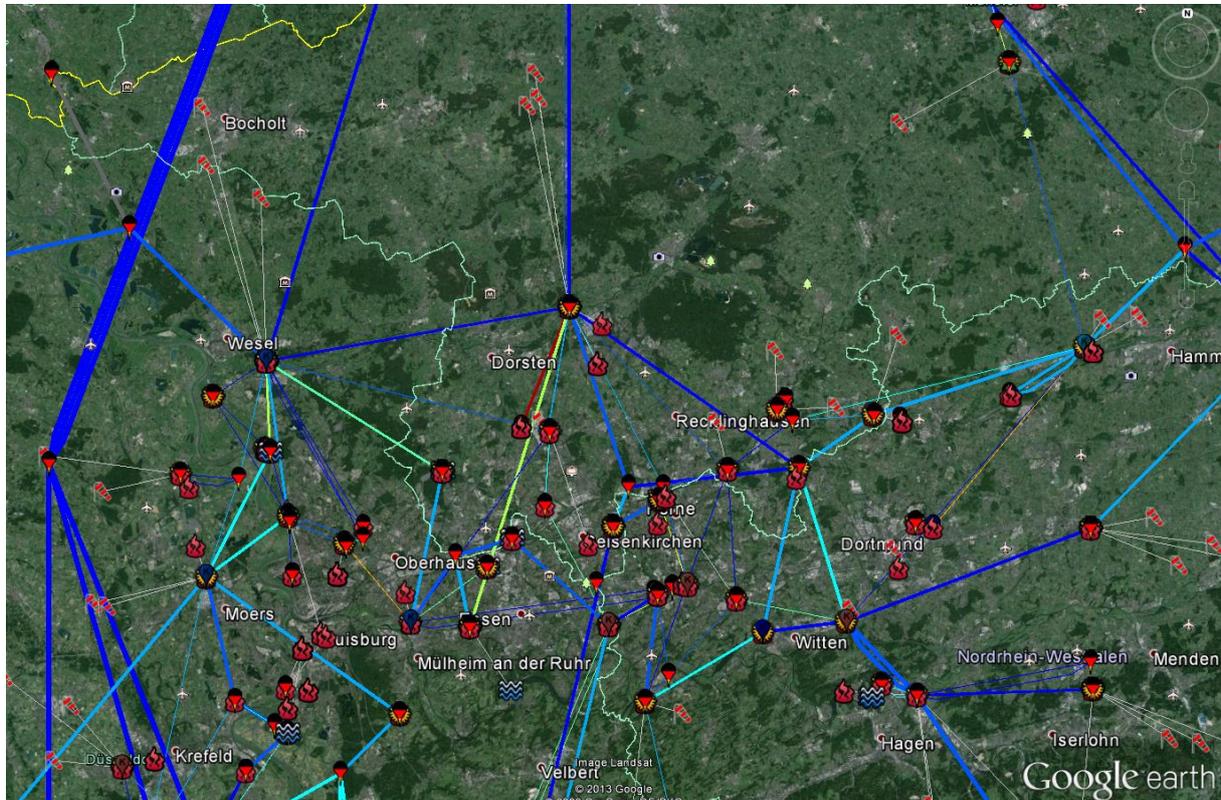


ABBILDUNG 43: DARSTELLUNG EINER LASTAUSWERTUNG IM RUHRGEBIET IM JAHR 2034 (VERWENDET: GOOGLE EARTH (GOOGLE INC., 2013)- EIGENE DARSTELLUNG)

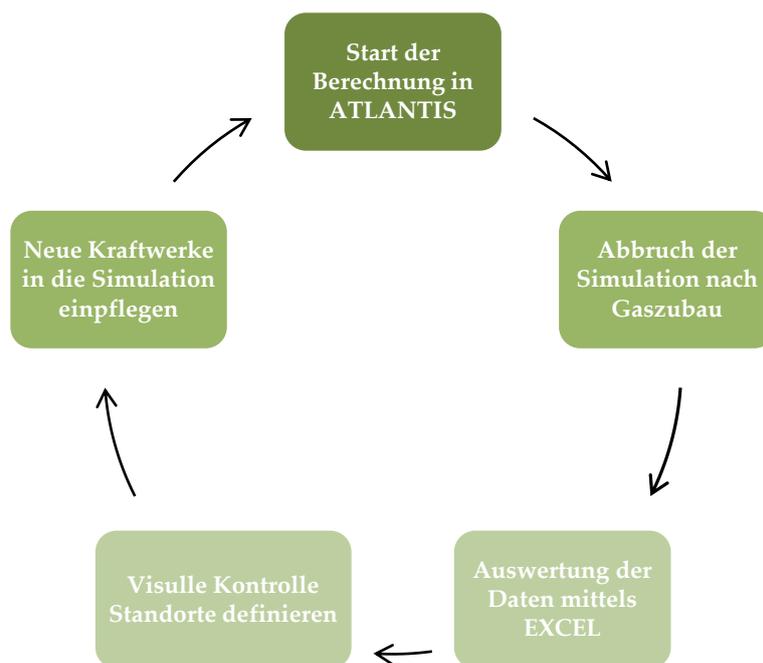


ABBILDUNG 44: ABLAUF DES MANUELLEN KRAFTWERKSZUBAUS

In Abbildung 44 wird der iterative Prozess des Kraftwerkszubaues veranschaulicht. Dabei ist der Start- und Endpunkt immer ein Simulationsdurchlauf. Dieser Ablauf wird solange wiederholt, bis keine Zubaukraftwerke mehr notwendig sind um die Jahreshöchstlast bzw. die benötigte Energie zu decken. Es sei an dieser Stelle nochmals darauf verwiesen, dass hier von einer nationalen Deckung in Deutschland durch deutsche Kraftwerke ausgegangen wird. Deswegen ist der Zubau in dieser Höhe notwendig.

7.1.2.2 ERGEBNISSE DES KRAFTWERKSZUBAUS

Unter den Annahmen des Basisszenarios sind manuelle Zubauten im Umfang von 19.550 MW notwendig. Die Voraussetzung für diesen Zubau sind das Auslaufen aller Neubaukraftwerke nach 15 Jahren Betrieb. Diese kurze Betriebsdauer wurde aufgrund dessen gewählt, da Ansätze wie die Strategische Reserve oder Versorgungssicherheitsverträge von einer Vergütung von 15 Jahren ausgehen, und diese Kraftwerke danach voll bezahlt sein müssen. Bei der SR kommt hinzu, dass Kraftwerke die sich für Kapazitätszahlungen angemeldet haben nicht mehr in den Energiemarkt zurückkehren dürfen (EWI Köln, 2012). Diese Annahme ist insofern plausibel, da solche Reservekraftwerke nur wenige Stunden eingesetzt werden und äußerst flexibel sein müssen. Diese Flexibilität geht allerdings zu Lasten der Lebensdauer von Teilen bzw. der gesamten Anlage. Wie bereits aus anderen Studien entnehmbar, wurden aus Kostengründen im ersten Schritt nur Gasturbinen-Kraftwerke zugebaut (EWI Köln, 2012) (enervis, BET, 2013). Im Modell kann dies durch einfache Eingriffe in die Kraftwerkstechnologie verändert werden, was jedoch mit Mehrkosten verbunden ist. Abbildung 45 zeigt den zeitlichen Verlauf und die Menge an zusätzlicher Kraftwerksleistung die zwischen 2016 und 2035 notwendig ist um Last und Energie zu decken.

7.1.2.3 VERGLEICH DER SZENARIEN

Der Optimierungsalgorithmus im Simulationsmodell ATLANTIS findet unter den gegebenen Bedingungen die „beste“ Lösung mit einer zugebauten Gesamtleistung von 19.200 MW. Hingegen ergab die Auswertung der Lastflüsse und Leitungsauslastungen in Kombination mit dem Verbrauch, dass ein Zubau von 19.550 MW notwendig ist um die Last alleine durch deutsche Erzeugung zu decken. Der zeitliche Verlauf des Zubaues in beiden Varianten wird in Abbildung 45 dargestellt. Diese Leistung wird verbrauchsnahe, jedoch manuell erstellt weshalb sich ein geringfügig höherer Zubaubedarf ergibt.

Der Großteil der Zubauten findet im Jahr 2022 statt, was auf den Ausstieg aus der Kernenergienutzung zurückzuführen ist. Im Bereich nach 2030 ist ebenso ein erhöhter Zubaubedarf zu sehen. Dieser Zubau ist zu einem großen Teil der Laufzeitbeschränkung der Kraftwerke (15 Jahre) geschuldet und auch der Ungewissheit der Daten ab 2032.

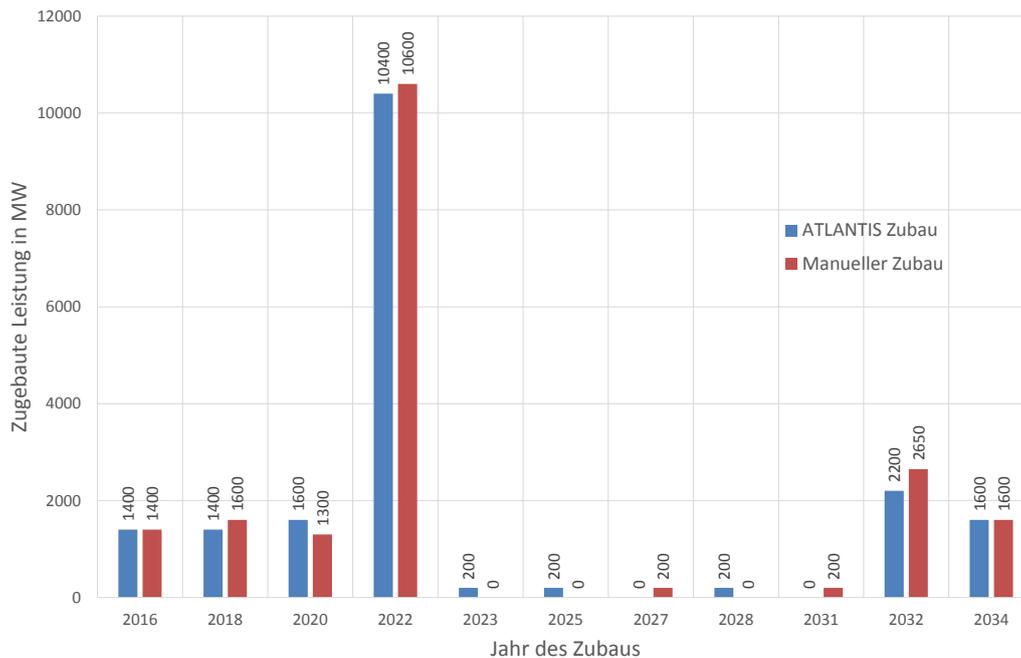


ABBILDUNG 45: GEGENÜBERSTELLUNG DES ZEITLICHEN ZUBAUVERLAUFS MITTELS OPTIMIERUNG IN ATLANTIS UND MANUELL DURCH AUSWERTUNG FÜR DEUTSCHLAND

In Abbildung 46 wird der Zubau geographisch dargestellt. Die erwähnte „Unabhängigkeit“ des Zubauortes für den Optimierungsalgorithmus ist aus der Abbildung deutlich ersichtlich. Der Zubau durch ATLANTIS findet hauptsächlich im Norden (Bereich um Hamburg) und zu einem Teil im Ruhrgebiet statt. Hingegen ist der manuelle Zubau weit gestreuter. Es erfolgen beträchtliche Zubauten im Norden, im Ruhrgebiet und im Süden. Lediglich der Osten weist nahezu keine Probleme auf, und benötigt wenig neue Kraftwerke.

Ein entscheidendes Kriterium, welches hier nicht beachtet wurde, ist der momentane Trend zur Kraftwerksstilllegung(-sanzeige) (Bundesnetzagentur, 2014). Sollten solche erhebliche Mengen (zum betrachteten Zeitpunkt über 9 GW) an Kapazität, wie sie derzeit bei der Bundesnetzagentur angemeldet sind, außer Betrieb gehen, so wird dieser Zubau nicht ausreichen, um unter den gegebenen Randbedingungen die sichere Versorgung mit elektrischer Energie gewährleisten zu können.

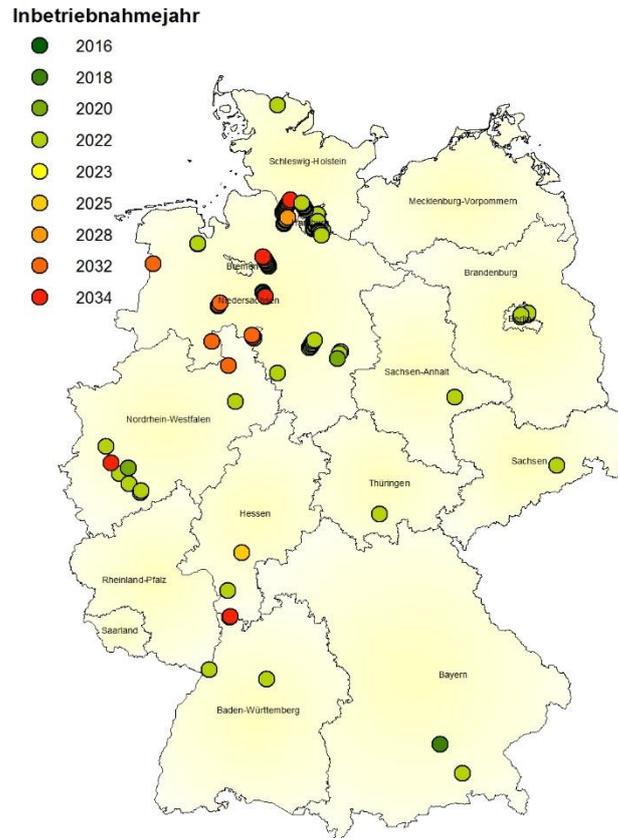


ABBILDUNG 46: ZUBAUORT UND-ZEITPUNKT ALLER 96 KRAFTWERKE
DES BASISZENARIOS LAUT ATLANTIS-OPTIMIERUNG⁵⁷

7.2 BENÖTIGTER KRAFTWERKSZUBAU OHNE REFURBISHMENT

Im Basisszenario wurde mit der ATLANTIS Optimierung ein zusätzlicher Kraftwerksbedarf von 19.200 MW festgestellt. Dieser Zubau kam aufgrund dessen zustande, da thermische Kraftwerke wie beschrieben in ihrer Laufzeit verlängert wurden.

In diesem fiktiven Szenario werden nun keine thermischen Kraftwerke nach ihrer technischen Nutzungsdauer verlängert. Die einzige Technologie die weiter auch nach dem Auslaufen der technischen Nutzungsdauer wieder reaktiviert wird, sind Biomasse-Kraftwerke. Diese sind sowohl aus Umweltsicht, als auch durch ihre Bedarfsgerechtigkeit für die Elektrizitätswirtschaft, wertvoll und werden deswegen wiedererrichtet. Durch diese Maßnahme gehen von 2012 bis 2035 etwas mehr als 34 GW Kraftwerkskapazität außer Betrieb. Der Ausgangspunkt der Berechnung sind nun 19,2 GW aus der Basissimulation plus diese 34 GW die nicht

⁵⁷ Die Kartendarstellungen in dieser Arbeit basieren auf kostenlos zur Verfügung gestelltem Material der Global Administrative Areas (GADM, Version 1.0, März 2009) (GADM, 2009) für Bundesländergrenzen und NUTS2-Regionen sowie dem Datensatz VG250 (© GeoBasis-DE/ BKG 2014) (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, 2012) mit Stand vom 31.12.2012 für Gemeindegrenzen.

mehr im System sind. Somit ergibt sich aus der Basissimulation ein theoretischer Bedarf an Kraftwerkskapazität bis 2035 von 53.229 MW. Durch den hohen Bedarf wurde die Berechnung für einen auslaufenden Kraftwerkspark mit einer Blockgröße von 200 MW bewerkstelligt. Durch diese große, aber realistische, Blockgröße erhöht sich der Bedarf an Kraftwerken um genau 10 GW in der kumulierten Betrachtung bis 2035 auf 63,2 GW⁵⁸. Hier kommt der Effekt zu tragen, dass kleine, verbrauchsnahe Kraftwerke die bisher den Bedarf gedeckt haben durch die antizipiert fehlende Wirtschaftlichkeit vom Netz gehen, und in weiterer Folge für jede noch so geringe Unterdeckung ein 200 MW Block aufgestellt wird.

Der Mehrbedarf an Kapazität in kumulierter Weise ist Abbildung 47 zu entnehmen. Die Differenzen der einzelnen Jahre in Bezug auf die Zubaumenge wird in Abbildung 48 dargestellt. In dieser Darstellung sei darauf hingewiesen, dass ein beträchtlicher Teil des Zubaus im Szenario ohne Refurbishment, und auch ein gewisser Anteil des Zubaus im Basis-Szenario auf die Beschränkung der Laufzeit der Zubaukraftwerke auf 15 Jahre⁵⁹ geschuldet ist.

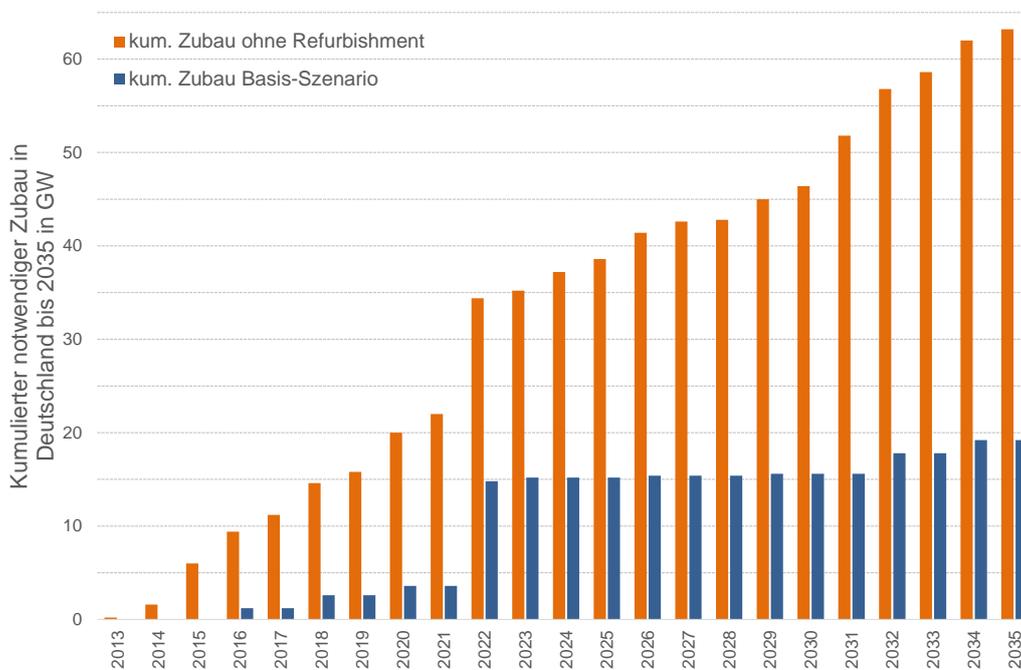


ABBILDUNG 47: KUMULIERTER KRAFTWERKSZUBAU - IM VERGLEICH:
BASIS-SZENARIO MIT UND OHNE REFURBISHMENT AB 2013

Sowohl der Basisfall, als auch diese Betrachtung sind nun nicht realistisch. Ein Mittelweg wird in der Realität gegangen werden. Zum einen werden Kraftwerke aufgrund ihrer strategisch wichtigen Lage durch diverse Subventionen am Netz gehalten, aber zum anderen werden

⁵⁸ Bis zum Jahr 2030 werden in der Simulation 46,4 GW zugebaut. Im Vergleich dazu gibt EWI in seinen Berechnungen 55 GW bis 2030 an (EWI Köln, 2012).

⁵⁹ In den betrachteten Ansätzen werden jeweils Laufzeiten für Kapazitätzahlungen von 15 bis maximal 20 Jahren angesetzt. Durch diese Einschränkung des möglichen Verdienstes am Leistungsmarkt geht der Autor davon aus, dass Neubaukraftwerke nach 15 Jahren außer Betrieb gehen und Ersatzkraftwerke für diese benötigt werden.

einige GW in den nächsten Jahren auch aus diversen Gründen zur Stilllegung angemeldet (Bundesnetzagentur, 2014). Ein weiterer Unsicherheitsfaktor ist der Ausbau von Windkraftanlagen, welche in der absoluten Zubaumenge noch nicht für solch einen langen Zeitraum abschätzbar sind.

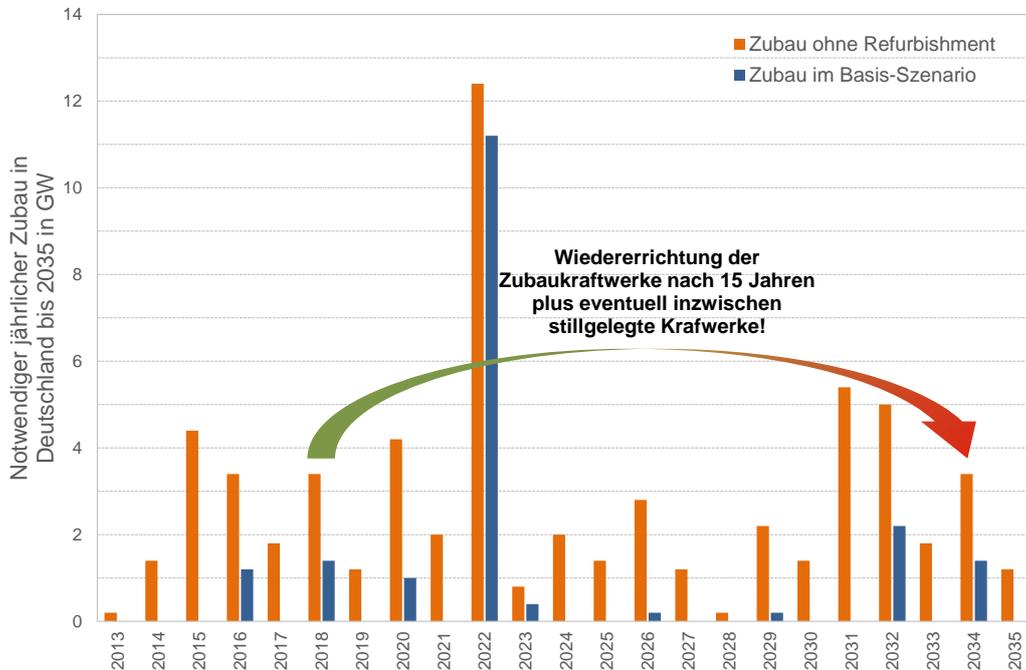


ABBILDUNG 48: VERGLEICH DES JÄHRLICH BENÖTIGTEN ZUBAUS IM BASIS-SZENARIO UND IM FALL OHNE REFURBISHMENT

7.3 DIE STRATEGISCHE RESERVE

Ausgehend vom Basisszenario wurden die benötigten Zubaukraftwerke in Deutschland in die Stammdatenbank von ATLANTIS übernommen. Dabei wurden die Voraussetzungen der Strategischen Reserve berücksichtigt. Diese sind:

- Die Übernahme der als benötigt detektierten Kraftwerke
- Die Bestimmung der Kosten und die Einführung der Abgeltung für Kapazitätzahlungen im Bereich des Kraftwerkszubaues
- Die Einführung einer Vergütungsdauer für Kraftwerke im Neubereich bzw. die Möglichkeit für eine variable Vergütungsdauer für Kraftwerke
- Die Einführung eines Auslösepreises bei Aktivierung der strategischen Reserve

Die grundsätzlichen Berechnungen wurden wie auch im Basisszenario für Deutschland in einer „Ein-Land-Simulation“ durchgeführt. Dadurch kann die Forderung nach einer alleinigen Deckung der Spitzenlast durch deutsche Kraftwerke erfüllt werden. Weiters wird wie bei der Betrachtung des derzeitigen Marktsystems anschließend eine Berechnung für gesamt Europa durchgeführt. Zum Abschluss werden die Szenarien hinsichtlich der Einsatzstunden bzw. der Kosten und Verdienstmöglichkeiten aller Betreiber durchgeführt.

7.4 DIE VERSORGUNGSSICHERHEITSVERTRÄGE

Ausgehend vom Basisszenario wurden die benötigten Zubaukraftwerke in Deutschland in die Stammdatenbank von ATLANTIS übernommen. Dabei wurden die Voraussetzungen der Versorgungssicherheitsverträge berücksichtigt. Diese sind:

- Die Übernahme der als benötigt detektierten Kraftwerke
- Die Bestimmung der Kosten und die Einführung der Abgeltung für Kapazitätzahlungen im Bereich des Kraftwerkszubaus für alle sinnvollen Technologien (Gasturbine, GuD-Anlage, Steinkohlekraftwerk, Braunkohlekraftwerk)
- Die Einführung einer Vergütungsdauer für Kraftwerke im Neubereich
- Den Erhalt der Kapazitätzahlungen für Bestandskraftwerke in jenen Jahren, in denen ein Zubau notwendig ist
- Die Begrenzung des Börsenpreises gemäß der Vorgabe einer Preisoption auf produzierte Energie

Die grundsätzlichen Berechnungen wurden wie auch im Basisszenario für Deutschland in einer „Ein-Land-Simulation“ durchgeführt. Dadurch kann die Forderung nach einer alleinigen Deckung der Spitzenlast durch deutsche Kraftwerke erfüllt werden. Weiters wird wie bei der Betrachtung des derzeitigen Marktsystems anschließend eine Berechnung für gesamt Europa durchgeführt. Zum Abschluss werden die Szenarien hinsichtlich der Einsatzstunden bzw. der Kosten und Verdienstmöglichkeiten aller Betreiber durchgeführt.

7.5 ANSATZ ZUR NACHFRAGEEINBEZIEHUNG

Im Fall der Nachfrage wurden Variationsrechnungen des Basisszenarios mit verschiedenen Lastgängen bzw. Spitzenlasten vorgenommen. Dazu wurde der Lastgang aus dem NEMO I Gutachten von Consentec (Consentec, 2012a) aus dem Basisszenario ohne den Zubau der Windenergie (wird in den folgenden Betrachtungen als „Original“ bezeichnet) auf fünf Arten verändert:

- Verringerung der Spitzenlast um drei GW (Minus 3 GW)
- Verringerung der Spitzenlast um sechs GW (Minus 6 GW)
- Verringerung der Spitzenlast um neun GW (Minus 9 GW)
- Erhöhung der Spitzenlast um drei GW (Plus 3 GW)
- Erhöhung der Windkraftleistung um 45 GW bis 2030 bei „Original“ Lastgang (Wind)

Dabei gilt es hier festzuhalten, dass der Energiebedarf in jeder Variation konstant gehalten wurde, also eine reine Lastverschiebung und keine Verringerung stattfindet. Die Variationsrechnungen dazu wurden einerseits mit einer reinen Leistungsdeckung ohne Sicherheitsreserve, und mit 5 % Reservehaltung für ungeplante Ausfälle durchgeführt (ENTSO-E, 2013). Die Annahmen zum Kraftwerkspark werden in Abbildung 49 dargestellt. Dies ist der Basiskraftwerkspark, welcher auch für alle anderen Simulationen verwendet wird.

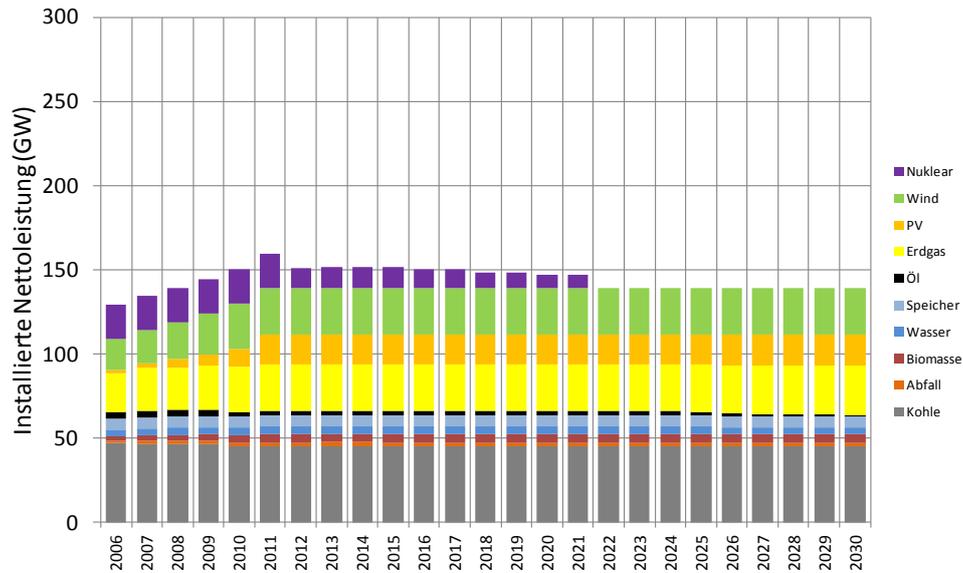


ABBILDUNG 49: STANDARDKRAFTWERKSPARK ALS AUSGANGSLAGE FÜR DIE BERECHNUNGEN

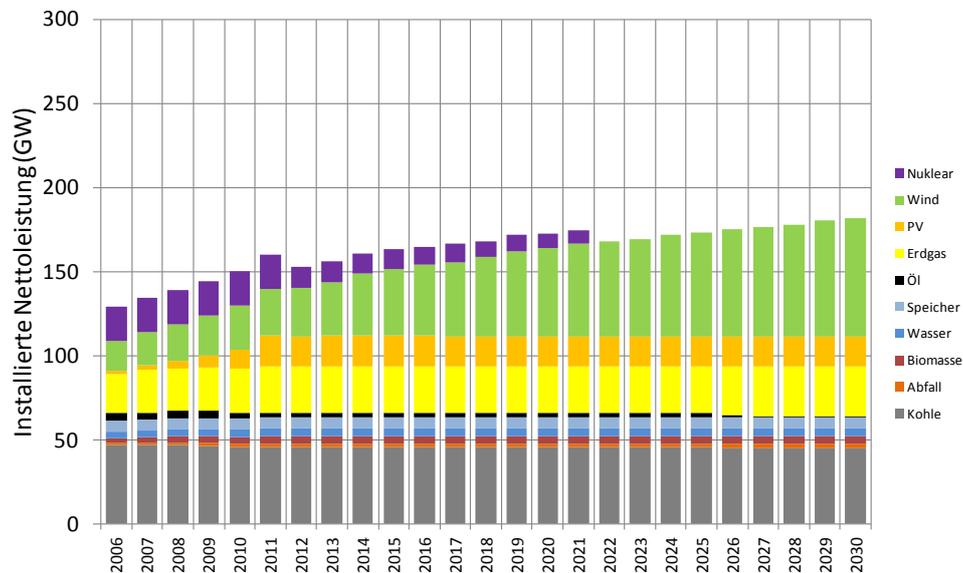


ABBILDUNG 50: KRAFTWERKSPARKENTWICKLUNG MIT WINDKRAFTZUBAU

Hier werden, wie bereits in Kapitel 7.1 beschrieben, alle Kraftwerke mit Stand 1.1.2012 gleichbleibend beibehalten. Ausnahmen bilden nur die Gruppe der Ölkraftwerke, da diese nicht mehr Stand der Technik sind und aus wirtschaftlichen wie umwelttechnischen Gründen nicht zu verwenden sind, und die Kernkraftwerke, welche laut politischer Vorgabe bis 2022 nicht mehr am Elektrizitätsmarkt teilnehmen. Die Variante „Wind“ wurde nur mit dem Originallastgang berechnet und in die Vergleiche mit einbezogen. Die Darstellung der Kraftwerksparkentwicklung für den Wind-Fall erfolgt in Abbildung 50.

Ausschnitte der verschiedenen verwendeten Lastgänge zur Simulation der Auswirkung der Nachfrage auf den Kraftwerksbedarf werden in Abbildung 51 gezeigt. Hier wird jener Teil der

Jahresdauerlinie (1.000 höchste Laststunden) vergrößert dargestellt, bei dem die meisten Veränderungen vorgenommen werden.

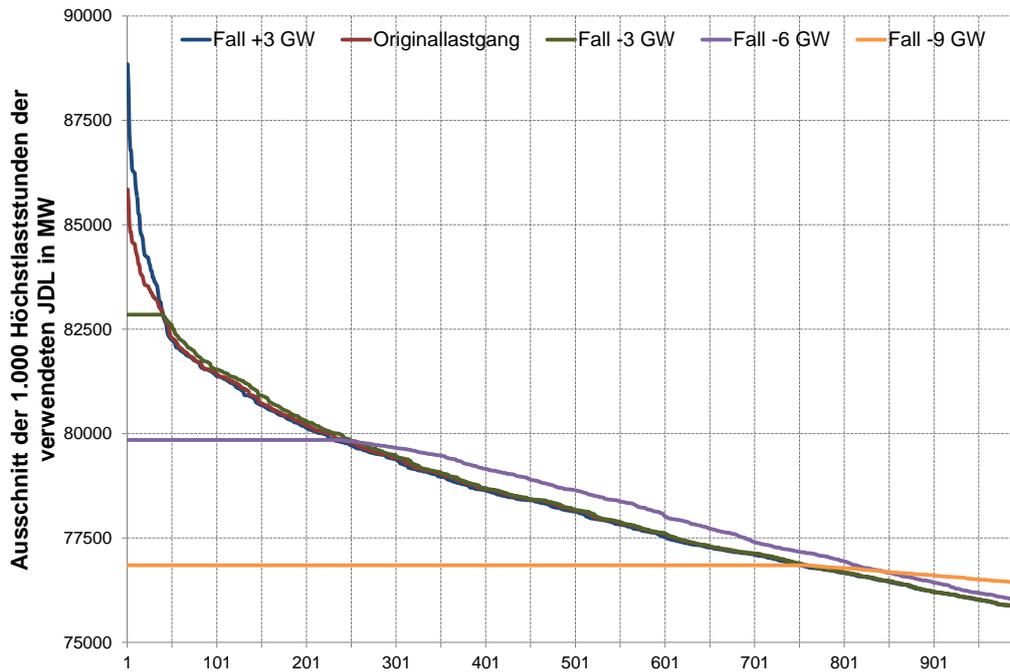


ABBILDUNG 51: AUSSCHNITT DER 1.000 HÖCHSTEN LASTSTUNDEN (JAHRESDAUERLINIE) DER NACHFRAGE WELCHE IN DEN ATLANTIS SIMULATIONEN VERWENDET WERDEN (QUELLE: (CONSENTEC, 2012A); EIGENE BERECHNUNG UND DARSTELLUNG)

Dabei wurde kein bestimmter Algorithmus verwendet, sondern der Lastgang per Hand so geformt, dass die Bedingungen der Lastsenkung und -erhöhung eingehalten wurden. Im Falle der Lasterhöhung werden alle Lastwerte im Bereich von drei GW unter der Höchstlast ermittelt, und mit dem Differenzwert auf die jeweilige Nachfrage aufgeschlagen. In den darauffolgenden Stunden werden dieselben Werte wieder abgezogen. Das heißt es werden jene Werte herausgezogen, welche drei GW unter der originalen Jahreshöchstlast (JHL) liegen. Diese werden dann zur originalen Spitzenlast addiert. In den nächstmöglichen Stunden nach solch einer Lasterhöhung wird derselbe Wert als Lastsenkung eingebracht. So bleibt die Energie unverändert und die JHL steigt um drei GW.

Für die Fälle der Lastsenkung wurde vom Lastwert je Stunde die JHL minus dem gewünschten Reduktionsgrad (bspw. JHL -6GW) abgezogen. Alle positiven Werte dieser Differenz müssen nun vom Originallastgang „abgetragen“ werden und auf andere Stunden verteilt. Im Fall der drei GW Senkung, welche die realistischste ist, sind dies lediglich 39 GWh verteilt auf 40 Stunden im Jahr. Dieser Wert sollte in der Realität durchaus erfüllbar sein.

Im Gegensatz dazu sind bei sechs GW bereits 147 Stunden des Jahres betroffen und im Fall von neun GW Lastsenkung 758 Stunden. In der Auswertung der Szenarien wird gezeigt, dass die Absenkung um drei GW nicht nur am einfachsten zu erreichen ist, sondern auch am wirtschaftlich sinnvollsten. Siehe dazu Kapitel 8.2.

7.6 EIGENER ANSATZ EINER MÖGLICHEN UMSETZUNG EINES KAPAZITÄTSMARKTES

Ausgehend vom Basisszenario wurden die benötigten Zubaukraftwerke in Deutschland in die Stammdatenbank von ATLANTIS übernommen. Dabei wurden Veränderungen vorgenommen, welche die Variante eines Kapazitätsmarktes von Seiten des Autors definieren.

Diese sind:

- Die Übernahme der als benötigt detektierten Kraftwerke
- Die Bestimmung der Kosten und die Einführung der Abgeltung für Kapazitätszahlungen im Bereich des Kraftwerkszubaues für alle sinnvollen Technologien (Gasturbine)
- Die Einführung einer Vergütungsdauer für Kraftwerke im Neubereich
- Die Berücksichtigung von Kapazitätszahlungen für Bestandskraftwerke, sofern sie das maximal definierte Alter für Förderungen nicht übersteigen (hier 15 Jahre)
- Die Begrenzung des Börsenpreises da jene Kunden die sich mit Leistung eingedeckt haben (hier angenommen alle) nicht mehr als einen Höchstsatz von 500 €/MWh bezahlen
- Zubaukraftwerke erhalten für ihre Energielieferung nur mehr ihre tatsächlichen Kosten, und nicht wie alle anderen den MCP

Die grundsätzlichen Berechnungen wurden wie auch im Basisszenario für Deutschland in einer „Ein-Land-Simulation“ durchgeführt. Dadurch kann die Forderung nach einer alleinigen Deckung der Spitzenlast durch deutsche Kraftwerke erfüllt werden. Die Auswertung der Ergebnisse erfolgt auf vergleichbarer Weise mit den anderen Kapazitätsmechanismen.

8 ERGEBNISSE DER BERECHNUNGEN

In diesem Kapitel werden die Simulationen nach vergleichbaren Gesichtspunkten analysiert und dargestellt. Dabei liegt der Fokus auf der notwendigen Zubauleistung und den Kosten für die Endkunden bzw. die berechneten Gewinne oder Verluste der Kraftwerksbetreiber.

8.1 BESTIMMUNG DER KOSTEN FÜR VERSCHIEDENE TECHNOLOGIEN

Für die Berechnung der Kosten je Technologie wurde in einfacher Weise die Annuitätenmethode herangezogen. Dabei gilt für jede Technologie ein Kalkulationszinssatz von 5 %, sowie eine Laufzeit von 15 Jahren. Die Zeitdauer wird in den meisten Ansätzen mit 15 Jahren festgesetzt und wird hier deshalb als Basis für die komplette Rückzahlung der Investition angenommen. Eine weitere Annahme ist, dass alle Zubaukraftwerke eine installierte Nettoleistung von 200 MW aufweisen. Eigentlich müsste für die Betrachtung der Kosten die Bruttogleistung herangezogen werden. Der Autor entschied sich jedoch aus zwei Gründen für die Nettogleistung. Zum einen liefert nur diese den effektiven Beitrag zur Systemstützung, und zum anderen ist der Unterschied zur Bruttogleistung bei den betrachteten Technologien mit ca. 3 % sehr gering ist.

Allgemein gilt für die annuitätische Betrachtung Gleichung 1 (Welt der BWL):

$$a = C_0 \times KWF_{n,i} = C_0 \times \frac{(1+i)^n \times i}{(1+i)^n - 1} \quad (1)$$

a...Annuität
n...Laufzeit

C₀...Kapitalwert

i...Kalkulationszinssatz

KWF_{n,i}...Annuitätenfaktor bzw. Kapitalwertfaktor

8.1.1 GASTURBINE

Für den Neubau einer Gasturbine werden spezifische Investitionskosten von 400 €/kW veranschlagt (Agentur für erneuerbare Energien, 2012). Aufgrund der allgemeinen Annahmen und den spezifischen Kosten für eine Gasturbine ergeben sich gesamte Investitionskosten von 80 Mio. € für ein 200 MW Kraftwerk. Aufgeteilt mit der Annuitätenmethode auf 15 Jahre ergibt dies eine jährliche Zahlung von 7,7 Mio. € bzw. jährliche Kosten je MW von 38.536,92 €. Aufgrund dieser Rechnung wird vereinfacht ein Wert pro MW für eine Gasturbine von 38.500 € angenommen. Dieser Wert gilt für alle simulierten Ansätze gleich.

8.1.2 GUD-ANLAGE

Für den Neubau einer GuD-Anlage werden spezifische Investitionskosten von 650 €/kW veranschlagt (Agentur für erneuerbare Energien, 2012). Wiederum unter den gleichen Bedingungen wie beschrieben ergibt sich ein Gesamtanlagenwert von 130 Mio. €. Diese teilen sich auf in 12,5 Mio. € pro Jahr bzw. auf 62.622 €/MW pro Jahr. Aufgrund des komplexeren

Aufbaus solcher Anlagen wurde vom Autor eine geringe Sicherheitsmarge bei der Berechnung miteinbezogen, weshalb in der Simulation 65.000 €/MW pro Jahr veranschlagt werden.

8.1.3 STEINKOHLEKRAFTWERK

Die nächst günstigere thermische Erzeugungsanlage ist ein Steinkohlekraftwerk. Hier ergeben sich durchschnittliche Kosten von ungefähr 1.400 €/kW (Agentur für erneuerbare Energien, 2012). Dadurch ergibt sich ein Anlagenwert von 280 Mio. €. Diese teilen sich wiederum auf in 27 Mio. € pro Jahr bzw. 134.879 €/MW pro Jahr. In der Simulation wird diese Technologie mit 135.000 €/MW pro Jahr berücksichtigt.

8.1.4 BRAUNKOHLEKRAFTWERK

Die letzte Technologie die in Erwägung gezogen werden kann sind Braunkohlekraftwerke. Hier ergeben sich durchschnittliche Kosten von ungefähr 1.700 €/kW (Agentur für erneuerbare Energien, 2012). Dadurch ergibt sich ein Anlagenwert von 340 Mio. €. Diese teilen sich wiederum auf in 32,7 Mio. € pro Jahr bzw. 163.782 €/MW pro Jahr. In der Simulation wird diese Technologie mit 165.000 €/MW pro Jahr berücksichtigt.

ZUSATZ: Es wird zwar in der Studie des EWI Köln (EWI Köln, 2012, S. 2) davon ausgegangen, dass ein Zubau von 6,7 GW an Braunkohlekraftwerken mit CCS Technologie stattfindet, da Braunkohle jedoch die teuerste Technologie der Betrachtung darstellt (mit Berücksichtigung von CCS wären die Kosten noch höher), verzichtet der Autor auf die Integration dieser Technologie.

Die Berücksichtigung mehrerer Technologien kann eine Erweiterung der vorhandenen Arbeit darstellen. Da sich jedoch aufgrund der Einsatzzeiten keine andere Technologie als Gasturbinen anbieten, wird hier darauf verzichtet. Im Simulationsmodell ATLANTIS ist diese Erweiterung auf mehrere Technologien vom Autor implementiert worden, und könnte jederzeit für weitere Arbeiten am Institut genutzt werden.

8.2 NACHFRAGESEITE DES KAPAZITÄTSMARKTES

Ein oft vernachlässigtes Thema bei der Betrachtung der Kapazitätsmärkte ist die Nachfrage. Dabei wird sie zwar in den Ansätzen erwähnt, jedoch aus Sicht des Autors nie in die Berechnungen (falls vorhanden) eingebunden. Bei den analysierten bestehenden Ansätzen werden lediglich die notwendigen Kraftwerkszubauten beleuchtet, wobei die Beschreibung der Szenarien kurz ausfällt.

8.2.1 VERGLEICH DER NOTWENDIGEN ZUBAUTEN IN DEN SZENARIEN

Die Ausgangsparameter für die Berechnungen werden bereits in Kapitel 6.1 beschrieben. An dieser Stelle sollen die Ergebnisse und die daraus möglichen Schlussfolgerungen dargestellt werden. Zu beachten ist hier, dass die Zubauten, bis auf den ausgewiesenen Windfall, ohne den Beitrag eines Windkraftzubaus zur Leistungsdeckung in der Zukunft berechnet werden (im Gegensatz zu den Berechnungen der Kapazitätsmechanismen).

8.2.1.1 NOTWENDIGER KRAFTWERKSZUBAU OHNE AUFSCHLAG EINER SICHERHEITSRESERVE

Die Leistung: Das Mindestziel, welches erreicht werden muss um eine Lastdeckung in Deutschland mit nationalen Kraftwerken zu ermöglichen ist die genaue Deckung der Spitzenlast. Diese Last entspricht im Ausgangsfall 85.848 MW zur Spitzenlastzeit. Dies bedeutet noch nicht zwingend, dass die Deckung der Energie möglich ist. Speziell im Fall mit hohem Windzubau und Erwartungswerten beim Beitrag zur Spitzenlast traten Probleme bei der Energiedeckung auf. Wenn vom Standpunkt des NEMO I Gutachtens (Consentec, 2012a) ausgehend keine weitere Erhöhung der Last angenommen wird, und nur die Deckung der Spitze ohne Reserve angenommen wird, so stellt sich in ATLANTIS das Ergebnis aus Abbildung 52 ein.

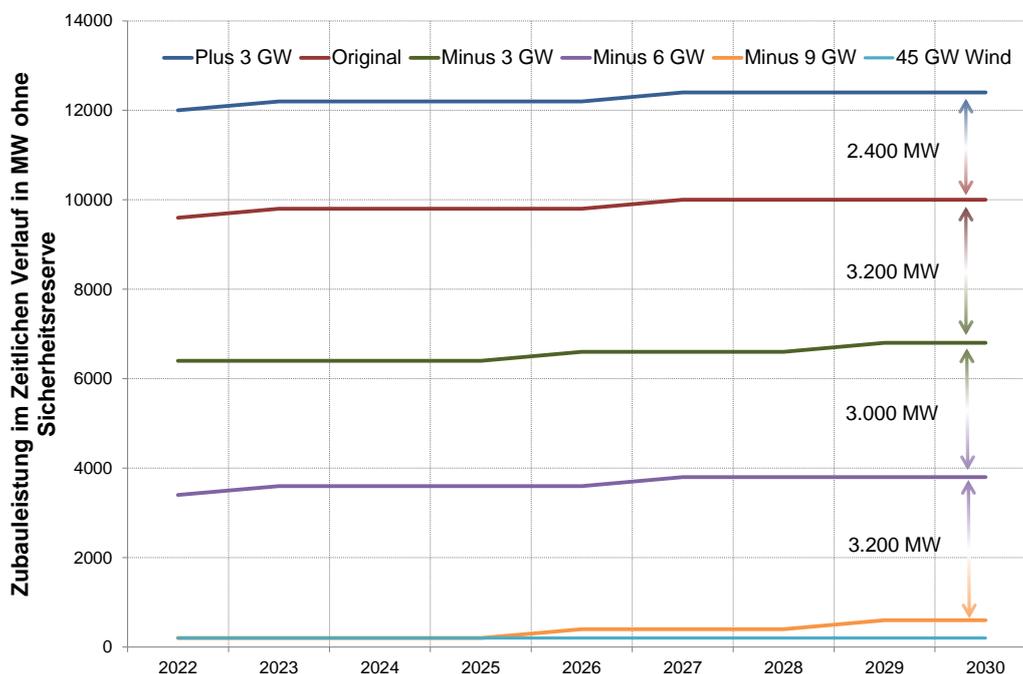


ABBILDUNG 52: KRAFTWERKSZUBAUBEDARF BEI VERSCHIEDENEN NACHFRAGEFÄLLEN OHNE 5 % SICHERHEITSRESERVE

Die Energiedeckung: Neben der Leistungsdeckung ist auch die Energiedeckung zwingend notwendig. So kann beispielsweise in der Realität der Fall eintreten, dass zwar die JHL gedeckt ist, aber in einer beliebigen Stunde im Jahr kann die Energie nicht gedeckt werden, was zwar auch einer Leistungsunterdeckung entspricht, jedoch hier als Energieunterdeckung gewertet

wird, da das Modell ATLANTIS mit Periodenwerten arbeitet, und nicht stundenscharf. Wenn nun im Sommer oder in der Übergangszeit Kraftwerkswartungen durchgeführt werden, und zusätzlich Anlagen ausfallen, dann kann auch eine Nachfrage die eigentlich deutlich unter der Jahreshöchstlast (JHL) liegt zu Problemen führen.

Ein wichtiges Indiz dafür, ob ein Kraftwerk wirtschaftlich produzieren kann oder nicht, ist die Anzahl der Volllaststunden, wobei bei einer Verflachung der Merit Order auch eine hohe Anzahl an Volllaststunden nicht für den wirtschaftlichen Betrieb ausreichen muss. Diese Vermutung stellt der Autor an, da der Preis in solch einem Fall erwartungsgemäß auf einem ständig ähnlichen Niveau (z.B. Kosten einer typischen GuD-Anlage) verharrt und dadurch alle Kraftwerke dieser Technologie praktisch mit Deckungsbeiträgen von nahe null zu kämpfen haben.

Für die Simulationen ohne einen Leistungsaufschlag wurden nicht für alle Fälle Berechnungen des Energieeinsatzes vorgenommen, da die genaue Abdeckung der Lastspitze in der Realität zu unsicher wäre. Ein Fakt ist, dass durch den geringen Zubau an Kraftwerken die Energiedeckung gefährdet ist. Dies zeigte sich bei Simulationsversuchen der Fälle ohne Leistungsaufschlag.

8.2.1.2 KRAFTWERKSZUBAU BEI EINER SICHERHEITSRESERVE VON 5 % ZUM ZEITPUNKT DER JAHRESHÖCHSTLAST

Aufgrund unvorhersehbarer Umstände ist eine Auslegung der Kraftwerkskapazitäten auf den Wert der JHL nicht sinnvoll. Mit einer 5 %-igen Sicherheitsmarge können Eventualitäten ausgeglichen werden. Dies wird beim „Scenario Outlook & Adequacy Forecast“ der ENTSO-E (ENTSO-E, 2013) im Kapitel 7.4.10 als „Spare Capacity“ bezeichnet. Der Aufschlag einer Spare Capacity ist nur ein Teil der Reserverechnung der ENTSO-E, und kann als minimale Sicherheit bezeichnet werden. Der gesamte Mechanismus von ENTSO-E zur Ermittlung der Leistungsdeckung ist in Abbildung 53 dargestellt. Die nichtverfügbare Kapazität wie sie in Abbildung 53 auf der linken Seite gezeigt wird, ist in ATLANTIS mit Wartungsfaktoren, monatlichen Erzeugungsfaktoren und weiteren Einschränkungen nachgebildet.

Reserveleistung wird also auch von europäischer Seite als wichtig erachtet, wobei sich jedoch die Frage der Bezahlung dieser Reserveleistung stellt. Da durch diese Reserve mehr Kapazitäten im System sind als „wirklich“ gebraucht werden, sinken natürlich die Volllaststunden einiger (teurer) Kraftwerke, was deren Wirtschaftlichkeit empfindlich beeinträchtigen kann. Außerdem kann eine Verflachung der Merit Order um den Bereich der Zubaukraftwerke (vorgeschlagen werden von nahezu allen Studien Gasturbinen) auftreten, was die Deckungsbeiträge zusätzlich niedrig hält. Dies ist mit ein Grund, warum Kapazitätsmechanismen für die Zukunft diskutiert werden. Der hier betrachtete Punkt ist allerdings der Eingriff auf Seite der Nachfrage.



ABBILDUNG 53: LEISTUNGSBEDARFSRECHNUNG DER ENTSO-E (ENTSO-E, 2013)

Leistung: Aus Abbildung 54 ist ersichtlich, dass im Fall einer Sicherheitsreserve nicht mehr nur der Wegfall der Kernkraftwerke entscheidend für einen notwendigen Zubau ist, sondern bereits zuvor ein Bedarf besteht.

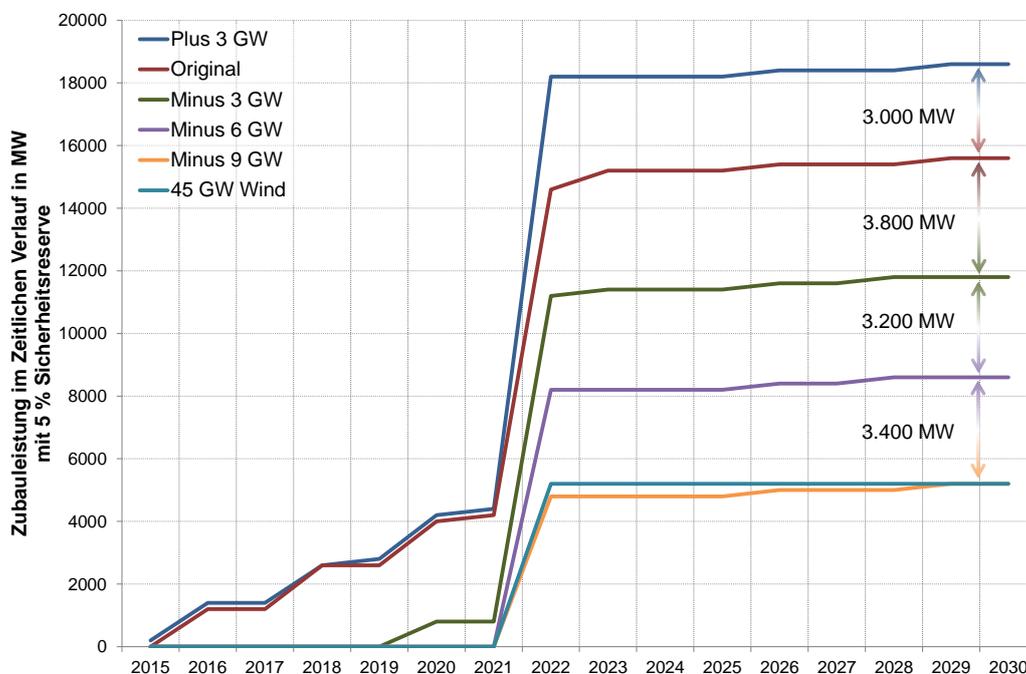


ABBILDUNG 54: KRAFTWERKSZUBAUBEDARF BEI VERSCHIEDENEN NACHFRAGEFÄLLEN UND 5% SICHERHEITSRESERVE ZUR HÖCHSTLASTZEIT

Im Fall des angenommenen Standardlastgangs bedeutet dies, dass erste Zubauten ab dem Jahr 2016 notwendig werden. Wie bereits im vorigen Kapitel gilt auch hier, dass alle Zubauten

darauf bezogen sind, dass hier der Fall der Leistungsdeckung in Deutschland, ohne den Einbezug des europäischen Elektrizitätssystems, gegeben ist. Der integrale Bestandteil der Zubauten erfolgt wiederum im Jahr 2022 aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergienutzung. Hierbei ist ersichtlich, dass dieser Zubaufaktor abhängig davon ist, wie hoch die Last insgesamt ist.

Ein hervorzuhebendes Ergebnis ist, dass die Senkung um drei GW den größten Einfluss auf den notwendigen Kraftwerkspark aufweist. So bringt diese Reduktion eine Bedarfsverminderung von 3.800 MW. Dies zeigt, dass der Bedarf aufgrund von netztechnischen Engpässen oft mit mehr Leistung gedeckt werden muss als auf dem Papier notwendig wären. Nach oben ist der zusätzliche Bedarf linear und nach unten (mehr Reduktion als drei GW) wird der Einsparungseffekt wieder geringer. Positiv an diesem Ergebnis ist, dass der geringste Eingriff⁶⁰ in die Last die höchsten Auswirkungen zeigt. Weiters gilt es in Abbildung 54 zu beachten, dass 45 GW Windzubau bis 2030 den gleichen Effekt aufweisen als würden neun GW der Höchstlast abgeschnitten.

Vereinfacht kann der Beitrag der Windenergie zur Jahreshöchstlast in diesen Simulationen wie folgt berechnet werden:

$$P_{JHLWind} = P_{gesWind} \times VF_{Wind} \rightarrow VF_{JHLWind} = \frac{P_{JHLWind}}{P_{gesWind}} \rightarrow VF_{JHLWind} = \frac{10,4}{45} = 0,23 \quad (2)$$

mit: $P_{JHLWind}$...Beitrag von Windenergie zur Jahreshöchstlast
 $P_{gesWind}$...Gesamt installierte Windleistung
 $VF_{JHLWind}$...Verfügbarkeitsfaktor von Wind zur Jahreshöchstlast

In der obigen Gleichung 2 wird vereinfacht der Beitrag der Windenergie zur Spitzenlastdeckung berechnet. Dabei kommt ein durchaus hohes Maß von 23 % Verfügbarkeit heraus. Anzumerken ist, dass dieser Wert in der Realität in Extremsituationen massiv über- oder unterschritten werden kann. Beispielsweise errechnet Fath (Fath, 2011) lediglich eine Verfügbarkeit von 3,2 % Prozent bei einem 95 % Quantil als Sicherheitsmaß. Die hier berechneten 23 % hängen auch damit zusammen, dass in der realen Netzbetrachtung oft nur eine geringe Menge an Bedarf an einem Knoten herrscht, aufgrund dessen jedoch trotzdem ein Kraftwerkszubau benötigt wird. Deswegen kann solch eine Konstellation im Modell und durchaus auch in der Realität eintreffen.

In der Betrachtung der Kapazitätsmechanismen wurden diese Anlagen zwar berücksichtigt, jedoch mit einem Leistungsdeckungsfaktor von null angenommen.

Die Energiedeckung: Für den realistischeren Fall eines vorhandenen Lastaufschlags wurde die Energiedeckung für alle beschriebenen Szenarien berechnet und ausgewertet. Die Darstellung erfolgt anhand der notwendigen Zubaukraftwerke in den jeweiligen Szenarien. In den

⁶⁰ Bei minus drei GW werden nur 39 GWh aus 40 Stunden im Jahr um maximal vier Stunden verschoben.

folgenden Darstellungen bedeutet ein Wert von „1“, dass ein Kraftwerk alle möglichen Stunden einer Periode (Gesamtheit aller Peak oder Off-Peak Perioden) produziert hat⁶¹. Die Auswertung findet für zwei Zeitpunkten statt, 2022 und 2030. Das Jahr 2022 wurde aufgrund dessen gewählt, da der Großteil der Zubauten in diesem Jahr stattfindet, da der geplante Kernenergieausstieg endgültig umgesetzt ist. Das Jahr 2030, da sich die meisten untersuchten Studien auf dieses Jahr beziehen und der Kraftwerkspark bzw. die Leitungen in Deutschland zu diesem Zeitpunkt noch relativ gut abgebildet werden kann und Vergleichbarkeit gegeben ist.

Das Jahr 2022: Die Unterteilung der Grafiken erfolgt in den Auslastungsgrad der Kraftwerke zu Peak- bzw. zu Off-Peak-Zeiten⁶². In Abbildung 55 (Peak) und Abbildung 56 (Off-Peak) sind die Ergebnisse dargestellt. Aus Gründen der besseren Übersicht sind der „Original“ und der „Wind“ Lastfall als Linie im Diagramm eingezeichnet.

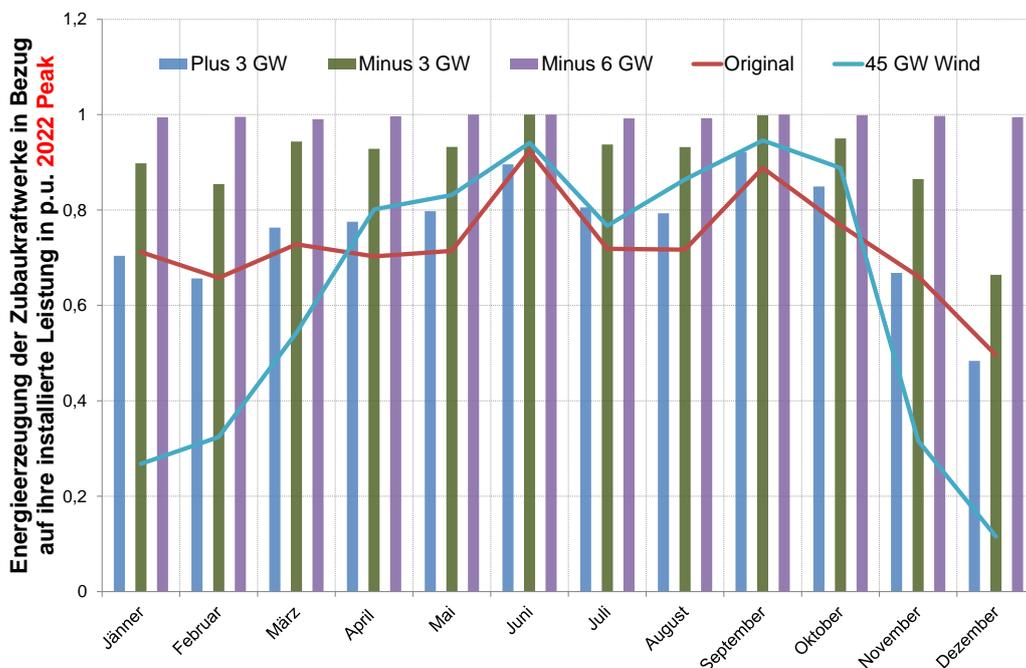


ABBILDUNG 55: AUSLASTUNG DER JEWEILIGEN ZUBAUKRAFTWERKE IM JAHR 2022
LAUT SIMULATION (PEAK-PERIODE)

⁶¹ In diesem Fall wird das Aggregat aller Zubaukraftwerke angegeben, da keine einzelnen Anlagen genauer betrachtet werden.

⁶² Die Peak Zeit ist immer wochentags von 8-20 Uhr und umfasst 3.120 Stunden des Jahres. Die restliche Zeit wurde in den Berechnungen als Off-Peak angenommen und umfasst 5.640 Stunden.

Peak:

- Original: Auslastungsgrad mittel; über das ganze Jahr ähnlich
- Plus 3 GW: Ähnlich original; profitiert von Lastspitzen in der Peak Zeit
- Minus 3 GW: Auslastung hoch; mehr Einsatzstunden durch geringeres Angebot
- Minus 6 GW: Auslastung nahe 100 %; wenig Zubaukraftwerke
- 45 GW Wind: Die Ganglinie des Windes mit Wintercharakteristik ist erkennbar
- Minus 9 GW: Aufgrund des geringen Zubaus war die Energiedeckung nicht mehr in allen Perioden möglich, weshalb hier kein Eintrag zu finden ist

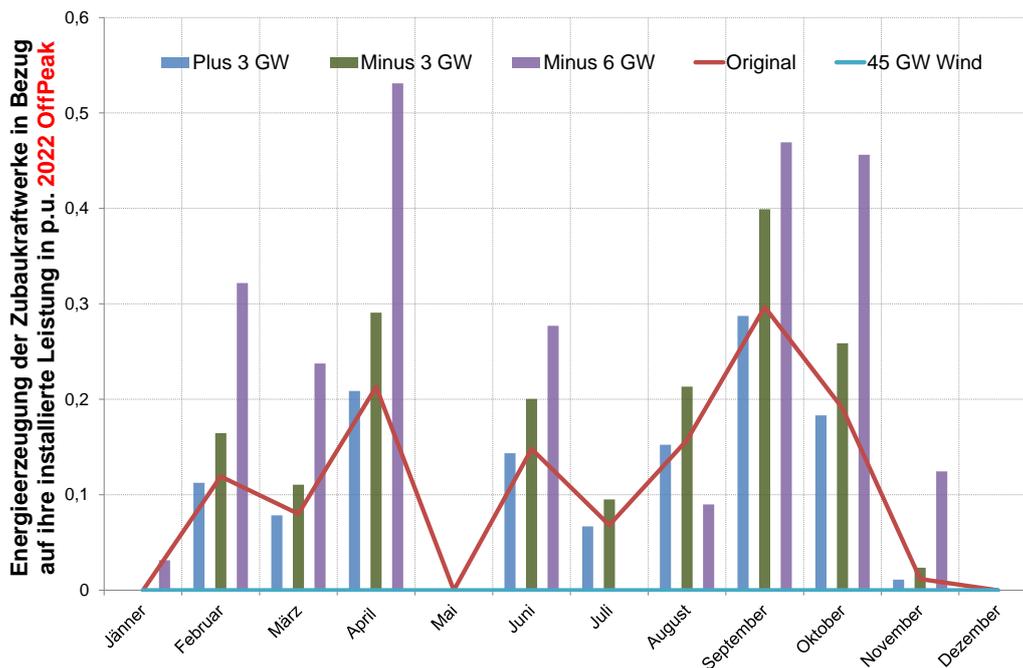


ABBILDUNG 56: AUSLASTUNG DER JEWEILIGEN ZUBAUKRAFTWERKE IM JAHR 2022
LAUT SIMULATION (OFF-PEAK-PERIODE)

Off-Peak:

- Original: Auslastungsgrad sehr gering; in den Monaten variierend
- Plus 3 GW: nahezu ident dem Original-Fall
- Minus 3 GW: Steigende Auslastung, jedoch insgesamt gering
- Minus 6 GW: Akzeptable Anzahl an Volllaststunden auch in der Off-Peak Periode
- 45 GW Wind: Kein einziger Einsatzfall der Zubaukraftwerke in der Off-Peak Periode
- Minus 9 GW: Aufgrund des geringen Zubaus war die Energiedeckung nicht mehr in allen Perioden möglich, weshalb hier kein Eintrag zu finden ist

Insgesamt ist das Bild der Volllaststunden für eine Gasturbine als positiv zu bewerten. Ein eindeutiges Ergebnis ist, dass bei fortschreitendem Windenergieausbau die Einsatzzeit von thermischen Kraftwerken, und damit die Möglichkeit zur Generierung von Deckungsbeiträgen, gering sind. Die Gesamtanzahl der Einsatzstunden bzw. das Verhältnis in den

Perioden im Jahr 2022 ist in Tabelle 5 angegeben. Es sollte bei diesen Ergebnissen bedacht werden, dass außer im Fall „45 GW Wind“ kein Beitrag der Windenergie zur Energiedeckung berücksichtigt wird. Im Gegensatz dazu ist dieser Beitrag bei den Berechnungen zu Kapazitätsmärkten inkludiert, wodurch weitaus geringere Volllaststundenergebnisse erzielt werden.

Bei den Kapazitätsmärkten wird der gesamte Zubau ohne Beitrag von Windkraftanlagen zur Leistungsdeckung als Basis für die Einsatzstunden-Berechnung herangezogen. Das bedeutet, dass die gleiche Energienachfrage auf mehr Zubauten aufgeteilt wird, wodurch bei den Berechnungen zu Kapazitätsmärkten in den späteren Kapiteln die durchschnittlichen Einsatzzeiten der Zubaukraftwerke (Gasturbinen) sinken.

TABELLE 5: EINSATZZEITEN ALLER ZUBAUKRAFTWERKE IM JAHR 2022 BEZOGEN AUF DIE PEAK UND OFF-PEAK PERIODE IM JAHR 2022

Fall	Quote Peak	Quote Off-Peak	Stunden Peak	Stunden Off-Peak	Gesamtstunden
Original	0,7245	0,1060	2260	598	2858
Plus 3 GW	0,7602	0,1027	2372	579	2951
Minus 3 GW	0,9091	0,1449	2836	817	3653
Minus 6 GW	0,9960	0,2091	3108	1179	4287
45 GW Wind	0,6360	0,0000	1984	0	1984

Das Jahr 2030: Die Unterteilung der Grafiken erfolgt in den Auslastungsgrad der Kraftwerke zu Peak- bzw. zu Off-Peak-Zeiten. In Abbildung 57 (Peak) und Abbildung 58 (Off-Peak) sind die Ergebnisse dargestellt. Aus Gründen der besseren Übersicht sind der „Original“ und der „Wind“ Lastfall als Linie im Diagramm eingezeichnet.

Peak:

- Original: Auslastungsgrad mittel; Windcharakteristik erkennbar
- Plus 3 GW: Nahezu ident dem „Original“ Fall
- Minus 3 GW: Geringfügig weniger Auslastung als 2022
- Minus 6 GW: Auslastung weiterhin nahe 100 %
- 45 GW Wind: Einbruch gegenüber 2022 aufgrund des stetigen Wind Zubaus
- Minus 9 GW: Aufgrund des geringen Zubaus war die Energiedeckung nicht mehr in allen Perioden möglich, weshalb hier kein Eintrag zu finden ist

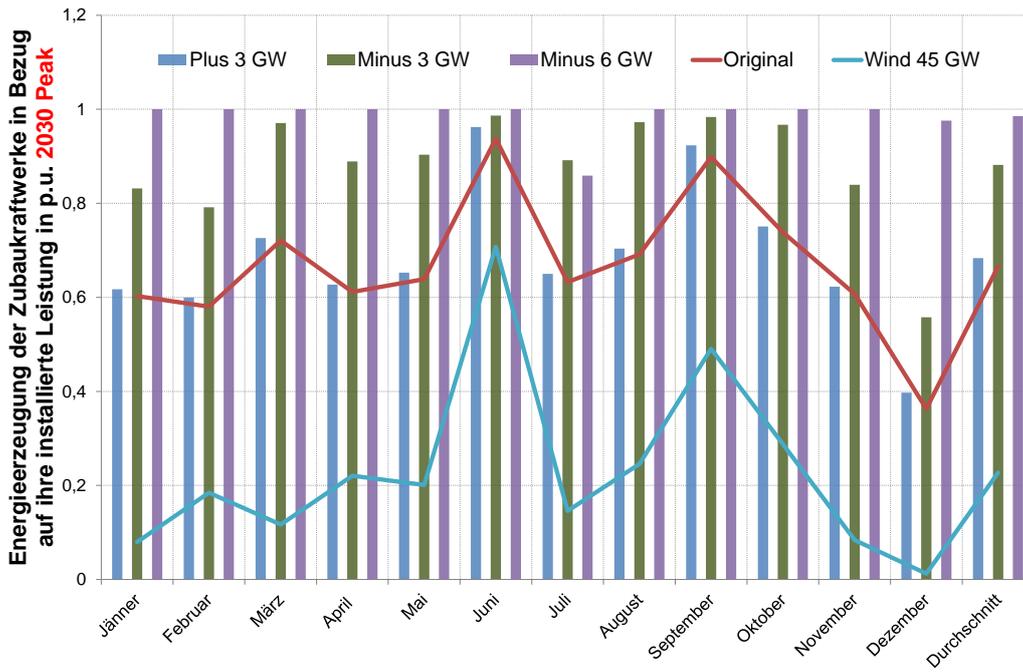


ABBILDUNG 57: AUSLASTUNG DER JEWEILIGEN ZUBAU-KRAFTWERKE IM JAHR 2030 LAUT SIMULATION (PEAK-PERIODE)

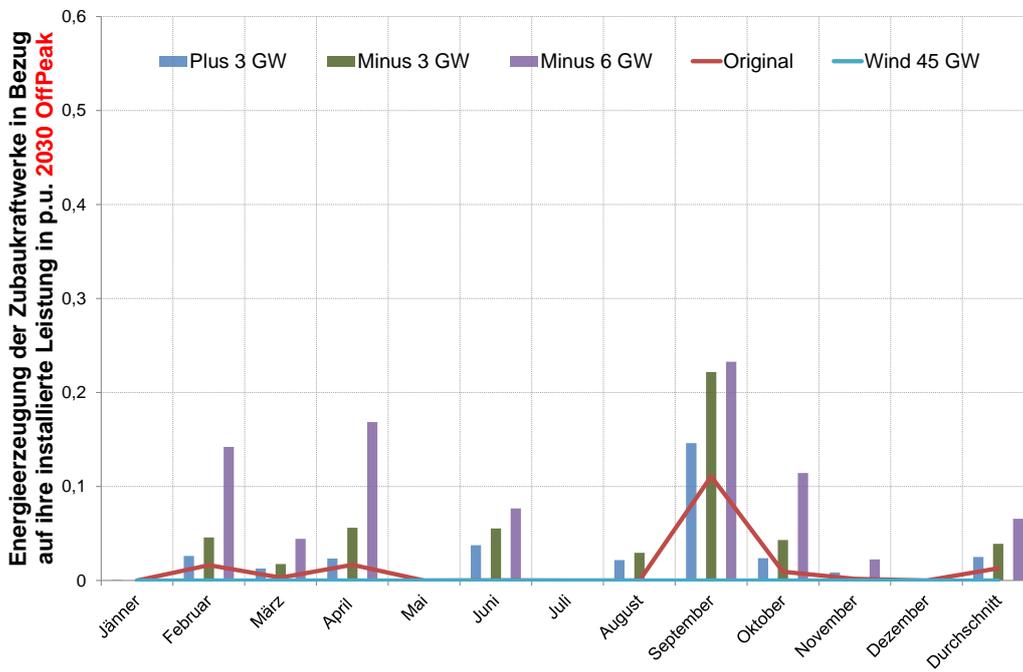


ABBILDUNG 58: AUSLASTUNG DER JEWEILIGEN ZUBAU-KRAFTWERKE IM JAHR 2030 LAUT SIMULATION (OFF-PEAK-PERIODE)

Off-Peak:

- Original: Auslastungsgrad nahe bei null
- Plus 3 GW: Auslastungsgrad nahe bei null
- Minus 3 GW: Steigende Auslastung, jedoch insgesamt gering
- Minus 6 GW: Einziger Fall bei dem signifikant Energie produziert wird
- 45 GW Wind: Kein einziger Einsatzfall der Zubaukraftwerke in der Off-Peak Periode
- Minus 9 GW: Aufgrund des geringen Zubaus war die Energiedeckung nicht mehr in allen Perioden möglich, weshalb hier kein Eintrag zu finden ist

Im Jahr 2030 hat sich die Lage für die Zubaukraftwerke in allen Fällen verschlechtert. Offensichtlich ist dies vor allem im Fall des simulierten Windenergieausbaus auf 45 GW bis zum Jahr 2030. In diesem Fall gehen die Einsatzzeiten der benötigten 5.600 MW Kraftwerksleistung drastisch nach unten. Die Gesamtanzahl der Einsatzstunden bzw. das Verhältnis in den Perioden im Jahr 2030 ist in Tabelle 6 angegeben.

TABELLE 6: EINSATZZEITEN ALLER ZUBAUKRAFTWERKE IM JAHR 2022 BEZOGEN AUF DIE PEAK UND OFF-PEAK PERIODE IM JAHR 2030

Fall	Quote Peak	Quote Off-Peak	Stunden Peak	Stunden Off-Peak	Gesamtstunden
Original	0,6661	0,0130	2078	73	2151
Plus 3 GW	0,6834	0,0250	2132	141	2273
Minus 3 GW	0,8816	0,0390	2750	220	2970
Minus 6 GW	0,9855	0,0657	3075	370	3445
45 GW Wind	0,2272	0,0000	709	0	709

Aus den Werten der Tabelle 7, in Kombination mit den Ergebnissen der Modellrechnungen, kann nun geschlossen werden, dass außer im Fall minus 6 GW uneingeschränkt, und im Fall minus 3 GW eingeschränkt, keine anderen Technologien als Gasturbinen für den Zubau sinnvoll sind⁶³. GuD Anlagen können mit Vorbehalt für das Jahr 2022 im minus 3 GW Fall noch empfohlen werden, jedoch 2030 wären auch diese nicht mehr im Markt. Dies ist mit ein Grund, warum Kraftwerksinvestitionen derzeit nicht, oder nur sehr zögerlich getätigt werden. Deswegen werden für die Kapazitätsmechanismen, welche mit Beitrag der Windkraft zur Leistungsdeckung berechnet werden, nur Gasturbinen zugebaut.

Durch diese Ergebnisse wird der Verdacht der Notwendigkeit zur Veränderung des bestehenden Marktsystems erhärtet. Der Autor sieht es an dieser Stelle als erwiesen an, dass ein Kraftwerkszubau, im Fall einer nationalen deutschen Deckung der Spitzenlast, notwendig

⁶³ Gilt nur, da der Beitrag der Windenergie zur Deckung der Energienachfrage nicht berücksichtigt wurde.

sein wird. Diese Neubauten stehen schwierigen Bedingungen gegenüber und können nur durch eine Marktveränderung sichergestellt werden. Abbildung 59 zeigt nochmals die Gegenüberstellung der gesamten Volllaststunden der Zubaukraftwerke für die Jahre 2022 und 2030 in den verschiedenen Fällen. Als Zwischenlinien sind die durchschnittlichen Volllaststunden der relevanten Technologien eingezeichnet die notwendig wären, um mit hoher Wahrscheinlichkeit am energy-only-Markt wirtschaftlich bestehen zu können.

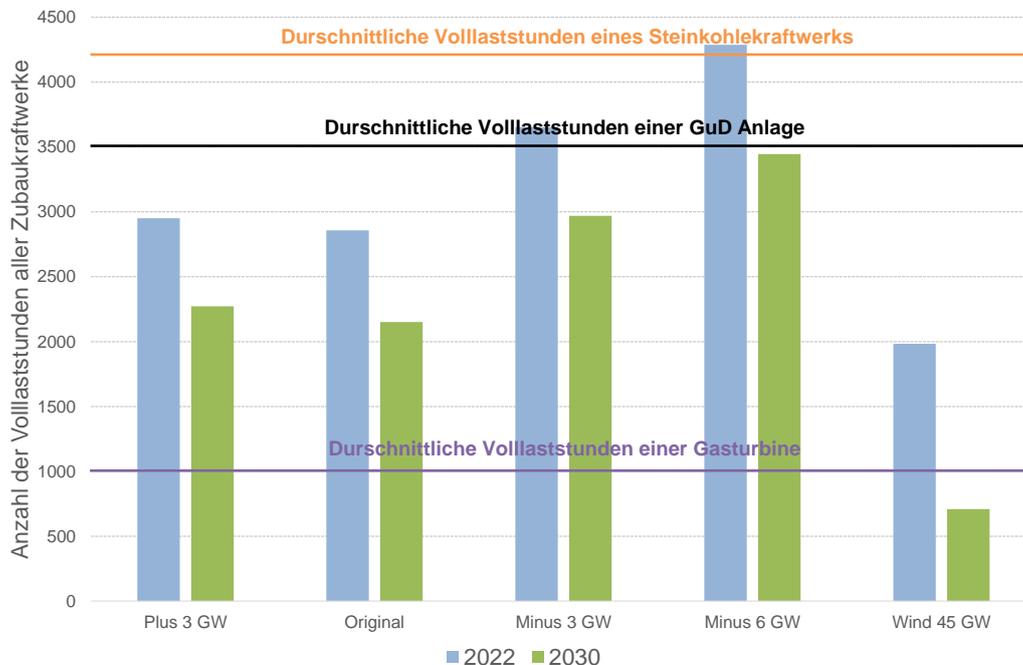


ABBILDUNG 59: ÜBERSICHT DER ERRECHNETEN VOLLASTSTUNDEN BEI BETRACHTUNG DER NACHFRAGE (MIT HINWEIS AUF MÖGLICHE TECHNOLOGIEN FÜR DIE REALE UMSETZUNG)

8.2.2 VEREINFACHTE BETRACHTUNG MÖGLICHER ERSPARNISSE

Die Kosten einer Gasturbine sind die geringsten in Bezug auf die Errichtung neuer Kapazitäten. Wie bereits in Kapitel 8.1.1 beschrieben werden unter einer vereinfachenden Betrachtung die Investitionskosten einer Gasturbine jährlich mit 38.500 € beziffert. Durch die Aktivierung eines DSM-Potentials von 3 GW in Deutschland können in Deutschland 3.800 MW an Kraftwerkskapazitäten eingespart werden. In Abbildung 60 wird die Ersparnis/Mehrausgabe für die jeweiligen DSM-Fälle dargestellt. Dabei handelt es sich um die einmaligen Einsparung die möglich sind, wenn fiktiv alle diese Kraftwerke heute benötigt werden würden und soll einen Anhaltspunkt darüber geben, wie viel der DSM Beitrag alleine von der Investitionsseite her wert ist.

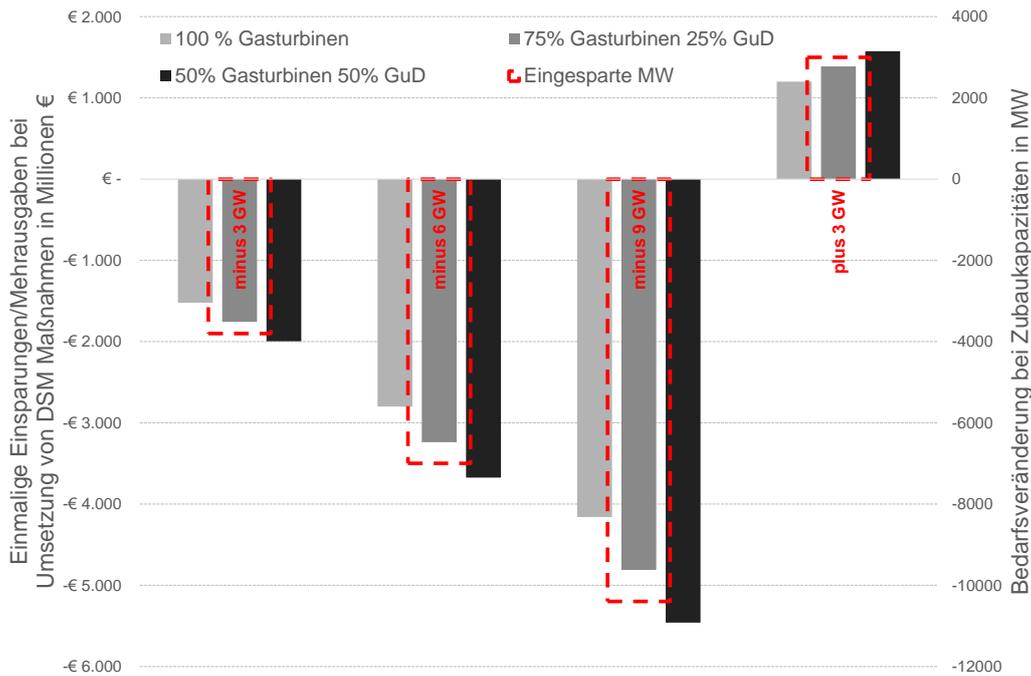


ABBILDUNG 60: EINMALIG MÖGLICHE EINSPARUNGEN AUFGRUND DER ANWENDUNG VON DSM-MAßNAHMEN VERSCHIEDENEN AUSMAßES IN ROT; AUF DER RECHTEN SEITE AUFGETRAGEN SIND DIE VERÄNDERUNGEN BEIM NOTWENDIGEN KRAFTWERKSZUBAU AUFGETRAGEN

$$Kosten_{einmalig} = \sum_i Reduktion_{Fall y} \times spezKosten_i \times Anteil_i \tag{3}$$

- Kosten_{einmalig}... Reduktion der Investitionskosten für gesamt Deutschland
- Reduktion_{Fall y}... Verminderte Leistungsbedarf für ein DSM Niveau von y
- spezKosten_i... spezifische Investitionskosten der Technologie i
- Anteil_i... Prozentueller Anteil der Technologie i an der Gesamtzubaumenge

Durch die Ersparungen aus Gleichung 3 (gesamt) und die Menge der Reduktion kann berechnet werden, wie viel Investitionskosten pro MW DSM Maßnahme die gleiche Auswirkung hätte wie der Zubau der notwendigen Kapazität.

$$spezDSMKosten_y = \frac{Kosten_{einmalig}}{Leistung_{Fall y}} \tag{4}$$

- spezDSMKosten_y... spezifische Investitionskosten je MW DSM Maßnahme bei einer Reduktion von y
- Leistung_{Fall y}... Reduzierte Leistung y

Konkret bedeutet dies, dass im Fall einer Einsparung von drei GW und der Verwendung von Gasturbinen als günstigste Technologie aus Gleichung 4 ein Substitutionswert für die Investition von 506,67 €/kW erreicht wird. Falls eine gewisse Durchmischung der Technologie gewünscht wird, sind bei einer Installation von 25 % GuD-Anlagen bereits 585,83 €/kW vorhanden um etwaige DSM-Maßnahmen zu finanzieren. In der dena Netzstudie II (dena, 2010, S. 427) ist eine Übersicht von Investitionskosten für DSM-Anwendungen vorhanden, aus der eindeutig ersichtlich ist, dass beispielsweise Schleifer oder Refiner in der Papierindustrie mit ihren Kosten weit unter den Investitionskosten einer Gasturbine liegen.

8.3 ERGEBNISSE DER BASISBERECHNUNGEN

Im Fall der Basisberechnung werden alle Einstellungen des Modells ATLANTIS so beibehalten, wie sie standardisiert vorgesehen sind. Aufgeteilt wird die Rechnung in den Zubaubedarf im Fall des weitergeführten und des auslaufenden Kraftwerksparks ab 2012. Diese Fälle beziehen sich auf Berechnung für die Deckung der Leistung alleinig aus deutschen Kraftwerken. Neben dieser Betrachtung wird auch noch eine europäische Betrachtung miteinbezogen.

8.3.1 BASISFALL MIT WIEDERERRICHTUNG DER KRAFTWERKE

In der ersten Betrachtung werden alle Kraftwerke die nach 2012 außer Betrieb gehen würden wiedererrichtet. Dadurch kann der minimale Bedarf an Kraftwerken bei gleichbleibendem Verbrauch berechnet werden. Die errechneten Werte dieser Simulation werden dann in den Bestand übergeführt, und der Einsatz dieser Kraftwerke wird bestimmt. In weiterer Folge sind diese Kraftwerke die Berechnungsbasis für die Berechnungen aller Kapazitätsmechanismen, sowie der Betrachtung im europäischen Kontext.

8.3.1.1 LEISTUNGSBESTIMMUNG

In dieser Betrachtung wurden alle notwendigen Zubauten im Bereich der Kraftwerke bereits unter der Prämisse von 15 Jahren Laufzeit für die Zubaukraftwerke berechnet. Die Ergebnisse entsprechen dabei allen Zubauten die dafür notwendig sind, dass Deutschland seine gesamte Leistungsnachfrage ohne ausländische Kapazitäten decken kann. Die Darstellung der Ergebnisse wird mit dem Vergleich der Ergebnisse des Falles ohne Wiedererrichtung in Kapitel 8.3.3 dargestellt. Für die Berechnungen der folgenden Fälle wurde die Windkraft im Umfang von 45 GW nur für die Energiedeckung, jedoch nicht für die Leistungsdeckung berücksichtigt.

8.3.1.2 EINSATZ DER ZUBAUKRAFTWERKE

Im Bereich der Energie wird betrachtet, in wie vielen Stunden eines Jahres die Zubaukraftwerke produzieren bzw. welche Kraftwerke diese produzieren. Aus dieser Betrachtung kann ermessen werden, inwiefern Kraftwerke nur für die Leistungsdeckung, oder sowohl für Leistungs- als auch Energiedeckung benötigt werden. Anschließend wird gefolgert, welche Technologien sinnvoll für einen Zubau sind oder nicht. Die Unterscheidung dieser Technologien erfolgt aufgrund ihrer jeweiligen Kostenstruktur, welche bei Grundlastkraftwerken Investitionskosten lästig ist, und bei Spitzenlastkraftwerken Betriebskosten lästig. Die Gegenüberstellung der Ergebnisse erfolgt wiederum in Kapitel 8.3.3 durchgeführt.

EXKURS: Volllaststunden von Kraftwerken

Um diese Ergebnisse bewerten zu können, möchte der Autor an dieser Stelle eine Studie zu den Volllaststunden von Kraftwerken gegenüberstellen um aufzuzeigen, welche Kraftwerkstypen überhaupt für den Zubau im Sinne der Leistungsdeckung in Frage kommen. Beispielsweise weist ein Grundlastkraftwerk im Vergleich zu einer Gasturbine hohe Investitionskosten auf, da jedoch die Kosten zur Erzeugung einer kWh gering sind, kann solch ein Grundlastkraftwerk mit einer hohen Betriebsstundenanzahl diese Kosten wieder erwirtschaften. Typische Zeiten verschiedener Technologien sind einem Studienvergleich der „Agentur für Erneuerbare Energien“ (Agentur für Erneuerbare Energien, 2013) entnommen und werden in übersichtlicher Form auf Verhältnisse vor der Energiewende in Tabelle 7 zusammengefasst. Der Wert für GuD wird aus (ISE, 2013, S. 2) entnommen und deckt sich gut mit dem Wert der Agentur für EE. Für Gasturbinen stammt der Wert in der Tabelle aus einer Veröffentlichung von Prognos (Prognos, 2013).

TABELLE 7: EINSATZSTUNDEN VERSCHIEDENER THERMISCHER KRAFTWERKSTYPEN IN DEUTSCHLAND

Technologie	Bandbreite der Einsatzstunden pro Jahr
Kernenergie	6.800 bis 8.000
Braunkohlekraftwerke	6.000 bis 7.000
Steinkohlekraftwerke	3.800 bis 4.500
GuD Kraftwerke	3000 bis 4000
Gasturbinen	800

8.3.2 BASISFALL OHNE WIEDERERRICHTUNG DER KRAFTWERKE

In dieser Betrachtung wird kein Kraftwerk das nach 2012 außer Betrieb geht wiedererrichtet. Stattdessen werden die Kraftwerke an den vom Programm ermittelten Punkten zu jener Zeit errichtet, in der sie aufgrund der Leistungsdeckung notwendig sind. Dies heißt jedoch nicht zwangsläufig, dass die besten Standorte dafür ausgewählt wurden, da die Errichtung nicht manuell, sondern vom Optimierungsalgorithmus getätigt wurde.

8.3.2.1 LEISTUNGSBESTIMMUNG

Alle notwendigen Zubauten im Bereich der Kraftwerke werden bereits unter der Prämisse von 15 Jahren Laufzeit für die Zubaukraftwerke berechnet. Dabei wurde nur vom auslaufenden Kraftwerkspark im Jahr 2012 ausgegangen, was weit mehr Neubauten als im vorigen Fall notwendig macht. Auch diese Ergebnisse werden in Kapitel 8.3.3 dargestellt.

8.3.2.2 EINSATZ DER ZUBAUKRAFTWERKE

Die Untersuchung der Energie in dieser Berechnung ist insofern interessant, da hier der Einfluss des bestehenden Kraftwerksparks auf die Auslastung ein weit geringerer ist. Durch solch

eine Planung auf eine quasi grünen Wiese kann aufgrund der Auswertung gezeigt werden wo und wann welche Kraftwerkstechnologie Sinn macht oder auch nicht. Die Ergebnisse dieses Falles werden in Kapitel 8.3.3 dargestellt.

8.3.3 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Um die verschiedenen Basisfälle möglichst gut vergleichen zu können, werden die Ergebnisse für den Fall mit und ohne Refurbishment in diesem Kapitel gemeinsam dargestellt. Die Bandbreite der Ergebnisse kann als realistischer Korridor gesehen werden, innerhalb dessen der benötigte Zubau und die möglichen Volllaststunden der Zubaukraftwerke liegen wird.

8.3.3.1 DIE LEISTUNG

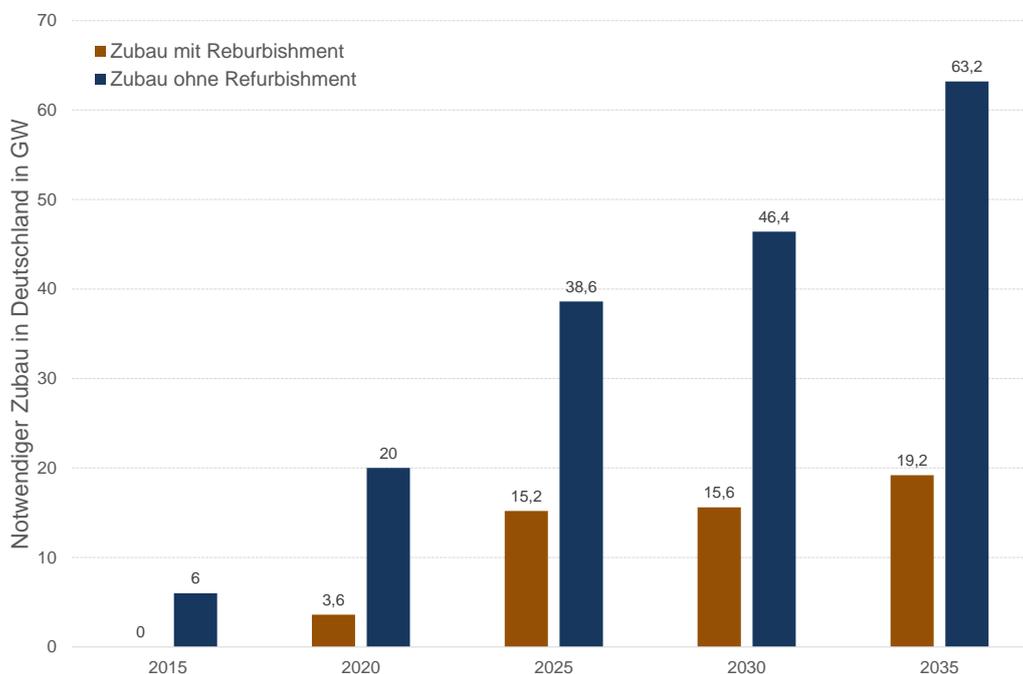


ABBILDUNG 61: KUMMULIERTE INSTALLIERTE LEISTUNG MIT UND OHNE WIEDERERRICHTUNG DER KRAFTWERKE IN 5 JARESSCHRITTEN FÜR DEUTSCHLAND

In Abbildung 61 wird der Leistungszubau der beiden Basisvarianten (mit und ohne Refurbishment) für die Simulationen zu Kapazitätsmärkten und dem energy-only-Markt in fünf-Jahres-Schritten dargestellt. Diese Leistungen sind in allen Simulationen zu Kapazitätsmechanismen mit ihrem jährlichen Verlauf ident integriert um die Vergleichbarkeit der einzelnen Szenarien zu wahren. Der Autor darauf hinweisen, dass Windkraftanlagen nicht für die Bedarfsbestimmung neuer Kraftwerke miteinbezogen werden, jedoch diese in den Simulationen inkludiert sind und einen nicht zu vernachlässigenden Anteil zur Energiedeckung beitragen.

8.3.3.2 DIE ENERGIE

Durch Abbildung 62 kann eindrucksvoll der Unterschied zwischen Leistung und Energie aufgezeigt werden. Während aufgrund der Sicherheitsreserve von 5 % zum Zeitpunkt der JHL Kraftwerkskapazitäten im Ausmaß von 19,2 GW benötigt werden, sind diese nur wenige Stunden im Jahr im Einsatz. Die höchste Auslastung findet sich im Jahr 2022, wo durch den Ausfall der Kernkraftwerke immerhin acht Kraftwerke knapp 100 Stunden im Jahr benötigt werden. Alle anderen eingesetzten Kraftwerke liegen weit unter dieser 100 Stunden Marke. Die Ergebnisse dieser Berechnung sind gut vergleichbar mit den Ergebnissen von EWI, welche Volllaststunden im Bereich von 135 Volllaststunden im Jahr 2030 in ihrem Gutachten angeben (EWI Köln, 2012, S. 20).

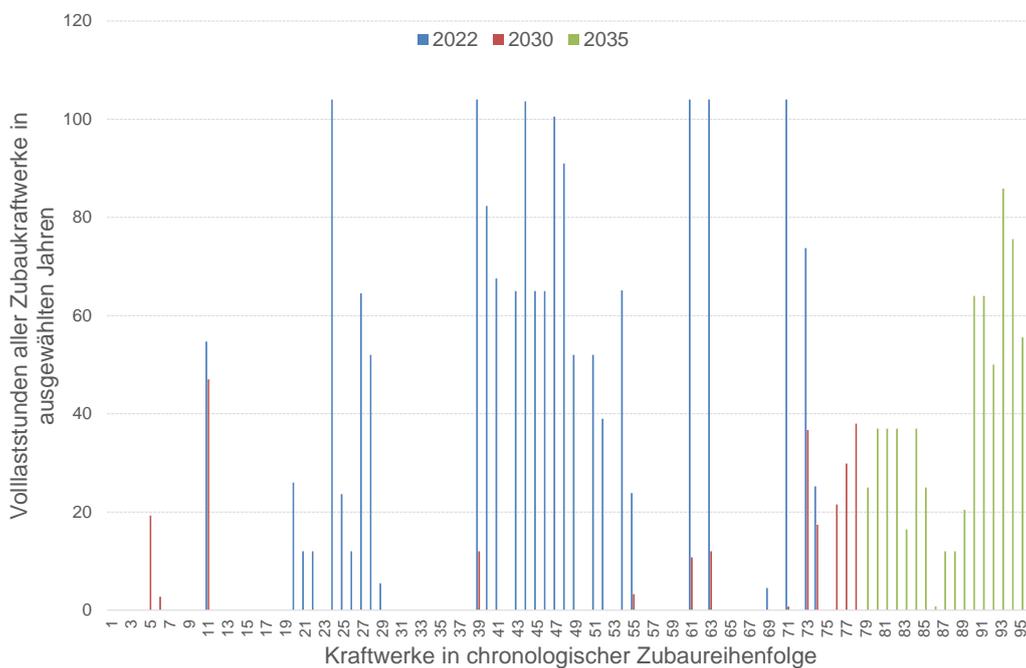


ABBILDUNG 62: VOLLASTSTUNDEN ALLER 96 ZUBAUKRAFTWERKE DES BASISZENARIOES MIT REFURBISHMENT

Aufgrund der Eindeutigkeit der Ergebnisse sind für den Kraftwerkszubau in diesem Fall nur Gasturbinen sinnvoll, denn bei solch geringen Einsatzzeiten der Kraftwerke wäre jede andere Technologie zu investitionsintensiv. Die geringe Auslastung in diesem Fall ist direkt auf die Energieproduktion aus Windkraftanlagen zurückzuführen. Wenn PV Anlagen auch in die Betrachtung miteinbezogen werden, dann sinkt die Auslastung dieser Kraftwerke nochmals, jedoch nicht mehr in dem Ausmaß wie dies durch Windkraft passiert. Die Verhältnisse ohne Windkraftanlagen für die Jahre 2022 und 2030 sind in Kapitel 8.2.1.2 (Betrachtung der Nachfrageseite) dargestellt. Durch die Einspeisung der Windenergie sinken die Volllaststunden der Zubaukraftwerke dramatisch, der Beitrag zur Leistungsdeckung im Jahreshöchstlastfall ist jedoch ungewiss. In diesem Fall kommen die Zubaukraftwerke im Schnitt weit unter hundert Stunden im Jahr zum Einsatz. Bei der Betrachtung mit denselben Voraussetzungen,

jedoch ohne Beitrag der Windenergie (Kapitel 8.2.1.2), wurden durchschnittliche Volllaststunden von 2.151 im Jahr 2030 erreicht.

Ein gegenteiliges Bild ergibt sich wenn die Kraftwerke, die in den nächsten Jahrzehnten das Ende der technischen Nutzungsdauer erreichen, nicht mehr ersetzt werden. In diesem Fall sind 63,2 GW an Kapazität notwendig deren Einsatz in Abbildung 63 dargestellt wird.

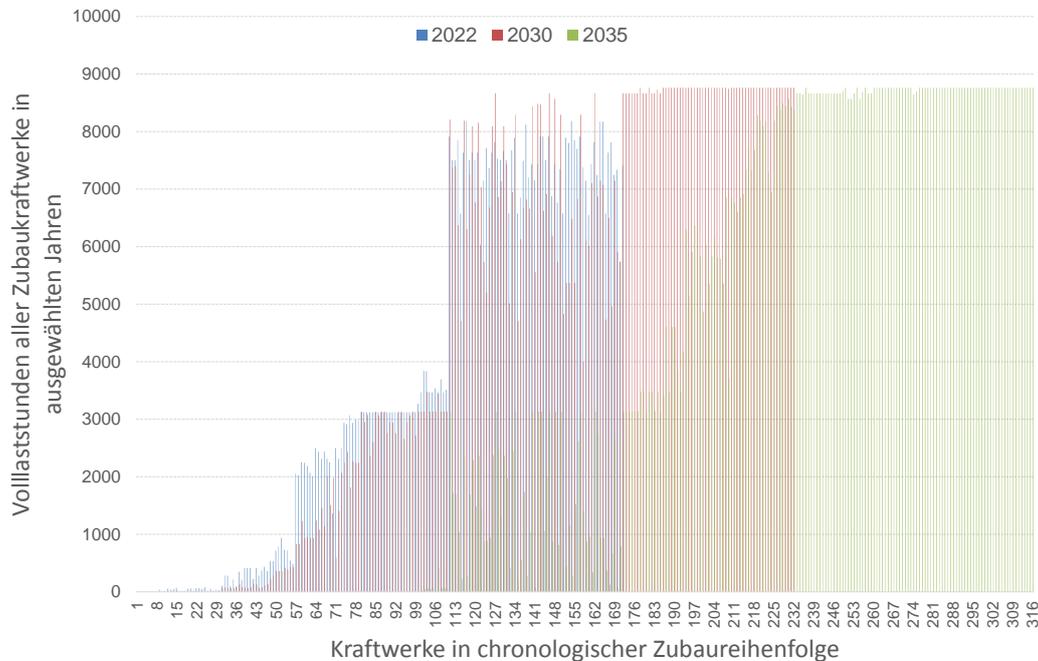


ABBILDUNG 63: VOLLASTSTUNDEN ALLER 316 ZUBAUKRAFTWERKE IM
BASISSZENARIO OHNE REFURBISHMENT

In diesem Fall weist 2022 die verhältnismäßig geringste Auslastung der Kraftwerke auf, wobei auch hier ca. 50 Kraftwerke über 7.000 Betriebsstunden leisten müssen. Weitere 50 Kraftwerke laufen 2022 noch über 3.000 Stunden. Die ersteren könnten durchaus als Braunkohle Kraftwerke ausgeführt werden, um die Kosten für die Energieerzeugung senken zu können. Im Fall der Mittellastkraftwerke wären GuD-Anlagen denkbar, da diese aufgrund der höheren Wirkungsgrade (dadurch insgesamt geringere variable Kosten) einen Gesamtkostenvorteil gegenüber Gasturbinen bedeuten können. Aufgrund des fortschreitenden Abbaus an Kapazitäten fällt das Ergebnis 2030 und 2035 noch deutlicher aus. 2035 werden bereits knapp 100 Kraftwerke 8.760 Stunden lang eingesetzt. Diese Auslastung zeigt, dass Mengen an Grundlastkraftwerken die vom Netz gehen auch durch solche ersetzt werden sollten. Dieses Szenario ist zwar nur fiktiv, da sicherlich nicht alle Kraftwerke ersatzlos vom Netz gehen werden, jedoch zeigt sich anhand der KWSAL auf der Homepage der Bundesnetzagentur bereits ein alarmierendes Bild, welches ständig im Hinterkopf behalten werden sollte (Bundesnetzagentur, 2014). In diesem Fall sind so viele zusätzliche Kraftwerke zur Energiedeckung notwendig, dass die Einspeisung aus Wind keinen gravierenden Einfluss auf die Energieerzeugung aus den thermischen Zubauten hat.

Die durchwegs hohen Betriebszeiten der Zubaukraftwerke (die hohe variable Kosten aufweisen) schlagen sich in einem ständig hohen Börsenpreis und damit einer teuren Energieversorgung nieder. Für den Endkunden bedeutet dies empfindlich höhere Kosten für Energie, für die Erzeuger bedeutet dies durchwegs hohe Deckungsbeiträge, sofern Grund- und Mittelkraftwerke in ihrem Portfolio verbleiben.

8.3.4 ZUORDNUNG DER ZUBAUKRAFTWERKE

Für alle Berechnungsfälle wurden die Zubauten in den Szenarien Basis mit und ohne Refurbishment definiert. Die abgebildeten Unternehmen in ATLANTIS sind die EnBW, eon, EVONIK, RWE, VATTENFALL und ein Restunternehmen. Sollten über eine Anlage keine Informationen über den Besitzer vorliegen, sollte das Kraftwerk irgendeinem anderen Besitzer gehören (z.B. Stadtwerken) oder ist das Kraftwerk ein kumulierter Zubau (Biomasse, Wind, PV) in einem Bundesland und Jahr, dann wird dies dem Restunternehmen zugeordnet. Da bei der Betrachtung der Kapazitätsmechanismen kein größeres Unternehmen bevorzugt oder benachteiligt werden soll, bzw. da es nicht nachvollziehbar ist welches Unternehmen ein bestimmtes Kraftwerk bauen wird, sind alle Zubauten dem „Restunternehmen“ in ATLANTIS zugeordnet worden. Dementsprechend ist das Restunternehmen sehr groß, und muss bei den Ergebnissen kritisch betrachtet werden, jedoch könnte nicht antizipiert werden welches Unternehmen wo und wie viel Zubau übernehmen wird.

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen können die Einflüsse der Mechanismen, wie die Veränderung des Börsenpreises und externe Einflüsse durch Kapazitätzahlungen, bewertet werden. Die Basisfälle geben Aufschluss über die weitere Entwicklung eines Marktes ohne Kapazitätsmechanismen. Dabei möchte der Autor darauf hinweisen, dass Investitionen in solch einem Umfang wie sie laut Simulation benötigt werden keinesfalls sichergestellt sind.

8.3.5 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER UNTERNEHMEN BEIM FALL BASIS MIT REFURBISHMENT

ALLGEMEINE ANMERKUNG: Der entscheidende Punkt für das wirtschaftliche Betreiben von Kraftwerken ist, dass Anbieter aufgrund ihrer Erlöse genügend Deckungsbeiträge erwirtschaften können um eine angemessene Verzinsung auf das eingesetzte Kapital zu erhalten. In dieser Arbeit wird aus Gründen der schwierigen Datenlage davon ausgegangen, dass es keine Trennung von Eigenkapital und Fremdkapital bei den Unternehmen gibt. Es wird das gesamte Kapital mit einer Verzinsung von 6 % p.a. angenommen, um so einen angemessenen Gewinn für die Unternehmen zu ermöglichen. Als Vergleichskriterium der Unternehmen werden dazu die notwendigen Erlöse durch Endkunden herangezogen, um diese Verzinsung zu erreichen. Diese Erlöse, heruntergebrochen auf eine kWh, werden hier als Eigenwirtschaftlichkeitspreis bezeichnet. Der Ausreißer der sich in praktisch allen Simulationen widerspiegelt ist das Jahr 2021. Hier sind im Modell die Sonderabschreibungen der

Kernkraftwerke, die normalerweise noch nicht am Ende ihrer Lebensdauer wären, inkludiert, weshalb in diesem Jahr die Kosten für das Kollektiv der Betreiber kurzfristig stark steigen.

Im Fließtext wird für jeden Simulationsfall ein Mittelwert des notwendigen Erlöses⁶⁴ für alle deutschen Unternehmen und Kraftwerke angegeben. Dies soll einen Anhaltspunkt dafür geben, welche Preise die Summe aller Erzeuger im Schnitt verlangen müssen, damit sie positiv wirtschaften könnten und ob dies unter den gegebenen Vergleichswerten möglich ist. Dazu wird in Abbildung 64 der Eigenwirtschaftlichkeitspreis für die Summe aller Unternehmen für den Basisfall mit Refurbishment dargestellt. Dieser Verlauf der notwendigen Preise für eine kWh wird auch für alle anderen Fälle in gleicher Weise dargestellt.

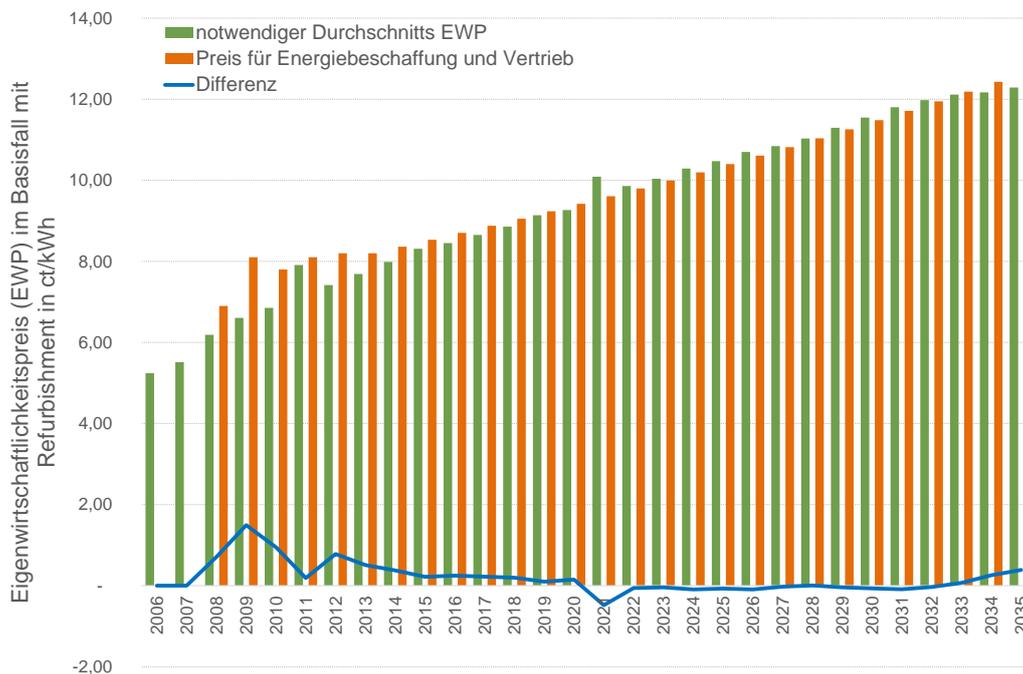


ABBILDUNG 64: NOTWENDIGER DURCHSCHNITTS-EWP DER SUMME DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN GEGENÜBER DEN PREISEN FÜR ENERGIEBESCHAFFUNG UND VERTRIEB (QUELLE: (STATISTA, 2014), EIGENE BERECHNUNGEN FALL BASIS MIT REFURBISHMENT)

ALLGEMEINE ANMERKUNG: Die Daten für die Vergleichsdarstellung stammen von Statista (Statista, 2014) und dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2013) und repräsentieren das mittlere Preisniveau „Vertragswechsel“⁶⁵. Diese Werte sind bis 2013 verfügbar und werden in weiterer Folge mit 2 % Inflationsabgeltung hochgerechnet. Diese Werte entsprechen den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb (E&V) in Deutschland. Die Vergleichswerte der EWP wie sie in der Arbeit dargestellt werden beinhalten jedoch reine

⁶⁴ Dargestellt wird der Preis für eine kWh die von den Kunden verlangt werden müsste, um die vorgegebene Verzinsung zu erreichen.

⁶⁵ Es gibt nebenbei noch „Grundversorgung“, was die teuerste Variante darstellt, und „Lieferantenwechsel“, was die günstigste Variante darstellt.

Erzeugungskosten. Dies bedeutet, auch wenn der Preis für E&V in einem Jahr über den errechneten EWP liegen, so bedeutet dies nicht zwangsläufig das ein Unternehmen wirtschaftlich positiv am Markt agieren kann. Eine Einschränkung die hier erwähnt werden muss ist die isolierte Betrachtung von Deutschland. Durch Importe in Zeiten knapper Erzeugung kann und wird der EWP in der Realität durchaus niedriger sein als hier dargestellt. Dies gilt für alle weiteren Gegenüberstellungen dieser Art in diesem Kapitel. Die Recherchen des Autors ließen leider keine genauere Trennung der Kostenkomponenten von E&V zu.

Ein insgesamt positiveres Ergebnis würde sich ergeben, wenn aus den statistischen Daten die „Grundversorgung“ als Vergleichswert herangezogen wird. Da jedoch davon ausgegangen wird, dass Kunden sich in Zukunft intensiver mit ihren Energiekosten beschäftigen als sie dies in den letzten Jahren und Jahrzehnten taten, wird der mittelhohe Preis zur Bewertung herangezogen, und nicht der best- oder worst-case.

Abbildung 64 zeigt, dass sich in den letzten Jahren ein schwankender, wenn auch beständiger Überschuss (EWP minus E&V) für die Kraftwerksbetreiber als Kollektiv ergeben hat. Dies bedeutet jedoch nicht, dass es nicht einzelnen Versorgern besser oder schlechter geht als anderen. Speziell ab dem Jahr 2021 wird ein Erwirtschaften der Vollkosten für Anbieter praktisch unmöglich werden. In diesem Fall ist eine gesicherte Versorgung mit elektrischer Energie nicht mehr sichergestellt.

Die detaillierten Vergleichsergebnisse für die einzelnen Unternehmen werden aus Gründen der Übersichtlichkeit im Anhang dargestellt.

8.3.6 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER UNTERNEHMEN BEIM FALL BASIS OHNE REFURBISHMENT

Weit aussagekräftiger als der Fall mit Refurbishment ist, wenn keine Kraftwerke nach Ablauf ihrer technischen Nutzungsdauer zugebaut werden. In diesem Fall kann deutlich herausgelesen werden, welche Betreiber einen überalterten Kraftwerkspark aufweisen, und welche nicht. Bei einem überalterten Kraftwerkspark gehen viele Kapazitäten die vorher vorwiegend zur Bedarfsdeckung der Kunden bestimmt waren vom Netz, wodurch eine erhebliche Menge an Zukauf notwendig wird. Je nach Kostenentwicklung kann dies positive oder negative Effekte auf die notwendigen Endkundenerlöse der Unternehmen haben.

In Abbildung 65 werden die notwendigen Durchschnitts-EWP des Falles ohne Kraftwerkswiedererrichtung mit den E&V gegenübergestellt. Hier zeigt sich ein weitaus schlechteres Bild für die Erzeuger, da in diesem Szenario ein höheres Maß an Zubau notwendig ist. Ab 2013 beginnen die ersten Zubauten aufgrund des Auslaufens bestehender Anlagen. Kurzfristig wirkt sich dies sogar positiv aus, da durch den Wegfall alter teurer Öl- und Gaskraftwerke die Erzeugungskosten in einem höheren Maß sinken als die Investitionskosten in Neuanlagen zu Buche schlagen. Ab 2022 stellt sich dieser Effekt jedoch aufgrund der Vielzahl an Investitionen

gepaart mit dem Wegfall von Grund- und Mittellastkraftwerke nicht mehr ein, und die Gesamtsituation wird stets negativer für die Erzeuger. Wohlgermerkt sind die zu erwarteten Preise bereits mit einem Aufschlag für den Vertrieb behaftet, was den Unterschied noch gravierender ausfallen lässt.

Insgesamt wird sich von den benötigten Kapazitäten ein Mittelweg zwischen diesen beiden Varianten einstellen. Da bereits der Fall mit Kraftwerkswiedererrichtung geringfügig negative Deckungsbeiträge aufweist, und diese im Fall ohne Wiedererrichtung noch weit negativer werden, spricht dies gegen einen reinen Energiemarkt (Bezugssystem nur Deutschland).

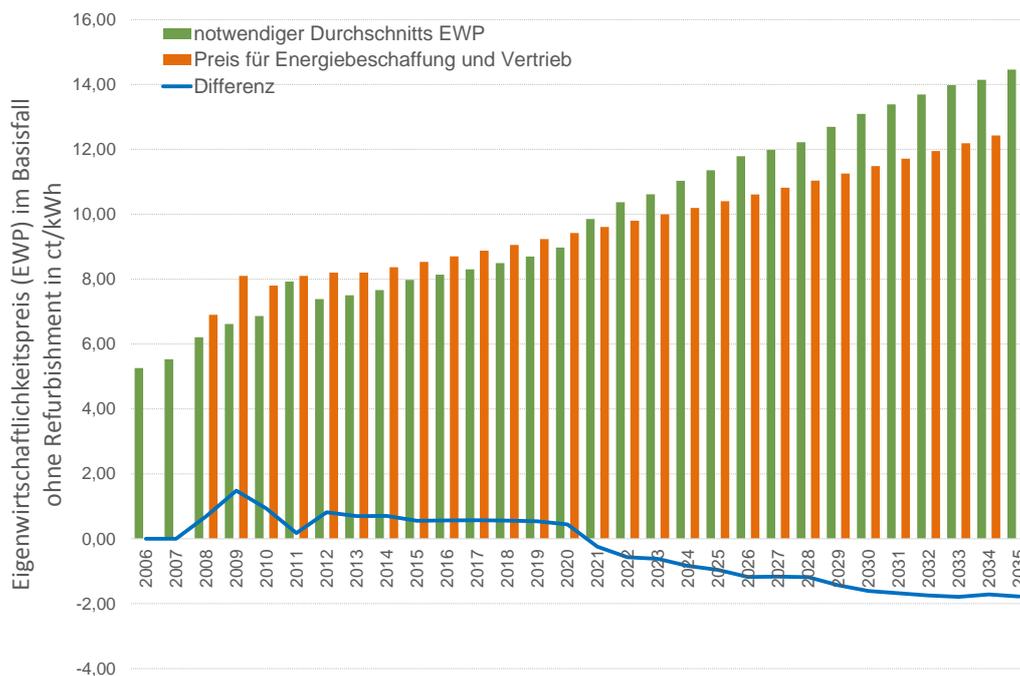


ABBILDUNG 65: NOTWENDIGER DURCHSCHNITTS-EWP DER SUMME DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN GEGENÜBER DEN PREISEN FÜR ENERGIEBESCHAFFUNG UND VERTRIEB (QUELLE: (STATISTA, 2014), EIGENE BERECHNUNG FALL BASIS OHNE REFURBISHMENT)

Auch hier gilt, dass die Ergebnisse im Detail im Anhang dargestellt werden.

8.3.7 BASISFALL IM EUROPÄISCHEN KONTEXT

Für die Berechnungen wurde bisher eine innerdeutsche Betrachtung vorgenommen. Da jedoch Deutschland im europäischen Elektrizitätssystem keine Randposition innehat, sondern eine Drehscheibe darstellt, wird der detektierte Kraftwerkszubau auch in einer gesamteuropäischen Simulation berücksichtigt. Durch diese Betrachtungsweise wird klar, dass sich die Zubauten im europäischen Kontext anders verhalten als dies bei einer rein deutschen Betrachtung der Fall ist.

Um einen besseren Eindruck über das Gesamtsystem zu bekommen, wurde der Basisfall im europäischen Umfeld mit den 96 Zubaukraftwerken und einer Variation des Windes berechnet. Es wird in Europa (nur für diesen Fall) eine Simulation mit 45 GW Wind, und ohne

den Windbeitrag simuliert. Dabei sind die Einsatzzeiten und auch die Unterschiede der Szenarien bedeutend andere als im rein deutschen Fall. An dieser Stelle möchte der Autor erwähnen, dass dies die Grundlage für weitere Arbeiten bedeuten könnte und sollte, da diese Untersuchungen für alle hier betrachteten Fälle angestellt werden können.

In Abbildung 66 werden die Einsatzzeiten der 96 Zubaukraftwerke in einer europäischen Simulation mit dem Beitrag von 45 GW Wind dargestellt. Für diese Betrachtung wurden von Herrn Dipl.-Ing. Andreas Schüppel (Schüppel, 2014) und vom Autor die Verläufe der installierten Kapazitäten für alle europäischen Länder, die bereits in ATLANTIS implementiert waren, nochmals recherchiert und ins Modell inkludiert.

Dabei zeigt sich im Fall mit Windeinspeisung, dass aufgrund der verfügbaren Kapazitäten in Deutschland und Europa der Zubau nahezu null Stunden eingesetzt wird. Einzig im Jahr 2030 werden aufgrund von Netzproblemen vermehrt Einsatzstunden registriert. Diese dienen ausschließlich dem Redispatch aufgrund von Engpässen und können mit der Windeinspeisung in Verbindung gebracht werden, da sie im Fall ohne Wind, bei ansonsten identen Rahmenbedingungen, nur selten auftreten. In nur zwei Fällen ist bei der Betrachtung mit Wind ein Einsatz im Markt notwendig, da diese Kraftwerke vergleichsweise hohe variable Kosten aufweisen, jedoch werden sie in diesen Fällen aufgrund des Redispatches nicht eingesetzt.

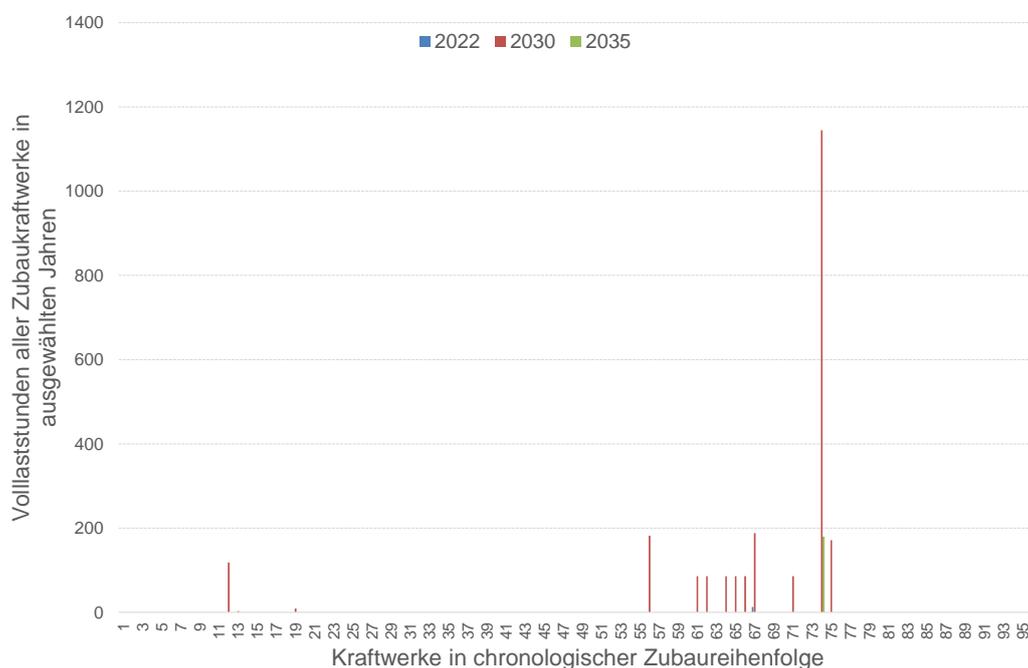


ABBILDUNG 66: EINSATZZEITEN ALLER 96 ZUBAUKRAFTWERKE IM FALL EINER EUROPÄSICHEN BETRACHTUNG MIT ZUSÄTZLICHER WINDEINSPEISUNG IN AUSGEWÄHLTEN JAHREN

Ein verändertes Bild zeigt sich in Abbildung 67 bei der Betrachtung ohne Windeinspeisung. Durch die veränderte Einspeisesituation wird auch das Höchstspannungsnetz anders ausgelastet. Deswegen geht der Kraftwerkseinsatz aufgrund von Redispatchmaßnahmen im Jahr 2030 auf nahe null zurück. Da jedoch ein beträchtlicher Teil der Einspeisung durch Wind

verloren geht, kommen die hier eingesetzten Kraftwerke, vor allem 2035 ersichtlich, aus Kostengründen zum Einsatz. Deswegen wird in diesem Fall das Jahr 2035 näher betrachtet. Der Einsatz der Kraftwerke teilt sich hier wie folgt auf:

- In 68 Fällen würden Kraftwerke laut Marktergebnis eingesetzt werden, jedoch aufgrund von Redispatch werden sie doch nicht eingesetzt
- In 217 Fällen würden die Kraftwerke nicht zum Einsatz kommen, doch durch den Redispatchbedarf tun sie es doch
- In 272 Fällen werden sie sowohl im Markt, als auch im Redispatchfall eingesetzt

Der Ausdruck „Fall“ bedeutet hier jeweils ein bestimmtes Kraftwerk in einer bestimmten Periode. Das heißt, dass ein bestimmtes Kraftwerk aufgrund der Lage im Netz in maximal allen 60 Perioden im Jahr 2035 zum Einsatz kommen kann. Dies ergäbe dann bereits „60 Fälle“.

Durch den gleichen Mechanismus für Kraftwerkeinsatz im Fall der Versorgungssicherheitsverträge und des Ansatz des Autors, wird darauf in den jeweiligen Ergebniskapiteln nicht noch einmal eingegangen.

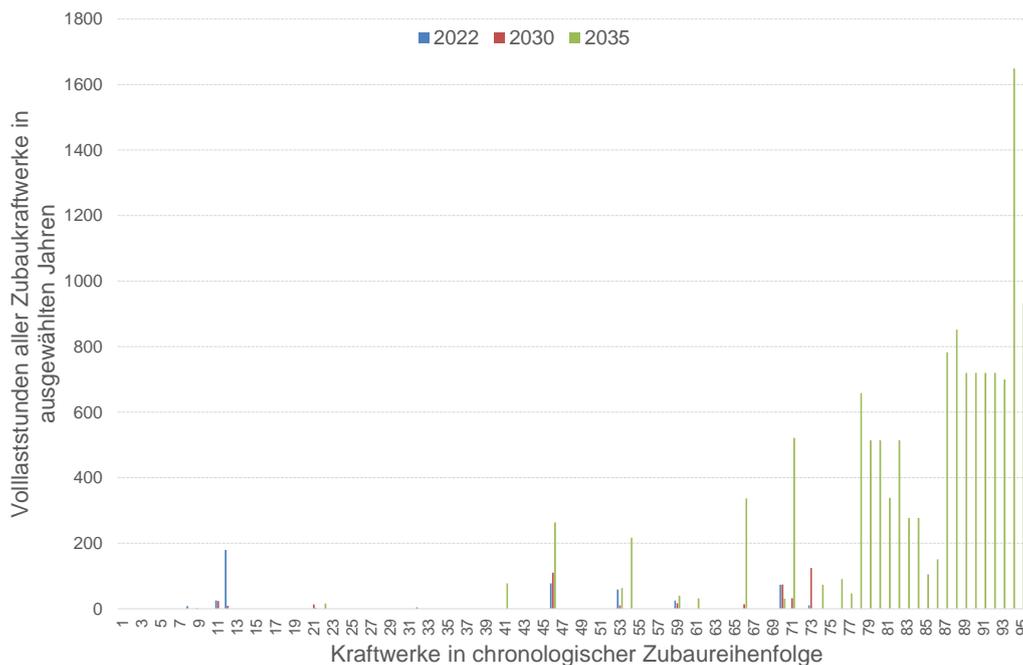


ABBILDUNG 67: EINSATZZEITEN ALLER 96 ZUBAUKRAFTWERKE IM FALL EINER EUROPÄISCHEN BETRACHTUNG OHNE ZUSÄTZLICHE WINDEINSPEISUNG IN AUSGEWÄHLTEN JAHREN

8.4 DIE STRATEGISCHE RESERVE

Wie bereits im Konzept beschrieben werden für die Strategische Reserve verschiedene Fälle für die Berechnung herangezogen. Es wird sowohl untersucht wie sich die Kosten/Erträge bei einem Festhalten des Kraftwerksparks ab 2012 verhalten, als auch wenn alle Kraftwerke die ab 2012 auslaufen nicht mehr neu zugebaut werden.

8.4.1 KRAFTWERKE WERDEN WIEDERERRICHTET

In diesem Fall werden alle Kraftwerke der Basissimulation übernommen und als strategische Reserve gekennzeichnet. Dadurch weisen sie zwar grundsätzlich die gleichen Parameter auf wie in der Basissimulation (Leistung, Anschlussknoten,...), jedoch sind die Parameter die den Einsatz der Kraftwerke bestimmen andere. Der Preis mit dem angeboten wird ist im Basisfall jener, mit dem die Kraftwerke in der Merit Order gelistet werden. Hier allerdings werden sie mit dem Ausrufpreis oder Preis für strategische Reserve gelistet. Dieser liegt weit über den Grenzkosten der teuersten anbietenden Einheit, wodurch Knappheitspreise häufiger werden sollen. Die Häufigkeit hängt nicht zuletzt mit der Menge der Reserve zusammen, wobei in der vorliegenden Betrachtung nur Neubaukraftwerke herangezogen werden.

8.4.2 KRAFTWERKE AUSLAUFEND

Dieser Fall kann nur als theoretisch erachtet werden und gibt einen extremen Ausblick was durch die Strategische Reserve geschehen könnte. Hier werden alle „ersetzten“ Kraftwerke als Gasturbinen ausgeführt, was in der Realität nicht der Fall wäre. Dadurch steigen die Einsatzzeiten immens, da die Energiedeckung ohne diese Kraftwerke nicht mehr möglich gewesen wäre. Die neuesten Kraftwerke werden in diesem Fall in den Jahren 2030 und 2035 praktisch 8760 Stunden eingesetzt. Andere Kraftwerke welche zwar älter sind, aber aufgrund ihrer Positionierung im Netz günstig liegen, werden ebenfalls mehrere tausend Stunden im Jahr eingesetzt. Dementsprechend setzen die Kraftwerke der SR ab 2022 immer den Preis an der Börse und die Kosten für elektrische Energie explodieren.

8.4.3 ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Auch hier werden die beiden simulierten Varianten direkt gegenübergestellt. Dabei zeigt sich ein durchaus unterschiedliches Bild im Vergleich zum Basisfall. Alle Kraftwerke die bisher an ihrer dementsprechenden Stelle in der Merit Order gereiht wurden (betrifft nur Zubau), werden nun als Strategische Reservekraftwerke ans Ende gestellt, wodurch sich der Einsatz verändert. Im Bereich der Leistung gilt der Basisfall als Ausgangspunkt, weshalb auf eine nochmalige Darstellung verzichtet wird.

8.4.3.1 EINSATZ DER ZUBAUKRAFTWERKE

Für den Fall der SR sind die Einsatzzeiten noch geringer als im Basisfall (siehe Abbildung 68). Weiters ist auffallend, dass aufgrund der veränderten Einsatzstruktur der „regulären“ Kraftwerke andere Erzeugungseinheiten für den sicheren Betrieb des Gesamtsystems notwendig sind.

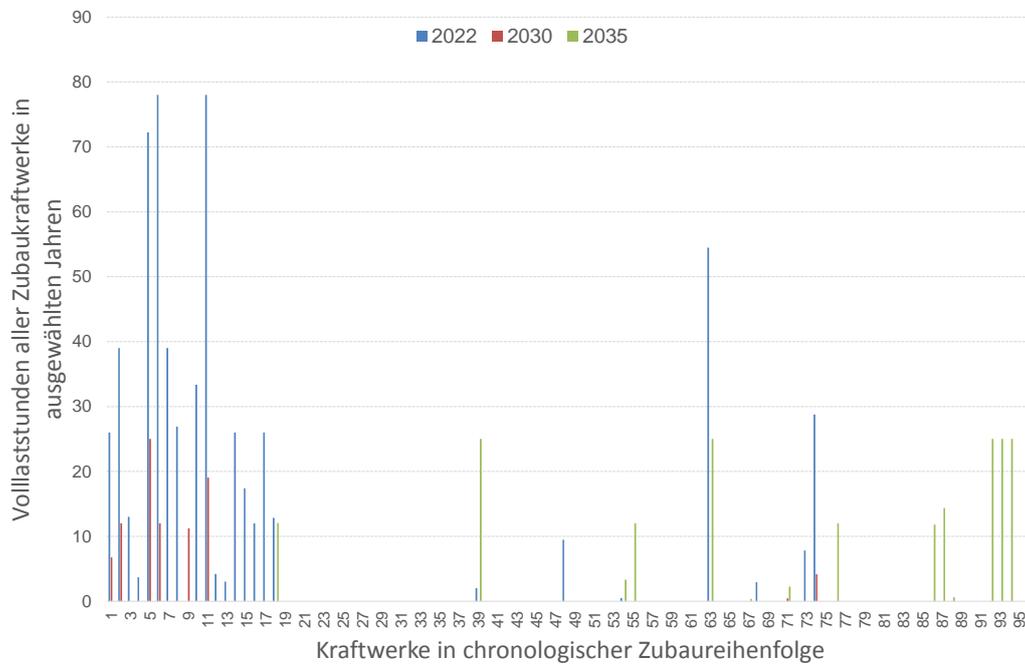


ABBILDUNG 68: VOLLLASTSTUNDEN ALLER 96 ZUBAUKRAFTWERKE DES "STRATEGISCHE RESERVE" SZENARIOS MIT REFURBISHMENT

Somit zeigt sich für die Strategische Reserve ein deutlich verändertes Kraftwerkseinsatzbild. Die Zubaukraftwerke werden hauptsächlich in den allerhöchsten Lastfällen, welche bei diesen Simulationen im Schnitt den 150 lastintensivsten Peak-Stunden eines jeweiligen Jahres entsprechen eingesetzt. Einige Male benötigen auch die nachfolgenden Peak-Perioden Unterstützung durch die Kraftwerke der SR. Die gesamte Aufstellung der Perioden in denen die SR eingesetzt wurde findet sich in Abbildung 69. Benötigt werden SR-Kraftwerke in der Simulation erstmals 2022, bedingt durch den Wegfall der Kernenergie. In weiterer Folge werden sie im Modell ATLANTIS in der Simulation mit Refurbishment von 2022 bis 2035 in insgesamt 167 Perioden benötigt, in denen ein Energievolumen von 39,88 TWh erzeugt bzw. verbraucht wird. Unter den Umständen des „Basisfalls“ entspricht die Energieerzeugung in diesen Perioden einem Wert von insgesamt 2,712 Mrd. €. Im Fall der SR Reserve bedeutet dies alleinig in diesen Perioden eine Verteuerung der Energie um 57,108 Mrd. € auf einen Gesamtwert von 59,820 Mrd. €. Dies bedeutet mehr als eine Verzwanzigfachung und ist dementsprechend in den Unternehmensbilanzen ebenfalls zu sehen. Ein anderer Effekt der Anwendung der SR ist, dass auch die Börsenpreise in nicht kritischen Perioden leicht ansteigen, da zuerst alle Kraftwerke ungeachtet der Erzeugungskosten eingesetzt werden, und erst dann die neuen und effizienteren Kraftwerke der SR. Insgesamt werden die

Zubaukraftwerke allerdings deutlich weniger eingesetzt als im Basisfall. Konkret in Zahlen ausgedrückt bedeutet dies, dass im Basislauf im Jahr 2030 50,3 TWh aus den Zubaukraftwerken kommen, wohingegen diese beim SR Szenario im selben Jahr nur 18,1 TWh produzieren. Dies entspricht einem Unterschied von 32 TWh bzw. einem Anteil von nur 36 %.

Wiederum sei darauf verwiesen, dass hier der Energiebeitrag der Windenergie mit einberechnet ist. Deswegen sind die Einsatzzeiten der SR Kraftwerke so gering. Wenn der Beitrag der PV ebenfalls in der Berechnung berücksichtigt wird, dann sinken die Einsatzzeiten noch weiter, aber in geringerem Maße.

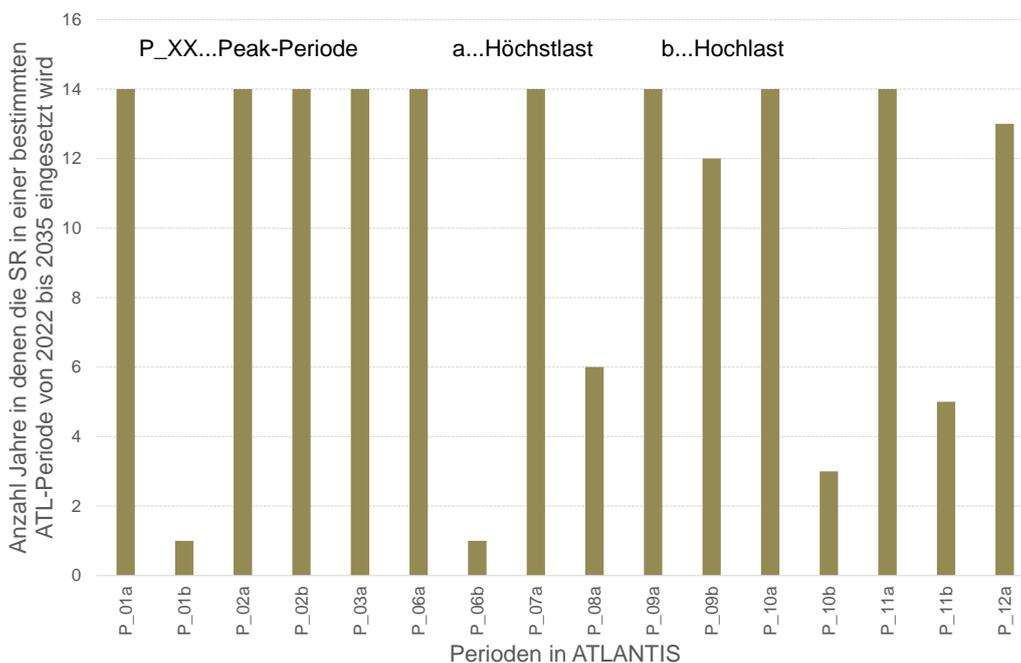


ABBILDUNG 69: HÄUFIGKEIT DES EINSATZES EINES SR KRAFTWERKS
VON 2022 BIS 2035 AUFGETEILT IN PERIODEN (GESAMT 167)

Ein deutlich verändertes Bild ergibt sich, wenn der Fall der auslaufenden Kraftwerke bis 2035 betrachtet wird. Da hier eine Menge an Kapazitäten im Netz „fehlen“, werden die SR Kraftwerke ab 2022 in jeder Periode eingesetzt. Auch in den Jahren zuvor wird praktisch das ganze Jahr über Energie aus diesen Kraftwerken benötigt. Dadurch liegt der Preis praktisch in jeder Stunde des Jahres auf dem Niveau von 1.500 €/MWh. Die Kosten sind enorm und können als unrealistisch angesehen werden. Die konkreten Einsatzdauern der Zubaukraftwerke können Abbildung 70 entnommen werden.

Insgesamt ist hier der oben beschriebene Unterschied des Kraftwerkseinsatzes aufgrund des Herausnehmens von Kapazitäten aus der Merit Order weit geringer. So sind im Basisfall 2030 die Zubaukraftwerke noch für eine Gesamtenergienachfrage von 215,9 TWh aufgekommen, im Fall der SR nur mehr für 201,4 TWh (entspricht einem Unterschied von 14,5 TWh bzw.

einem Anteil von 93 %). Dieser geringere Unterschied kommt zustande, da durch das Auslaufen der Kraftwerke auch einige Kapazitäten entfallen die anderenfalls in der Merit Order hinter den Gasturbinen stehen würden.

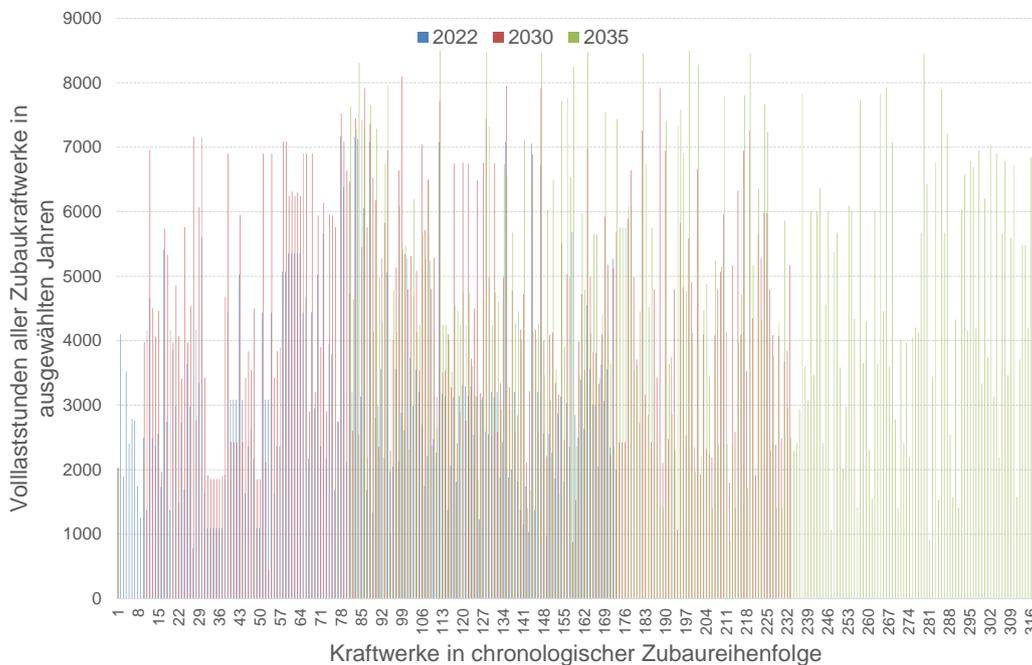


ABBILDUNG 70: VOLLASTSTUNDEN ALLER 316 ZUBAUKRAFTWERKE DES „STRATEGISCHE RESERVE“ SZENARIOS OHNE REFURBISHMENT

8.4.4 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER SR BEI WIEDERERRICHTUNG

Im Fall der Strategischen Reserve und des geringen Zubaus von 19,2 GW bis 2035 ergibt sich ein geringfügig verbessertes Bild als im Basisfall (siehe Abbildung 71). Dabei ist der Verlauf der Kosten bis zum Jahr 2022 nahezu ident, da die SR Kraftwerke nicht zum Einsatz kommt und somit nur der geringe Aufschlag der Baukosten das Gesamtsystem nicht übermäßig belastet. Ab 2022 ist die Situation für die Kraftwerksbetreiber positiver als im Basisfall. Dies hängt mit zwei Umständen zusammen. Zum einen kommen bei einigen Betreibern geringe aber merkliche Einnahmen durch den Großhandelspreis von 1.500 €/MWh hinzu, und zum anderen da nur geringfügige Zukäufe von Unternehmen zur Versorgung ihrer Kunden notwendig sind. Deswegen stellt sich in dieser Betrachtung ein „nahe null“ Niveau bei der Differenz von Preis und notwendigem Erlös ein. Lediglich nach 2033 kommt es wieder zu einem signifikanteren positiven Deckungsbeitrag der Kraftwerksbetreiber, von welchem jedoch wie bereits erwähnt immer noch der Vertriebsanteil mit beglichen werden muss.

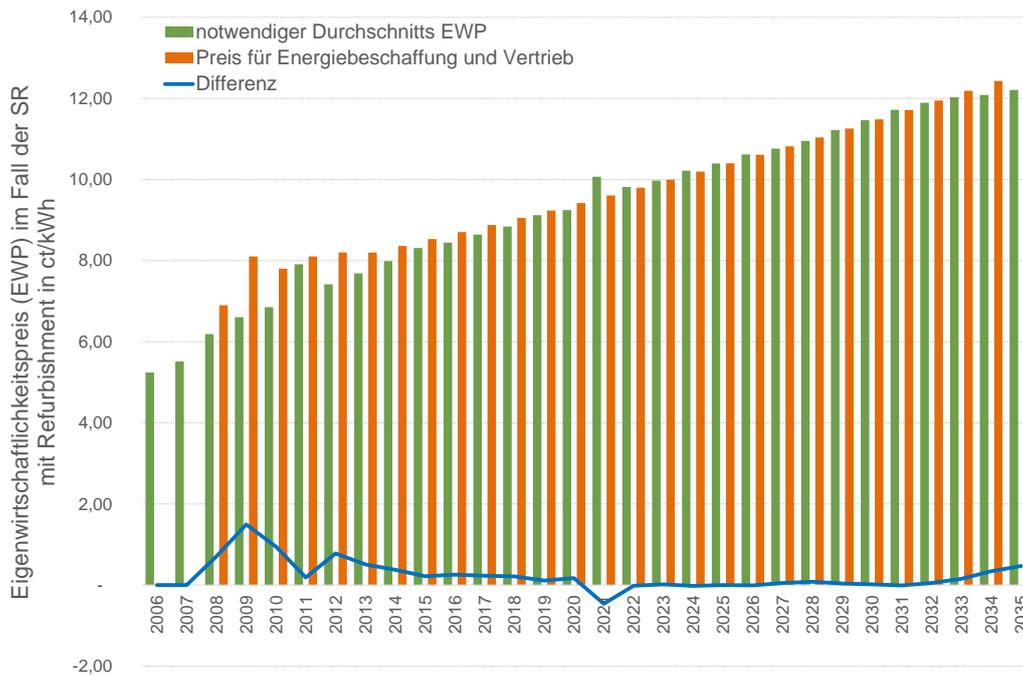


ABBILDUNG 71: NOTWENDIGER DURCHSCHNITTS-EWP DER SUMME DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN GEGENÜBER DEN PREISEN FÜR ENERGIEBESCHAFFUNG UND VERTRIEB (QUELLE: (STATISTA, 2014), EIGENE BERECHNUNG FALL STRATEGISCHE RESERVE MIT REFURBISHMENT)

8.4.5 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER SR OHNE WIEDERERRICHTUNG

Falls in Zukunft mehr Kraftwerke gebaut werden müssen, da Kraftwerksstillegungen zunehmen oder die Wirtschaftlichkeit von einzelnen Anlagen nicht mehr gegeben ist, empfiehlt sich der Ansatz der Strategischen Reserve nicht für die Sicherstellung des einwandfreien Betriebs des Elektrizitätssystems. Wie aus Abbildung 72 zu erkennen ist, verschlechtert sich die Lage für Deutschland als Durchschnitt betrachtet wenige Jahre nach den ersten Zubauten massiv. Spätestens ab 2018 kann das Gesamtsystem nicht mehr getragen werden, da die Energiepreise nahezu konstant auf dem Niveau des Auslösepreises verharren. Hier wird in Anlehnung an consentec (Consentec, 2012) und EWI (EWI Köln, 2012) der Auslösepreis auf 1.500€/kWh festgesetzt. Dadurch haben alle Unternehmen die Energie zukaufen müssen um ihre Endkunden zu versorgen keine Chance zu Überleben. Es zeigt sich in den Detailergebnissen, dass jedoch ein Unternehmen langfristig extrem hohe Gewinne verbuchen kann. Andere sind geprägt von hohen Verlusten und teilweise wechseln die Unternehmen im Laufe der Zeit von Gewinn zu Verlust zu Gewinn. Diese Ergebnisse können dem Anhang entnommen werden.

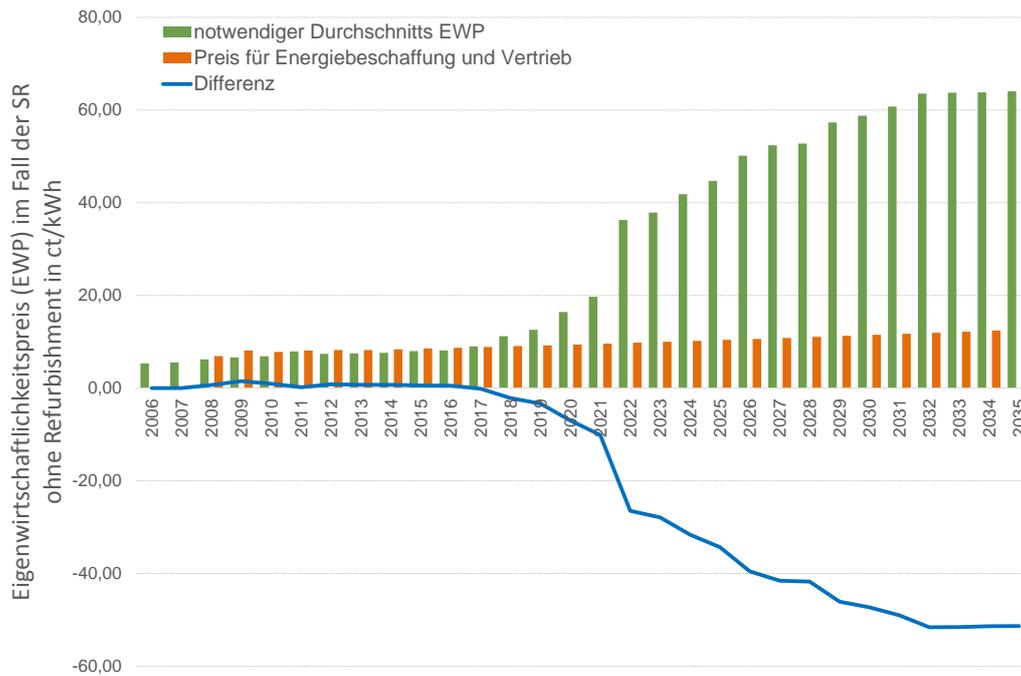


ABBILDUNG 72: NOTWENDIGER DURCHSCHNITTS-EWP DER SUMME DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN GEGENÜBER DEN PREISEN FÜR ENERGIEBESCHAFFUNG UND VERTRIEB (QUELLE: (STATISTA, 2014), EIGENE BERECHNUNG FALL DER STRATEGISCHEN RESERVE OHNE REFURBISHMENT)

8.4.6 DIE STRATEGISCHE RESERVE IM EUROPÄISCHEN KONTEXT

Wie bereits in Kapitel 8.3.7 erwähnt wird auch hier nur der Fall mit Wiedererrichtung der Kraftwerke in Deutschland betrachtet. Dabei zeigte sich bei der Strategischen Reserve ein eindeutiges Bild. Die 96 deutschen Zubaukraftwerke werden nicht ein einziges Mal für die Bedarfsdeckung oder den Redispatch im europäischen Kontext eingesetzt. Es ergeben sich hier in jedem Fall genügend länderübergreifende (Übertragungs-) Kapazitäten damit dies nicht geschieht. Der Effekt tritt einzig und allein aufgrund der Reihung der Kraftwerke in der Merit-Order ein. Sie werden erst hinter allen „normalen“ Kraftwerken geführt, obwohl sie geringere Kosten aufweisen als ein Teil der Bestandskraftwerke (auch beim Redispatch). Der Auslösepreis wird dabei so hoch gewählt, dass jedes noch so alte und ineffiziente Kraftwerk vor den SR-Kraftwerken eingesetzt wird. Dies ist aus Sicht des Autors nicht sinnvoll, da die SR-Kraftwerke sowohl für die Gesamt-Kosten, als auch für den Umweltschutz von Vorteil wären. Der Ansatz „lebt“ jedoch von dieser Reihung der Kraftwerke, und dass in bestimmten Stunden der Auslösepreis erreicht wird, da alle Kraftwerksbetreiber aus diesen Knappheitspreisen Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Aufgrund des hohen Preises sollen Erzeuger einen Anreiz sehen in neue Kraftwerke zu investieren. Dies geschieht jedoch in der Simulation nicht, da die Zubaukraftwerke nie zum Einsatz kommen. Deswegen ist dieser Ansatz im europäischen Zusammenhang, zumindest bei geringen notwendigen Zubaumengen, nicht anzuraten. Die einzige Möglichkeit diesen Umstand unter den gegebenen Bedingungen zu beseitigen wäre das Herausnehmen von größeren Mengen an Bestandskraftwerken aus der Merit-Order, was ein fragliches Mittel darstellt.

8.5 DIE VERSORGUNGSSICHERHEITSVERTRÄGE

Im Fall der Versorgungssicherheitsverträge wird der Kraftwerkseinsatz im Vergleich zum Basisfall nicht verändert. Alle Kraftwerke bieten wie am energy-only-Markt zu denselben Preisen an, wodurch sich der Energieeinsatz nicht verändert. Trotzdem haben Kraftwerksbetreiber die Sicherheit hinsichtlich ihrer Investition. Gleichzeitig wird jedoch der Energiepreis begrenzt, wodurch keine Knappheitspreise auftreten können.

8.5.1 KRAFTWERKE WERDEN WIEDERERRICHTET

Hier werden wiederum die Kraftwerke der Basisvariante in die Stammdaten übernommen, und als Kraftwerke für Versorgungssicherheitsverträge (VSV) markiert. Ein VSV Kraftwerk erhält die Kosten der Investition plus Verzinsung in 15 Jahren durch den Mechanismus rück-erstattet. Somit braucht man sich um die Investition keine Sorgen zu machen. Weiters erhalten alle anderen Kraftwerke ebenfalls Zahlungen, falls in einem bestimmten Jahr der Bedarf an Zubau besteht. Der Kraftwerkseinsatz entspricht genau jenem des Basisszenarios, weshalb hier auf Kapitel 8.3.3 verwiesen wird.

8.5.2 KRAFTWERKE AUSLAUFEND

Ähnliches gilt für den Fall der auslaufenden Kraftwerke. Auch hier werden die Daten des Basisszenarios ohne Refurbishment übernommen, und aufgrund der gleichen Preise und der nicht veränderten Merit Order ergibt sich genau der gleiche Kraftwerkseinsatz. Dies kann auch als Teil der Validierung des Modells ATLANTIS gesehen werden, da die im Basisfall eingesetzten Kraftwerke einem reproduzierbaren Optimum entsprechen dürften. Für die Ergebnisse des Kraftwerkseinsatzes wird auch hier wieder auf das Kapitel 8.3.3 verwiesen.

8.5.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER VSV BEI WIEDERERRICHTUNG

Die Versorgungssicherheitsverträge ergeben außer im Jahr 2021, verursacht durch die Sonderabschreibungen der Kernkraftwerke, ein sehr zufriedenstellendes Bild. Es können in dieser Variante durchwegs positive Ergebnisse hinsichtlich Kostendeckung im deutschen Schnitt erreicht werden. Eindeutig in Abbildung 73 erkennbar sind die Jahre in denen der Zubau erfolgt. Durch die Abgeltung für Kapazität aller Kraftwerke kann in diesen Jahren im Schnitt ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden. Wohlgemerkt sind die Vertriebskosten in der Referenz noch enthalten und diese können nicht abgeschätzt werden, jedoch lässt das Ergebnis eher auf einen funktionierenden, liquiden Markt hoffen als dies beim energy-only Markt oder der Ansatz der Strategischen Reserve der Fall ist. Ein Manko des Ansatzes ist, dass Kraftwerksbetreiber tendenziell dazu veranlasst werden alte Kraftwerke als Backup im System zu belassen um Gewinne zu generieren. Dies ist zwar auf eine Weise wünschenswert, kann aber je nach Kraftwerkportfolio, wenn bereits nahezu alle KW vollständig abgeschrieben sind, zu Ineffizienzen bzw. zur Überförderung einiger Betreiber führen. Außerdem ist die Bestimmung des notwendigen Zubaumaßes dadurch umso schwieriger.

Aus diesem Grund wird dieser möglicherweise überproportionale Gewinn im Ansatz des Autors abgefangen.

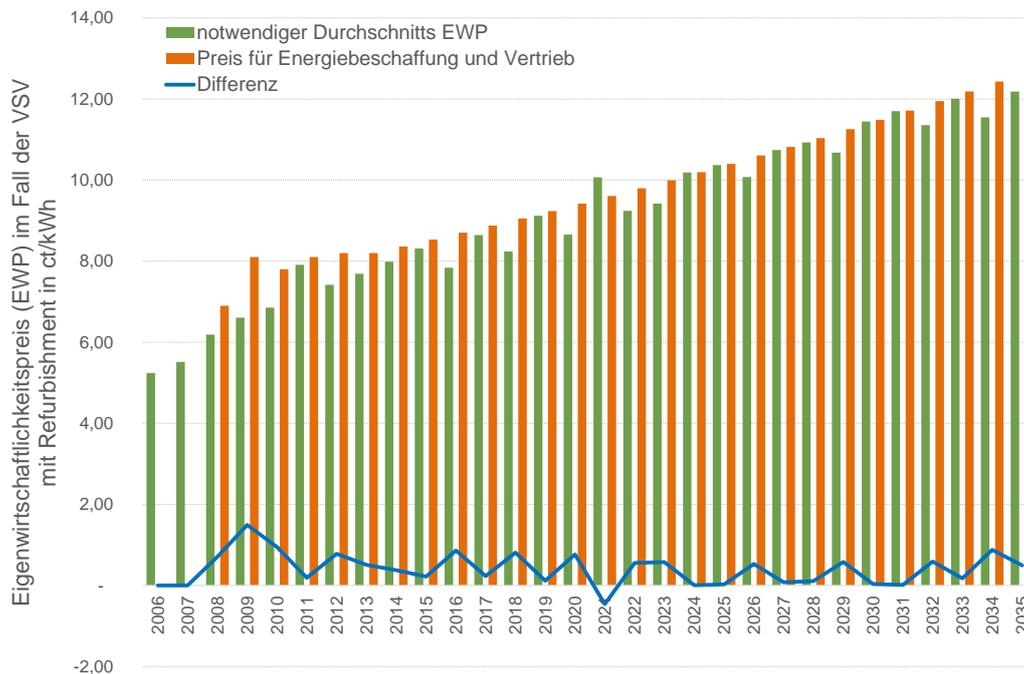


ABBILDUNG 73: NOTWENDIGER DURCHSCHNITTS-EWP DER SUMME DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN GEGENÜBER DEN PREISEN FÜR ENERGIEBESCHAFFUNG UND VERTRIEB (QUELLE: (STATISTA, 2014), EIGENE BERECHNUNG FALL DER VERSORGUNGSSICHERHEITVERTRÄGE MIT REFURBISHMENT

8.5.4 WIRTSCHAFTLICHKEIT DER VSV OHNE WIEDERERRICHTUNG

Im Fall ohne Wiedererrichtung können in den Jahren bis 2022, in diesem Fall sogar 2021, durchaus hohe Margen erzielt werden, was auf ein gut funktionierendes, unter Umständen sogar überfördertes, Elektrizitätssystem hinweist. Die zeitliche Konstanz in den Zubauten verschafft allen Unternehmen Deckungsbeiträge durch die Leistungskomponente des Marktes. Die Grundlage für diese Leistungsvergütungen sind allerdings vorhandene Kapazitäten. Diese werden im auslaufenden Fall ständig abgebaut, weshalb die zusätzlichen Deckungsbeiträge im Jahr 2022 „aufgefressen“ sind. Danach erfolgt weiterhin ein kontinuierlicher Zubau, der aber praktisch nur mehr für das zubauende Unternehmen Erträge abwirft. Die Zubaukraftwerke werden hier in ihrer Investition voll bezahlt, doch der ständig hohe Preis durch den Einsatz der Gaskraftwerke, in Kombination mit dem Fehlen von Knappheitspreisen aufgrund der Ausgestaltung des Marktes, drängt den Schnitt in Deutschland in ein negatives Ergebnis. Dargestellt wird dies in Abbildung 74.

Es gilt auch hier wiederum, dass die Wahrheit in der Mitte liegen wird. Es gibt derzeit bereits starke Tendenzen zur Abschaltung von Anlagen (Bundesnetzagentur, 2014), jedoch werden nicht alle Kraftwerke (Netzstützung oder aus anderen Gründen) vom Netz gehen. Wenn man nun einen Mittelweg dieser beiden Varianten heranzieht, so kann der Ansatz bis 2022 jedenfalls gute Dienste leisten, wobei in den späteren Jahren die Tendenz ins Negative

ausschlägt, was auch diesen Ansatz für nicht adäquat für eine allgemeine Lösung erscheinen lässt.

Die detaillierten Ergebnisse der einzelnen Unternehmen befinden sich wiederum im Anhang der Arbeit, und zeigen die Auswirkungen des Ansatzes auf die verschiedenen Kraftwerks- und Altersstrukturen im Portfolio der einzelnen Unternehmen.

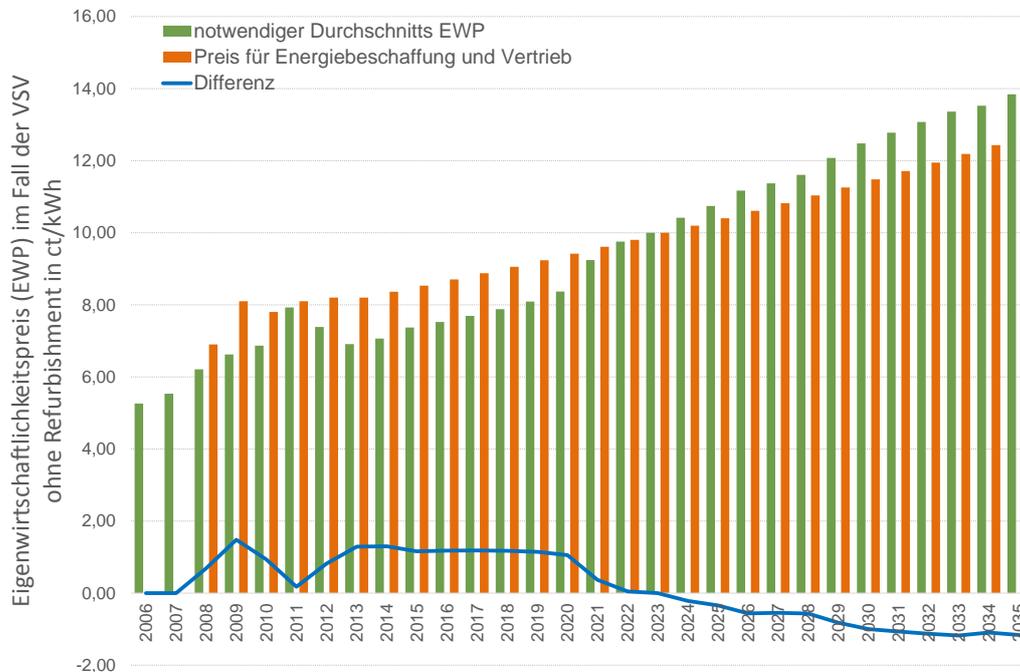


ABBILDUNG 74: NOTWENDIGER DURCHSCHNITTS-EWP DER SUMME DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN GEGENÜBER DEN PREISEN FÜR ENERGIEBESCHAFFUNG UND VERTRIEB (QUELLE: (STATISTA, 2014), EIGENE BERECHNUNG FALL DER VERSORGUNGSSICHERHEITSVERTRÄGE OHNE REFURBISHMENT

8.5.5 DIE VERSORGUNGSSICHERHEITSVERTRÄGE IM EUROPÄISCHEN KONTEXT

Die Nachfrage nach Energie, und der Einsatz für Redispatch werden gleich wie beim Basisfall berechnet, weshalb sich auch das idente Ergebnis einstellt. Der einzige Unterschied ist, dass die Investitionen voll bezahlt werden und auch alte Kraftwerke im Vergleich mehr Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Dadurch ergeben sich bessere Wettbewerbsverhältnisse deutscher Kraftwerke im europäischen Markt. Die Investitionen in Kraftwerke in Deutschland können risikofrei durchgeführt werden, was international zu einer Marktverzerrung führen kann. Durch solch einen Ansatz können zwar die Investitionen in neue Kraftwerke sichergestellt werden, jedoch erhalten auch andere Kraftwerke entsprechende Zahlungen für Leistung, was einer weiteren Marktverzerrung entspricht. Benötigt werden die Kraftwerke jedoch nur in wenigen Fällen, weshalb sich der Bedarf nach neuen Kapazitäten in einer europäischen Betrachtung weit verringern kann. Dies impliziert allerdings die Verletzung der Forderung nach Leistungsautarkie (Europäisches Parlament und Rat, 2003).

8.6 VORSCHLAG DES AUTORS ZU KAPAZITÄTSMÄRKTEN

Die bisher betrachteten Ansätze haben allesamt Vorzüge und Nachteile. Deswegen hat sich der Autor dazu entschieden, die Vorteile der untersuchten Ansätze zu kombinieren und zu erweitern.

Aus dem energy-only-Markt wird die Option der Kraftwerks-Einsatz-Optimierungs- und Tauschbörse übernommen, durch die die zur Verfügung stehenden Kapazitäten kostengünstig eingesetzt werden. Da jedoch die Deckung der Vollkosten bereits in den letzten Jahren nur „zufällig“ gelingen konnte, ist aufgrund der sinkenden Einsatzzeiten, und der momentan geringen durchschnittlichen Börsenpreise, das Erwirtschaften von Deckungsbeiträgen noch unsicherer geworden.

Um dennoch Investitionen anzureizen wird ein Teil des Abgeltungsmechanismus des Ansatzes der Versorgungssicherheitsverträge angewendet. Dabei wird der Bedarf an neuen Kapazitäten ermittelt, und die günstigsten Erzeugungseinheiten die diese Leistung bereitstellen können erhalten über 15 Jahre ihre kompletten Investitionskosten mit einer Verzinsung von 5 % zurück. Durch diesen Umstand, und durch die Ergebnisse der Einsatzzeiten der Zubaukraftwerke aus dem Basisszenario sind nur Gasturbinen im Zubau berücksichtigt. Auch Bestandskraftwerke bekommen in dieser Variante Zahlungen für die Bereitstellung von Leistung, falls ein Zubau (in einem Jahr) notwendig ist. Aufgrund der Abgeltungsregelung für Neubau, der 15 Jahre Vergütungsdauer vorsieht, bekommen auch Bestandskraftwerke nur dann eine Leistungsabgeltung wenn sie nicht älter als 15 Jahre sind. Die Zeitbeschränkung ist einerseits auf die Abgeltungsdauer der Neubaukraftwerke zurückzuführen⁶⁶, und andererseits sind Bestandskraftwerke nach einer gewissen Zeit abgeschrieben obwohl sie weiterhin für die Leistungs- und Energiedeckung zur Verfügung stehen⁶⁷. Eine weitere Ausprägung der Versorgungssicherheitsverträge (EWI Köln, 2012) die in den Ansatz des Autors übernommen wird ist die Beschränkung des Börsenpreises auf ein gewisses Niveau. Hier gewählt wurden 500 €/MWh. Die Beschränkung ist aus Ansicht des Autors deshalb zulässig, da Kunden nunmehr für die Bereitstellung der Leistung bezahlen, und bei korrektem Verhalten aller Beteiligten darf kein Knappheitspreis über einem gewissen Preis (hier vom Autor mit 500 €/MWh gewählt) auftreten. Sollte dies doch der Fall sein, dann wird der Differenzbetrag an die Kunden rückvergütet, da die Kunden die Fixkosten bereits über die Leistungsbeiträge bezahlt haben. Da jedoch der hier betrachtete Ansatz vom EWI Köln durch die Einheitsbepreisung für Energie und Leistung (für alle Bestands- und Neubaukraftwerke) zu übertriebenen Gewinnen bei den Kraftwerksbetreibern (Neubau) führt, wird nur ein Teil des Ansatzes

⁶⁶ Nach 15 Jahren haben die Zubaukraftwerke die kompletten Investitionskosten abgegolten bekommen, und jede weitere Abgeltung käme einer Überförderung gleich.

⁶⁷ Zwar sind die Abschreibedauern für Kraftwerke im Normalfall länger als 15 Jahre, aber aufgrund der zeitlichen Beschränkung für Zubaukraftwerke wird auch beim Bestand diese Maximaldauer festgelegt und gilt als Annahme des Autors.

übernommen. Falls mehrere unterschiedliche Technologien zugebaut werden, erhält beim Ansatz des Autors jedes gebaute neue Kraftwerke nicht mehr an Leistungsvergütung als sein Angebot war, die Bestandskraftwerke erhalten jedoch den Preis des teuersten Zubaus. Hier könnten zwar Manipulationen auftreten, es wird aber zumindest eine Überförderung beim Neubau abgefangen.

Die letzte Ausprägung die in den Ansatz des Autors übernommen wird kommt aus dem Bereich der Strategischen Reserve. Da die Zubaukraftwerke durch die Leistungszahlungen bereits die Fixkosten plus Verzinsung abgegolten bekommen, erhalten sie am Energiemarkt nur ihre tatsächlichen Einsatzkosten (pay-as-cost) im Falle eines Einsatzes. Trotzdem werden sie nicht wie im Fall der SR hinter alle anderen Kraftwerke in der Merit Order gereiht, sondern ordnen sich entsprechend ihrer variablen Kosten am Markt ein, um ein umwelttechnisch und wirtschaftlich optimales Ergebnis zu erreichen.

8.6.1 LEISTUNG UND ENERGIE

Für den Ansatz des Autors wurden die Kraftwerke aus dem Basisszenario übernommen, wobei wiederum Windkraftanlagen zur Energiedeckung beitragen können. Der Energieeinsatz verändert sich nicht zum Basis- und VSV-Fall, da die Merit Order nicht verändert wird. Da dieses Ergebnis unter den gegebenen Netzbedingungen den kostenoptimalen Einsatz der Kraftwerke darstellt, wäre eine Veränderung aus seiner Sicht nicht sinnvoll.

8.6.2 WIRTSCHAFTLICHKEIT DES EIGENEN ANSATZES BEI WIEDERERRICHTUNG

Durch die Einschränkungen des eigenen Ansatzes hinsichtlich der Vergütung der Leistungsprämien wird im Vergleich zu VSV eine geringere aber dennoch (bis auf das Jahr 2021) positive Differenz aus Kosten und antizipierten Preisen erreicht. Bei den gewählten Referenzpreisen sind diese möglichen Gewinne jedoch gering. Nichtsdestotrotz werden alle Neubauten hinsichtlich ihrer Errichtungskosten plus Verzinsung über die Jahre voll bezahlt, was jedenfalls einen Investitionsanreiz geben soll. Es entspricht hier einer Fixverzinsung, da am Energiemarkt nur die tatsächlichen Kosten des Einsatzes vergolten werden, egal wie hoch der MCP in einer beliebigen Einsatzstunde ist. Es kann zwar dadurch von genügend Investitionen in Neubauten ausgegangen werden, jedoch ist der Autor skeptisch ob der gewählte eigene Ansatz allen Unternehmen in Deutschland wirtschaftlich langfristig ein zufriedenstellendes Ergebnis liefern kann. Die errechneten und vergleichenden Werte dieser Simulation werden für die Summe der deutschen Unternehmen in Abbildung 75 dargestellt.

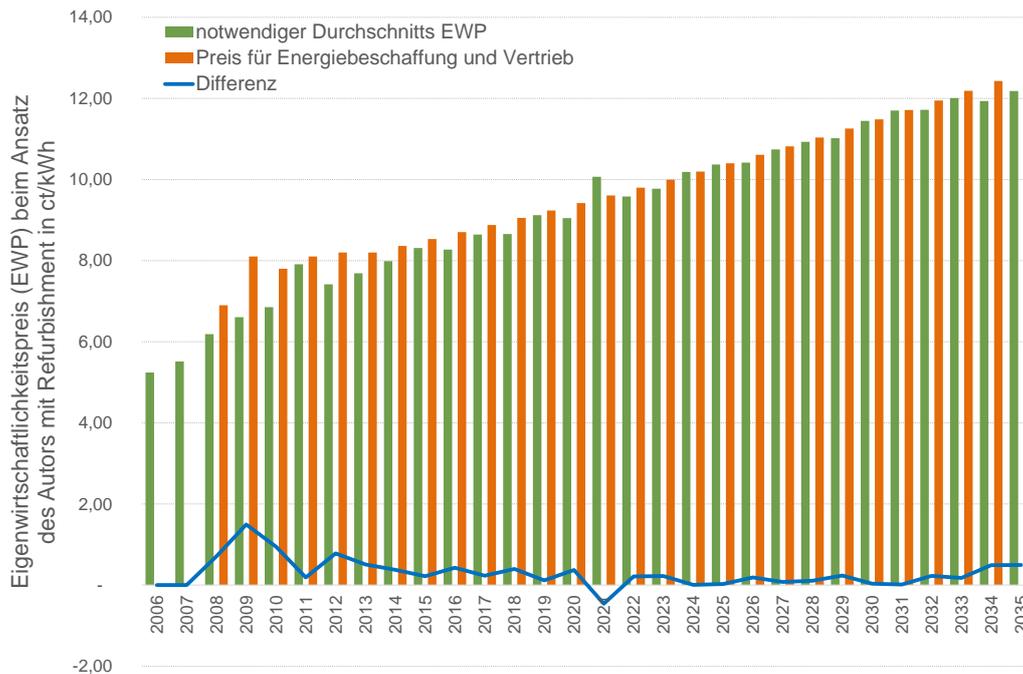


ABBILDUNG 75: NOTWENDIGER DURCHSCHNITTS-EWP DER SUMME DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN GEGENÜBER DEN PREISEN FÜR ENERGIEBESCHAFFUNG UND VERTRIEB (QUELLE: (STATISTA, 2014) , BERECHNUNGEN ZUM ANSATZ DES AUTORS MIT REFURBISHMENT

8.6.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT DES EIGENEN ANSATZES OHNE WIEDERERRICHTUNG

Der Verlauf der Kosten bzw. der Differenz aus Kosten und Preisen für Energie ist dem der Versorgungssicherheitsverträge aufgrund der Gemeinsamkeiten der Ansätze sehr ähnlich. Jedoch werden die Gewinne bis 2021 stark reduziert, da keine älteren Kraftwerke die Leistungsvergütung bekommen. Ab 2021 ist die Differenz dann negativer als bei den VSV, da der Bestand der fehlenden Kraftwerke für Leistungsvergütungen aufgrund des Auslaufens dieser, gepaart mit dem Umstand der wenigen Kraftwerke die vom Alter her für eine Leistungsvergütung in Frage kommen, gegeben ist. Hier möchte der Autor festhalten, dass der Neubau zwar voll bezahlt wird, aber die Struktur des Kraftwerksparks nicht für diese Art der Vergütung geeignet ist. Sinn sollte es hier sein, übermäßige Gewinne durch abgescriebene Anlagen zu verhindern, jedoch ist das Grundproblem, wie auch schon beim Fall der VSV ohne Wiedererrichtung zu sehen war, ein anderes. Der vermehrt notwendige Energiezukauf zur Deckung der Endkundennachfrage ist es, der die negativen Ergebnisse ab 2021 entstehen lässt. Grafisch sind diese Ergebnisse aus Abbildung 76 zu entnehmen.

Auch wenn die Wahrheit wieder in der Mitte liegt, so muss doch gesagt werden, dass auch der Ansatz des Autors keine zufriedenstellenden Ergebnisse liefern kann. Es wird zwar eine Gewinnanpassung vorgenommen, die Umlegung der Beschaffungskosten für Energie können aber aus Sicht des Autors nicht in genügender Weise berücksichtigt werden.

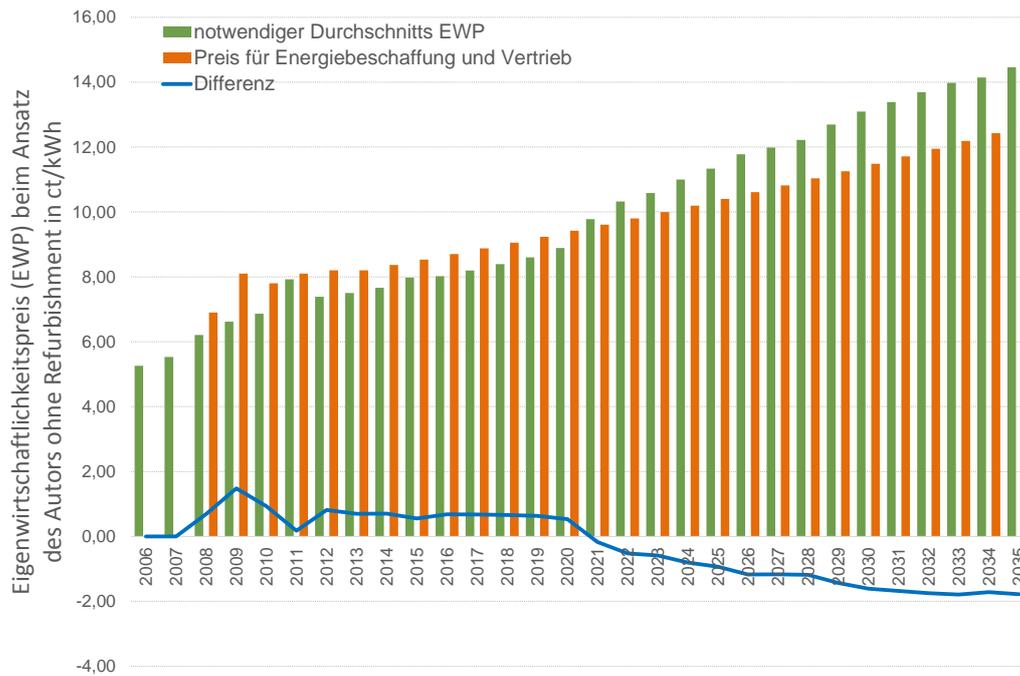


ABBILDUNG 76: NOTWENDIGER DURCHSCHNITTS-EWP DER SUMME DER DEUTSCHEN UNTERNEHMEN GEGENÜBER DEN PREISEN FÜR ENERGIEBESCHAFFUNG UND VERTRIEB (QUELLE: (STATISTA, 2014), BERECHNUNGEN ZUM ANSATZ DES AUTORS OHNE REFURBISHMENT)

8.6.4 DER ANSATZ DES AUTORS IM EUROPÄISCHEN KONTEXT

Analog zum Ansatz der Versorgungssicherheitsverträge ändert sich bei dieser Betrachtung nichts im Bereich des Kraftwerkseinsatzes laut Markt und Redispatch. Einzig die angemerkte Überförderung, vor allem im Bereich der Bestandskraftwerke, wird hier deutlich vermindert. Außerdem wird beim Bestand in den wenigen Betriebsstunden die sie laut Markt zum Einsatz kommen die Vergütung der Energie auf die tatsächlichen Kosten der Erzeugung reduziert, was bei den geringen Einsatzzeiten jedoch nicht ausschlaggebend ist.

Durch die Abgeltung der Gesamtkosten bleibt jedoch der Umstand der Marktverzerrung erhalten. Es ist aus Sicht des Autors schlichtweg unmöglich, gleichzeitig Anreize in Investitionen in einem Land das in ein komplexes System eingebunden ist zu fördern, und gleichzeitig nicht den Markt zu verzerren. Dies unterstützt die Ansicht, dass ein europäischer Ansatz eines Kapazitätsmechanismus zielführender ist als ein Sammelsurium von nationalen Varianten. Jedenfalls ist der Ansatz des Autors zwar in der Lage die Investitionen die für eine nationale Deckung der Last zu jedem Zeitpunkt eines Jahres nötig sind anzureizen, aber für optimal hält der Autor diese Variante trotzdem nicht.

9 SCHLUSSFOLGERUNGEN UND AUSBLICK

In dieser Arbeit werden bestehende Ansätze zu Kapazitätsmechanismen mittels eines Simulationsmodells untersucht und bewertet. Diese Möglichkeit ist aus Sicht des Autors einzigartig, da ein umfassendes Modell wie ATLANTIS bei den bisherigen Betrachtungen nicht zur Verfügung stand. Außerdem werden die Einflüsse von DSM Maßnahmen und mögliche Umsetzungen dieser untersucht.

9.1 DERZEITIGE SITUATION UND DIE DAMIT VERBUNDENE PROBLEMATIK

In Europa und im Speziellen in Deutschland werden derzeit nur Anlagen zur Verwertung von dargebotsabhängigen Energieträgern im großen Stil geplant und umgesetzt. Deswegen ergibt sich zunehmend eine Kluft zwischen Nachfrage und Leistungsdeckung. Diese kann jedoch nicht zufriedenstellend mit dargebotsabhängigen Energieträgern gedeckt werden, bzw. nur mit enormen finanziellen Mitteln. Die Anmeldungen zur Stilllegung von thermischen Kraftwerken die bei der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur, 2014) aufliegen unterstreichen dieses Dilemma. Ähnliche Probleme treten durchaus auch in anderen Ländern in Europa, aufgrund teils ähnlicher oder anderer Entscheidungen, in den letzten Jahren auf. In Frankreich rechnet man beispielsweise im Winter 2015/16 mit einer physikalischen Unterdeckung der Elektrizitätsnachfrage.

In Deutschland sind zwar in den letzten Jahren einige wenige Kraftwerke in Betrieb gegangen, jedoch hat das Förderschema von erneuerbaren Energien dazu geführt, dass diese Kraftwerke nicht genügend Stunden am Netz sind bzw. die Preise in den Stunden in denen sie produzieren so niedrig sind, dass diese Kraftwerke nicht rentabel betrieben werden können. Kurzfristig bedeutet die enorme Einspeisung durch EE zwar eine Verringerung der Strompreise, langfristig können die Auswirkungen jedoch andere sein. Es kann einerseits zu einem „Sterben“ der Mittel- und Spitzenlastkraftwerke kommen, und andererseits werden alle Anreize für den Bau neuer Erzeugungseinheiten ausgesetzt. Die Energiewende kostet den Durchschnittshaushalt pro Jahr ca. 250 €⁶⁸ an EE-Umlage. Mit der Umlage die von den Haushalten in Deutschland in einem Jahr (2014 sind dies 23,6 Mrd. €) bezahlt wird, könnten knapp 60 GW an Gasturbinenkapazität installiert und voll bezahlt werden (bei spezifischen Investitionskosten von 400 €/kW). Diese einseitige Förderung ist dem steigenden Umweltbewusstsein geschuldet und sollte aus Sicht des Autors nicht übertrieben werden. Eine Überförderung bedeutet in späterer Folge weitere Investitionen in einen thermischen Kraftwerkspark als Backup, und kann für die Menschen zu einer immens großen Alltagsbelastung

⁶⁸ Annahme eines Haushaltsverbrauchs von 4.000 kWh pro Jahr und eines EEG Umlage von 6,24 ct/kWh (BDEW, 2014, S. 9)

werden. Deswegen versucht der Autor eine günstige und sinnvolle Variante für den Übergang in ein Marktsystem zu finden, welches leistbar und vor allem sicher ist.

9.2 ANSÄTZE WELTWEIT

Die bisher umgesetzten Kapazitätsmechanismen und ihre Wirkungsweisen wurden am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation bereits durch die Dissertation von Herrn Süßenbacher (Süßenbacher, 2011) behandelt, bzw. wurden diese detailliert durch die Ausführungen von Herrn Schwaiger (Schwaiger, 2011) in seiner Diplomarbeit bearbeitet. Deswegen wird an dieser Stelle auf eine nochmalige Aufarbeitung der Thematik verzichtet.

Nicht zuletzt, da der Autor in seinen Untersuchungen den Fokus auf Deutschland legt, und dort konkrete Berechnung der Auswirkungen solcher Mechanismen mittels des gesamten Kraftwerksparks für Deutschland und auch Europa mit Hilfe des Simulationsmodells ATLANTIS durchführt, besteht kein Bedarf diese Theorie nochmals zu bearbeiten. In den Ausführungen der beiden anderen Autoren dagegen werden theoretische Betrachtungen bzw. reale Erfahrungen mit verschiedensten Ansätzen in Ländern weltweit untersucht und bewertet (ohne Berechnungen), was hier nicht das Ziel ist. Für jene Leser, die allgemeine Informationen zu möglichen Ansätzen und ihren Ausführungsvarianten weltweit interessieren, sei auf diese beiden Arbeiten verwiesen. Bei der vorliegenden Arbeit liegt der Fokus auf Simulationen von einigen ausgewählten Vorschlägen für Deutschland und die Erstellung eines eigenen Vorschlags, sowie der Betrachtung der Nachfrageseite.

9.3 RESÜMEE DER SIMULATIONEN

Aus den Simulationen zur Einbindung der Nachfrageseite und den Berechnungen zu bestehenden Kapazitätsansätzen, sowie dem eigenen Ansatz für Deutschland, haben sich einige wertvolle Erkenntnisse ergeben, welche hier in kompakter Form dargestellt werden.

9.3.1 DEMAND SIDE MANAGEMENT

Beim Demand Side Management konnten im Zuge eines Projektes der Forschungs Förderungs Gesellschaft FFG wertvolle Erkenntnisse über das Potential von industriellen Energiedienstleistungsspeichern in Österreich gewonnen werden. Die einfachsten PDSM-Umsetzungen sind in einigen energieintensiven Branchen möglich, welche ihrerseits hauptsächlich in Oberösterreich und der Steiermark angesiedelt sind.

Die vielversprechendste Anwendung für diese DSM Potentiale stellt die Senkung der Spitzenlast dar. Dabei konnten beachtliche Senkungen der Kosten für die Energieerzeugung im Bereich von einigen zehn Millionen Euro für Österreich erzielt werden. Die weitaus aussagekräftigeren Reduktionen konnten bei der Beachtung der Einspeisung durch PV erzielt werden, was speziell in Deutschland aufgrund des enormen Ausbaumaßes noch deutlicher ausfallen

würde. Geringfügige Einsparungen konnten auch im Bereich der CO₂ Emissionen beobachtet werden, was auf einen effizienteren Einsatz der bestehenden Kraftwerke hindeutet.

Eine weitere Anwendung war die Reduktion des Redispatches an Knoten mit vorwiegend erneuerbarer Einspeisung. Hierbei sind die Ergebnisse weniger deutlich, wenn auch positiv ausgefallen. Grund dafür sind einerseits die geringen Potentiale für DSM an Knoten mit EE Einspeisung, sowie das geringe Absolutmaß bei einer Anwendung an nur einem Netzknoten. Hier kann ebenfalls auf die weit höheren und verteilteren Einspeisungen aus EE in Deutschland, sowie das insgesamt höhere Potential das sich dort bietet verwiesen werden. Jedenfalls kann festgehalten werden, dass eine Aggregation des Potentials durch einen Koordinator ein weitaus besseres Ergebnis liefern wird, als die einzelne Betrachtung von Industriestandorten als alleinige Angebotsleger.

Die dritte Anwendung in der Studie war die Betrachtung des Einsatzes von DSM Maßnahmen am Regelenergiemarkt. Da die Präqualifikationen im Bereich der primär und sekundär Regelreserve weitaus schwieriger zu erreichen sind und einen automatischen Eingriff in den Prozessablauf mit sich ziehen würden, wird nur der Bereich der tertiären Regelreserve oder Minutenreserve als realistisch erachtet. Hier konnten aufgrund vorhandener Marktdaten Hochrechnungen zu möglichen Erlösen angestellt werden, welche einen durchaus positiven Eindruck hinterlassen haben. So können durchschnittliche Leistungspreise von bis zu 250 €/MW pro Woche für die Bereithaltung der Kapazität erzielt werden. Im Falle eines Einsatzes können dann noch Energieabgeltungen hinzuaddiert werden.

Insgesamt kam die Studie EDRC (Stigler H. , 2013) zur Ansicht, dass DSM einen wichtigen Beitrag im Gesamtsystem leisten kann, wobei der Umsetzungsgrad heute leider noch zu wünschen übrig lässt. Umgelegt auf Deutschland kann ein in Österreich durch Interviews und Hochrechnungen ermitteltes Potential von 300 MW mit gut drei GW beziffert werden. Deswegen wird in den Berechnungen der Nachfrageseite in Deutschland von Potentialen in drei GW Schritten ausgegangen.

9.3.2 DIE NACHFRAGESEITE DES KAPAZITÄTSMARKTES

Die Berechnung der Auswirkungen von nachfrageseitigen Beeinflussungen der Energiewirtschaft baut auf die Untersuchungen zu DSM Potentialen in Österreich auf, und ermittelt konkrete Auswirkung auf den Kraftwerksbedarf eines theoretisch abgeschotteten deutschen Marktes. Dabei werden vom Basisszenario, mit konstanter Spitzenlast und konstantem Energieverbrauch, ausgehend mehrere Variationsrechnungen durchgeführt.

Die Potentiale für DSM werden mit drei, sechs und neun GW festgelegt, und auch ein Fall mit einer Erhöhung der Spitzenlast um drei GW wird betrachtet. Des Weiteren wird ein Fall mit 45 GW zusätzlich installierter Windenergie (mit Hilfe des Basislastgangs) bis 2030 berechnet. Für alle diese Fälle gilt, dass der Energiebedarf immer identisch ist, und lediglich die Leistungsnachfrage zeitlich verschoben wurde.

Das herausragendste Ergebnis lieferte dabei das geringste und auch als am realistischsten anzunehmende DSM Potential. Bei einer Reduktion von drei GW an Spitzenlast konnten Kraftwerke im Umfang von 3.800 MW bis 2030 eingespart werden. Dabei müssen lediglich 39 GWh an Energie in insgesamt 40 Stunden des Jahres verschoben werden. Dies ist als durchaus bewältigbar einzustufen.

Beim Energieeinsatz konnte beobachtet werden, dass die Reduktion der Spitzenlast eine deutliche Steigerung der Einsatzzeiten der Kraftwerke zur Folge hat. Je länger solch ein Niveau mit konstanter Last in der Jahresdauerlinie ist, desto mehr Einsatzstunden können die Kraftwerke leisten und damit können sie auch dementsprechend mehr Deckungsbeiträge erwirtschaften. Dies deutet auf eine effizientere Nutzung bestehender und auch neuer Anlagen hin.

Als Ergebnis zu DSM Maßnahmen kann gesagt werden, dass Kraftwerkskapazitäten in einem größeren Umfang eingespart werden können als die Last tatsächlich gesenkt werden müsste. Deswegen ist der Eingriff in das Elektrizitätssystem auf Seite des Verbrauchs ein hervorragendes Mittel zur Senkung des Kraftwerksbedarfs bei überschaubarem Aufwand.

9.3.3 BETRACHTUNG DES BASISFALLS (ENERGY-ONLY-MARKT)

Die Berechnungen der Basisfälle dienen dem Zweck der Ermittlung des notwendigen Bedarfs an Kapazität für die Zukunft und zur Bewertung des energy-only-Marktes. Die notwendige Leistung variiert in den betrachteten Fällen von 19,2 bis 63,2 GW, je nach Berücksichtigung bestehender Anlagen in der Zukunft.

Es zeigt sich aus den Simulationen, dass obwohl die günstigste Erzeugungstechnologie für den Zubau herangezogen wird, die Kosten von einem reinen Energiemarkt höchstwahrscheinlich nicht gedeckt werden können. Es bestehen allerdings nicht nur Probleme bei der Fixkostendeckung der notwendigen Zubauten, sondern bereits beim Betrieb der bestehenden Anlagen. Dies ist einer der Gründe, weshalb der Autor von einem reinen Energiemarkt abrät.

Aufgrund dieser unsicheren zukünftigen Erlöse werden keine Investitionen in neue Anlagen angereizt. Die fehlenden Neubauten und die fehlende Wirtschaftlichkeit beim Bestand lässt für die Zukunft keine positiven Hoffnungen für den sicheren Betrieb des Elektrizitätssystems aufkommen.

Was jedoch hervorgehoben werden soll, ist die Funktion des reinen Energiemarktes (der Strombörse) als Kraftwerks-Einsatz-Optimierungs- und Tauschbörse. Durch die Strombörse werden Kapazitäten nahezu optimal eingesetzt⁶⁹, was aus Sicht des Autors jedenfalls in Zukunft beibehalten bleiben soll.

⁶⁹ Falls Netzrestriktionen dies nicht ermöglichen wird mittels weiterer Berechnungen, dem sogenannten Redispatch, das günstigste mögliche Ergebnis unter Beachtung der Netzrestriktionen gesucht.

9.3.4 UMSETZUNG VON STRATEGISCHER RESERVE UND

VERSORGUNGSSICHERHEITSVERTRÄGEN IN DEUTSCHLAND

Der Ansatz der strategischen Reserve und der Versorgungssicherheitsverträge liefern weit differierende Ergebnisse. Außerdem hat sich herauskristallisiert, dass die Ergebnisse umso stärker differieren, je mehr Zubaukapazität benötigt wird. Angesichts der zunehmenden Anmeldungen zur Kraftwerksstilllegung (Bundesnetzagentur, 2014) wird zukünftig weder der Fall der Wiedererrichtung, noch der Fall der kompletten Stilllegung der Kraftwerke in der Realität zutreffen. Vielmehr wird die Wahrheit zwischen diesen Werten liegen. Aufgrund der Ergebnisveränderungen in den verschiedenen Fällen kann solch ein Zwischenergebnis recht gut prognostiziert werden.

Die strategische Reserve: Von allen betrachteten Ansätzen liefert die Strategische Reserve das am wenigsten zufriedenstellende Ergebnis. Dabei ist der Fall mit Wiedererrichtung zwar in der Durchschnittsbetrachtung geringfügig besser als der Basisfall, dies passiert jedoch in der Detailbetrachtung auf Kosten von einigen Unternehmen die vermehrt Bedarf an Stromzukauf haben. Diese „leiden“ unter den hohen Börsenpreisen wohingegen jene die Kapazitäten verkaufen können⁷⁰ immens hohe Gewinne verzeichnen können und nach 2022 ihre Energie an die Endkunden verschenken könnten, was überproportional hohe Gewinne bedeutet. Die Forderung nach Investitionsanreizen hängt in diesem Ansatz sehr stark von den Rahmenbedingungen ab. Diese sind der Auslösepreis und die Menge die für diesen Ansatz kontrahiert wird. Dadurch kann der Autor keine Garantie für einen funktionierenden Markt sehen und rät von dieser Variante ab.

Eindeutig wird das Versagen des Ansatzes jedenfalls wenn nicht nur für die Spitzenlastdeckung zugebaut werden muss, sondern auch Anlagen die außer Betrieb gehen ersetzt werden müssen. Hier haben sich in den Simulationsrechnungen die eindeutigsten Ergebnisse gezeigt. Bereits ab 2018 besteht für den Durchschnitt der deutschen Versorger keine Chance mehr positiv zu wirtschaften. In der detaillierten Betrachtung kann nur ein Unternehmen langfristig (sehr hohe) Gewinne erwirtschaften. Alle anderen sind „Opfer“ der Strategischen Reserve. Dieser Umstand unterstützt die Meinung des Autors, dass die Strategische Reserve kein geeignetes Mittel für ein zukunftsfähiges Marktdesign ist.

Im europäischen Kontext hat die Simulation ergeben, dass die Kraftwerke der SR nie eingesetzt werden. Es gibt genügend länderübergreifende Übertragungskapazitäten und Erzeugungseinheiten die unter dem Auslösepreis von 1.500 €/MWh liegen, sodass es zu keinem einzigen Einsatz dieser Kraftwerke kommt. Somit bleiben die Kosten für die Errichtung der Kapazität, ohne einen klar ersichtlichen Nutzen. Im Gegenteil, ältere weniger

⁷⁰ Gemeint sind hier alle Kapazitäten die nicht in den Mechanismus der SR fallen, und dadurch einen Börsenpreis in Höhe des Auslösepreises vergütet bekommen. Die Kraftwerke der SR bekommen nur ihre variablen Betriebskosten erstattet.

effiziente Kraftwerke werden vermehrt eingesetzt, und neue, im Vergleich zu Kraftwerken der gleichen Technologie höchsteffiziente, Kraftwerke produzieren keine Energie.

Alle Ergebnisse der Simulationsrechnungen sprechen gegen die Einführung einer Strategischen Reserve als Kapazitätsmechanismus in Deutschland.

Die Versorgungssicherheitsverträge: Die Versorgungssicherheitsverträge bedeuten unter den gegebenen Bedingungen nur einen geringen Eingriff in den bestehenden Markt. Die Simulationen ergeben dabei nur wenig Veränderung im Bereich der Eigenwirtschaftlichkeitspreise im Vergleich zum Basisfall des reinen Energy-only-Marktes. Gleichzeitig sind die Investitionen in neue Kraftwerke gesichert, da die Investition voll bezahlt wird.

Der geringe Unterschied zwischen den beiden Varianten Basis und VSV besteht darin, da beim Mechanismus des Energieeinsatzes praktisch nichts verändert wird. Lediglich das Auftreten von Knappheitspreisen wird verhindert, was im Modell ATLANTIS aufgrund der Periodenbetrachtung nur schwer abzubilden ist. Dadurch wirkt sich dieser Einschnitt nicht dermaßen aus wie es der Ansatz vermuten lässt. Auch die erwartenden übermäßigen Gewinne durch die Einheitsvergütung von Energie und Leistung bleiben in der Simulation aus. Dies ist aus Sicht des Autors zwei Umständen geschuldet, die das Modell nicht 100 prozentig abbilden kann. Zum einen gibt es keine stundenscharfen Berechnungen, wodurch sich weder die Begrenzung des Börsenpreises, noch der Einfluss der möglichen Börsenpreisschwankungen aufgrund der fluktuierenden Einspeisung aus EE abbilden lässt. Zum anderen erfolgt in den Perioden ein Durchschnitts-Einsatz von Kraftwerke eines Unternehmens. Diese Energieerzeugung wird vorrangig für die Eigenbedarfsdeckung herangezogen und nicht mit dem Börsenpreis bewertet. Dies ist zwar realitätsnah, jedoch können auch hier stundenweise Importe oder Exporte auftreten, die zu Deckungsbeiträgen bzw. zusätzlichen Kosten bei Unternehmen führen und hier nicht berücksichtigt werden können.

Im betrachteten Fall mit Wiedererrichtung der Kraftwerke lieferten die VSV ein vielversprechendes Ergebnis, was auf einen funktionierenden Mechanismus hindeutet. Wenn es zu keiner Wiedererrichtung der Kraftwerke in Deutschland kommt, dann fällt das Ergebnis negativ für den Durchschnitt der deutschen Energieversorger aus. Insgesamt betrachtet ist es jedoch das beste Ergebnis aller Berechnungen für den Fall ohne Wiedererrichtung der Kraftwerke. Dennoch ist der Autor nicht davon überzeugt, dass eine Vergütung für alle bestehenden Kraftwerke im Fall eines notwendigen Kapazitätzubaus sinnvoll ist, da alte, abgeschriebene Kraftwerke einen übermäßigen Gewinn erwirtschaften und unter Umständen nur des Scheines halber am Netz verbleiben.

Insgesamt erscheint dem Autor das Mittel der Versorgungssicherheitsverträge als durchaus geeignet, bei kleinen notwendigen Anpassungen, ein zukunftsfähiges Marktsystem zu sein.

9.4 MÖGLICHER KAPAZITÄTSMEECHANISMUS FÜR DEUTSCHLAND SEITENS DES AUTORS

Der Ansatz des Autors orientiert sich an den bisher untersuchten Ansätzen bzw. dem derzeitigen Marktsystem. Die Ergebnisse pendeln sich zwischen jenen der Versorgungssicherheitsverträge und des energy-only-Marktes ein.

Beim Fall der Kraftwerkswiedererrichtung können durch den Ansatz des Autors stets geringere notwendige Erlöse aus dem Endkundenverkauf (Eigenwirtschaftlichkeitspreis) erreicht werden als im energy-only-Fall. Dabei wird die Investition durchaus sichergestellt, jedoch ohne zu viele Vergütungen für andere Kraftwerke zuzulassen. Im Vergleich zum Ansatz der Versorgungssicherheitsverträge bedeutet dies konkret, dass beim Ansatz des Autors von 2016 bis 2035 um 18,76 Mrd. € weniger an Kapazitätzuschüssen an Bestandsanlagenbetreiber ausgeschüttet werden.

Im Vergleich zu den VSV kann hier der Umstand der unverhältnismäßig langen Betriebsdauer von Kraftwerken verhindert werden, da die Leistungsvergütung zeitlich beschränkt wird. Dennoch kann jedenfalls von genügend Investitionsanreizen ausgegangen werden, mit der Einschränkung, dass übertriebene Gewinne eingedämmt werden. Obwohl aus Sicht des Autors solch ein Marktdesign für die Zukunft vorteilhafter ist als die anderen betrachteten Ansätze, so ist er auch nicht in letzter Konsequenz zufriedenstellend. Vor allem die Ergebnisse im Fall der auslaufenden Kraftwerke bewegen den Autor zu dieser Feststellung. Hier kann auch die Variation aller Vorteile der Einzelansätze nicht überzeugen.

Deswegen seien an dieser Stelle einige Verbesserungsvorschläge die in den Ansatz des Autors noch integriert werden sollten, jedoch in dieser Arbeit nicht weiter verfolgt wurden, angeführt:

- Unterscheidung der Technologie bei der Kapazitätsabgeltung von Bestandskraftwerken: Eine fix vorgegebene Zeitspanne in der Kraftwerke die Berechtigung auf Zahlungen haben ist aus Einfachheitsgründen sinnvoll, jedoch werden Langlebigkeit und Kapitalintensität nicht in ausreichenden Maße berücksichtigt. Deswegen wird als Erweiterungsvariante ein variabler Abgeltungszeitraum für verschiedene Technologien angedacht.
- Neben den bestehenden kurzfristigen (ca. 5 Jahre) Jahreshöchstlastrechnungen die für den Bau einer Gasturbine durchaus ausreichend sind, soll auch ein langfristiger Ausbauplan berücksichtigt werden, bei dem Grundlastkraftwerke einen Platz in der Kraftwerksplanung finden. Diese können entweder durch längere Vergütungsdauern oder durch Ausgleichszahlungen bei zu geringen Einsatzzeiten/Börsenpreisen Berücksichtigung finden.

- Die Abgeltung von Leistungspreisen für Kraftwerke kann ex-post aufgrund der Einsatzstunden des jeweiligen Kraftwerks in einem Jahr passieren. Kraftwerke die ihre Deckungsbeiträge bereits über den Energiemarkt erwirtschaften konnten müssten in diesem Fall bei den Leistungsvergütungen geringer bewertet werden als andere Kraftwerke. Hier muss allerdings der Missbrauch (Kapazitäten absichtlich von Netz gehen lassen da sie sowieso Zahlungen erhalten) unterbunden werden.
- Ein entscheidender Faktor für den Erfolg oder Misserfolg egal welches Kapazitätsmechanismus ist die Berücksichtigung von erneuerbaren Energien. Wie hoch und wie lange diese gefördert werden hat direkten Einfluss auf einen Kapazitätsmechanismus.
- Weitere fixe Kosten sollten in der Abgeltung berücksichtigt werden, um Investitionen tatsächlich garantieren zu.

Eine Ausweitung dieser Ansätze auf Europa wäre denkbar und auch wünschenswert. Die Ausführung eines solchen Marktes müssen zwar überarbeitet und an die komplexen Bedingungen in den verschiedenen europäischen Staaten angepasst werden, aber je großflächiger ein Ansatz operiert, desto weniger Mehrfachinvestitionen und Überförderungen sind zu erwarten. Jedenfalls müsste eine Erweiterung auf das österreichische Marktgebiet stattfinden, da Deutschland und Österreich ein eingespieltes, zusammenhängendes Marktgebiet darstellen. Ein Punkt der in dieser Arbeit nicht mit betrachtet wurde sind erneuerbare Energien und deren Förderungen (in Deutschland bzw. europaweit). Zum Thema der Fördermechanismen gibt es unzählige Arbeiten, weshalb hier kein Bedacht darauf genommen wurde. Betreffend der Integration von erneuerbaren Energien in einen Kapazitätsmarkt gibt es vereinzelte, aber aus Sicht des Autors keine vielversprechenden Ansätze. Insgesamt ist eine Integration der EE in einen Kapazitätsmarkt aus Sicht des Autors kritisch, da einerseits die gesicherte Leistung dieser Technologien (für dargebotsabhängige Energieträger) sehr gering sind, und andererseits da bestehende Förderungen noch Jahre bzw. Jahrzehnte laufen. In diese wird voraussichtlich nicht eingegriffen werden, weshalb eine Integration in einen Kapazitätsmechanismus nur schwer zu bewerkstelligen sein wird.

10 ANHANG

10.1 EURELECTRIC VERANSTALTUNG BRÜSSEL

Dieses Kapitel stützt sich auf die Notizen zur EURELECTRIC Konferenz zu Kapazitätsmärkten in Brüssel (EURELECTRIC, 12.12.2013). Die Inhalte werden nach bestem Wissen und Gewissen wiedergegeben, jedoch gibt es keine Gewähr die Intention der Vortragenden vollkommen korrekt erfasst zu haben.

HANS TEN BERGE

Der Generalsekretär von EURELECTRIC macht in seiner einführenden Rede einige Feststellungen zur derzeitigen Situation in Bezug auf Kapazitätsmärkte. Er stellt fest, dass es nach wie vor ein Definitionsproblem bei Thema der Kapazitätsmärkte gibt. Eine weitere Feststellung ist, dass es derzeit in Europa noch Überkapazitäten gibt, jedoch bedingen die momentanen Marktpreise, dass (thermische) Kraftwerke nicht wirtschaftlich agieren können und somit massive Schließungen bevorstehen. Herausforderungen ergeben sich aufgrund der teils immensen und vor allem grundverschiedenen Ansätze zur Förderung EE in Europa. Die abschließende Frage die in den Raum geworfen wird ist, wer für Kapazität momentan verantwortlich ist, bzw. wer dies in Zukunft sein sollte (TSO, Regulator,...).

KLAUS-DIETER BORCHARDT

Der Generaldirektor für Energie der EU-Kommission Klaus-Dieter Borchardt steht aus Sicht des Autors als einziger für das bestehende Konzept des Energiemarktes ein. Es wird dabei auf die Notwendigkeit der Anpassung und Harmonisierung der Fördermechanismen der EE in Europa hingewiesen. Er befürchtet, dass Kapazitätsmärkte nicht effizient implementiert werden können und durch eine übereilte Einführung die Kosten für die Kunden explodieren könnten. Sinnvoller sieht er die Anpassung von NTC Werten, DSM und den Ausbau von cross border Kapazitäten. Laut seiner Meinung sind Anpassungen des Energiemarktes notwendig, aber die Ergänzung durch einen Kapazitätsmarkt heißt für ihn ein Problem mit einem Problem lösen zu wollen. Um einen funktionierenden Energiemarkt zu erhalten sind jedenfalls Anpassungen, vor allem bei den EE, notwendig. Dann kann ein Kapazitätsmarkt überflüssig sein. Aus Sicht des Autors ist Herr Borchardt der einzige Vertreter für die Beibehaltung des reinen Energiemarktes, wenngleich auch er einen Anpassungsbedarf beim EOM sieht.

CARLOS BATTLE

Herr Battle ist ein Mann mit wissenschaftlichem Hintergrund und arbeitet unter anderem auch am Massachusetts Institute of Technology. Seiner Ansicht nach sind Kapazitätsmechanismen unaufhaltbar, da ja auch schon in einigen europäischen Ländern implementiert, und die Diskussion sollte nicht mehr über das ob, sondern über das wie geführt werden.

Außerdem gibt es bereits heute in allen Ländern Kapazitätsmärkte der einen oder anderen Art, wie beispielsweise die Regenergiemärkte. Nun ist es an der Zeit, auch eine Erweiterung des Energiemarktes in allen Ländern vorzunehmen. Die Notwendigkeit von KM ergibt sich nicht zuletzt durch ineffiziente Regulierungen in einzelnen EU Staaten, denn es ist für ihn fraglich, wie ein Wettbewerbsmarkt in einem Land mit regulierten Endkundenpreisen funktionieren soll.

Die Ausgestaltung eines KM stellt jedoch die Branche vor große Herausforderungen. Dabei ist insbesondere auf Richtigkeit von Investitionen und Signalen, sowie auf die Langfristigkeit zu achten. Dabei stellen für ihn die Strategische Reserve und Reliability options (RO) keine geeigneten Lösungen dar. Im Fall der SR ist die große Frage, wer das „Recht“ haben soll vom Übertragungsnetzbetreiber gestützt zu werden und wer nicht. Nach welchen Kriterien wird dies festgelegt und entspricht dies noch dem Wettbewerb? Ebenso sind RO keine wirkliche Option, da zu viele Parameter von außen festgelegt werden müssen. Egal wie viele und wie die Parameter festgesetzt werden, so muss sich ein Investor jedenfalls darauf verlassen können, dass sich nicht alle Jahre die Rahmenbedingungen und Preise verändern.

Das Hauptproblem des derzeitigen Versagens des Energiemarktes sind seiner Ansicht nach falsche Impulse bei Endkundenpreisen, schlechte Regulierung und vor allem der Fakt, dass theoretische Marktansätze nicht auf die Realität umlegbar sind. Dazu gehört, dass die Preisbildung an der Börse zu kurzfristigen variablen Grenzkosten keine Vollkostendeckung gewährleistet. Im Falle von Knappheit sollte sich durch das Verhalten der Kunden ein DSM Preis einstellen, was aber in der Realität durch Preisobergrenzen, unterbrechbare Lieferungen und dergleichen nicht passiert. Dadurch kommt es zu keiner effizienten Preisbildung. Auch die Angebotsseite hat mit den Angebotseinschränkungen und Markteintrittsbarrieren keine optimalen Voraussetzungen. Der langfristige Energiemarkt funktioniert durch die geringe Menge an Kontrakten und fehlenden Sicherheiten nur sehr eingeschränkt und das Risiko wird nicht auf alle Marktteilnehmer aufgeteilt, da Erzeuger klassischerweise risikoscheu sind, und Endkunden nicht (bzw. Risiken gar nicht kennen oder sehen).

Durch die bisherigen Fehlversuche bei der Planung von Kapazitätsmärkten kann man bereits viel darüber lernen, was in Realität nicht so funktioniert wie am Reißbrett geplant. Eckpunkte für einen funktionierenden Kapazitätsmarkt gibt Battle folgendermaßen an: Eine Art Regulator kauft selbst oder veranlasst Kunden zum Kauf von verschiedenen Produkten wie Energie und Kapazität. Dies geschieht für eine längere Zeitdauer und mit genügend Vorlaufzeit. Für den Kapazitätsmarkt müssen Angebot und Nachfrage definiert werden. Das Angebot kann sich dabei auf alle Erzeugungseinheiten beziehen oder nur neue Kraftwerke oder nur solche einer Technologie. Auf der Nachfrageseite kann entweder die gesamte Nachfrage oder nur der Teil der nicht abschaltbar ist herangezogen werden. Weiters könnte die Angebotskurve beeinflusst werden hinsichtlich Preis, Menge oder beidem. Der Handel stellt

die letzte Instanz dar und kann bilateral oder als Auktion bzw. als Mischvariante funktionieren. Wegweisend sieht Battle den Umgang mit DSM-Potential bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen. Falls diese jetzt nicht adäquat behandelt werden, wird es wahrscheinlich auf lange Zeit nicht dazu kommen.

Als letzten kritischen Punkt führt Battle noch den politischen Eingriff an. Es kam in der Vergangenheit durchaus vor, dass Vorschläge von Wissenschaftlern gemacht, und vor der Umsetzung von der Politik aus diversen Gründen umgeworfen wurden. In solch einem Fall nützt das durchdachtste System nichts. Eine Bemerkung die aus Sicht des Autors dieser Arbeit nicht unterstützt wird ist, dass jedes Land anders zu behandeln ist und wenn ein Mechanismus nicht funktioniert, dann sollte man einfach einen Neuen probieren. In der ersten Aussage stimmt der Autor überein, jedoch sollte nicht einfach ein Mechanismus nach dem anderen probiert werden um zu einer zufriedenstellenden Lösung zu kommen, sondern anhand von gut durchdachten Simulationen sollte dies ex-ante bestimmt werden.

FABIEN ROQUES

Herr Roques ist Vizepräsident einer Consultingfirma und ist als Assoc. Prof an der Universität Paris Dauphine beschäftigt. Seiner Ansicht nach, und auch der des Autors, ist Elektrizität ein mehrdimensionales Produkt. Die drei groben Blöcke sind die Kapazität, die Energie und Ausgleich- bzw. Regelenergie. Diese haben unterschiedliche zeitliche Anforderungen welche in Abbildung 77 dargestellt werden.

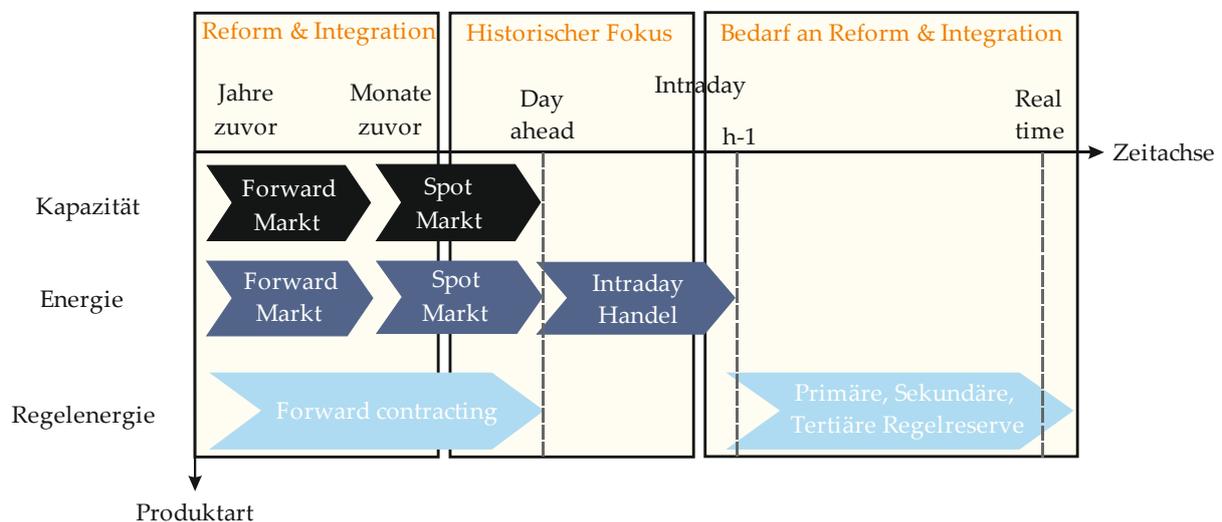


ABBILDUNG 77: (NOTWENDIGE) VERÄNDERUNGEN UND DERZEITIGE STRUKTUR DES ELEKTRIZITÄTSMARKTES (QUELLE: ROQUES (EURELECTRIC, 12.12.2013) EIGENE DARSTELLUNG)

Bei der Betrachtung des Kapazitätsmarktes müssen die Anliegen des Marktes von den Anliegen der Politik getrennt werden. Dies heißt nicht, dass nur die einen oder die anderen berücksichtigt werden sollen, aber man muss sich dessen bewusst sein was für den Markt sinnvoll ist und was nur eine zusätzliche Herausforderung darstellt. Auf der Marktseite

müssen vorgegebene Ziele hinsichtlich der Versorgungssicherheit erfüllt werden. Ein weiteres essentielles Ziel ist es die Investitionen zeitgerecht (Ergänzung des Autors: und auch orts-gerecht) zu erfüllen. Der faire Wettbewerb soll funktionieren, sodass alle Erzeugungseinheiten eine angemessene Rendite verdienen können, und dem „missing money problem“ muss begegnet werden (Anreize für Investitionen setzen). Auf der politischen Seite wird versucht „Fehlinvestitionen“ mit Subventionen zu retten, Strompreise niedrig zu halten und Investitions- bzw. Sterbezyklen von Kraftwerke zu verlängern.

Außerdem weist Roques auf die Individualität jedes Landes hin. Der Erzeugungsmix und die sich ergebenden Faktoren wie Anteil an Erneuerbaren Energien oder regelbarer Leistung, dem derzeit implementierten Marktsystem und der Anbindung an das Ausland. Eine einheitliche Lösung ist aufgrund der verschiedenen Charakteristika der einzelnen Länder nicht zu erwarten. Vor allem die Anbindung ans Ausland stellt einen entscheidenden Punkt dar, was sich in der derzeitigen Situation niederschlägt⁷¹. Dabei weist Roques darauf hin, dass in der 2. Binnenmarkttrichtlinie 2003/54/EG (Europäisches Parlament und Rat, 2003) in Artikel 3 Abs. 2 geschrieben steht:

“Die Mitgliedstaaten können unter uneingeschränkter Beachtung der einschlägigen Bestimmungen des Vertrags, ins besondere des Artikels 86, den Elektrizitätsunternehmen im Allgemeinen wirtschaftlichen Interesse Verpflichtungen auferlegen, die sich auf Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Versorgung sowie Umweltschutz, einschließlich Energieeffizienz und Klimaschutz, beziehen können. ...“ (Europäisches Parlament und Rat, 2003)

Länder wie Frankreich und England stehen kurz vor der Umsetzung solcher Mechanismen, wobei in Frankreich die Kunden bei der Bestimmung der Kapazität miteinbezogen sind wohingegen in Großbritannien die notwendige Leistung rein vom ÜNB bestimmt wird. Laut Meinung des Autors ist eine Einbindung des ÜNB auf jeden Fall sinnvoll, da Kraftwerke und Netz Hand in Hand geplant und gebaut werden sollten.

HAKAN FEUK

Hakan Feuk ist der Vorsitzende der EURELECTRIC Arbeitsgruppe zum Gesamtmarktdesign. Sein Anliegen bei dieser Tagung ist der sinnvolle Umgang mit cross border Kapazitäten. Seiner Ansicht nach sollten nationale Kapazitätsmechanismen nicht den effizienten Umgang mit Energie verändern und auch keine Nachteile für Kapazitätsanbieter aus dem Ausland mit sich bringen. Es soll das Ziel der Versorgungssicherheit an oberster Stelle stehen, ohne Diskriminierung der Herkunft der Erzeugung (falls das Netz den Import bzw. Export zulässt). Er hält fest, dass er es für sinnvoll hält wenn jeder der Leistung anbieten kann, dies auch tun darf.

⁷¹ Momentan haben vor allem „Randstaaten“ wie Spanien, Schweden, Finnland oder Italien Kapazitätsmechanismen im Einsatz oder in konkreter Planung.

Im eigenen Marktgebiet steht die Teilnahme außer Frage, aber laut Herrn Feuk sollten auch ausländische Anbieter am Kapazitätsmarkt teilhaben dürfen, sofern sie die Leistung nicht doppelt verkaufen, die Sicherheit im eigenen Land gegeben ist und die Übertragungskapazitäten ausreichend sind. Zählen sollte insgesamt die effizienteste Art und Weise die notwendige Kapazität aufzubringen. Dies bedeutet, dass die günstigsten Angebote der Gesamtheit zum Zug kommen sollten. Dabei wurde von Herrn Feuk in einem einfachen Zahlenbeispiel der mögliche Wohlfahrtsgewinn bei einer grenzüberschreitenden Angebotsvariante aufgezeigt. Dabei verringert sich im Zielland der Preis für die Kapazitätsvorhaltung und im „Startland“ erhöht sich die Einsatzzeit von effizienten Anlagen. Aufgrund dessen ergeben sich Gewinne ähnlich denen beim Betrieb einer Merchant Line. Das heißt, dass ein Marktgebiet mit geringerem Preis in ein Marktgebiet mit höherem Preis exportiert. Diese möglichen Gewinne sollten beim geplanten Bau von Übertragungsleitungen berücksichtigt werden. Dabei sollten die gleichen Regeln für alle Anbieter, unabhängig aus welchem Marktgebiet sie stammen, gelten. Die Zertifizierung und Anforderungen müssen die gleichen sein. Genauso die Überwachung der tatsächlichen Verfügbarkeit und die Bestrafung bei Verstoß gegen die Marktregeln müssen die gleichen sein. Der Autor ergänzt an dieser Stelle, dass beispielsweise die geplante „no way back“⁷² Regel, wie sie in einigen deutschen Ansätzen vorgesehen ist, nicht für ausländische Kapazitäten angewandt werden kann. Dieser Umstand könnte zu Marktverzerrungen führen, abhängig davon, wie hoch der Anteil an Kapazität aus dem Ausland tatsächlich ist.

ALLGEMEINE FRAGERUNDE

Aufgrund der Vielzahl an Teilnehmern wird hier auf die explizite, namentliche Erwähnung verzichtet und nur die Aussagen an sich werden dargestellt. Verschiedene Aussagen werden hier aneinandergereiht, um die kontroverse Haltung gegenüber Kapazitätsmärkten aufzuzeigen:

- Kapazitätzahlungen sind an sich eine Fehlkonstruktion, die nur kurz funktionieren wird
- Es besteht kein Bedarf an einem gesamteuropäischen Elektrizitäts- oder Kapazitätsmarkt. Sollte doch einer kommen braucht es jedoch klare Regeln.
- Statt Kapazitätsmärkten sollten Optionen für Energie aus thermischen Anlagen verkauft werden. Als Beispiel verkauft eine GuD-Anlage drei Jahre im Voraus Energie. Falls der Wind bläst kommt sie nicht zum Zug, falls nicht passt der Preis am Markt und sie produziert.

⁷² „No way back“ bedeutet im Fall der Kapazitätsmechanismen, dass ein Kraftwerk das sich beispielsweise einmal für die strategische Reserve gemeldet hat und zum Zug gekommen ist nicht mehr eigenständig am Energiemarkt anbieten darf.

- Der Markt kann bei geeignetem Freiraum (keine price cap, keine Angebotsbeschränkungen) die Aufgabe der Leistungssicherstellung gleich wie ein Kapazitätsmarkt übernehmen.
- Wegen Überkapazitäten, Überalterung und schlechter wirtschaftlicher Lage (zu geringe Einsatzzeiten) werden Kraftwerke geschlossen. Dabei sollte man darauf achten, dass keine flexiblen, effizienten Anlagen wie neue GuDs geschlossen werden, sondern andere.
- Es stellt sich im Zusammenhang mit Leistungsbereitstellung die Frage, ob nicht vermehrt versucht werden sollte bei der Nachfrage einzugreifen.
- In Zukunft müssen die CO₂ Preise wieder einen Anreiz bieten in neue Kraftwerke zu investieren.
- Aufgrund des Wandels in der Erzeugungsstruktur und bei den Einsatzzeiten werden viele Anlagen nicht mehr lange ohne Leistungsvergütung überleben können. Deswegen sollten so schnell als möglich durchdachte Kapazitätsmechanismen eingeführt werden, um ein Massensterben an gesicherter Kraftwerksleistung zu verhindern.
- Dezentrale Ansätze für Leistungsmärkte können mit den zu erwartenden Problemen besser umgehen und sind deswegen zentralen Ansätzen vorzuziehen.
- Die Übertragungsnetzbetreiber werden in die laufenden Diskussionen zu Kapazitätsmärkten zu wenig einbezogen. Sie sind für den Anschluss von Kraftwerken und den Transport von Energie verantwortlich und sollten ein Mitspracherecht haben.
- Das Angebot am Energiemarkt beinhaltet nicht nur die variablen Kosten wie dies in der Literatur behauptet wird, sondern auch einen Teil zur Deckung der Fixkosten.
- Die Konsumenten müssen sich der Situation am Elektrizitätsmarkt und ihres Beitrags zur Spitzenlast bewusst sein. Nur so kann eine verursachergerechte Aufteilung der Kosten und eine effiziente Nutzung bestehender Kapazitäten gelingen.

Wie aus den obigen Ausführungen ersichtlich ist, gibt es verschiedene Ansichten zu Kapazitätsmärkten auf europäischer Ebene. Verfechter des Energiemarktes stehen Kapazitätsmarktbefürwortern gegenüber, welche sich wiederum in nationale Umsetzungs- und europäische Umsetzungsvarianten gliedern. Eine sinnvolle Entscheidung sollte deshalb aufgrund von Szenarioanalysen mit vernünftig gewählten Inputparametern beziehen.

10.2 BEWERTUNG DER UNTERSUCHTEN ANSÄTZE ZU EINEM ZUKÜNFTIGEN MARKTDESIGN

TABELLE 8: ÜBERSICHT UND BEWERTUNG DER UNTERSUCHTEN ANSÄTZE NACH EINHEITLICHEN KRITERIEN QUELLEN: (ENERVIS, BET, 2013), (FRONTIER ECONOMICS, 2013), (CONSENTEC, 2012), (EWI KÖLN, 2012)

	Dezentraler Leistungsmarkt (enervis)	Dezentrale Leistungsverpflichtung (frontier economics)	Strategische Reserve (Consentec)	Strategische Reserve (EWI)	Versorgungssicherheitsverträge (EWI)
Versorgungssicherheit					
Investitionen anreizen					
Notwendiger Systemeingriff					
Zukunftsorientiertheit					
Kosten für die Endkunden					
Transparenz des Ansatzes					
Mögliche Ausübung von Marktmacht					
Nachfragebetrachtung					
Betrachtung Erneuerbarer					
Regionale Anreize					
Modell zur Berechnung					
Bewertung	30/55	30/55	27/55	38/55	41/55

LEGENDE

Symbol					
Bewertung	1	2	3	4	5

In Tabelle 8 werden die untersuchten Ansätze zu einem zukünftigen Marktdesign nach vergleichbaren Kriterien bewertet. Dabei bedeutet „1“ am wenigsten geeignet aus Sicht des Autors, und „5“ sehr gut geeignet. Es wird jeweils eine „3“ vergeben, wenn der Autor den Ansatz entweder für mittelmäßig geeignet hält, oder wenn keine näheren Informationen im Gutachten zu finden sind, aufgrund derer eine Bewertung möglich wäre. Es kann eine maximale Punktezahl von 55 erreicht werden, wobei die beiden vielversprechendsten Ansätze jene des EWI Köln sind (EWI Köln, 2012). Deswegen wurden diese beiden Ansätze vom Autor im Simulationsmodell ATLANTIS modelliert und berechnet.

10.3 GEGENÜBERSTELLUNG DER KAPAZITÄTS- UND ENERGIEKOSTEN BEI STRATEGISCHER RESERVE

Bei der Strategischen Reserve fallen sowohl Kosten für den Bau der Kapazitäten (Abbildung 78 blau), als auch erhöhte Kosten bei der Strombeschaffung im Fall des Einsatzes der SR (Abbildung 78 grün-rot) an. Die hier dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf den Fall in dem nur Deutschland simuliert wurde, und alle Kraftwerke die nach 1.1.2012 außer Betrieb gehen würden wiedererrichtet werden. Da fast alle Unternehmen laut Modell Energie zukaufen müssen, verschlechtert sich insgesamt die Lage der deutschen Unternehmen. Signifikante Gewinne kann nur ein Unternehmen verzeichnen, was in Abbildung 84 ersichtlich ist.

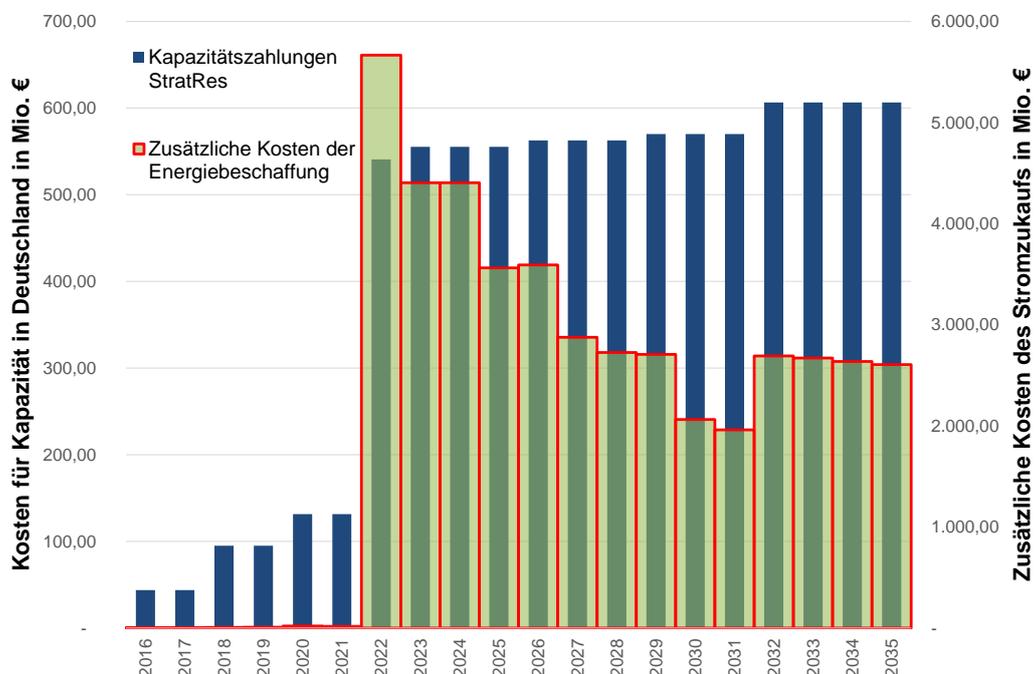


ABBILDUNG 78: ZUSÄTZLICHE KOSTEN DER STRATEGISCHEN RESERVE: IN BLAU DIE KAPAZITÄTSZAHLENGEN, IN GRÜN-ROT DIE ZUSÄTZLICHEN KOSTEN DER ENERGIEBESCHAFFUNG

10.4 DETAILLIERTE WIRTSCHAFTLICHKEITSAUSWERTUNGEN IM FALL MIT REFURBISHMENT

Dargestellt werden alle sechs modellierten Unternehmen in Deutschland. Alle Kraftwerke und Kunden sind den Unternehmen nach bestem Wissen und Gewissen zugeordnet worden. Falls keine Zuordnung möglich war, es sich um jährliche Summenkraftwerke handelt⁷³ oder es sich um Zubaukraftwerke aufgrund der Leistungsdeckung handelt, werden die Kraftwerke und der Verbrauch dem Restunternehmen zugeordnet. Deswegen ist das Restunternehmen, welches ebenfalls die Summe aller Stadtwerke, Haushalte,... repräsentiert nur bedingt aussagekräftig. Dem Unternehmen EVONIK wird ein Endkundenbedarfs von 26 TWh pro Jahr zugewiesen. Dies ist eine Annahme und geht davon aus, dass dieses Unternehmen einen Teil der Kunden anderer großer Versorger bedient und ist vom Autor getroffen. Bei diesem Fall werden alle Kraftwerke die nach 1.1.2012 das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen mit denselben Parametern am selben Ort zugebaut.

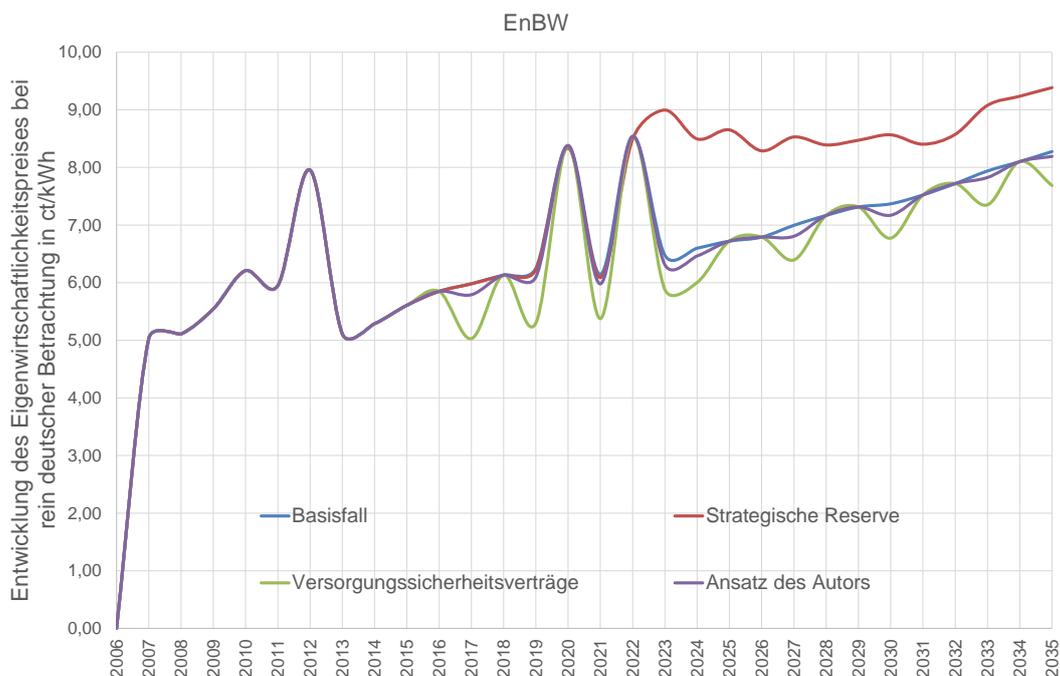


ABBILDUNG 79: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: ENBW

⁷³ Jedes Jahr werden bspw. alle Photovoltaikzubauten regional verteilt nach den bekanntgegebenen Daten zugebaut. Diese sind hier als „Summenkraftwerke“ angeführt.

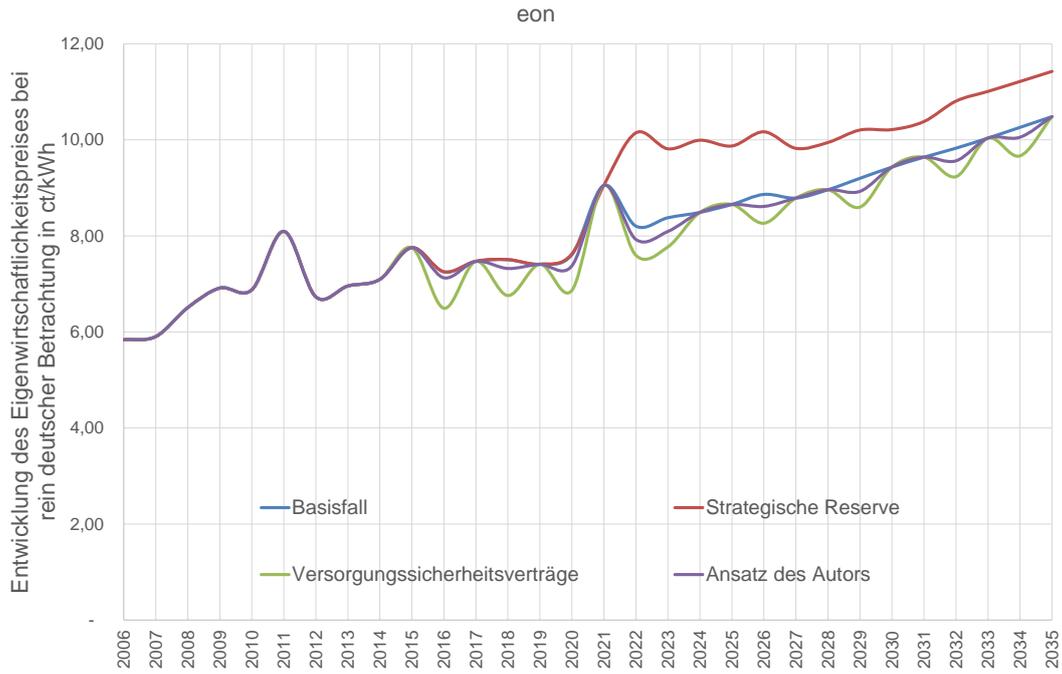


ABBILDUNG 80: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: EON

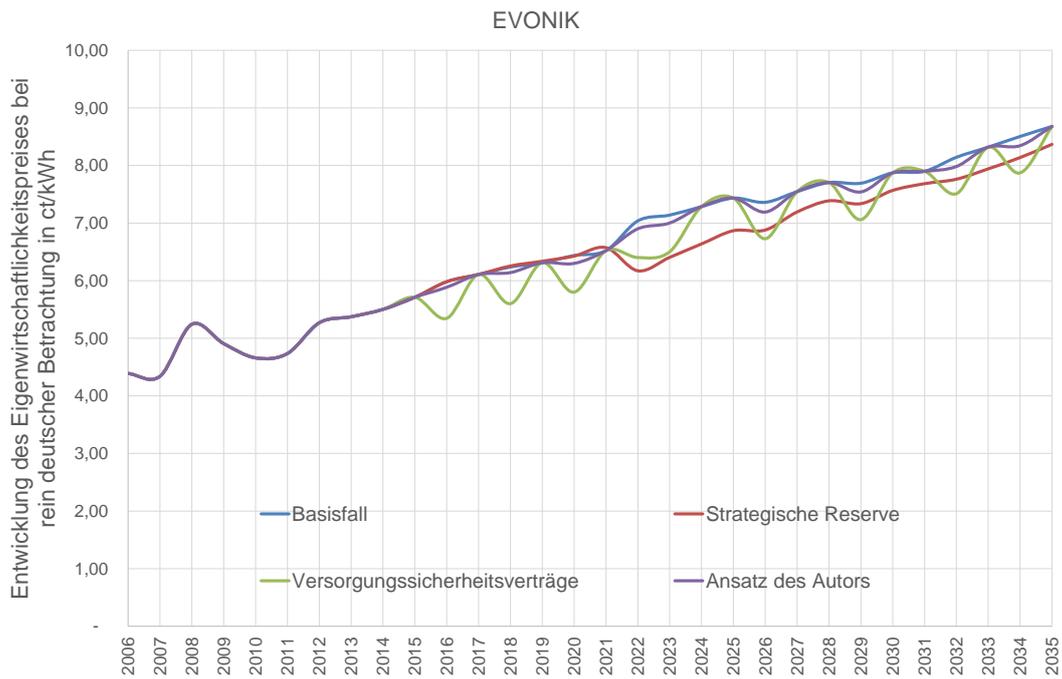


ABBILDUNG 81: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: EVONIK

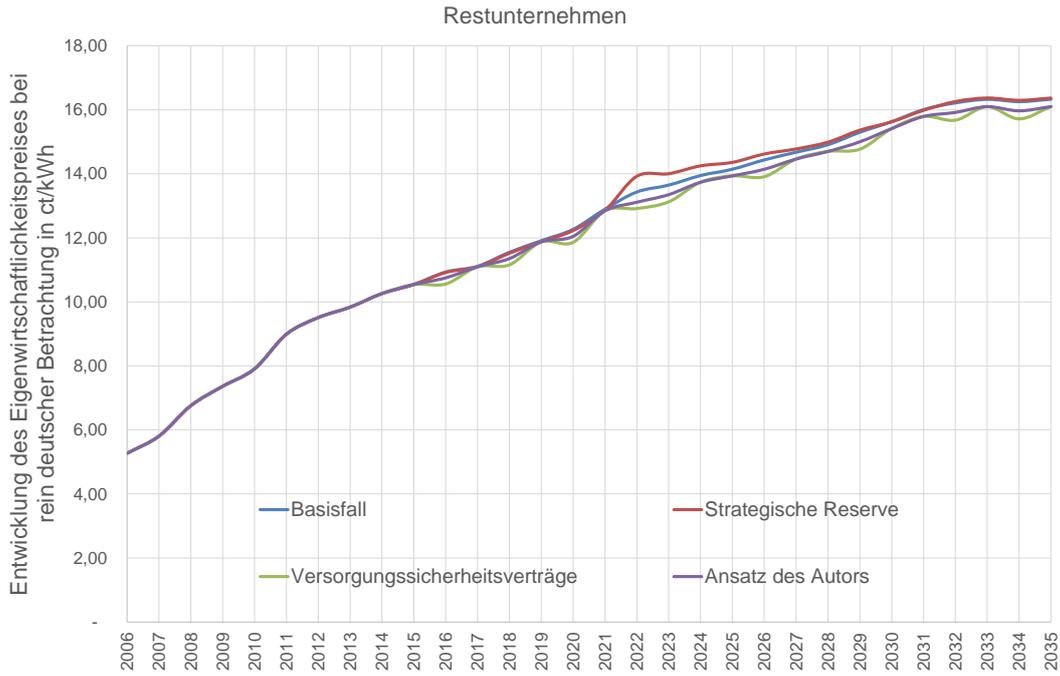


ABBILDUNG 82: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: RESTUNTERNEHMEN

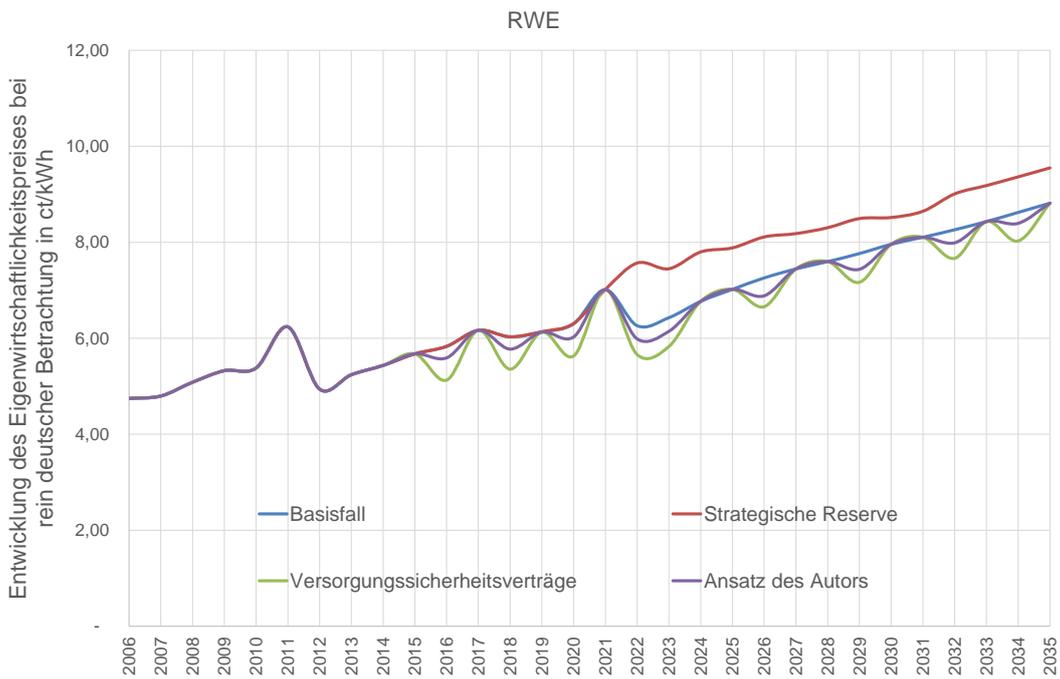


ABBILDUNG 83: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: RWE

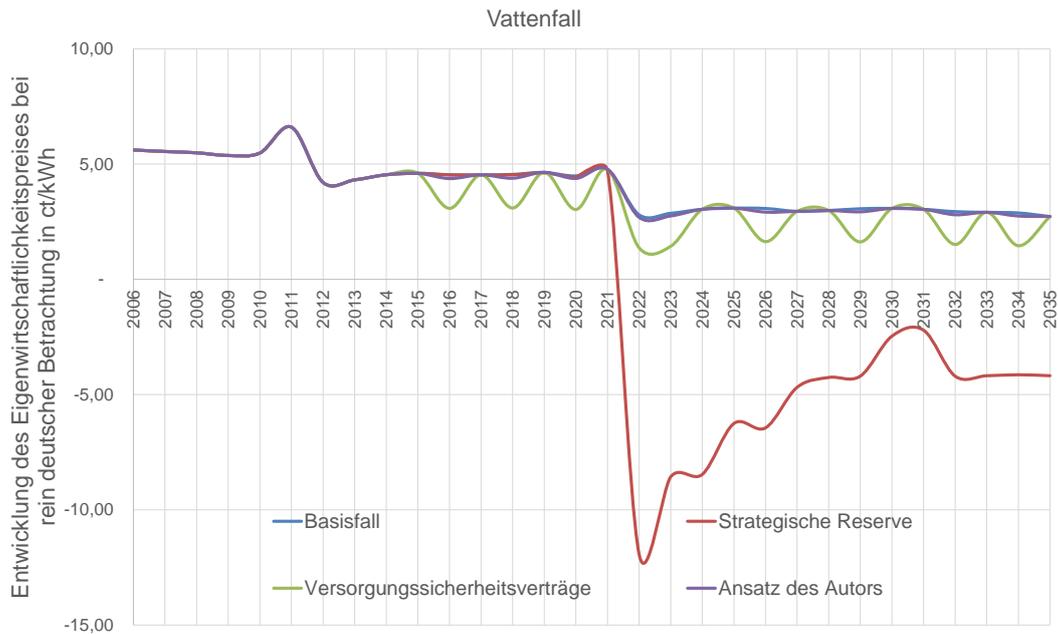


ABBILDUNG 84: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT
SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: VATTENFALL

Der Auswertung kann entnommen werden, dass die Strategische Reserve langfristig das ungeeignetste Marktsystem darstellt. Der Basisfall, die Versorgungssicherheitsverträge und der Ansatz des Autors liefern jeweils ähnliche Ergebnisse. Dabei wird darauf hingewiesen, dass nur VSV und der Ansatz des Autors die Investitionen auch wirklich anreizen können. Zusätzlich werden beim Ansatz des Autors übertriebene Gewinne bei den Unternehmen unterbunden, weshalb sich die Eigenwirtschaftlichkeitspreise in diesem Fall näher an den Basisfall schieben.

10.5 DETAILLIERTE WIRTSCHAFTLICHKEITSAUSWERTUNGEN IM FALL OHNE REFURBISHMENT

Die hier dargestellten Unternehmensauswertungen gehen im Bereich der Kraftwerks und Kundenzuteilung von den gleichen Annahmen aus wie in Kapitel 10.4. Allerdings werden alle Kraftwerke die nach 1.1.2012 das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreichen nicht mehr zugebaut. Stattdessen wird vom Optimierungsalgorithmus im Modell ATLANTIS die notwendige Menge an Kraftwerken zugebaut, um die Leistungs- und Energiedeckung zu gewährleisten.

Dabei zeigen sich die Fälle „Basis“, „Strategische Reserve“ und „Versorgungssicherheitsverträge“ vom Ergebnis her sehr ähnlich. Dies liegt daran, dass die Erzeugungskosten bei einem Gasturbinen Zubau von 63,2 GW über die Investitionskosten stark überwiegen. Der gravierende Unterschied, der jedoch aus der Grafik nicht erkennbar ist, liegt in der Investitionsanreizen bzw. der Risikobehaftung des Zubaus. Bei den VSV und beim Ansatz des

Autors können die notwendigen 316 Zubauten ohne Investitionsrisiko mit einer geringen Verzinsung von 5 % nominell getätigt werden, wohingegen beim Basisfall der Anreiz für den Bau fehlt. Deutlich ersichtlich ist, dass die Strategische Reserve für Zubauten im großen Stil nicht geeignet ist. Sie produziert entweder massive Übergewinne oder massive Verluste. Die hier dargestellten Ergebnisse für die SR lassen nur den Schluss zu, dass nicht alle deutschen Energieversorger solch ein Marktsystem „überleben“ könnten. Der dabei ausschlaggebende Punkt ist die Menge an Stromzukauf die über die Zeit notwendig wird. Je mehr Stromzukauf desto schneller geht ein Unternehmen bankrott, wobei der Umkehrschluss ebenfalls gilt. Ein herausragendes Ergebnis ist, dass Vattenfall aufgrund seines Stromverkaufs ab 2016 bei SR und ab 2019 in allen Fällen seinen Strom an Endkunden verschenken könnte und trotzdem hohe Gewinne erzielen würde.

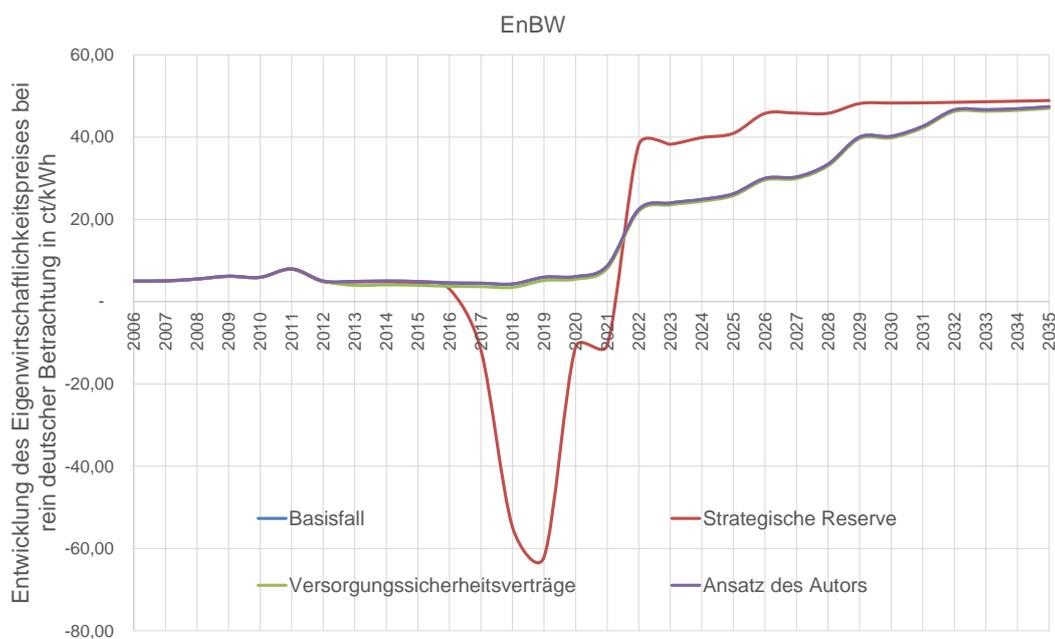


ABBILDUNG 85: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: ENBW

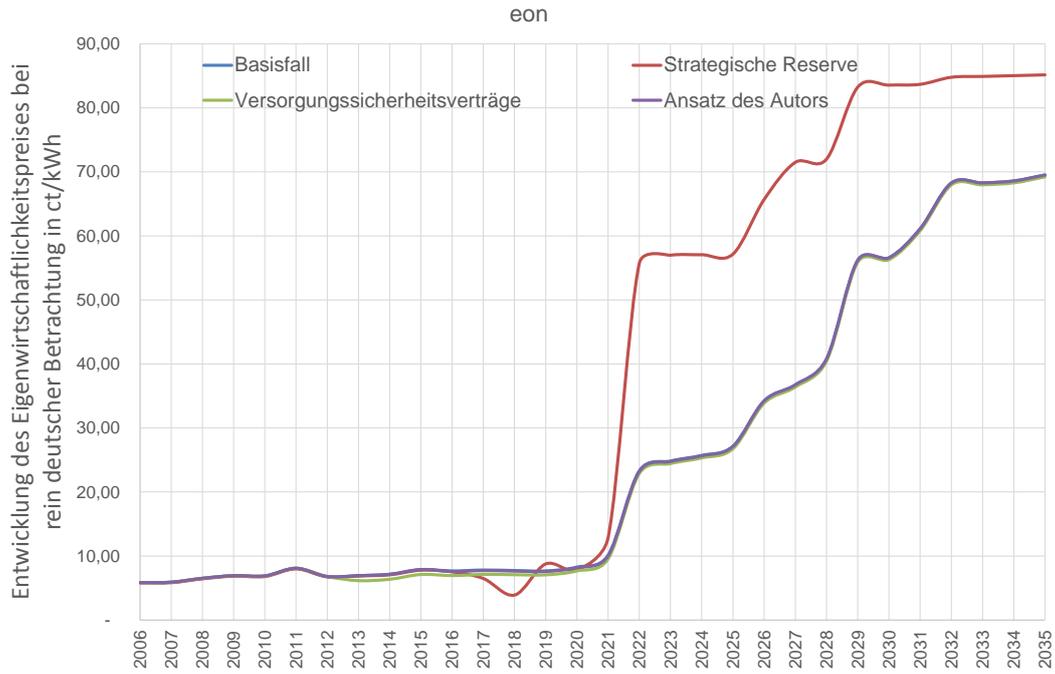


ABBILDUNG 86: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: EON

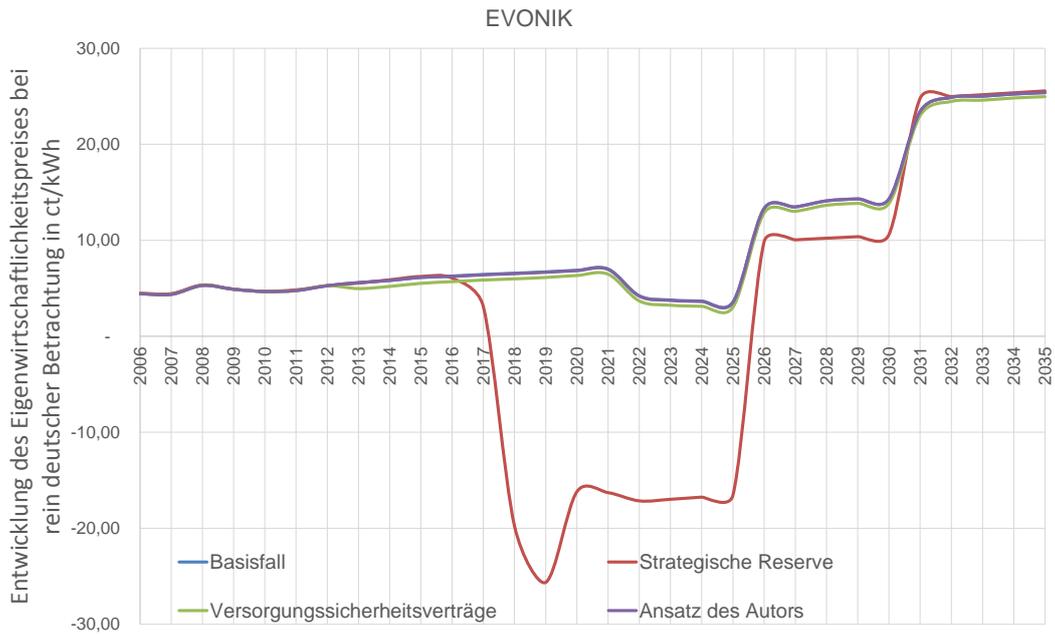


ABBILDUNG 87: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: EVONIK

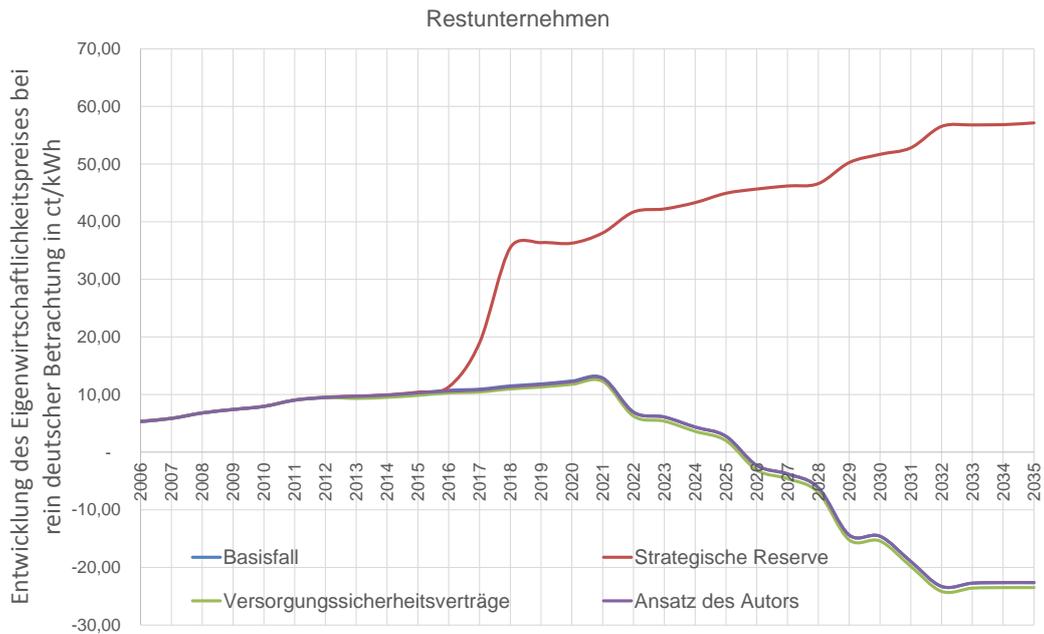


ABBILDUNG 88: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: RESTUNTERNEHMEN

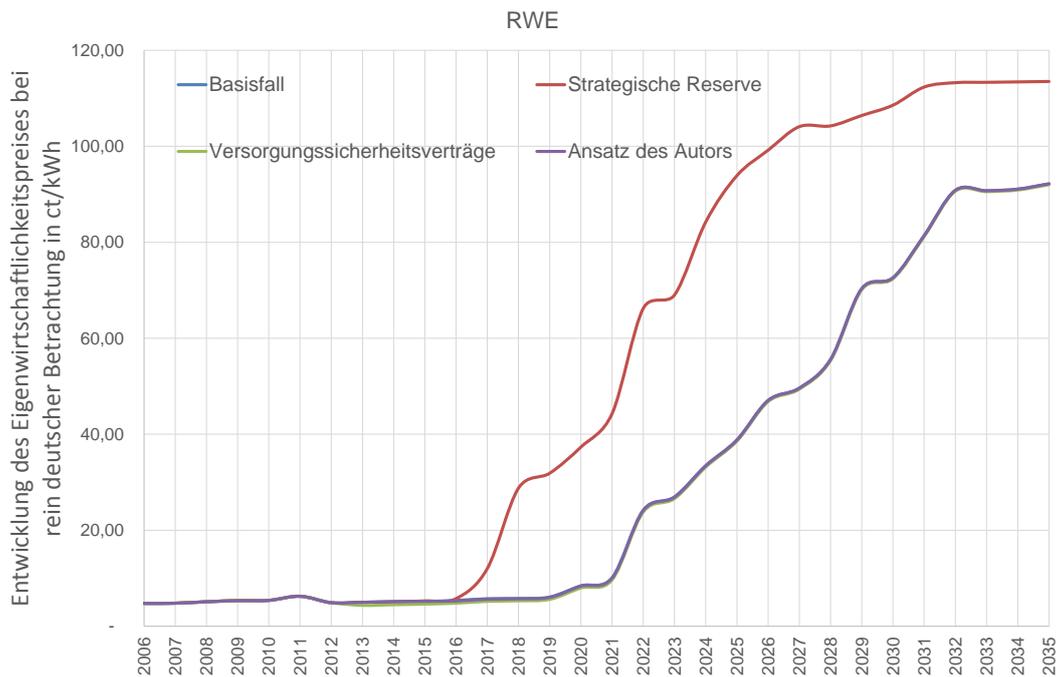


ABBILDUNG 89: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: RWE

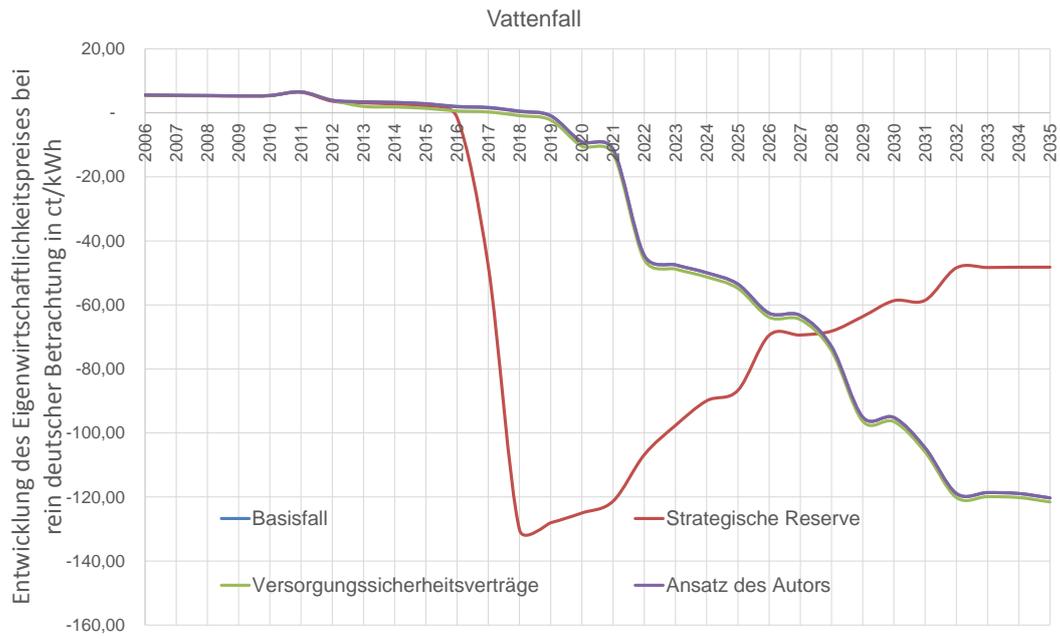


ABBILDUNG 90: EIGENWIRTSCHAFTLICHKEITSPREISE LAUT SIMULATIONSMODELL ATLANTIS IM VERGLEICH; UNTERNEHMEN: VATTENFALL

10.6 SIMULIERTE SZENARIEN ALS ÜBERSICHT

Aus Platzgründen wird die Übersicht der simulierten Szenarien aufgeteilt auf zwei Grafiken. In der ersten Grafik werden die Simulationen zur Einbeziehung der Nachfrage dargestellt (Abbildung 91), und in der zweiten Grafik (Abbildung 92) die Simulationen zu Kapazitätsmechanismen. Dabei möchte der Autor an dieser Stelle hinweise, dass noch viele weitere Simulationen vorbereitet und durchgeführt wurden. Hier angeführt werden jedoch nur jene, die im Hauptteil der Arbeit dargestellt bzw. berücksichtigt wurden.

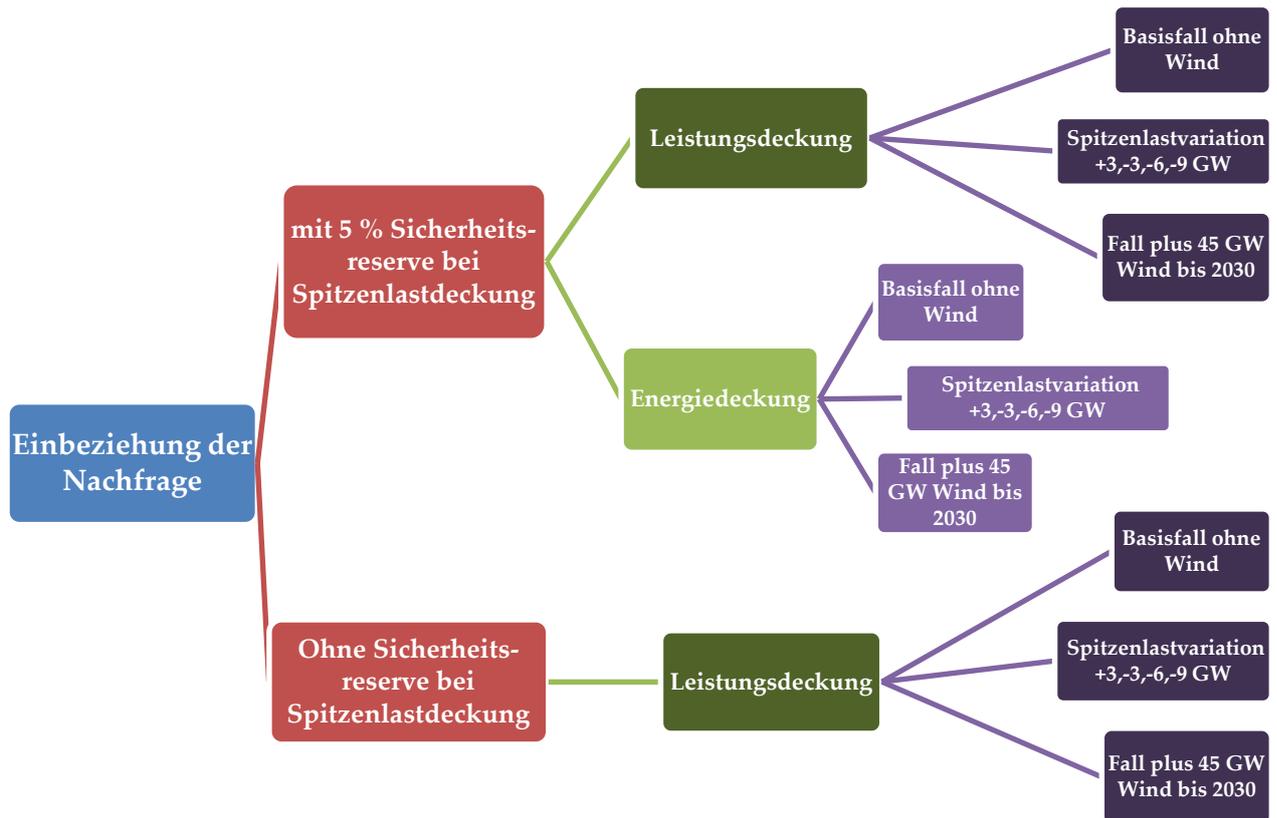


ABBILDUNG 91: SZENARIENÜBERSICHT "EINBEZIEHUNG DER NACHFRAGE"

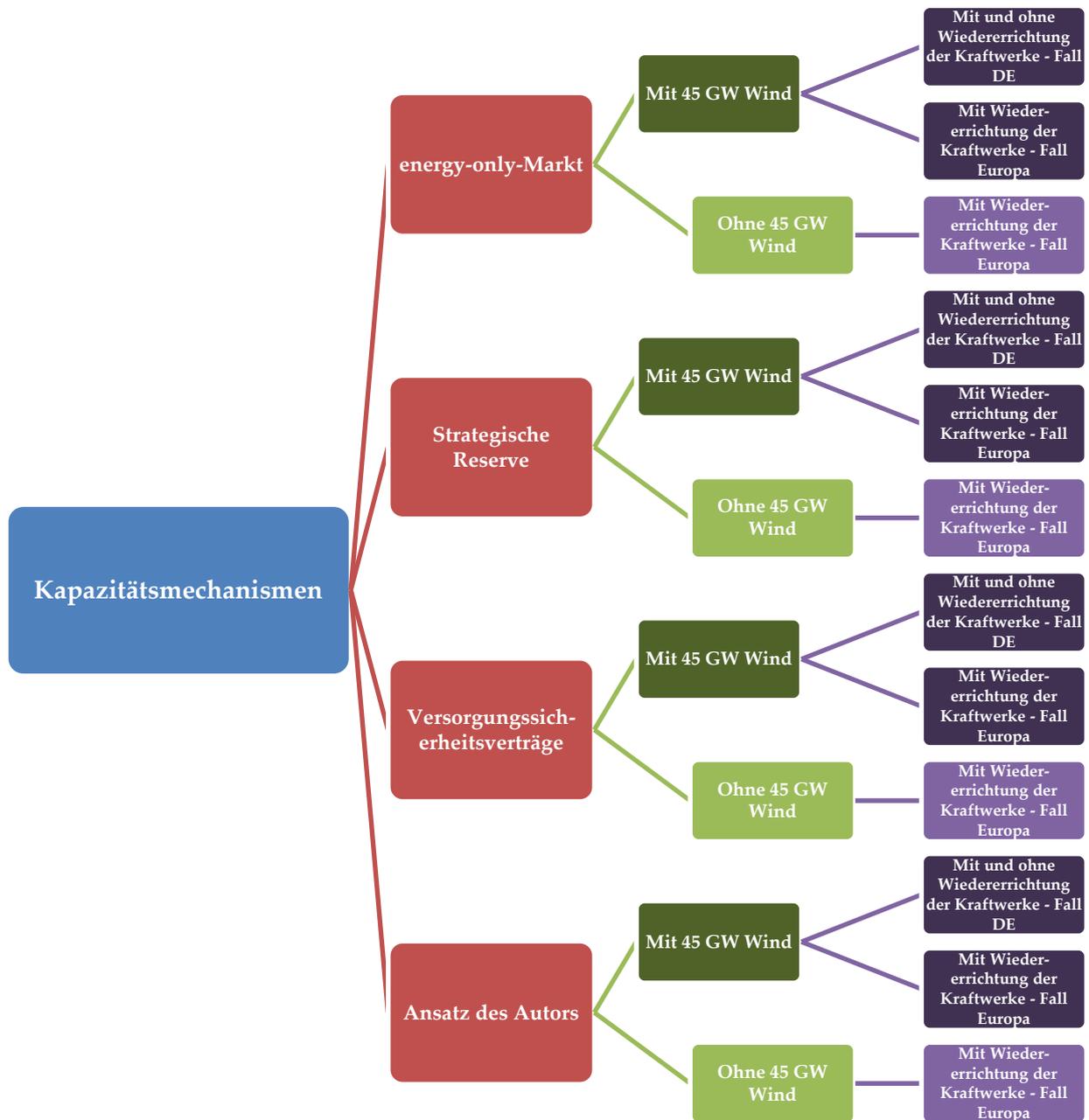


ABBILDUNG 92: SZENARIENÜBERSICHT "KAPAZITÄTSMECHANISMEN"

11 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

AMM...Advanced Meter Management	HH...Haushalt
AMR...Automatic Meter Reading	HT...Hochtarif
APCS...Austrian Power Clearing and Settlement	IEE...Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
APG...Austrian Power Grid	IEMD...Integriertes Energiemarktdesign
ATL...Simulationsmodell ATLANTIS	IFEA...Institut für elektrische Anlagen
BAB...Best Ask Base	IFNE...Ingenieurbüro für Energien
BAP...Best Ask Peak	IHS...Institut für Hochspannungstechnik
BBB...Best Bid Base	IWES...Institut für Windenergiesysteme
BBP...Best Bid Peak	JDL...Jahresdauerlinie
BNetzA...Bundesnetzagentur	JHL...Jahreshöchstlast
CO ₂ ...Kohlendioxid	kVA...Kilovoltampere
CRE...Commission de Régulation de l'Énergie	KWSAL...Kraftwerks-Stillegungs-Anzeige-Liste
DCA...Descending Clock Auction	MCP...Market Clearing Price
DC-OPF...Direct Current Optimal Power Flow	MW...Megawatt
DLR...Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt	MWh...Megawattstunde
DSM...Demand Side Management	NOME... Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité
DSR...Demand Side Response	NT...Niedertarif
EDF... Electricité de France	PDSM...Power Demand Side Management
EDRC...European Demand Response Center	PV...Photovoltaik
EE...Erneuerbare Energien	RAV...Regelarbeitsvermögen
EOM...Energy Only Market	RTE... Réseau de Transport d'Électricité
ENTSO-E ... European Network of Transmission System Operators for Electricity	sGT...synthetische Gasturbine
EWI... Energiewirtschaftsinstituts zu Köln	SLP...Standardlastprofil
EWP...Eigenwirtschaftlichkeitspreis	SR...Strategische Reserve
E&V...Energiebeschaffung und Vertrieb	TFR...Tonfrequenzrundsteuerung
FFG...Forschungs-Förderungsgesellschaft	TSO...Transmission System Operator
GuD...Gas- und Dampfkraftwerk	UCTE... Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
GT...Gasturbine	ÜNB...Übertragungsnetzbetreiber
GW...Gigawatt	VSV...Versorgungssicherheitsverträge.
HGÜ...Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung	VKU...Verband kommunaler Unternehmen e. V

12 ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Kraftwerkseinsatz aller 96 Zubaukraftwerke des Basisszenarios (energy-only-Markt) in ausgewählten Jahren	7
Abbildung 2: Notwendiger Durchschnittserlös aller deutschen Energieversorger gegenüber den möglichen Erlösen für Energiebeschaffung und Vertrieb (Quelle: (Statista, 2014), eigene Berechnung des Basisfalls mit Refurbishment).....	10
Abbildung 3: Kraftwerkszubaubedarf bei verschiedenen Nachfragefällen und 5 % Sicherheitsreserve zur Jahreshöchstlastzeit	11
Abbildung 4: Einsatzzeiten aller 96 Zubaukraftwerke des Szenarios mit Refurbishment im europäischen Kontext (45 GW Windausbau bis 2030 sind ebenfalls beinhaltet)	12
Abbildung 5: Jahresdauerlinie (2010) der deutschen Haushalte und von gesamt Deutschland laut NEMO I Gutachten (Quelle: (Consentec, 2012a); eigene Darstellung)	15
Abbildung 6: Vergleich ausgewählter Teile des Standardlastprofils H0 mit dem NEMO I Gutachten (Quellen: (APCS, 2013) (Consentec, 2012a); eigene Darstellung)	20
Abbildung 7: Auswertung der JHL (2010) in Deutschland nach Monaten mittels verschiedener Grenzwerte (Quelle: (ENTSO-E, 2013)).....	22
Abbildung 8: Auswertung der JHL (2010) in Deutschland nach (Tages-) Stunden mittels verschiedener Grenzwerte (Quelle: (ENTSO-E, 2013))	23
Abbildung 9: DSM Potentiale in Österreich in der Übersicht: links je Branche und rechts je Bundesland (Quelle: (Stigler H. , 2013) eigene Darstellung)	26
Abbildung 10: Jahresdauerlinie aller Erzeugungseinheiten in Österreich ausgenommen Pumpspeicher (Quelle: (Stigler H. , 2013), eigene Darstellung	28
Abbildung 11: Jahresdauerlinie aller Gaskraftwerke in Österreich (Quelle: (STIGLER, 2013), eigene Darstellung	28
Abbildung 12: Reduktion der Gesamtkosten der elektrischen energie in Österreich (Quelle: (Stigler H. , 2013)).....	29
Abbildung 13: Geografische Lage der Knoten für die Berechnung der Redispatchminimierung (Google Inc., 2013);eigene Darstellung.....	30
Abbildung 14: Veränderungen des negativen Redispatches an den betrachteten Knoten.....	31
Abbildung 15: Ergebnisse der Ausschreibung für positive Minutenreserve im Jahr 2012 in Österreich (Quelle: (APG, 2012); eigene Darstellung).....	32
Abbildung 16: Durchschnittserlöse eines 10 MW Angebots positiver Minutenreserve pro Woche (Quelle: (APG, 2012) ;eigene berechnung)	33
Abbildung 17: Preise für Energie beim Abruf positiver Minutenreserve in Österreich in den Jahren 2011 und 2012 (Quelle: (APCS, 2012) ; eigene Darstellung)	34
Abbildung 18: Übersicht über die Kapazitätsmechanismen in Europa (Quelle: (the energy collective, 2013); eigene Darstellung)	35
Abbildung 19: Übersicht einiger in Deutschland diskutierter Kapazitätsmechanismen (Anlehnung an (enervis, BET, 2013); eigene Darstellung)	40
Abbildung 20: Bedarf an gesicherter Leistung sowie Zubaubedarf zur Deckung dieser laut enervis (enervis, BET, 2013).....	42
Abbildung 21: Schematischer Überblick über die verschiedenen Mechanismen des integrierten Energiemarktdesigns (enervis, BET, 2013).....	43

Abbildung 22: Gesamtdarstellung Strom- und Leistungsmarkt mit ihren Akteuren (Herrmann, 2013)	47
Abbildung 23: Schematische Darstellung der Preisbildung am Leistungsmarkt ((enervis, BET, 2013) Eigene Darstellung)	50
Abbildung 24: Schematische Darstellung der Integration der Leistungszertifikate am Energiemarkt (enervis, BET, 2013).....	51
Abbildung 25: Entwicklung der Marktparität von Wind und PV (Neuanlagen) sowie die für die Berechnung unterstellte Kostendegression (ENERVIS, BET, 2013).....	53
Abbildung 26: Preisfindung bei zukünftigen Investitionsförderung erneuerbarer Energien (Quelle: (enervis, BET, 2013); eigene Darstellung).....	54
Abbildung 27: Gesamtnachfrage und Spitzenlast in Frankreich und Deutschland von 2008 bis 2012 (Daten ENTSO-E) Quelle: (frontier economics, 2013)	59
Abbildung 28: Angedachte Funktionsweise des französischen Kapazitätsmarktes (frontier economics, 2013).....	61
Abbildung 29: Mögliche Berechnung der Versorgungsverpflichtung (frontier economics, 2013)	62
Abbildung 30: Zeitlicher Ablauf des Garantienhandels (frontier economics, 2013).....	65
Abbildung 31: Funktionsweise der strategischen Reserve Quelle: (Consentec, 2012) eigene Darstellung.....	68
Abbildung 32: Darstellung des Dimensionierungswegs von consentec (Quelle: (Consentec, 2012) ;eigene Darstellung)	72
Abbildung 33: Prinzip der "Descending Clock Auction" mit möglicher Erweiterung Quelle: (Consentec, 2012).....	73
Abbildung 34: Im Modell DIMENSION abgebildete Regionen Quelle: (EWI Köln, 2012).....	77
Abbildung 35: Installierte Nettoleistung der Kraftwerke der Simulation aufgesplittet nach Technologie Quelle: (EWI Köln, 2012).....	78
Abbildung 36: Volllaststunden konventioneller Kraftwerke in der Simulation aufgeteilt nach Technologie Quelle: (EWI Köln, 2012).....	79
Abbildung 37: Einsatz der strategischen Reserve Quelle: (EWI Köln, 2012)	80
Abbildung 38: Zahlungsströme beim Ansatz der Versorgungssicherheitsverträge Quelle: (EWI Köln, 2012) eigene Darstellung.....	84
Abbildung 39: Preise für Future Produkte im zeitlichen Verlauf Quelle: (EEX, 2013); eigene Darstellung.....	91
Abbildung 40: Entwicklung des lastgewichteten Durchschnittspotpreises für das DEUTSCH-ÖSTERREICHISCHE MARKTGEBIET QUELLE: (MONOPOLKOMMISSION, 2013)	96
Abbildung 41: Übersicht über die berücksichtigten Kraftwerke (links) und Leitungen (rechts) in ATLANTIS	102
Abbildung 42: Modellablauf in ATLANTIS	103
Abbildung 43: Darstellung einer Lastauswertung im Ruhrgebiet im Jahr 2034 (Verwendet: google earth (Google Inc., 2013)- eigene Darstellung)	115
Abbildung 44: Ablauf des manuellen Kraftwerkszubaues	115
Abbildung 45: Gegenüberstellung des zeitlichen Zubauverlaufs mittels Optimierung in ATLANTIS und manuell durch Auswertung für Deutschland	117
Abbildung 46: Zubauort und-zeitpunkt aller 96 Kraftwerke des Basisszenarios laut ATLANTIS-Optimierung.....	118

Abbildung 47: Kumulierter Kraftwerkszubau - im Vergleich: Basis-Szenario mit und ohne Refurbishment ab 2013	119
Abbildung 48: Vergleich des jährlich benötigten Zubaus im Basis-Szenario und im Fall OHNE Refurbishment	120
Abbildung 49: Standardkraftwerkspark als Ausgangslage für die Berechnungen	122
Abbildung 50: Kraftwerksparkentwicklung mit Windkraftzubau	122
Abbildung 51: Ausschnitt der 1.000 höchsten Laststunden (JahresDauerLinie) der Nachfrage welche in den ATLANTIS Simulationen verwendet werden (Quelle: (Consentec, 2012a); eigene Berechnung und Darstellung)	123
Abbildung 52: Kraftwerkszubaubedarf bei verschiedenen Nachfragefällen ohne 5 % Sicherheitsreserve.....	127
Abbildung 53: Leistungsbedarfsrechnung der ENTSO-E (ENTSO-E, 2013).....	129
Abbildung 54: Kraftwerkszubaubedarf bei verschiedenen Nachfragefällen und 5 % Sicherheitsreserve zur Höchstlastzeit.....	129
Abbildung 55: Auslastung der jeweiligen Zubaukraftwerke im Jahr 2022 laut Simulation (Peak-Periode).....	131
Abbildung 56: Auslastung der jeweiligen Zubaukraftwerke im Jahr 2022 laut Simulation (Off-Peak-Periode).....	132
Abbildung 57: Auslastung der jeweiligen Zubaukraftwerke im Jahr 2030 laut Simulation (Peak-Periode).....	134
Abbildung 58: Auslastung der jeweiligen Zubaukraftwerke im Jahr 2030 laut Simulation (Off-Peak-Periode).....	134
Abbildung 59: Übersicht der errechneten Volllaststunden bei Betrachtung der Nachfrage (mit Hinweis auf mögliche Technologien für die reale Umsetzung)	136
Abbildung 60: Einmalig mögliche Einsparungen aufgrund der Anwendung von DSM-Maßnahmen verschiedenen Ausmaßes in rot; auf der rechten Seite aufgetragen sind die Veränderungen beim notwendigen Kraftwerkszubau aufgetragen	137
Abbildung 61: Kummulierte installierte Leistung mit und ohne Wiedererrichtung der Kraftwerke in 5 Jaresschritten für Deutschland.....	140
Abbildung 62: Volllaststunden aller 96 Zubaukraftwerke des Basisszenarios mit Refurbishment....	141
Abbildung 63: Volllaststunden aller 316 Zubaukraftwerke im Basisszenario ohne Refurbishment ...	142
Abbildung 64: Notwendiger Durchschnitts-EWP der Summe der deutschen Unternehmen gegenüber den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb (Quelle: (Statista, 2014), eigene Berechnungen Fall Basis mit Refurbishment)	144
Abbildung 65: Notwendiger Durchschnitts-EWP der Summe der deutschen Unternehmen gegenüber den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb (Quelle: (Statista, 2014), eigene Berechnung Fall Basis ohne Refurbishment).....	146
Abbildung 66: Einsatzzeiten aller 96 Zubaukraftwerke im Fall einer europäischen Betrachtung mit zusätzlicher Windeinspeisung in ausgewählten Jahren	147
Abbildung 67: Einsatzzeiten aller 96 Zubaukraftwerke im Fall einer europäischen Betrachtung ohne zusätzliche Windeinspeisung in ausgewählten Jahren	148
Abbildung 68: Volllaststunden aller 96 Zubaukraftwerke des "Strategische Reserve" Szenarios mit Refurbishment	150

Abbildung 69: Häufigkeit des Einsatzes eines SR Kraftwerks von 2022 bis 2035 aufgeteilt in Perioden (Gesamt 167).....	151
Abbildung 70: Volllaststunden aller 316 Zubaukraftwerke des „strategische Reserve“ Szenarios ohne Refurbishment.....	152
Abbildung 71: Notwendiger Durchschnitts-EWP der Summe der deutschen Unternehmen gegenüber den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb (Quelle: (Statista, 2014), eigene Berechnung Fall Strategische Reserve mit Refurbishment.....	153
Abbildung 72: Notwendiger Durchschnitts-EWP der Summe der deutschen Unternehmen gegenüber den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb (Quelle: (Statista, 2014), eigene Berechnung Fall der Strategischen Reserve ohne Refurbishment.....	154
Abbildung 73: Notwendiger Durchschnitts-EWP der Summe der deutschen Unternehmen gegenüber den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb (Quelle: (Statista, 2014), eigene Berechnung Fall der Versorgungssicherheitsverträge mit Refurbishment.....	156
Abbildung 74: Notwendiger Durchschnitts-EWP der Summe der deutschen Unternehmen gegenüber den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb (Quelle: (Statista, 2014), eigene Berechnung Fall der Versorgungssicherheitsverträge ohne Refurbishment.....	157
Abbildung 75: Notwendiger Durchschnitts-EWP der Summe der deutschen Unternehmen gegenüber den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb (Quelle: (Statista, 2014) , Berechnungen zum ansatz des Autors mit Refurbishment.....	160
Abbildung 76: Notwendiger Durchschnitts-EWP der Summe der deutschen Unternehmen gegenüber den Preisen für Energiebeschaffung und Vertrieb (Quelle: (Statista, 2014), Berechnungen zum Ansatz des Autors ohne Refurbishment.....	161
Abbildung 77: (Notwendige) Veränderungen und derzeitige Struktur des Elektrizitätsmarktes (Quelle: Roques (EURELECTRIC, 12.12.2013) eigene Darstellung).....	173
Abbildung 78: Zusätzliche Kosten der strategischen Reserve: in blau die Kapazitätzahlungen, in grün-rot die zusätzlichen Kosten der Energiebeschaffung.....	178
Abbildung 79: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: EnBW.....	179
Abbildung 80: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: eon.....	180
Abbildung 81: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: EVONIK.....	180
Abbildung 82: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: Restunternehmen.....	181
Abbildung 83: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: RWE.....	181
Abbildung 84: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: Vattenfall.....	182
Abbildung 85: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: EnBW.....	183
Abbildung 86: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: eon.....	184
Abbildung 87: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: EVONIK.....	184

Abbildung 88: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: Restunternehmen	185
Abbildung 89: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: RWE	185
Abbildung 90: Eigenwirtschaftlichkeitspreise laut Simulationsmodell ATLANTIS im Vergleich; Unternehmen: Vattenfall	186
Abbildung 91: Szenarienübersicht "Einbeziehung der Nachfrage"	187
Abbildung 92: Szenarienübersicht "Kapazitätsmechanismen"	188

13 TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Auszug aus den verfügbaren Standardlastprofilen QUELLE: (APCS, 2013).....	18
Tabelle 2: Leistungsumfänge von herkömmlichen Stromzählern (derzeit), AMR und AMM Systemen (Rouzaud & Didierjean, 2005).....	21
Tabelle 3: Tarifübersicht der "Option Tempo" mit Erweiterung durch den Autor Quelle: (EDF, 2013)	24
Tabelle 4: Vergleichende Übersicht der in der Arbeit betrachteten Ansätze zu Kapazitätsmechanismen.....	100
Tabelle 5: Einsatzzeiten aller Zubaukraftwerke im Jahr 2022 bezogen auf die Peak und Off-Peak Periode im Jahr 2022	133
Tabelle 6: Einsatzzeiten aller Zubaukraftwerke im Jahr 2022 bezogen auf die Peak und Off-Peak Periode im Jahr 2030	135
Tabelle 7: Einsatzstunden verschiedener thermischer Kraftwerkstypen in deutschland	139
Tabelle 8: Übersicht und Bewertung der untersuchten Ansätze nach einheitlichen Kriterien Quellen: (enervis, BET, 2013), (frontier economics, 2013), (Consentec, 2012), (EWI Köln, 2012) ..	177

14 LITERATURVERZEICHNIS

- Agentur für erneuerbare Energien. (November 2012). Abgerufen am 2014 von http://www.energie-studien.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Investitionskosten_nov12.pdf
- Agentur für Erneuerbare Energien. (Juli 2013). *www.energie-studien.de*. Von http://www.energie-studien.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Volllaststunden_juli13.pdf abgerufen
- Amtsblatt der Europäischen Union. (2009). *Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. Brüssel.
- APCS. (2012). *Austrian Power Clearing and Settlement*. Von <http://www.apcs.at/de/ausgleichsenergiemarkt/statistiken/2011> abgerufen
- APCS. (2013). *Austrian Power Clearing and Settlement*. Von <http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile> abgerufen
- APG. (11 2012). *APG Homepage Bereich Netzregelung*. Von <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik> abgerufen
- arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. (2009). Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt. In H.-M. Groscurth, & S. Bode. Hamburg.
- BDEW. (24. Februar 2014). Von [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282014%29_24.02.2014_final_Journalisten.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/83C963F43062D3B9C1257C89003153BF/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20%282014%29_24.02.2014_final_Journalisten.pdf) abgerufen
- BNA. (2012). *Az.: 8121-12 / Szenariorahmen 2011*. Bundesnetzagentur.
- Boisseleau, F., & Hewicker, C. (2004). *European Electricity Market Design and its Impact on market Integration*. Deutschland: KEMA Consulting.
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. (2012). Von <http://www.bkg.bund.de> abgerufen
- Bundeskartellamt. (Januar 2011). <http://www.bundeskartellamt.de>. Abgerufen am 14. November 2013 von <http://www.bundeskartellamt.de>
- Bundesnetzagentur. (2010). *Monitoringbericht 2010*. Von http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2010/Monitoringbericht2010Energiepdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 abgerufen
- Bundesnetzagentur. (2013). *Monitoringbericht 2013*. Von http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14 abgerufen

- Bundesnetzagentur. (02 2014). Von http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_2014_02_04.pdf?__blob=publicationFile&v=12 abgerufen
- Consentec. (21. September 2012). *BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.* Abgerufen am 22. August 2013 von [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/\\$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf)
- Consentec. (02. 04 2012a). *NEMO I Gutachten*. Abgerufen am 2012 von http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_I.pdf
- dena. (2010). *Deutsche energie Agentur*. Von http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Erneuerbare/Dokumente/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF abgerufen
- DLR, IWES, IFNE. (29. 03 2012). *ForschungsVerbund Erneuerbare Energien*. Abgerufen am 27. 09 2013 von http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Politische_Papiere_anderer/12.03.29.BMU_Leitstudie2011/BMU_Leitstudie2011.pdf
- Doorman, G. (2000). Peaking Capacity in Restructured Power Systems. In *Dissertationsschrift*. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology.
- EDF. (2013). *Option Tempo Tarifübersicht EDF Homepage*. Abgerufen am 2014 von <http://particuliers.edf.com/gestion-de-mon-contrat/options-tempo-et-ejp/option-tempo/details-de-l-option-52429.html>
- EEX. (2013). *European Energy Exchange*. Abgerufen am 15. November 2013 von <http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Power/Phelix%20Futures%20!%20Derivatives/futures-table/2013-11-15>
- enervis, BET. (01. 03 2013). *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Abgerufen am 10. 09 2013 von http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0CDcQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.vku.de%2Ffileadmin%2Fget%2F%3F24103%2FEMD_Gutachten_Langfassung.pdf&ei=OdDUrOaKYmWtQaD7YGgCQ&usq=AFQjCNHGgAK7a_88X7SSjKZcYp1W_iG5Xw&bvm=bv.53217764,d.Yms
- ENTSO-E. (2011). *European network of transmission system operators for electricity*. Von <http://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&cad=rja&uact=8&ved=0CD8QFjAC&url=http%3A%2F%2Fwww.eurelectric.org%2FDownload%2FDownload.aspx%3FFdocumentFileID%3D71847&ei=e9FoU5yNceah0QXgyYDwCw&usq=AFQjCNG-imobi5TQ4HAsd5ul-IdEjtuCGg&bvm=bv.661> abgerufen

- ENTSO-E. (April 2013). *european network of transmission system operators for electricity*. Von <https://www.entsoe.eu/about-entso-e/system-development/system-adequacy-and-market-modeling/soaf-2013-2030/> abgerufen
- ENTSO-E. (März 2013a). *ENTSO-E_2013_survey_on_AS_Procurement_and_EBM_design.pdf*. Von <https://www.entsoe.eu/publications/position-papers/> abgerufen
- EURELECTRIC. (12.12.2013). Future electricity markets with or without capacity mechanism: What does Europe say? Brüssel.
- EURELECTRIC. (2014). Power Markets in Transition: why do we need a new Market Design? Brüssel.
- Europäische Funk-Rundsteuerung GmbH. (2010). *EFR Homepage*. Abgerufen am 10. 05 2011 von www.efr.de
- Europäisches Parlament und Rat. (2003). Richtlinie 2003/54/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2003:176:0037:0037:DE:PDF>.
- EWI Köln. (März 2012). *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Abgerufen am Februar 2013 von http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf
- EWI Köln. (2013a). Von <http://www.ewi.uni-koeln.de/forschung/modelle/dimension/> abgerufen
- Fath, J. (2011). Stochastischer Ansatz zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien: http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper_iewt2011/P_328_Fath_Jan__31-Jan-2011,_19:08.pdf.
- frontier economics. (Mai 2013). *Bundesministerium für Wirtschaft*. Abgerufen am 09 2013 von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-dezentrale-leistungsverpflichtungssysteme,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- GADM. (2009). Von <http://www.gadm.org> abgerufen
- Google Inc. (2013). Von <http://earth.google.com> abgerufen
- Haas, R., Hartner, M., Auer, H., & Erdmann, G. (Heft 3 2014). Stromversorgung der Zukunft: Markt- oder Planwirtschaft? *energiewirtschaftliche Tagesfragen*, S. 16-20.
- Hamburgisches WeltWirtschafts Institut. (09 2013). *Update des Wissens-Service des HWWI*. Von <http://www.hwwi.org/publikationen/publikationen-einzelansicht/licht-ins-dunkel-einschaetzung-potenzieller-schaeden-aus-stromausfaellen-in-deutschland///6562.html> abgerufen
- Herrmann, N. (25. 09 2013).

- Herrmann, N. (03. 09 2013). Dezentrale Kapazitätsmechanismen - Abgrenzung, Funktionsweise, Vor- und Nachteile. Vortrag im Rahmen der 6. Ebersbacher Klostersgespräche, Deutschland.
- Hütter, D. (2010). *Spitzenlastbepreisung und Smart Meter*. Graz.
- ISE. (2013). *Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien*. Abgerufen am 25. Februar 2014 von Homepage des Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme:
<http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>
- Matthes, F., & Ziesing, H. (26. Oktober 2008). *Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks und die Deckung des Strombedarfs*. Von Rat für nachhaltige Entwicklung:
http://www.nachhaltigkeitsrat.de/uploads/media/Broschuere_Kraftwerkspark_texte_Nr_26_Oktober_2008_01.pdf abgerufen
- Monopolkommission. (23. Dezember 2011). <http://www.monopolkommission.de>. Abgerufen am 15. Oktober 2013 von http://www.monopolkommission.de/sg_59/s59_volltext.pdf
- Monopolkommission. (September 2013). <http://www.monopolkommission.de/>. Abgerufen am 15. Oktober 2013 von http://www.monopolkommission.de/sg_65/s65_volltext.pdf
- Mundt, A. (27. 08 2012). *Handelsblatt*. Abgerufen am 01. 03 2013 von Kartellamt warnt vor Kostenexplosion: <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energie-wende-kartellamt-warnt-vor-kostenexplosion/7060958.html>
- Nacht, T. (2010). *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft*. TU Graz.
- NEP. (2012). *Netzentwicklungsplan 2012*. 50 Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW.
- NEP. (2013). *Netzentwicklungsplan 2013 - zweiter Entwurf der ÜNB*. (5. H. GmbH, A. GmbH, T. T. GmbH, & T. GmbH, Hrsg.)
- Nies, S. (2012). Investitionsnotwendigkeit und Kapazitätsmechanismen im EU Binnenmarkt. *Jahreskonferenz Ökoinstitut September 2012*.
- Ockenfels, A., Grimm, V., & Zoettl, G. (11. März 2008). *Strommarktdesign*. Abgerufen am 2013 von Preisbildungsmechanismus im auktionenverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX:
http://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf
- OGE. (10-11. 10 2013). *Fachtagung*. Abgerufen am 11. 10 2013 von <http://www.ove.at/akademie/oge2013/>
- Öko-Institut e.V. (Oktober 2012). *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem*. Abgerufen am November 2013 von <http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>
- Österreichs Energie. (11 2013). *Positionspapiere 2013*. Abgerufen am 25. 11 2013

- Prognos. (2013). *Entwicklung von Stromproduktionskosten*. Abgerufen am 23. März 2014 von Homepage der Prognos AG:
http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/131010_Studie_Belectric_Freiflaechen_Solarkraftwerke.pdf
- Prognos AG. (November 2012). *Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende*. Abgerufen am 2014 von
http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/121107_Prognos_Studie_Bedeutung_thermische_Kraftwerke.pdf
- Rheinenergie. (2014). Von
https://www.rheinenergie.com/de/geschaeftskundenportal/online_service/energie_lexikon/index.php?letter=S abgerufen
- Rouzaud, J.-P., & Didierjean, A.-L. (2005). *IEEE Website*. Abgerufen am 16. Dezember 2009 von
http://www.ieee.org/portal/cms_docs_pes/pes/subpages/meetings-folder/T_D_2005_2006/tuesday/pn09/05TD0712.pdf
- RP-Energie-Lexikon. (kein Datum). Von <http://www.energie-lexikon.info/gasturbine.html> abgerufen
- Schüppel, A. (2014). *Wertigkeit von Windkraft, Photovoltaik und Spitzenlastkraftwerken als teil des gesamten Elektrizitätssysteme*. Dissertation, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der Technischen Universität Graz, Graz.
- Schwab, A. (2006). *Elektroenergiesysteme*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag.
- Schwaiger, M. (2011). *Betrachtung internationaler Elektrizitätsmärkte und Anreizmodelle für den Kraftwerkszubau*. Diplomarbeit.
- Statista. (2014). *de.statista.com*. Von
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/168163/umfrage/entwicklung-der-kosten-der-elektrizitaetsbeschaffung-seit-2006/> abgerufen
- Stigler, H. (2013). *EDRC - European Demand Response Center Final Report*.
- Stigler, H., Gutschi, C., Huber, C., Nischler, G., Schüppel, A., Hütter, D., . . . Bachhiesl, U. (2012). *Alternativen für die Energiezukunft Europas*. Symposium Energieinnovation Graz: ATLANTIS - Forschungsinstrumente des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation.
- Süßenbacher, W. (Jänner 2011). *Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft*. Dissertation.
- The Brattle Group. (2009). *Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Markets*.
- the energy collective. (2013). Von <https://theenergycollective.com/katherinetweed/361051/europe-mothballs-20gw-gas-plants-2013-more-come> abgerufen

TU Graz (IEE,IFEA,IHS). (2012). *Gutachten zur Ermittlung des Erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz*. Von http://nvonb.bundesnetzagentur.de/netzausbau/Gutachten_NEMO_II.pdf abgerufen

Welt der BWL. (kein Datum). *Betriebswirtschaft in der Praxis*. Von <http://www.welt-der-bwl.de/Annuit%C3%A4tenmethode> abgerufen

Wolter, D., & Reuter, E. (2005). *Preis- und Handelskonzepte in der Stromwirtschaft*. Wiesbaden: Deutscher Universitäts-Verlag/GWV Fachverlag GmbH.