



DIPLOMARBEIT

Herr

Hans-Georg Hirscher

**Auswirkungen der erhöhten
Einspeisung erneuerbarer
Energien auf den deutschen
Strommarkt: Vorstellung
alternativer Lösungsansätze**

Mittweida, 2014

Fakultät Wirtschaftswissenschaften

DIPLOMARBEIT

**Auswirkungen der erhöhten
Einspeisung erneuerbarer
Energien auf den deutschen
Strommarkt: Vorstellung
alternativer Lösungsansätze**

Autor:

Herr

Hans-Georg Hirscher

Studiengang:

Wirtschaftsingenieurwesen

Seminargruppe:

KW10wSA-F

Erstprüfer:

Prof. Dr. rer. oec. Johannes Stelling

Zweitprüfer:

Prof. Dr. Andreas Hollidt

Einreichung:

Mittweida, 30. Oktober 2014

Verteidigung/Bewertung:

Innsbruck, 21. November 2014

Faculty Mittweida

DIPLOMA THESIS

Impacts of increased supply of renewable energy in the Ger- man electricity market: Presen- tation of alternative solutions

author:

Mr.

Hans-Georg Hirscher

course of studies:

Industrial Engineering

seminar group:

KW10wSA-F

first examiner:

Prof. Dr. rer. oec. Johannes Stelling

second examiner:

Prof. Dr. Andreas Hollidt

submission:

Mittweida, October 30th, 2014

defence/ evaluation:

Innsbruck, November 21st, 2014

Bibliografische Beschreibung:

Hirscher, Hans-Georg:

Auswirkungen der erhöhten Einspeisung erneuerbarer Energien auf dem deutschen Strommarkt: Vorstellung alternativer Lösungsansätze. - 2014. - Seitenanzahl Verzeichnisse: 14, Seitenzahl des Inhalts: 64, Mittweida, Hochschule Mittweida, Fakultät Wirtschaftsingenieurwesen, Diplomarbeit, 2014

Referat:

Ziel dieser Arbeit ist es, die Auswirkungen der erhöhten Einspeisung an erneuerbarer Energien in Deutschland zu beschreiben und die Gründe für das Versagen des Energy-only-Marktes darzustellen. In weiterer Folge werden alternative Lösungsvorschläge zum derzeitig vorherrschenden Marktsystem vorgestellt und bewertet.

Inhalt

| | |
|---|-----------|
| Abbildungsverzeichnis | IV |
| Tabellenverzeichnis | IV |
| Abkürzungsverzeichnis | V |
| 1 Einleitung..... | 1 |
| 1.1 <i>Aufgabenstellung der Diplomarbeit</i> | <i>1</i> |
| 1.2 <i>Zielsetzung.....</i> | <i>2</i> |
| 1.3 <i>Methodische Vorgehensweise.....</i> | <i>3</i> |
| 2 Einführung in den deutschen Strommarkt | 4 |
| 2.1 <i>Geschichte des Strommarktes</i> | <i>4</i> |
| 2.1.1 <i>Liberalisierter Strommarkt</i> | <i>6</i> |
| 2.1.2 <i>Aktuelle Verteilung der Netzstruktur</i> | <i>8</i> |
| 2.2 <i>Großhandelsmarkt für Strom.....</i> | <i>11</i> |
| 2.2.1 <i>Over the counter (OTC).....</i> | <i>12</i> |
| 2.2.2 <i>Strombörse.....</i> | <i>13</i> |
| 2.2.3 <i>Energy-only-Markt</i> | <i>14</i> |
| 2.3 <i>Aktuelle Bedeutung und Entwicklung von erneuerbaren Energien.....</i> | <i>16</i> |
| 2.3.1 <i>Das Erneuerbare Energie Gesetz (EEG)</i> | <i>17</i> |
| 2.3.2 <i>Regenerative Energieträger in Deutschland.....</i> | <i>19</i> |
| 2.3.2.1 <i>Windkraftanlagen</i> | <i>19</i> |
| 2.3.2.2 <i>Wasserkraftwerke.....</i> | <i>20</i> |
| 2.3.2.3 <i>Photovoltaikanlagen</i> | <i>21</i> |
| 2.3.2.4 <i>Biomasse.....</i> | <i>22</i> |
| 2.3.2.5 <i>Ausblick.....</i> | <i>23</i> |
| 3 Auswirkungen der erhöhten Einspeisung erneuerbarer Energien auf den deutschen Strommarkt | 23 |
| 3.1 <i>Allgemeine Merkmale.....</i> | <i>24</i> |
| 3.1.1 <i>Senkung der durchschnittlichen Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom.....</i> | <i>25</i> |
| 3.1.2 <i>Erhöhte Volatilität der Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom ...</i> | <i>26</i> |
| 3.1.3 <i>Veränderte Lastprofile regelbarer Kraftwerke.....</i> | <i>26</i> |
| 3.1.4 <i>Erhöhter Bedarf an untertägigen Anpassungen</i> | <i>26</i> |
| 3.2 <i>Merit Order Effekt.....</i> | <i>27</i> |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 3.3 | <i>Unvollkommene Wettbewerbsbedingungen im realen Energy-only-Markt</i> | 30 |
| 3.4 | <i>Veränderte Kriterien für Investitionen im Bereich der Stromerzeugung</i> | 32 |
| 3.4.1 | Mangelnde Elastizität der Nachfrage an Strom | 34 |
| 3.4.2 | Mangelnde Zahlungsbereitschaft für die Versorgungssicherheit | 35 |
| 4 | Bewertung | 36 |
| 4.1 | <i>Bewertungskriterien</i> | 37 |
| 4.2 | <i>Beurteilungssystem</i> | 39 |
| 5 | Alternative Gestaltungsmöglichkeiten für den deutschen Strommarkt | 40 |
| 5.1 | <i>Neue Ausgestaltung des Strommarktdesigns durch die Implementierung eines fokussierten Kapazitätsmarktes und den dazugehörigen Kapazitätsmechanismen</i> | 40 |
| 5.1.1 | Mechanismen | 42 |
| 5.1.1.1 | Preisbasierte Mechanismen | 42 |
| 5.1.1.2 | Mengenbasierte Mechanismen | 44 |
| 5.1.2 | Bewertung | 47 |
| 5.1.2.1 | Langfristige Planungssicherheit | 47 |
| 5.1.2.2 | Vollkostendeckung | 48 |
| 5.1.2.3 | Investitionsanreize | 48 |
| 5.1.2.4 | Erhöhte Nachfrageelastizität | 49 |
| 5.1.2.5 | Eignung in einem dezentralen Marktsystem | 50 |
| 5.1.3 | Zusammenfassung des Bewertungsergebnisses | 50 |
| 5.2 | <i>Neue Ausgestaltung des Strommarktdesigns durch die Einführung einer Pay-as-bid Auktion</i> | 51 |
| 5.2.1 | Langfristige Planungssicherheit | 53 |
| 5.2.2 | Vollkostendeckung | 54 |
| 5.2.3 | Investitionsanreize | 54 |
| 5.2.4 | Erhöhte Nachfrageelastizität | 54 |
| 5.2.5 | Eignung in einem dezentralen Marktsystem | 55 |
| 5.2.6 | Zusammenfassung des Bewertungsergebnisses | 55 |
| 5.3 | <i>Neue Ausgestaltung des Strommarktdesigns durch den systematischen Zubau von Speicheranlagen</i> | 56 |
| 5.3.1 | Langfristige Planungssicherheit | 58 |
| 5.3.2 | Vollkostendeckung | 59 |
| 5.3.3 | Investitionsanreize | 59 |
| 5.3.4 | Erhöhte Nachfrageelastizität | 60 |
| 5.3.5 | Eignung in einem dezentralen Marktsystem | 61 |
| 5.3.6 | Zusammenfassung des Bewertungsergebnisses | 61 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 6 | Schlussbetrachtung | 62 |
| | Literatur | VI |
| | Onlinequellen | X |
| | Selbstständigkeitserklärung | XIV |

Abbildungsverzeichnis

| | |
|--|----|
| Abbildung 1: Strukturen der Stromerzeugung in Deutschland 2013..... | 6 |
| Abbildung 2: Die deutschen Verteilnetzbetreiber | 9 |
| Abbildung 3: Preisbildung durch Angebot und Nachfrage im Stromhandel | 13 |
| Abbildung 4: Angebot und Nachfrage im idealtypischen Energy-only-Marktl | 15 |
| Abbildung 5: Preisverfall eines Jahresfutures an der EEX | 25 |
| Abbildung 6: Der Merit Order-Effekt | 28 |
| Abbildung 7: Unelastische Nachfrage auf dem reinen Energy-Only-Markt | 34 |
| Abbildung 8: Fokussierte Kapazitätzahlungen..... | 42 |
| Abbildung 9: Darstellung des Kapazitätsmarktes | 46 |
| Abbildung 10: Bewertung der Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes.. | 50 |
| Abbildung 11: Vergleich zwischen Einheitspreisbildung und Pay-as-bid Auktion.. | 52 |
| Abbildung 12: Bewertung einer Einführung der Pay-as-bid Auktion..... | 55 |
| Abbildung 13: Auswirkung installierter Speicher auf den Marktpreis..... | 57 |
| Abbildung 14: Bewertung eines systematischen Zubaus von Speicher | 61 |
| Abbildung 15: Bewertungsergebnis aller Ausgestaltungsmöglichkeiten..... | 63 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Allgemeine Auswirkungen der Stromerzeugung aus EE auf den Großhandelsmarkt | 24 |
| Tabelle 2: Einteilung der Kapazitätsmechanismen..... | 41 |

Abkürzungsverzeichnis

| | |
|----------------|--|
| Abb. | Abbildung |
| APX | Amsterdam Power Exchange |
| bzw. | beziehungsweise |
| DSM | Demand Side Management |
| EE | erneuerbare Energien |
| EEG | Erneuerbare-Energie-Gesetz |
| EEX | Europe Energy Exchange |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EVU | Energieversorgungsunternehmen |
| ISO | Independent System Operator |
| km | Kilometer |
| kV | Kilovolt |
| KZ | Kapazitätszahlung |
| mK | mit Kapazitätszahlung |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawattstunde |
| N | Nachfrage |
| NS-Zeit | nationalsozialistische Zeit |
| oK | ohne Kapazitätszahlung |
| OTC | Over the counter |
| P | Preis |
| Q | Gleichgewichtsmenge |
| t | Zeit |
| TWh | Terawattstunde |
| u.a. | unter anderem |
| UCTE | Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |
| Vgl. | vergleiche |
| z.B. | zum Beispiel |

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung der Diplomarbeit

Wenn wir es schaffen, mit der Energiewende deutlich zu machen, dass wir unsere Wettbewerbsfähigkeit verteidigen und den Wohlstand steigern können, wird die Energiewende zu einem Exportschlager Deutschlands in allen Teilen der Welt.¹

(Bundesumweltminister Peter Altmaier, Oktober 2012)

Die Beschlüsse zur Energiewende und zum Ausstieg der Stromproduktion aus Kernenergie sind ausschlaggebend für das rasche Wachstum der Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energie in Deutschland. Somit ist klar: Deutschland möchte zukünftig eine Stromversorgung, die weitgehend von regenerativen Energien getragen wird.

Mit der Einführung des Erneuerbaren Energie Gesetzes (EEG), welches den Bau bzw. die Reaktivierung alternativer Kraftwerke durch fixe Tarife stark fördert, könnten die Ziele der Energiewende auch eingehalten werden. Energieexperten sind sich jedoch nicht sicher, ob das derzeitig vorherrschende Strommarktdesign des „Energy-only-Marktes“ langfristig den neuen Einspeisemethoden aus Kraftwerken, die mit EE betrieben werden, bestehen bleiben kann. Vor allem die volatile Stromerzeugung stellt die Märkte und ihren zurzeit vorherrschenden Preisbildungsmechanismus teils vor neue Herausforderungen. Es wird befürchtet, dass zukünftig zu wenige konventionelle Kraftwerke vorhanden sind, um die Grundlast Deutschlands zu decken, und somit die oberste Priorität der Versorgungssicherheit nicht mehr aufrecht gehalten werden kann.

Ein weiteres Problem besteht in der Kostenstruktur und in den Vermarktungsmethoden, in denen sich erneuerbare Kraftwerke stark von denen der konventionellen Stromerzeuger unterscheiden. Die bis heute stattfindende Refinanzierung von Kraftwerken über die liberalisierten Energiemärkte könnte bald durch die hohen Anteile an EE nicht mehr möglich sein. Es müssen also auch in der Refinanzie-

¹ Zeit online, online verfügbar unter: URL <<http://www.zeit.de/news/2012-10/06/atom-altmaier-energie-wende-kann-zum-exportschlager-werden-06155006>>, [Stand:10.06.2014].

rung und in der Kostendeckung von Kraftwerken zukünftig neue Wege bestritten werden um weiterhin Anreize für Investitionen im Stromsektor zu schaffen.

Um diese Ziele der Energiewende zu erreichen, sollten also nicht nur die primären Zielsetzungen betrachtet werden, sondern auch das System hinter der Stromversorgung hinterfragt werden. Nur so kann der volkswirtschaftliche Nutzen der Märkte langfristig aufrecht gehalten werden, um eine moderne Stromversorgung zu fairen Preisen in Deutschland zu ermöglichen.

1.2 Zielsetzung

Diese Diplomarbeit setzt sich zum Ziel, die durch EE verursachten Auswirkungen auf den deutschen Strommarkt zu identifizieren, um die Hintergründe eines drohenden Versagens des Energy-only-Marktes besser beleuchten zu können. In weiterer Folge sollen alternative Lösungsansätze zum herkömmlichen Energy-only-Marktdesign vorgestellt und bewertet werden.

Als Ergebnis dieser Arbeit sollen folgende Fragen beantwortet werden:

- Warum gibt es eine Kapazitätzunahme der EE in Deutschland?
- Welche Bedeutung haben regenerative Energien derzeit in Deutschland und wie werden sie sich weiterentwickeln?
- Welche maßgeblichen Auswirkungen auf den deutschen Energy-only-Markt werden durch die Kapazitätzunahme von erneuerbaren Energien hervorgerufen?
- Welche Kriterien sind zur Beurteilung neuer alternativer Lösungsansätze anstelle des Energy-only-Marktes wichtig?
- Welche qualitativen Ausgestaltungsmöglichkeiten zum herkömmlichen Energy-only-Markt gibt es?

1.3 Methodische Vorgehensweise

Die Einleitung im ersten Kapitel gibt einen Überblick über die Ausgangsproblematik, die Zielsetzung und die methodische Vorgehensweise dieser Diplomarbeit.

Das zweite Kapitel umfasst eine Einführung in den deutschen Strommarkt. Dabei werden die Geschichte des Strommarktes und der Großhandelsmarkt für Strom selbst beschrieben. Die aktuelle Bedeutung und Entwicklung von erneuerbaren Energien bilden weitere Themen, die im Zuge dieses Einführungskapitels behandelt werden.

Der dritte Teil dieser Arbeit beschreibt zuerst allgemeine Merkmale eines Strommarktes mit erhöhter Einspeisung aus EE, bevor relevante Auswirkungen dieser Kapazitätzunahme genauer thematisiert werden.

Bevor im fünften Kapitel die alternativen Lösungsansätze zum Energy-only-Markt betrachtet werden, bietet der vierte Abschnitt einen Überblick über die Bewertungskriterien der Lösungsansätze. Auch ein Beurteilungssystem wird dabei vorgestellt. Von den drei vorgestellten alternativen Lösungsansätzen in diesem Kapitel werden zuerst jeweils die Grundlagen genauer erläutert. Danach werden die Lösungsansätze durch die zuvor vorgestellten Kriterien bewertet. Anschließend werden die Ergebnisse durch das Beurteilungssystem in Form von Säulendiagrammen dargestellt.

Die Schlussbetrachtung gibt eine Zusammenfassung dieser Diplomarbeit und präsentiert die ausgearbeiteten Ergebnisse.

2 Einführung in den deutschen Strommarkt

Das folgende Kapitel gibt Aufschluss über die Entwicklung des Stromhandels und des Strommarktes in Deutschland. Es werden dabei der Stromhandel und das aktuelle Marktdesign dargestellt. Weiteres wird das EEG und die damit geförderten Energieformen beschrieben.

2.1 Geschichte des Strommarktes

Die ersten Strukturen zur Stromversorgung bildeten sich in Deutschland bereits Ende des 19. Jahrhunderts. Schon damals galt Deutschland als eines der hoch industrialisierten Länder dieser Welt. Zunächst wurde mit einer einfachen Blockstation, angetrieben von Wasserturbinen, lediglich die Energie für 30 Glühlampen erzeugt. Schon wenige Jahre später wurden erste Energieversorgungsunternehmen gegründet, die einen Umkreis mit einem Radius von bis zu 800 Metern mit Strom versorgen konnten. Bis zum Jahre 1911 gab es bereits 2300 regionale Energieversorger, die ihre Regionen über das ständig wachsende Netz mit Energie versorgten. Bald wurden die ersten Hochspannungsfreileitungen gebaut, die es erlaubten Strom über weite Distanzen hinweg zu transportieren und ein geschlossenes öffentliches Stromnetz zu bilden. Während der NS-Zeit wurde die Stromversorgung im Zuge eines Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) der Reichsaufsicht unterstellt. Diese führte in den kommenden Jahren den ersten Grundpreistarif zur Vereinheitlichung des Verbrauchpreises für Strom ein. Der Preis für eine Kilowattstunde lag damals bei ca. 8 Pfennig, die umgerechnet auf den Euro ca. 33 Cent entsprechen. Im Zuge der Modernisierung der 50er Jahre stieg der Stromverbrauch in Deutschland stark an. Durch den Einzug modernster Elektrogeräte in jedem Haushalt und dem damit verbundenen Anstieg des Stromverbrauches, erhielt die Energieversorgung immer mehr an Bedeutung. Überall in Deutschland folgten zur Gewährleistung der Stromversorgung weitere Kraftwerke verschiedenster Typen. Dieser starke Ausbau entfachte eine vielschichtige Energiediskus-

sion über die Risiken von Kernkraftwerken und die Verknappung von fossilen Brennstoffen.²

Der geringe Wettbewerb unter den Energieversorgungsunternehmen galt als einer der Hauptgründe, die 1998 zur Liberalisierung des Strommarktes führten. Erstmals wurden Versorgungsbetriebe und Netzgesellschaften voneinander entkoppelt. Diese Deregulierung hatte den Eintritt vieler neuer Unternehmen zufolge, die eine Vielzahl neuer, interessanter Stromprodukte anboten. Obwohl Haushalte und Industriebetriebe weiterhin auf ihr regionales Stromnetz angewiesen sind, können sie seit der Liberalisierung den Stromanbieter frei wählen.³

Das letzte Jahrzehnt stand in Deutschland im Zeichen der Energiewende. Am 1. April 2000 trat die erste Fassung des Erneuerbare-Energie-Gesetzes (EEG) in Kraft, das in den letzten Jahren immer wieder an die aktuellen Gegebenheiten angepasst wurde. Dieses Gesetz drängt den Bürger, bei Investitionen im Bereich Kraftwerke das Hauptaugenmerk auf die Kategorie der Erneuerbaren Energie zu legen.⁴ Zusätzlich zum EEG beschloss die deutsche Bundesregierung Anfang des 21. Jahrhunderts den Ausstieg aus der Atomstromerzeugung. Bis zum Jahr 2022 soll der letzte Atomreaktor in Deutschland vom Netz gehen. Mit diesen Konzepten soll der CO₂-Ausstoß verringert werden und der Wechsel von fossilen und atomaren Energieträgern hin zu Erneuerbaren Energien gelingen, um auch weiterhin den Umweltschutz in Deutschland gewährleisten zu können.⁵

Die folgende Abbildung zeigt die Stromstruktur der Stromerzeugung aus dem Jahr 2012 und 2013.

² Vgl. Stromversorger-Energieversorger, online verfügbar unter: URL <<http://www.stromversorger-energieversorger.de/energieversorgung-geschichte.php>>, [Stand: 11.04.2014].

³ Vgl. Stromversorger-Energieversorger: a.a.O..

⁴ Vgl. Unger, Jochem u. Hurtado, Antonio: Energie, Ökologie und Unvernunft, Wiesbaden 2013, S.127.

⁵ Vgl. Landeszentrale für politische Bildung, online verfügbar unter: URL <<http://www.lpb-bw.de/energiewende.html>>, [Stand: 11.04.2014].

Struktur der Stromerzeugung in Deutschland 2013

gesamt: 629,0 Milliarden Kilowattstunden (Mrd. kWh)

Anteile in Prozent (Vorjahr in Klammern)

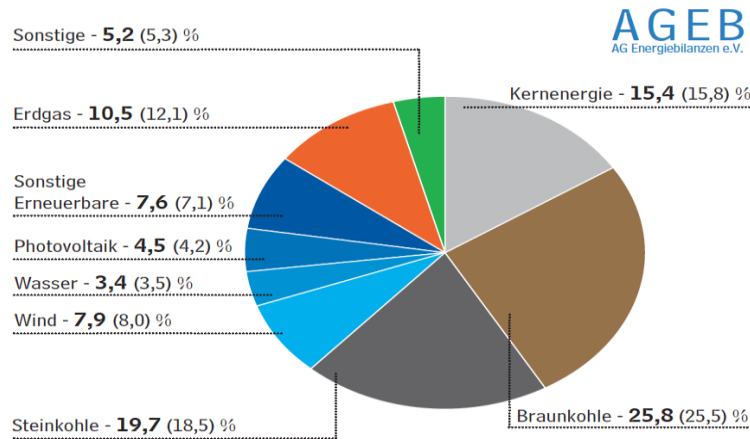


Abbildung 1: Strukturen der Stromerzeugung in Deutschland 2013⁶

Aus dem 2013 erstellten Diagramm geht hervor, dass in der Bundesrepublik noch 76,6 %, also mehr als zwei Drittel des erzeugten Stromes aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie stammen. Lediglich 23,4 % entfallen auf erneuerbare Energieträger wie z.B. Wind, Wasser und Photovoltaik. Um die Ziele der Energiewende zu realisieren, müssen also noch eine Vielzahl an Schritten gesetzt werden.

2.1.1 Liberalisierter Strommarkt

Unter dem Begriff der Liberalisierung versteht man die Befreiung des Handels von allen Handelshemmnissen und die damit verbundene Wiederherstellung des Freihandels.⁷ Am 19. Februar 1997 wurde, die von den EU-Staaten beschlossene EU-Elektrizitäts-Binnenmarkttrichtlinie, rechtswirksam. Diese Richtlinie musste binnen zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden, um die schrittweise Marktöffnung im Stromhandel zu ermöglichen. Neben Großbritannien, Schweden und

⁶ Vgl. Ingenieure.de, online verfügbar unter: URL <<http://www.ingenieur.de/Branchen/Energiewirtschaft/Seit-1990-so-Strom-deutscher-Braunkohle-erzeugt>>, [Stand: 12.04.2014].

⁷ Vgl. Gabler Wirtschaftslexikon, online verfügbar unter: URL <<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/liberalisierung.html>>, [Stand: 13.04.2014].

Finnland wurde in Deutschland der Strommarkt nicht stufenweise sondern zu 100 % liberalisiert.⁸

Die Elektrizitäts-Binnenmarkttrichtlinien bezogen sich laut Dr. Andreas Novak, Professor an der Universität Wien, vor allem auf:

- *Wettbewerb im Bereich der Elektrizitätserzeugung*
- *Freien Zugang zu den bestehenden Leitungsnetzen*
- *Management der Leitungsnetze*
- *„Unbundling“ und Transparenz der Buchführung (Der Netzbetreiber muss unabhängig von Erzeugungs- und Verteilungsaktivitäten sein)⁹*

Vor der Deregulierung des Marktes waren die Bereiche des Stromhandels und der generellen Energieversorgung erheblichen Einschränkungen unterworfen. Monopolistische EVU versorgten die Kunden in ihren Regionen, meist über die zu den Betrieben zugehörigen Stromnetze. Die Energie wurde über eigene Kraftwerke erzeugt und Stromhandel wurde nur in kleinerem Rahmen zur Sicherstellung der Eigenversorgung betrieben.

Einer der wichtigsten Unterschiede seit der Liberalisierung besteht in der Wahlfreiheit der Kunden, sich ihren Stromversorger, unabhängig von ihrer regionalen Netzanbindung aus zahlreichen EVU europaweit auszusuchen. Mit dieser Wahlfreiheit konnten einzelne Versorgungsmonopole aufgelöst werden und für die Kundengruppen entfällt die tarifliche Festlegung des Energiepreises. Dieser Effekt wird vor allem durch die zumindest buchhalterische Auftrennung der Funktionen Erzeugung, Übertragung und Verteilung innerhalb eines Unternehmen erzielt. Durch dieses sogenannte „Unbundling“ entfällt, der bis zur Deregulierung erhaltene Gebietsschutz der Erzeuger, sodass sie mit europaweit verteilten Erzeugungsbetrieben in einen Wettbewerb gestellt werden. Obwohl die Erzeuger ihr alleiniges Versorgungsrecht der regionalen Kunden verlieren, öffnen sie sich dem europa-

⁸ Vgl. Engelhardt, Claudia: Entwicklung der Strompreise seit der Liberalisierung des Strommarktes, Nordrhein-Westfalen, 2001, S.3.

⁹ Vgl. Novak, Andreas: Liberalisierung der Energiemärkte, online verfügbar unter: URL <<http://homepage.univie.ac.at/andreas.novak/rm/risk20.pdf>>, S.1, [Stand: 13.04.2014].

weiten Absatzmarkt und können durch geschickte Marketing- und Preisstrategien mehr Kunden gewinnen, um höhere Profite zu generieren. Damit das „Unbundling“ funktioniert, mussten bestimmte Regeln geschaffen werden. Dafür wurden in ganz Europa, mit Ausnahme Deutschlands, Regulatoren eingerichtet.¹⁰

In Deutschland ist die Bundesnetzagentur seit der Regulierung des Energiemarktes für diese Funktion zuständig, um Handelshemmnisse abzubauen und den freien Wettbewerb sicher zustellen. Weitere zentrale Aufgaben bestehen in der Genehmigung der Netzentgelte für die Durchleitung von Strom und Gas und dem Abbau von Hürden für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen für Verbraucher und Lieferanten. Auch der Anschluss von neuen Kraftwerken und der Lieferantenwechselprozess sollen durch diese Behörde erleichtert werden.¹¹

Zusammengefasst kann also festgehalten werden, dass die Aufgaben aller Markttrollen komplexer geworden sind. Vor allem die Anforderungen an die Erzeuger die sich nun im europaweiten Wettbewerb etablieren müssen, sind erheblich gestiegen. Um den Bedarf an Elektrizität der Kunden zu decken, wird neben der Eigenenerzeugung genügend Energie auf Europas Handelsbörsen zugekauft. Nur so kann eine optimale Versorgung sichergestellt und das neue deregulierte System aufrecht gehalten werden.¹²

2.1.2 Aktuelle Verteilung der Netzstruktur

Die Deregulierung im Stromsektor brachte in den letzten Jahren, wie im folgenden Bild dargestellt, vier übergeordnete Übertragungsnetzbetreiber hervor. Innerhalb der Bilanzkreise muss ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch herrschen.

Die Übertragungsnetzbetreiber stehen in der höchsten (380 oder 220 kV-Leitungen) von vier Spannungsebenen in der deutschen Stromversorgung. Sie

¹⁰ Vgl. Stiegler, Ove H.: Was unterscheidet die neue von der frühen Elektrizitätswirtschaft, in e&i (119), 2002; S.74.

¹¹ Vgl. Bundesnetzagentur, online verfügbar unter: URL <<https://www.bmwi.de/DE/Ministerium/Geschaeftsbereich-des-BMWi/bundesnetzagentur-bnetza.html>>, [Stand: 15.04.2014].

¹² Vgl. Stiegler, Ove H.: a.a.O., S.74f.

transportieren den Strom von den Kraftwerken zu den Verbrauchsschwerpunkten und bilden das Bindeglied für den Stromtransport in benachbarte Länder, bzw. für einen Strombezug von dort nach Deutschland. In der zweiten Ebene werden Stromgroßkunden über die regionalen Verteilnetze (110 kV-Leitungen) der EVU versorgt. Auf der dritten Ebene steht die Versorgung von Industrie und Gewerbe über lokale Netze (<110 kV-Leitungen). In der Vierten, und somit letzten Spannungsebene (1 kV-Leitungen) werden Haushalte und kleinere Gewerbe versorgt.¹³



Abbildung 2: Die deutschen Verteilnetzbetreiber¹⁴

Die folgenden Punkte geben einen genaueren Überblick über die deutschen Verteilnetzbetreiber:

- Amprion (vormals RWE)

Mit einer Länge von 11000 [km] besitzt die Amprion GmbH das längste Hochspannungsnetz in Deutschland. Durch die zentrale Lage der Regelzone innerhalb Europas, spielt der Übertragungsnetzbetreiber eine wichtige Rolle auf dem europäischen Strommarkt und fungiert als Drehscheibe für

¹³ Vgl. 50 Hertz, online verfügbar unter: URL <<http://www.50hertz.com/de/unternehmen.html>>, [Stand: 23.04.2014].

¹⁴ Vgl. PR-Magazin, online verfügbar unter: URL <<http://www.prmagazin.de/meinung-analyse/hintergrund/wirbeln-fuer-die-wende/die-vier-stromnetzbetreiber.html>>, [Stand: 23.04.2014].

Strom zwischen Nord und Süd, bzw. Ost und West. Eine der wichtigsten übergeordneten Aufgaben in Nordeuropa übernimmt die Amprion GmbH mit der Koordination der Leistung und der Frequenz innerhalb der vier deutschen Regelzonen. Dabei werden die Austauschprogramme koordiniert, und die Mengen der deutschen Regelzonen, sowie des gesamten nördlichen UCTE-Verbundnetzes (Belgien, Bulgarien, Deutschland, Niederlande, Österreich, Polen, Rumänien, Slowakische Republik, Tschechische Republik und Ungarn) bilanziert.¹⁵

- Tennet (vormals EON)

Die Tennet TSO GmbH besitzt mit einer Hochspannungsleitungslänge von 21000 [km] einer der längsten Hochspannungsnetze innerhalb Europas. Ca. 10700 [km] davon befinden sich in Deutschland. Vor allem in den benachbarten Niederlanden ist der Übertragungsnetzbetreiber aktiv.¹⁶

- 50 Hertz (vormals Vattenfall)

Die Länge des Hochspannungsnetzes der 50 Hertz Transmission GmbH beträgt rund 9995 [km] und bedient den Norden und Osten der Bundesrepublik. Im Netz der 50 Hertz Transmission GmbH sind etwa die Hälfte aller Windkraftwerke Deutschlands integriert.¹⁷

- Transnet BW (vormals ENBW)

Mit einer Netzlänge von ca. 3700 km betreibt die Transnet BW GmbH das kürzeste Netz Deutschlands. Über zahlreiche Kuppelstellen, ist der Netzbetreiber nicht nur mit anderen Regelzonen innerhalb Deutschlands verbunden, sondern besitzt auch direkte Verbindungen in die benachbarten Länder Österreich, Schweiz und Frankreich.¹⁸

¹⁵ Vgl. Amprion, online verfügbar unter: URL <<http://www.amprion.net/portrait>>, [Stand: 23.04.2014].

¹⁶ Vgl. Tennet, online verfügbar unter: URL <<http://www.tennet.eu/de/ueber-tennet/organisation.html>>, [Stand: 23.04.2014].

¹⁷ Vgl. 50 Hertz, online verfügbar unter: URL <<http://www.50hertz.com/de/unternehmen.html>>, [Stand: 23.04.2014].

¹⁸ Vgl. TransnetBW, online verfügbar unter: URL <<http://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portrait/wer-wir-sind>>, [Stand: 23.04.2014].

2.2 Großhandelsmarkt für Strom

Das System von Großhandelsmärkten gibt es bereits seit der Urzeit der Menschen. Bereits damals haben Großhändler die verschiedensten Waren von einer begrenzten Anzahl an Produzenten erworben, um sie danach an Einzelhändler gegebenenfalls in neuem Verpackungsdesign, und kleineren Mengen auszuliefern. Somit wurde ein effizienter Gesamtmarkt für verschiedenste Produkte geschaffen und die Endverbraucher konnten aus einem größeren Sortiment von Waren auswählen. Aus diesem Zugang zu einer höheren Anzahl an Lieferanten entstand der freie Wettbewerb, der die Preise nach unten drückte. Beeinflusst werden die Preise aber auch von natürlichen Nachfrage- und Angebotsschwankungen. Diese Variabilitätsschwankungen werden in Fachkreisen Volatilität genannt.¹⁹

Seit der Deregulierung des Strommarktes kann auch mit dem Produkt Strom grundsätzlich beliebig gehandelt werden. Großhändler in Deutschland können also die benötigte Menge an Energie von Stromproduzenten und Kraftwerken in ganz Europa beziehen.²⁰ Hierbei muss beachtet werden, dass Strom nicht wie viele andere Produkten gelagert bzw. in großem Umfang gespeichert werden kann. Der Strom muss also von den Großhändlern vorausschauend ein- bzw. verkauft werden, um kurzfristige Überschüsse, die meistens schwer zu handeln sind, zu vermeiden.

Dabei können die Handelsgeschäfte unter Betracht mehrerer Kriterien differenziert werden. Beispielsweise muss unterschieden werden, ob es sich bei einem gehandelten Kontrakt um ein physisches, oder ein finanzielles Produkt handelt. Die Produkte können die unterschiedlichsten Lieferverpflichtungen und Lieferstrukturen besitzen. Typische Lieferstrukturen sind der Baseload (Grundlast) und der Peakload (Spitzenlast). Der Baseload umfasst die gleichmäßige Stromlieferung über alle Stunden eines Tages. Der Peakload umfasst die Lieferung während der Spitzenlastzeiten, also von acht Uhr morgens bis zwanzig Uhr abends. Als Ge-

¹⁹ Vgl. Schwintowski, Hans-Peter: Handbuch Energiehandel, Berlin 2006, S.33.

²⁰ Vgl. Mario, Sedlak, online verfügbar unter: <<http://sedl.at/Stromhandel>>, [Stand: 30.04.2014].

genstück zum Peakload wird häufig auch der Offpeak angeboten. Dieser bezeichnet die zeitlich befristeten Lieferungsblöcke vor und nach dem Peakload. Auch bei der Fristigkeit bis zum Beginn der Lieferung wird unterschieden.²¹

Prinzipiell werden alle Kontrakte im Stromhandel auf zwei verschiedene Arten gehandelt:

- Over the counter (kurz OTC)
- Über Strombörsen

2.2.1 Over the counter (OTC)

Unter dem OTC Handel versteht man entweder einen bilateralen physischen Handel zwischen den Marktteilnehmern am Großhandelsmarkt, oder den großteils über Handelsplattformen abgewickelten Terminhandel. Der bilaterale Handel wird meistens über einfache Telefonate zwischen den Tradern (Händlern) der einzelnen Marktpartner abgewickelt. Beim OTC-Terminhandel werden die Geschäfte meistens über Brokerplattformen abgeschlossen. Hierbei fungiert ein sogenannter Broker als Vermittler zwischen den einzelnen Parteien und verdient dabei bestimmte Vermittlungsgebühren. Zu den großen Brokern am europäischen Strommarkt zählen namenhafte Größen wie ICAP, GFI, TFS oder Prebon. Der größte Vorteil gegenüber dem Handel auf Strombörsen, sind die individuell auf aktuelle Bedürfnisse angepassten Produkte und Verträge. Ein Nachteil des OTC-Handels ergibt sich aus der niedrigeren Preistransparenz und einem gewissen Ausfallrisiko gegenüber dem Börsenhandel. Bereits 80 % der aktuell gehandelten Strommengen werden „over the counter“ gehandelt.²²

Die Preisbildung im OTC-Handel erfolgt über Angebot und Nachfrage, wie die folgende Abbildung zeigt. Meistens orientiert man sich auch am aktuellen Börsenpreis für Strom. Die folgende Abbildung zeigt die Börsenpreisbildung. Durch den Schnittpunkt aus aggregierten Angebots- und Nachfragekurve ergibt sich hier der tatsächliche Strompreis.

²¹ Vgl. Graeber, Dieter Richard: Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien, Hohenheim 2013, S.17f.

²² Vgl. Wiesner, Markus: Der Stromgroßhandel in Deutschland, Augsburg 2010, S.62f.

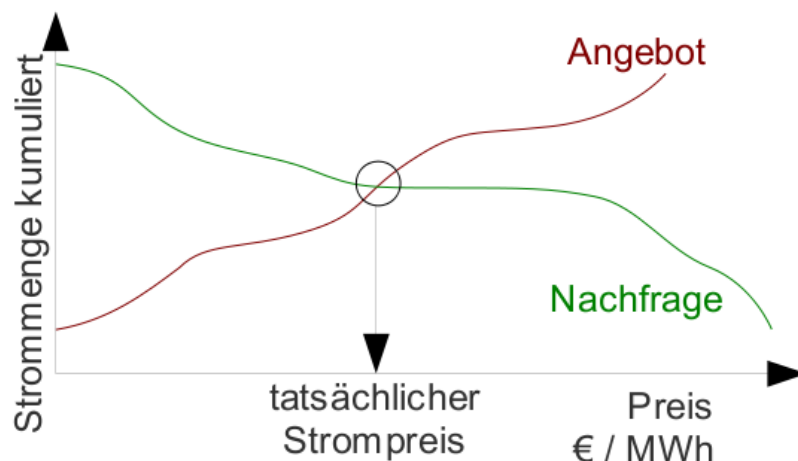


Abbildung 3: Preisbildung durch Angebot und Nachfrage im Stromhandel²³

Die Höhe der Preise im Stromsektor ist auch abhängig von der Tageslaufzeit des benötigten Kontraktes. Beispielsweise ist Strom zu den Spitzenlastzeiten wie in den Morgenstunden, zu Mittags und am Abend deutlich teurer, als in der Nacht.

2.2.2 Strombörse

Im börslichen Handel gibt es verschiedene Märkte, wobei die Produkte in offenen und geschlossenen Auktionen gehandelt werden. Neben Regelungs- und Abweichungsmarkt, sind der Termin- und der Spotmarkt die beiden bedeutendsten Märkte. Der Spotmarkt umfasst alle Geschäfte, die am selben Tag (intraday), am nächsten (day-ahead) oder übernächsten Tag erfüllt werden. Auch Kontrakte mit einer Liefererfüllung am darauffolgenden Wochenende sind dem Spotmarkt zugehörig. Am Terminmarkt werden Kontrakte mit längerfristigen Verträgen gehandelt. Das Handeln an Börsen bringt einige spezielle Vorteile mit sich. Beispielsweise wird an Börsen der Handel mit einer hohen Anzahl an verschiedenen und vielfältigen Verträgen ermöglicht, da es sich um zentrale Handelsplätze handelt. Die Transaktionskosten lassen sich für den Anbieter auf Grund vieler potenzieller Abnehmer senken. Der Börsenpreis hat die größte Aussagekraft über den tatsächlichen Warenwert der angebotenen Produkte, da er sich aus einer Vielzahl von ein-

²³ Vgl. Regenerative Zukunft, online verfügbar unter: URL <<http://www.regenerative-zukunft.de/grundlagen/energiwirtschaft>>, [Stand: 01.05.2014].

zelenen Geschäften errechnet und rund um die Uhr verfügbar ist. Außerdem wird das Ausfallrisiko an Börsen minimiert.²⁴

Mit der Strombörse EEX (European Energy Exchange) besitzt Leipzig nicht nur die größte und wichtigste Börse Deutschlands, sondern die des ganzen kontinentaleuropäischen Raumes.²⁵ Neben Erdgas, Kohle, CO₂-Zertifikaten und Herkunftsnachweise wurden im Jahr 2013 1264 [TWh] Strom gehandelt.²⁶

Weitere relevante Börsen in Europa sind die in Skandinavien ansässige Nord Pool und die Amsterdam Power Exchange (APX) in Amsterdam.

2.2.3 Energy-only-Markt

Das aktuelle Marktdesign in Deutschland wird Energy-only-Markt genannt. Hierbei handelt es sich um ein theoretisches Modell, das die Form eines idealen Endstatus beschreibt, zu dem sich die Strommärkte aktuell hin entwickeln könnten. Bei diesem Modell wird der Strompreis ohne regulatorische Eingriffe aus Angebot und Nachfrage gebildet. Da dieser Markt, dem eines idealtypischen entspricht, werden nur die abgenommen Strommengen vergütet. Für das Bereitstellen von zusätzlichen Erzeugungskapazitäten, erfolgt keine Vergütung. Wie in der folgenden Grafik ersichtlich, steigt die Angebotsfunktion auf Grund der unterschiedlichen Kostenstrukturen der Kraftwerkstypen sprunghaft an. Die Angebotsfunktion wird Merit Order genannt und wird für einen begrenzten Zeitraum von einer Stunde dargestellt.²⁷

²⁴ Vgl. Wiesner, Markus: a.a.O., S.55ff.

²⁵ Vgl. Wiesner, Markus: a.a.O., S.55ff.

²⁶ Vgl. EEX-Factsheet, online verfügbar unter: URL <<http://www.eex.com/blob/68062/2b77baf8c7f61ea99e4c70dcb32b1fd1/factsheets-deutsch-final-pdf-data.pdf>>, [Stand: 01.05.2014].

²⁷ Vgl. Schwarze, Sonja: Kapazitätsmarkt für Strom in Deutschland, Hamburg 2012, S.3f.

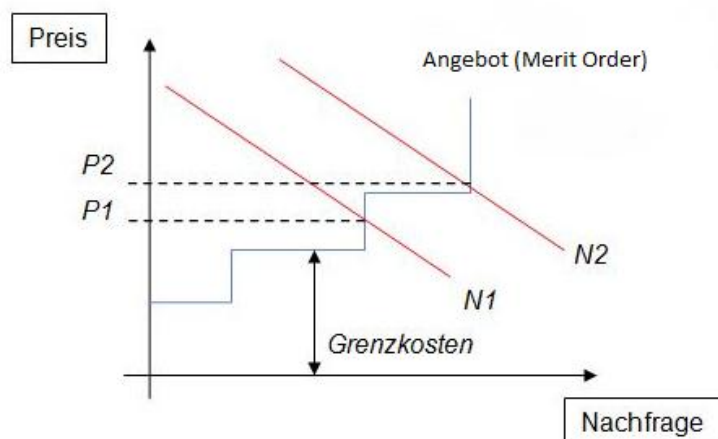


Abbildung 4: Angebot und Nachfrage im idealtypischen Energy-only-Markt²⁸

Bei ausreichend verfügbaren Kapazitäten, was an den meisten Tagen im Jahr der Fall ist, entspricht der Strompreis den Grenzkosten des Grenzkraftwerks²⁹, wie in Abbildung 4 (Schnittpunkt N1 zur Merit Order) ersichtlich ist. Alle Kraftwerke, die sich hinter der Nachfragefunktion befinden, bilden die Reserve, und könnten theoretisch vom Netz genommen werden. Wenn die Nachfrage an Strom die vorhandenen Kapazitäten übersteigt, muss der Markt von der Seite der Nachfrager geräumt werden. Da es sich bei der Angebotsfunktion um eine Vertikale handelt, steigt diese sprunghaft an. Es stellt sich ein neuer Preis (P2) ein. Die Höhe von P2 ist abhängig von der Bereitschaft der Nachfrager ihren Stromkonsum zu reduzieren. Der höchste dabei erreichte Preis, wird Value of Lost Load genannt und ist jener Preis, den der Konsument für seine Versorgungssicherheit zu zahlen bereit ist.³⁰

Im theoretischen Modell eines reinen Energy-only-Marktes kommen diese Knappheitsphasen in angemessener Häufigkeit vor, so dass jedes Kraftwerk seine fixen Kosten decken kann. In der Praxis wird die Funktionstüchtigkeit dieses Modells

²⁸ Eigene Darstellung, in Anlehnung an Schwarze, Sonja: a.a.O., S.5.

²⁹ Das Grenzkraftwerk ist jenes Kraftwerk, das als letztes zu Deckung der Nachfrage in der Merit-Order verwendet wird.

³⁰ Vgl. Schwarze, Sonja: a.a.O., S.3ff.

auf dem deutschen Markt jedoch bezweifelt, da viele weitere Einflüsse aus den praktischen Bedingungen eines Marktes hier nicht berücksichtigt werden.³¹

2.3 Aktuelle Bedeutung und Entwicklung von erneuerbaren Energien

*Als erneuerbare Energien (regenerative Energien) werden, im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern wie Öl, Kohle und Gas, Energieformen bezeichnet, die nicht auf endliche Ressourcen zurückgreifen.*³²

In Deutschland werden aktuell 23,4 % des gesamten Strombedarfes (siehe Abb. 1) aus regenerativen Energiequellen gewonnen. Die wichtigsten dabei verwendeten Quellen sind Wasser, Wind, Photovoltaik, Biomasse und Geothermie.

Die Nutzung von regenerativen Energien zur Strom- bzw. zur Energieerzeugung in der heutigen Zeit ist nicht neu. Schon lange Zeit vor der Industrialisierung waren erneuerbare Energien von großer Bedeutung für die Menschheit, da sie die primär genutzte Möglichkeit zur Energiebereitstellung waren. Mit der industriellen Revolution und dem damit verbundenen stark ansteigenden Stromverbrauches wurden die damals häufig verwendeten Erzeugungsmittel wie z.B. Wasser und Wind schnell durch fossile Energieträger wie Braun-, Steinkohle und Erdöl substituiert. Vor allem Erdöl, das sich durch leichten Transport und leichte Verarbeitung auszeichnet, steht heute an der Spitze der fossilen Energieträger. Bis zur Jahrtausendwende verloren deswegen erneuerbare Energieträger mehr und mehr an Bedeutung und ihr Einsatz ging in fast allen Ländern sukzessive zurück.³³

Ein weiterer Grund für den Rückgang des Einsatzes von Erneuerbaren Energieträgern sind mit Sicherheit die oft damit verbundenen Nachteile bei der Nutzung. Oftmals sind teils heftige Einschnitte in die Natur und die Landschaften notwendig, um den Bau von Kraftwerken zu ermöglichen. Es werden z.B. ganze Flüsse umge-

³¹ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.4f.

³²Vgl. Gabler Wirtschaftslexikon online verfügbar unter: URL <<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/erneuerbare-energien.html>>, [Stand: 03.05.2014].

³³Vgl. Kaltschmitt, Martin / Streicher, Wolfgang / Wiese, Andreas: Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Hamburg 2013, S.V.

leitet um genügend Wasser für ein Flusskraftwerk bereitzustellen, oder riesige, naturbelassene Flächen als Standorte weitläufiger Photovoltaikanlagen verwendet. Durch die dabei entstehenden enormen Kosten und der teils niedrigen Energieausbeute sind entsprechende Kraftwerke nur an manchen Orten sinnvoll, um eine gewinnorientierte Erzeugung zu erzielen. Ein weiterer Nachteil ergibt sich aus der witterungsabhängigen Einspeisung. Vor allem Photovoltaikanlagen sind davon stark betroffen. Können an sonnigen Tagen große Teile des benötigten Strombedarfs gedeckt werden, können plötzliche Wetterveränderungen zu abrupten Einspeiserückgängen führen, die durch andere Stromerzeugungsmethoden schnell ersetzt werden müssen, um die Versorgung der Haushalte und der Industrie sicherzustellen.

2.3.1 Das Erneuerbare Energie Gesetz (EEG)

Das Erneuerbare Energie Gesetz kurz EEG in Deutschland wurde von der Bundesregierung erstmals im Jahr 2000 auf Basis des Stromeinspeisegesetzes von 1991 beschlossen. In den darauffolgenden Jahren wurde das EEG oftmals den aktuellen Gegebenheiten angepasst. Die aktuelle Fassung stammt aus dem Jahr 2014.³⁴

Sinn und Zweck des EEG ist die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, um den Umwelt- und Klimaschutz für kommende Generation sicherzustellen. Dabei sollen fossile durch regenerative Energieträger substituiert und die Kosten der Energieversorgung in Deutschland langfristig gesenkt werden. Um diese Intention zu erreichen, wurden folgende Zwischenziele, an denen der Anteil an regenerative Energien eine bestimmte Grenze zu erfüllen hat, festgelegt:³⁵

- 1. 35 % spätestens bis zum Jahr 2020*
- 2. 50 % spätestens bis zum Jahr 2030*

³⁴ Vgl. Mennel, Tim: Das Erneuerbare-Energien Gesetz – Erfolgsgeschichte oder Kostenfalle?, in: Wirtschaftsdienst (92), Sonderausgabe 2012, S.17ff.

³⁵ Vgl. EEG §1 Abs;1.

3. 65 % spätestens bis zum Jahr 2040

4. 80 % spätestens bis zum Jahr 2050³⁶

Als Grundlage für diese Vorhaben dient die höhere Vergütung des erzeugten Stromes aus den Energieträgern Biomasse, Geothermie, Photovoltaik, Wasser und Wind, um eine Vollkostendeckung der Erzeugungsanlagen zu erzielen. Dabei muss grüner Strom von den Netzbetreibern nicht nur vorrangig gegenüber dem Strom aus konventioneller Erzeugung in ihren Netzen aufgenommen werden, sondern sie müssen den Strom auch mit einem im EEG festgelegten Tarif an die Erzeuger vergüten. Dieser Tarif liegt deutlich über dem Preis von herkömmlichem Strom und orientiert sich an der Höhe der Erzeugungskosten der eingesetzten Kraftwerke bzw. Anlagen. In der Regel vermarkten die Übertragungsnetzbetreiber den abgenommen EEG-Strom an den Börsen. Da der Börsenpreis gewöhnlich unter dem Preis für EEG-Strom liegt, werden die sich aus der Differenz ergebenden Verluste, an den Endverbraucher weiterverrechnet. Im aktuellen Jahr 2014 werden diese Differenzen von Energieexperten auf ca. 20 Milliarden geschätzt. Umgerechnet ergibt sich daraus eine EEG-Umlage von 6,4 Cent für jede Kilowattstunde die der Endverbraucher mit dem Strompreis mit bezahlen muss.³⁷

Seit der Novellierung des EEG 2012 gibt es noch eine zweite Möglichkeit zur Vermarktung des grünen Stromes. Erzeuger können sich dabei selbst Abnehmer für ihren EEG-Strom suchen. Auch bei dieser Direktvermarktung bekommt der Anlagebetreiber die Differenzen die über den monatlich ermittelten durchschnittlichen Marktpreis festgelegt wird vom Abnehmer vergütet.³⁸

Zweifelsohne steht die starke Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG in Deutschland in einem direkten Zusammenhang mit der Realisierung des Atomausstieges und der Senkung des CO₂-Ausstoßes. Während die Befürworter der Kernenergie glauben, dass sich durch die Schließung der Kernkraftwerke der

³⁶ EEG § 1 Abs; 2.

³⁷ Vgl. Mennel, Tim: a.a.O., S.17ff.

³⁸ Vgl. Mennel, Tim: a.a.O., S.17ff.

CO₂-Ausstoß vervielfachen könnte, sehen ihre Gegner die Zukunft in den Erneuerbaren.³⁹

2.3.2 Regenerative Energieträger in Deutschland

In den folgenden Unterpunkten werden die lt. EEG geförderten regenerativen Energieträger und die dazugehörigen Stromerzeugungsmethoden kurz vorgestellt. Die Stromerzeugung aus Geothermie kann auf Grund ihres geringen Beitrages zur Gesamtmenge an erzeugtem Strom (31,31 [MW] installierte elektrische Leistung) in Deutschland hier vernachlässigt werden.⁴⁰

2.3.2.1 Windkraftanlagen

Die Kraft des Windes wird als Primärenergie genutzt, um mit Hilfe von Windrädern auf dem Land (Onshore) bzw. auf dem Meer (Offshore) Strom zu erzeugen. Unter den regenerativen Systemen besitzen die heute typischen Bauformen der Windräder den höchsten Wirkungsgrad. Die im Vergleich zu anderen Kraftwerken geringen Anschaffungskosten und die schnelle Montage von Windrädern, lassen diese sehr wirtschaftlich erscheinen. Dennoch bringt die Nutzung dieser Kraftwerke einige Nachteile mit sich. Durch ein vagabundiertes Windangebot wird die örtliche und zeitliche Verfügbarkeit oft stark eingeschränkt. Der Strom muss in vielen Fällen weite Strecken überwinden, um zum Verbraucher zu gelangen. Weiteres werden für den Bau von Windrädern große Landschaftsteile verwendet und damit große ökologische Auswirkungen riskiert.⁴¹

Durch diese zeitlich eingeschränkte Nutzung von Windrädern als Stromerzeuger, lässt sich feststellen, dass diese in Deutschland weder heute, noch in unbestimmter Zukunft zur Abdeckung der benötigten Grundlast geeignet sind.

³⁹ Vgl. Bode, Sven: Kraftwerke kommen, Kraftwerke gehen – erneuerbare Energien im Kontext des Kernenergieausstiegs, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (59), 2009, S.22.

⁴⁰ Vgl. GtV Bundesverband Geothermie, online verfügbar unter: URL <<http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html>>, [Stand: 11.05.2014].

⁴¹ Vgl. Unger, Jochem u. Hurtado, Antonio: a.a.O., S.139 ff.

Aktuell sind in Deutschland 24685 Windenergieanlagen im Einsatz, die dabei 35308 [MWh] Strom erzeugen (Stand 17.10.2014).⁴² Spitzenreiter ist dabei das Bundesland Niedersachsen mit nahezu einem Drittel der gesamt installierten Leistung aus Windkraft.⁴³

2.3.2.2 Wasserkraftwerke

Unter den erneuerbaren Energien, ist die Wasserkraft die älteste Form zur Stromerzeugung. Bereits lange Zeit vor der Industrialisierung wurde Wasser als Energieträger verwendet. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen drei verschiedenen Bauformen: Fluss-, Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken. Schon Anfang des 20. Jahrhunderts wurden im Voralpenraum Oberbayerns erste große Speicherkraftwerke gebaut. Früh wurde dabei klar, dass sich durch die Nutzung von Wasserkraftwerken Strombedarfsspitzen der Verbraucher abdecken lassen. Im Gegensatz zu Windkraft- und Photovoltaikanlagen lassen sich durch Wasser betriebene Kraftwerke relativ gleichmäßig für die Stromversorgung nutzen. Somit kann durch ihre Erzeugung auch ein Teil der in Deutschland benötigten Grundlast abgedeckt werden. Die Potenziale der Wasserkraft wurden deshalb bereits vor der Energiewende ausgeschöpft. Speziell hervorzuheben ist hier noch die Wichtigkeit der Pumpspeicherkraftwerke. Da bei diesem Kraftwerkstyp die Stromerzeugung praktisch per Knopfdruck aktiviert werden kann, nützt man diese, um einen essentiellen Teil, der von den Verbrauchern verursachten Verbrauchsschwankungen auszugleichen.⁴⁴

Aus ökologischer Sicht wäre ein weiterer signifikanter Ausbau deshalb nicht mehr sinnvoll. Mit dem EEG wurden aber auch im Bereich der Wasserkraft neue Anreize für Investitionen geschaffen. Diese beschränkten sich aber weitgehend auf die

⁴² Vgl. Windmonitor, online verfügbar unter: URL <http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=363>, [Stand: 17.10.2014].

⁴³ Vgl. BWE Bundesverband Windenergie, online verfügbar unter: URL <<http://www.windenergie.de/infocenter/statistiken/bundeslaender/bundeslaender-im-leistungsvergleich-mw>>, [Stand: 17.10.2014].

⁴⁴ Vgl. Zahoransky, Richard A.: Energietechnik, Wiesbaden 2004, S.287ff.

technische Erneuerung alter Anlagen und die Reaktivierung von stillgelegten Kleinwasserkraftwerken.⁴⁵

Bis heute leisten deutschlandweit rund 7500 Wasserkraftanlagen ihren Beitrag zur Stromerzeugung.⁴⁶ Dabei wurden im Jahr 2013 ca. 3,4 % der Gesamtmenge an produzierten Strom (siehe Abb. 1) erzeugt.

2.3.2.3 Photovoltaikanlagen

Photovoltaikanlagen können mit Hilfe hochtechnologisierter photoelektrischer Systeme einen Teil, der von der Sonne abgegebenen elektromagnetischen Strahlung in Strom umwandeln. Angewiesen auf die Sonneneinstrahlung, ist die Stromerzeugung mit Photovoltaikanlagen ein periodischer Vorgang. Nicht nur durch den Sonnenuntergang, sondern auch durch meteorologische Einflüsse wie z.B. Wolkenbildung wird die Erzeugung von Strom erheblich gestört. Auch die von den Jahreszeiten beeinflusste Globaleinstrahlung der Sonne beeinflusst die Anlage stark in ihrer Wirkungsweise. Dabei sind der Dezember und Jänner die ertragschwächsten Monate Mai, Juni, Juli und August hingegen die ertragsstärksten Monate. Aus dieser stark beeinflussten Wirkungsebene ergibt sich im Jahresmittel lediglich eine Verfügbarkeit von durchschnittlich 10 %. Durch dieses Leistungsverhalten der Anlagen ergibt sich eine Problematik, die bei weiterem Ausbau der Anlagen um ein vielfaches gravierender werden könnte. Durch die typische Leistungskurve der Anlagen steht zur Versorgung entweder zu viel, zu wenig oder gar kein Strom zur Verfügung. In Zukunft sind die Entwicklung großer Stromspeicher und ein kontrolliertes Verbraucherverhalten unabdingbar. Durch diese Eigenschaften sind Photovoltaikanlagen zur Abdeckung der benötigten Grundlast ebenfalls nicht geeignet.⁴⁷

⁴⁵ Vgl. Unger, Jochen u. Hurtado, Antonio: a.a.O., S.139 ff.

⁴⁶Vgl. BEE, online verfügbar unter: URL <<http://www.bee-ev.de/Energieversorgung/ErneuerbareEnergien/Wasserkraft.php>>, [Stand: 07.05.2014]

⁴⁷Vgl. Unger, Jochen u. Hurtado, Antonio: a.a.O., S. 145 ff.

Im Jahr 2013 wurden ca. 29700 [kWh] durch Photovoltaikanlagen erzeugt. Dies entspricht 5,8 % des Netto-Stromverbrauchs in Deutschland. Im Bundesland Bayern werden dabei die größten Anlageflächen betrieben.⁴⁸

2.3.2.4 Biomasse

Bei der Erzeugung von Strom durch die Umwandlung von Biomasse unterscheidet man zwischen drei Verfahren: der direkten Verbrennung, der thermischen Vergasung mit anschließender Verbrennung des Gases und der biologischen Vergasung mit ebenfalls anschließender Gasverbrennung. Diese drei Verfahren wurden bereits im letzten Jahrhundert verwendet und über die Zeit technisch stark verbessert. Als Biomasse werden dabei unterschiedliche Stoffe wie z.B. Mais, Raps und Getreide verwendet. Zusätzlich kommen auch organisch menschliche und tierische Abfälle wie z.B. Nahrungsmittel, Biomüll, Mist und Gülle zum Einsatz. Vor allem die in der Landwirtschaft erzeugte Biomasse wird aber häufig in Frage gestellt. Große Anbauflächen werden durch monokulturelle Nutzung und dem Einsatz von Pestiziden ausgebeutet, obwohl dadurch oft Futter für die Milch- und Fleischproduktion in Deutschland aus dem Ausland importiert werden müssen. Diese Fehlentwicklung wurde aber bereits von der Politik erkannt und mit einer Novellierung des EEG im Jahr 2012 versucht entgegenzuwirken. Kraftwerke in denen Strom durch die Umwandlung von Biomasse erzeugt wird, lassen sich durch ihren linearen Einsatz gut zur Abdeckung der Grundlast verwenden. Auch zur Abfederung von Erzeugungsschwankungen, verursacht durch die stochastischen Schwankungen der Winderzeugung bzw. der Tag/Nacht Schwankungen der Photovoltaik, lässt sich Biomasse hervorragend einsetzen.⁴⁹

Im Jahr 2013 wurden mit Biomasse 47800 [kWh] Strom erzeugt und reihte sich in der mengenmäßigen Wertung der Erzeugung wiederholt auf Platz zwei hinter der Erzeugung aus Windenergie ein.⁵⁰

⁴⁸Vgl. Wirth, Harry: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Freiburg 2014, S.5.

⁴⁹Vgl. Unger, Jochen u. Hurtado, Antonio: a.a.O., S.151 ff.

⁵⁰Vgl. Beitrag erneuerbarer Energien am Stromaufkommen in Deutschland, online verfügbar unter: URL <<http://www.erneuerbare-energien-und-klimaschutz.de/datserv/ren-Strom-D/index.php>>, [Stand: 08.05.2014].

2.3.2.5 Ausblick

Aus technischer Sicht liegt der Fokus der Weiterentwicklung von Erneuerbaren Energien auf den Sparten der Wind- und der Sonnenenergie. Photovoltaikanlagen stehen durch ihren niedrigeren Wirkungsgrad und der fehlenden Stromspeicher weiterhin hinter den Windkraftanlagen. Gegenüber der Photovoltaik erscheint die Windenergie als ausgereifter und besitzt zukünftig viel größeres Potenzial zur Massenstromerzeugung. Generell lässt sich sagen, dass trotz der ständigen technischen Weiterentwicklung zukünftig auf ein dezentrales System der erneuerbaren Energien gebaut werden sollte. Eine Nachahmung der derzeitigen Großstruktur durch eine vergleichbare Struktur aus regenerativen Energien scheint zumindest aus heutiger Sicht unangemessen.⁵¹

Vor allem die schlechtere Verträglichkeit der Märkte und die als oberste Priorität geltende Versorgungssicherheit wird den exzessiven Ausbau der alternativen Energieträger in der Vergangenheit zukünftig etwas einbremsen.

3 Auswirkungen der erhöhten Einspeisung erneuerbarer Energien auf den deutschen Strommarkt

Im nachfolgenden Abschnitt werden die Hauptprobleme der erhöhten Einspeisung aus EEG-Anlagen thematisiert. Zunächst werden die allgemeinen Merkmale des Strommarktes bei erhöhter Einspeisung und die damit verbundenen Auswirkungen beschrieben. Danach werden die wichtigsten Effekte im Bereich des Preisverfalls am Stromgroßhandelsmarkt aufgezeigt, um die Zusammenhänge besser beleuchten zu können. Des Weiterem werden die Probleme rund um die Investitionen bzw. die Refinanzierung von neuen Kraftwerkskapazitäten beschrieben.

⁵¹Vgl. Unger, Jochen u. Hurtado, Antonio: a.a.O., S.176 ff.

3.1 Allgemeine Merkmale

Der starke Zubau von EEG-geförderten Anlagen in den letzten Jahren, führt schon heute zu starken Veränderungen der Stromerzeugungsstruktur in Deutschland. Die Auswirkungen auf das Marktdesign sind dabei deutlich wahrnehmbar. Bei einem weiteren Ausbau der Stromkapazitäten aus regenerativen Energien könnte dies zu stärkeren Problemen im aktuell vorherrschenden Marktmodell führen.⁵²

In der folgenden Tabelle werden die aus heutiger Sicht allgemeinen, relevanten Auswirkungen aufgelistet, die bereits in der Vergangenheit zu Veränderungen im Strommarktdesign führten, und bei weiterem Ausbau der EE-Kapazitäten den Energy-only-Markt stark beeinflussen werden. Dabei werden in der Tabelle die Auswirkungen auf den Stromgroßhandelsmarkt den Merkmalen der Erzeugungsstruktur aus EE gegenübergestellt.

| Merkmale auf dem Stromgroßhandelsmarkt | Auswirkungen auf das Marktdesign |
|--|---|
| Senkung der durchschnittlichen Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom | Probleme bei der Kostendeckung und veränderte Kriterien bei Investitionen im Bereich der Stromerzeugung |
| Erhöhte Volatilität der Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom | |
| Veränderte Lastprofile regelbarer Kraftwerke | |
| Erhöhter Bedarf an untätigen Anpassungen | Geringere Vorhersagbarkeit, geringere Regelbarkeit, geringere Flexibilität |

Tabelle 1: Allgemeine Auswirkungen der Stromerzeugung aus EE auf den Großhandelsmarkt⁵³

⁵² Vgl. Kober, Benedict: Entwicklung der deutschen Strommärkte bei steigendem Anteil erneuerbaren Energien, Karlsruhe 2012, S.34.

⁵³ Eigene Darstellung, in Anlehnung an Winkler, Jenny u. Altmann, Matthias: Market Designs for a Completely Renewable Power Sector, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (36), 2012, S.82.

3.1.1 Senkung der durchschnittlichen Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom

Vor allem in den letzten Jahren konnte ein starker Abwärtstrend der durchschnittlichen Marktpreise festgestellt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt den bewerteten Mischpreis für ein Stromjahresfuture (Lieferjahre 2014 bis 2016) an der EEX in Leipzig, bestehend aus 85 % Base-Anteil und 15 % Peak-Anteil für das Frontjahr 2015. In der Regel werden die benötigten Basisstrommengen von den EVU rollierend, also in kleinen Teilen im Voraus beschafft. Dabei kann das auftretende Preisrisiko minimiert werden. Wie die Abbildung 5 zeigt, würde sich bei dieser rollierenden Beschaffung im Vergleich zum aktuellen Marktpreis ein Nachteil mit einem Spielraum von 2,15 [€/MWh] bis zu 7,95 [€/MWh] ergeben.⁵⁴ Der Abwärtstrend ist also am Verlauf des Börsenpreises deutlich erkennbar und führt dabei zu Nachteilen bei den EVU und bei Kraftwerksbesitzern. Weitere Gründe, Auswirkungen und Effekte im Zusammenhang mit dem Preisverfall werden unter 3.2 und 3.3 genauer geklärt.

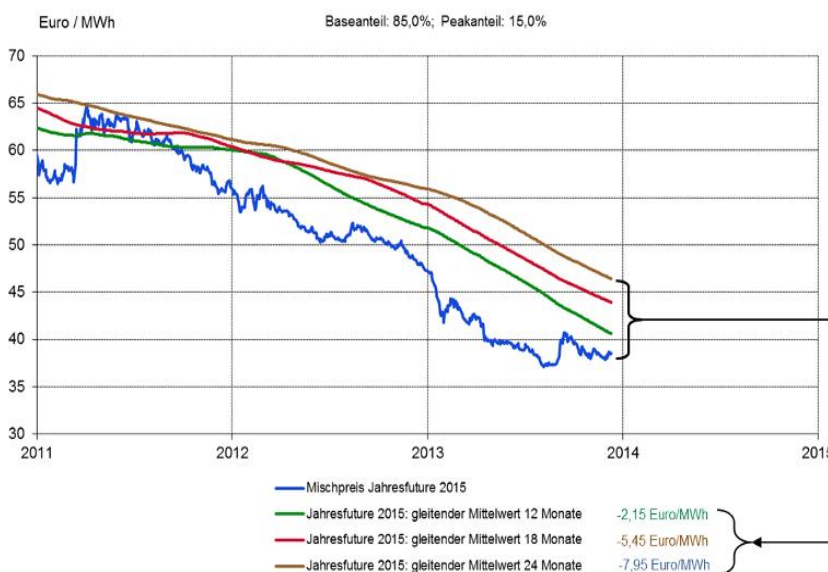


Abbildung 5: Preisverfall eines Jahresfutures an der EEX⁵⁵

⁵⁴ Vgl. Lieferkonditionen auf dem Prüfstand, online verfügbar unter: URL <<http://www.david-energie.de/Downloads/DaViD%20GmbH%20-%20Lieferkonditionen.pdf>>, [Stand: 21.06.2014].

⁵⁵ Vgl. Lieferkonditionen auf dem Prüfstand: a.a.O..

3.1.2 Erhöhte Volatilität der Marktpreise am Großhandelsmarkt für Strom

Die wenig konstante Einspeisung von erneuerbaren Energien führt oft zu einer erhöhten Volatilität der Marktpreise am Großhandelsmarkt. Bei einer hohen Einspeisung an erneuerbarem Strom, beispielsweise durch ein erhöhtes Windaufkommen, kann dies durch die verschwindend geringen variablen Erzeugungskosten zu kurzfristig niedrigen Preisen führen. Wenn hier die benötigten Kapazitäten jedoch falsch prognostiziert werden, bzw. es zu eventuellen Ausfällen von Kraftwerken kommt, können sich schnell Preisspitzen an den Börsen Deutschlands einstellen.

3.1.3 Veränderte Lastprofile regelbarer Kraftwerke

Die bestehende Abnahmepriorität des regenerativen Stroms führt zu einer verminderten Abnahme von Strom aus konventionellen regelbaren Kraftwerken. Zunehmend kommt es jedoch zu Überkapazitäten aus EE. Dies führt dazu, dass konventionelle Kraftwerke immer häufiger abgeschaltet werden müssen und deren Betreiber unter Einnahmeausfällen leiden.⁵⁶ Erzeugungskosten können dabei langfristig nicht mehr gedeckt werden, und die Investitionsanreize für diese Kraftwerke bleiben aus. Dabei sind regelbare Kraftwerke und die dadurch jederzeit verfügbaren Kapazitäten unabdingbar für die Versorgungssicherheit in Deutschland. Auch die generelle Refinanzierung der Kraftwerke wird dabei in Frage gestellt. Eine genauere Darstellung dieser Probleme findet in den Kapiteln 3.2 bzw. 3.3 statt.

3.1.4 Erhöhter Bedarf an untertägigen Anpassungen

Wie bereits erwähnt, sind regenerative Energien meistens externer Einflüsse ausgesetzt, die über eine erfolgreiche Stromerzeugung entscheiden. Das Wetter stellt dabei den größten Einfluss auf die EEG-geförderten Kraftwerke dar. Da das Wetter nicht immer zu 100 % prognostiziert werden kann, müssen die Einsätze von Grundlastkraftwerken untertags mehrmals nach korrigiert werden, um die wegfal-

⁵⁶ Vgl. PV-Magazine, online verfügbar unter: URL <[http://www.pv-magazinene.de/index.php?id=9&tx_ttnews\[tt_news\]=13153&noMobile=1&cHash=e46330174aced7779e996d3a6a98bc2c](http://www.pv-magazinene.de/index.php?id=9&tx_ttnews[tt_news]=13153&noMobile=1&cHash=e46330174aced7779e996d3a6a98bc2c)>, [Stand: 21.06.2014].

lende Kapazitäten bzw. auch plötzliche Überkapazitäten durch erhöhte Einspeisung aus EE auszugleichen. Die Abhängigkeit vom Wetter lässt die Anlagen, die Strom aus EE erzeugen unflexibel wirken. Beispielsweise konnten am Pfingstwochenende 2014 Rekordwerte von bis zu 23,8 [GWh] grünem Strom erzeugt werden. Damit wurden 46,5 % des Gesamtstromverbrauches gedeckt.⁵⁷ An ertragschwachen Tagen kann die Erzeugung unter 10 [GWh] sinken (Bsp.: 17.03.2011 – 8 [GWh] Erzeugung).⁵⁸ Die daraus resultierende geringe Regelbarkeit wirkt sich nachteilig auf das Marktdesign in Deutschland aus.

Fazit

Der Großhandelsmarkt ist durch eine Vielzahl von Auswirkungen und die damit verbundenen Merkmale, einer Veränderung ausgesetzt. Neben den sinkenden Preisen und dem damit verbundenen Merit Order Effekt spielen die veränderten Investitionskriterien im Bereich von neuen konventionellen Kraftwerkskapazitäten eine wichtige Rolle. Jene zentralen Themen werden deswegen nachfolgend genauer beschrieben und untersucht, um die Probleme detaillierter darstellen zu können.

3.2 Merit Order Effekt

Stromversorger müssen den Großteil des benötigten Stroms, bereits im Voraus in Form von z.B. Monatsbändern, primär aus erneuerbarer Energie, kaufen. Somit wird jene Strommenge reduziert, die aus anderen Quellen des Strommarktes kurzfristig beschafft werden muss. Dies hat zur Folge, dass die Nachfrage an Strom auf den Spotmärkten sinkt. Wie in der folgenden Abbildung zu sehen ist, wird die Merit Order-Kurve als Treppenfunktion für den Zeitraum von einer Stunde dargestellt. Als Annahme gilt hierbei, dass die Nachfrage an Strom in einem kurzfristigen Zeithorizont als unelastisch bezeichnet werden kann. Vereinfacht kann die

⁵⁷ Vgl. PV-Magazine, online verfügbar unter: URL <[http://www.pv-magazine.de/index.php?id=9&tx_ttnews\[tt_news\]=15600&noMobile=1&cHash=c69a9a5c43e6d5c6c142b2c14af500da](http://www.pv-magazine.de/index.php?id=9&tx_ttnews[tt_news]=15600&noMobile=1&cHash=c69a9a5c43e6d5c6c142b2c14af500da)>, [Stand: 25.06.2014].

⁵⁸ Vgl. SMA, online verfügbar unter: URL <<http://www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland.html>>, [Stand: 25.06.2014].

Stromerzeugung aus regenerativen Energien also als Senkung der Strompreise an den Börsen beschrieben werden. Diese Verschiebung der Marktpreise entlang der Merit Order Kurve ist ein direkter Strompreiseffekt, und wird Merit Order Effekt genannt.⁵⁹

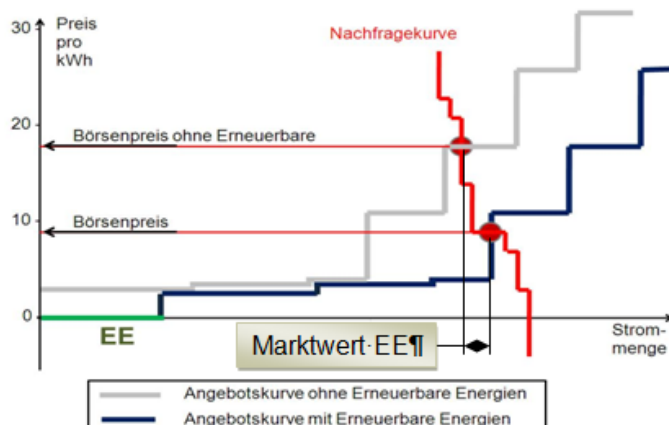


Abbildung 6: Der Merit Order-Effekt⁶⁰

Durch den Rückgang der Nachfrage an Strom und der damit verbundenen Verschiebung an der Merit Order-Kurve kann aus der Grafik der Marktwert der erneuerbaren Energien entnommen werden. Im Jahr 2010 wurde bei einer Modellberechnung eine durchschnittliche Absenkung durch die Einspeisung aus EEG-Anlagen des Phelix Day Base⁶¹ auf dem der EEX zugehörigen Spotmarkt von 5,3 €/MWh ermittelt.⁶²

Zu beobachten ist dieser Effekt vor allem auf den Börsen. Fast alle Akteure müssen einen Teil der benötigten Kapazitäten über diese beschaffen. Hierbei kommt es zu einer Umverteilung der Gewinne, bei dem Stromkunden und Vertriebe profi-

⁵⁹ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.2.

⁶⁰ Vgl. Solarenergie Förderverein Deutschland, online verfügbar unter: URL <<http://www.sfv.de/>>, [Stand: 29.05.2014].

⁶¹ Der Phelix Day Base ist der ungewichtete Durchschnittspreis der Einzelstunden 1 bis 24 für am Spotmarkt gehandelten Strom. Er wird als arithmetisches Mittel der Auktionspreise der Stunden 1 bis 24 des Tages im marktgebiet Deutschland/Österreich für alle Kalendertage des Jahres und ohne Berücksichtigung von Netzübertragungsengpässen innerhalb Deutschland/Österreich ermittelt. (online verfügbar unter: URL <<http://www.eex.com/blob/66440/dd3b02994ecde705684a3a7ab93f6f14/20121129-indexbeschreibung-0006-final-pdf-data.pdf>>, S.4, [Stand: 30.05.2014].)

⁶² Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.42.

tieren können. Bei diesem Umverteilungseffekt werden nämlich Gewinne von der Erzeugungsseite abgeschöpft und auf die Nachfrageseite verteilt.⁶³

Als weitere Auswirkung der erhöhten Einspeisung von erneuerbaren Energien gilt der indirekte Marktpreiseffekt. Auch dieser Effekt führt zu sinkenden Preisen an den Börsen, bedient sich jedoch einer anderen Grundlage. Durch die Einordnung der Erneuerbaren Energien als Primäranbieter wird die Leistung, die aus konventionellen Kraftwerken erzeugt wird hinter den Schnittpunkt aus Angebot und Nachfrage verdrängt. Da es bei den verdrängten Erzeugungsanlagen oft um CO₂-emittierende Kraftwerke handelt, sinkt die Nachfrage nach CO₂-Emissionsrechten und die damit verbundenen CO₂-Marktpreise.⁶⁴

Durch die grenzkostenbasierende Preisbildung auf dem deutschen Markt führt dieser indirekte Marktpreiseffekt wiederum zu sinkenden Marktpreisen für Strom. Aus heutiger Sicht lässt sich dieser Effekt jedoch zahlenmäßig noch nicht ausreichend belegen, da der Handel mit CO₂-Zertifikaten in Europa nicht nur von deutschen Rahmenbedingungen abhängt, sondern auch als äußerst unsicher und intransparent gilt.⁶⁵

Die Auswirkungen des Merit Order Effektes auf den kurzfristigen Handel sind unumstritten. Weiters stellt sich hier jedoch die Frage, ob sich der Effekt auch auf den Terminmarkt in vollem Ausmaße, oder nur begrenzt niederschlägt. Der Terminmarkt ist bekanntlich auf Grund der hohen Mengen an Strom, die über ihn beschafft werden, für den Handel von besonderer Wichtigkeit. Bei dieser Frage spalten sich die Meinungen der Experten jedoch. Theoretisch müsste sich der Merit Order Effekt in voller Höhe auf den Terminmarkt auswirken. Dies würde vor allem in der systematischen Abweichung der beiden Märkte voneinander sichtbar werden, da sich dabei die Möglichkeit zur Arbitrage ergeben würde. Marktteilnehmer könnten diese Preisdifferenzen nutzen, um die Märkte wieder auf ein vergleichba-

⁶³ Vgl. Sensfuß, Frank: Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien, Karlsruhe 2011, S.13.

⁶⁴ Vgl. Bode, Sven u.Groscurth, Helmut-M.: Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten, Hamburg 2008, S. 14f.

⁶⁵ Vgl. Bode, Sven u.Groscurth, Helmut-M.: a.a.O., S.14.

res Preisniveau zu heben. Andererseits sind derartige Arbitragegeschäfte mit teils hohen Risiken behaftet. Die Anzahl der Akteure, die derartige Geschäfte durchführen kann, würde deswegen begrenzt werden und findet nur unter Abzug hoher Risikoabschläge statt. Diese Argumentation lässt daraus schließen, dass die Auswirkungen des Merit Order-Effektes auf den Terminmarkt um einiges geringer ausfallen.⁶⁶

Ein wissenschaftlicher Beweis, ob der Spread zwischen dem Termin- und Spotmarkt auf die erhöhte Einspeisung aus EEG-Anlagen zurückzuführen ist lässt sich hier also nicht ausreichend beweisen.

Fazit

Durch die Kapazitätzunahme, die bei erhöhter Einspeisung von erneuerbaren Energien entsteht, lässt sich zumindest am Spotmarkt, an Hand des Merit Order-Effektes ein deutlicher Rückgang der Großhandelsstrompreise feststellen. Profitabel ist dieser Rückgang vor allem für Verbraucher und Lieferanten. Um die Auswirkung dieses Effektes auf die Endkunden abbilden zu können, müssen zusätzlich die Wettbewerbssituation und die Beschaffungsprofile auf den Märkten betrachtet werden.⁶⁷

Für die Abbildung des Effektes auf den Terminmarkt und der Unsicherheit wie sich die Kapazitätzunahme der erneuerbaren Energien auf den internationalen Stromaustausch auswirkt, fehlen bislang noch wichtige Forschungsergebnisse.⁶⁸

3.3 Unvollkommene Wettbewerbsbedingungen im realen Energy-only-Markt

Wie bereits in 2.2.3. (Energy-only-Markt) beschrieben wird, handelt es sich beim Energy-only-Markt um ein theoretisches Modell, das einen Idealstatus des Markt-

⁶⁶ Vgl. Sensfuß Frank: a.a.O., S. 13.

⁶⁷ Vgl. Sensfuß Frank: a.a.O., S.14f.

⁶⁸ Vgl. Sensfuß Frank: a.a.O., S.15.

tes beschreibt, der in der Praxis nicht erreicht wird. In der Realität ergibt sich aus diesem Modell somit ein unvollkommener Markt.

In der Literatur der Volkswirtschaftslehre wird das Modell der Marktvollkommenheit unter folgende Bedingungen gestellt:

- Homogenität der Güter
- Keine sachlichen, räumlichen oder persönlichen Präferenzen
- Vollständige Markttransparenz
- Unendliche Reaktionsgeschwindigkeit⁶⁹

Durch das Marktversagen wird auf Energy-only-Märkten eine optimale Ressourcenallokation verhindert. Verursacht werden diese unvollkommenen Bedingungen durch einen technischen Hintergrund. Da Strom aus technischer Sicht bis heute noch nicht in großer Menge speicherbar ist, muss ein ständiges Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage herrschen. Nur so kann die Versorgungssicherheit durch das Bestehen der Netzstabilität gewährleistet werden. Es kann deshalb nur soviel Strom erzeugt werden, wie letztlich tatsächlich verbraucht wird. Die Erzeugung an Strom ist also an den Verbrauch gebunden. Aus diesem bis heute noch nicht lösbaeren technischen Problem ergeben sich im Wesentlichen zwei nachfrageseitige Unvollkommenheiten:

- 1) Im derzeitigen Marktmodell, haben Nachfrager keine Möglichkeit auf kurzfristige Preisschwankungen auf dem Spotmarkt zu reagieren. Dies hat zur Folge, dass die Nachfrage an Strom kurzfristig unelastisch wird.
- 2) Für das Gut „Versorgungssicherheit“ besteht von seitens der Konsumenten keine Zahlungsbereitschaft, da es sich dabei um ein öffentliches Gut handelt. Diese Form der Externalität entsteht aus der Tatsache, dass es technisch nicht möglich ist einzelne Kunden vom Netz zu nehmen.⁷⁰

⁶⁹ Vgl. Cezanne, Wolfgang: Allgemeine Volkswirtschaftslehre, München 2005, S 156f.

⁷⁰ Vgl. Schwarze, Sonja: a.a.o., S. 5ff.

Fazit

Der Zustand der Unvollkommenheit wird vor allem durch die Kapazitätserweiterung der wenig flexiblen erneuerbaren Energie verursacht. Die Erzeugung an grünem Strom kann nicht wie auf Energy-only-Märkten nötig, an den Verbrauch gebunden werden, da diese von einer Vielzahl an anderen, nicht beeinflussbaren Faktoren wie z.B. das Wetter abhängig sind. Bei einem weiteren Kapazitätsanstieg der EE kann dies also zu einem Versagen des derzeitig vorherrschenden Marktmodells führen.

Ein weiteres zentrales Problem ergibt sich aus den veränderten Kriterien für Investitionen im Bereich von neuen konventionellen Kraftwerkskapazitäten, das im kommenden Abschnitt genauere Betrachtung erfordert.

3.4 Veränderte Kriterien für Investitionen im Bereich der Stromerzeugung

Als eines der Hauptprobleme, das für das Versagen des Energy-Only-Marktes verantwortlich ist, gelten die veränderten Investitionskriterien im Bereich der Stromerzeugung. Vor allem die fehlenden Investitionsanreize für den Bau neuer konventioneller Kraftwerkskapazitäten spielen dabei eine wichtige Rolle. In der Strombranche wird deswegen in diesem Zusammenhang vom Missing-Money-Problem gesprochen.

Allgemein betrachtet bezeichnet das „Missing-Money-Problem“ einen mangelnden Geldstrom zur Refinanzierung der Vollkosten einer Kraftwerks-Investition über den Energy-Only-Markt.⁷¹

Bevor Investoren ein neues Kraftwerk erbauen, wird im Zuge der Planung der Net Present Value errechnet.⁷² Dieser ist eine finanzielle Kennzahl die zukünftige Erträge des Projektes auf den aktuellen Zeitpunkt umrechnet. Durch diese hypothe-

⁷¹ Vgl. Reeg, Matthias: Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien - Flexibilität statt reiner Kapazität, Köln 2014, S.11.

⁷² Vgl. Schwarze, Sonja: a.a.O., S.7.

tische Berechnung können verschiedene Szenarien und Vorhaben hinsichtlich des wirtschaftlichen Ertrages miteinander verglichen werden. Außerdem gibt diese Kennzahl Auskunft über den wirtschaftlichen Erfolg eines Investitionsvorhabens.⁷³ Bei einem Kraftwerksbau setzen sich die zukünftige Erträge im Wesentlichen aus den zukünftigen Strompreisen und den Einnahmen aus Nebenleistungen zusammen. Zu den Nebenleistungen zählen z.B. das Anbieten von Regelleistung, die zur Aufrechterhaltung der Stromfrequenz im Netz genutzt wird. Im derzeitigen Marktmodell sind jene Erträge jedoch zu gering und durch die volatile Strompreisentwicklung meist viel zu risikobehaftet, um alle Kosten eines Kraftwerkes zu decken. Daraus resultierend gibt es zurzeit wenige Investitionsanreize für den Ausbau neuer dringend benötigten Kapazitäten auf dem Energy-only-Markt womit die Versorgungssicherheit stark gefährdet wird.⁷⁴

Im Mittelpunkt der Missing-Money-Diskussion stehen vor allem fehlende Investitionsanreize für Grenzkraftwerke. Bei genauerer Betrachtung wird ersichtlich, dass die Strom- und Forwardpreise zu gering sind, um eine Vollkostendeckung der Spitzenkapazitäten aus den Grenzkraftwerken zu gewährleisten. Auch wenn die Preise, wie heute üblich nicht durch Price Caps (regulatorischer Eingriff zur Begrenzung der Preisentwicklung) begrenzt würden, würde dies nicht zum gewünschten Versorgungsniveau für die Nachfrager führen. Daher kommt es im Vergleich zum sozialen Optimum in diesem Bereich zu Unterinvestitionen.⁷⁵

Zurückzuführen ist das Missing-Money Problem auf einem vollkommen liberalisierten Strommarkt wieder auf das Zusammenspiel der zwei nachfrageseitigen Unvollkommenheiten. Zum einen die mangelnde Elastizität der Nachfrage an Strom und zum anderen die mangelnde Zahlungsbereitschaft für die Versorgungssicherheit.⁷⁶

⁷³ Vgl. Projektmagazin, online verfügbar unter: URL
<<https://www.projektmagazin.de/glossarterm/net-present-value>>, [Stand: 01.07.2014].

⁷⁴ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.7f.

⁷⁵ Vgl. Heuterkes, Michael u. Janssen, Matthias: Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland, Münster 2008, S.79f.

⁷⁶ Vgl. Heuterkes, Michael u. Janssen, Matthias: a.a.O., S.80.

3.4.1 Mangelnde Elastizität der Nachfrage an Strom

Die Theorie des reinen Energy-only-Marktes besagt, dass die Nachfrage an Strom auf Preisänderungen am Spotmarkt reagiert. In der Realität ist die Nachfrage jedoch kurzfristig völlig unelastisch. Dies resultiert daraus, dass die meisten Stromendkunden, insbesondere die Haushaltskunden über keinerlei Informationen zu den Echtzeitpreisen verfügen. Sie beziehen den Strom meist in Langzeitverträgen, bei denen der Preis auf den Durchschnittskosten basiert. Technische Lösungen wie z.B. Smart Meter die eine intelligente Nachfrage an Strom steuern sind in der Praxis nicht verbreitet. Lediglich größere Industrieunternehmen mit dementsprechend hohem Stromverbrauch gestalten ihre Strombeschaffung nach den Preisen der Großhandelsmärkte. In den meisten Fällen haben Nachfrager also keine Anreize ihren Stromkonsum bei hohen Preisen zu verringern.⁷⁷

Wie in Abbildung 7 festgestellt werden kann, ist es zu Spitzenlastzeiten möglich, dass die Nachfrage das Angebot übersteigt – es findet keine Markträumung mehr statt. Bei diesem Szenario und in Knappheitszeiten (Spitzenlastzeiten) können Produzenten ihre kurzfristig erlangte Marktmacht nutzen um die Strompreise unverhältnismäßig in die Höhe zu treiben.⁷⁸

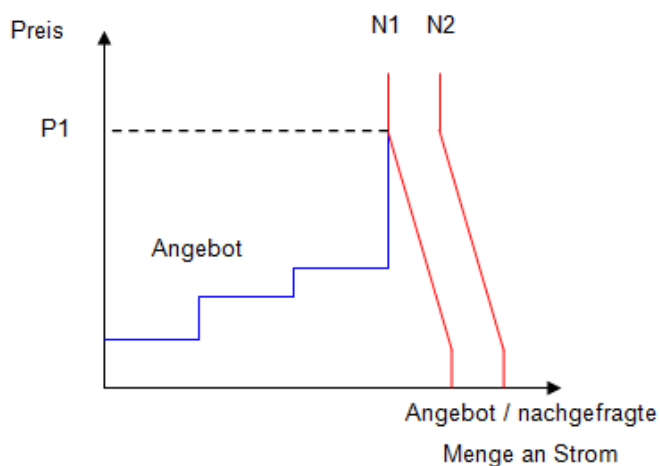


Abbildung 7: Unelastische Nachfrage auf dem reinen Energy-Only-Markt⁷⁹

⁷⁷ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.8.

⁷⁸ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.8f.

⁷⁹ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.8.

Wenn Stromerzeuger dabei die Preise zu hoch ansetzen, kann dies seitens der Politik zu regulatorischen Eingriffen führen. Ziel der regulatorischen Eingriffe ist es, den Konsumenten vor überhöhten Preisen zu schützen. Dies gelingt durch das Setzen von Preisobergrenzen (Preis-Caps) oder gezielten Eingriffe in den Bieterprozess. Theoretisch könnten dabei die Price Caps so gesetzt werden, dass diese dem Value of Lost Load entsprechen. Somit könnten die variablen und die fixen Kosten der Erzeugungsanlagen gedeckt werden. In der Praxis ist es jedoch fast nie möglich den Value of Lost genau festzulegen, da die Knappheitspreise um ein vielfaches höher sind als die Spotpreise in Zeiten der Grundlast. Somit ist es schwer die Price Caps im richtigen Ausmaß zu setzen. Werden Price Caps nämlich zu niedrig angesetzt, verlieren die Stromerzeuger wichtige Erlöse zur Deckung deren fixen und variablen Kosten.⁸⁰

3.4.2 Mangelnde Zahlungsbereitschaft für die Versorgungssicherheit

Der Begriff Versorgungssicherheit in der Elektrizitätswirtschaft soll die Gesamtsicht auf die Situation der Stromverbraucher widerspiegeln. Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn der Strombedarf der Konsumenten unterbrechungsfrei und nachhaltig d.h. derzeit und zukünftig gedeckt werden kann.⁸¹

Eine wichtige Frage stellt sich hierbei, ob der Energy-only-Markt genügend Anreize für neue Kraftwerkskapazitäten gibt, um auch in Zukunft die Versorgungssicherheit sicher zu stellen.

Wie bereits im Kapitel 3.3 erwähnt, handelt es sich bei der Versorgungssicherheit um ein öffentliches Gut. Ein öffentliches Gut zeichnet sich durch die Nicht-Ausschließbarkeit und der Nicht-Rivalität aus. Diese Bedingungen werden dabei erfüllt, da es wie bereits erwähnt, nicht möglich ist, einzelne Kunden vom Netz zu nehmen. Deshalb gibt es für Kunden keinerlei Ambitionen für das Gut Versorgungssicherheit separate bilaterale Verträge mit EVU abzuschließen. Stromkonsumenten zahlen also lediglich für den abgenommenen Strom. Somit ist der Value

⁸⁰ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.9f.

⁸¹ Vgl. CONSENTEC: Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, Aachen 2008, S.2.

of Lost Load, der als Preisobergrenze für Strom fungiert, sehr gering und die Kraftwerksbetreiber können oftmals ihre fixen Kosten nicht mehr decken. Die mangelnde Zahlungsbereitschaft für die Versorgungssicherheit wirkt sich also auch negativ auf die Investitionsanreize für Stromerzeugungsanlagen aus. Im schlimmsten Fall kann durch das Fehlen der benötigten Stromkapazitäten in Spitzenlastzeiten die Versorgungssicherheit nicht mehr garantiert werden. Darum könnte es zukünftig öfters zu einem großflächigen Blackout (Stromausfall) kommen.⁸²

Fazit

Aus der zumindest kurzfristig unelastischen Nachfrage an Strom und der mangelnden Zahlungsbereitschaft für die Versorgungssicherheit entsteht im Bereich des Baues neuer Kraftwerksanlagen ein Investitionsdilemma. Daraus ergibt sich die Tatsache, dass Betreiber konventioneller Erzeugungsanlagen oft nicht mehr im Stande sind, ihre Stromerzeugungskosten zu decken. Somit verschwinden auch Anreize für Investoren zum Bau neuer Anlagen, die zum Ausgleich der volatilen Stromerzeugung wichtig wären. Auch regulatorische Eingriffe wie z.B. Price Caps helfen über dieses Dilemma nicht hinweg. Werden zum Bau neuer Kraftwerksanlagen nicht bald neue Impulse gesetzt, wird die Nachfrage an Strom das Angebot an verfügbaren Kapazitäten in Spitzenlastzeiten übersteigen und das wichtigste Ziel der Stromversorgung nämlich die Versorgungssicherheit stark gefährdet.

4 Bewertung

Im Rahmen dieser Arbeit werden potenzielle Lösungsvorschläge für die durch erneuerbare Energien verursachten Herausforderungen am deutschen Energy-only-Markt, vorgestellt. Um die Konzepte der infrage kommenden Kapazitätsmechanismen entsprechend bewerten zu können, werden in folgendem Kapitel die essentiellsten qualitativen Bewertungskriterien dargestellt, sowie ein Bewertungssystem beschrieben.

⁸² Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.11f.

4.1 Bewertungskriterien

a) Langfristige Planungssicherheit

Für Investoren von neuen Kraftwerksanlagen spielt das Thema langfristige Planungssicherheit eine wichtige Rolle. Dies ist auf die teils langen Planungs-, Genehmigungs-, und Bauphasen zurückzuführen. In diesem Zeitraum sollten sich die Voraussetzungen auf denen die Investitionsentscheidungen getätigt wurden, grundsätzlich nicht negativ entwickeln.⁸³ Durch die hohen Kosten der Anlagen muss die Refinanzierung von Kraftwerken auf viele Jahre aufgeteilt werden. Dementsprechend lange Zeiträume sind auf Grund von externen Einflussfaktoren wie z.B. Erzeugungsstruktur des Marktes, Brennstoff-, und Emissionszertifikatspreisen, sowie auch der dargebotsabhängigen Erzeugung im System abhängig, und deshalb mit hohen Unsicherheiten behaftet. Deshalb ist es notwendig eine möglichst lange Planungssicherheit der Erlöse zu gewährleisten, um den Investoren finanzielle Anreize durch den Bau von neuen Anlagen zu bieten.⁸⁴

b) Vollkostendeckung

Eine wichtige Voraussetzung für ausreichende Investition in neue Erzeugungsanlagen besteht in der sicheren Deckung der Vollkosten. Die Vollkosten können nur gedeckt werden, wenn die Strompreisbildung auf Basis der langfristigen Grenzkosten erfolgt.⁸⁵ Dabei unterscheidet sich die Kostenstruktur von erneuerbaren zu konventionellen Anlagen erheblich. Der variable Kostenanteil der u.a. aus Nutzungskosten der Energiequelle, Opportunitätskosten für Emissionszertifikate und anderen variablen Kosten besteht, besitzt eine wesentlich geringere Bedeutung zur Vollkostendeckung, als die fixen Investitions- und Betriebskosten. Bei den abnahmepriorisierten Erneuerbaren wie z.B. Windenergie und Photovoltaik können die variablen Kosten auf Grund ihrer niedrigen Kostenstruktur vernachlässigt werden. Die

⁸³ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.53f.

⁸⁴ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: Kapazitätsmärkte und Mechanismen im internationalen Kontext, Graz 2011, S.1.

⁸⁵ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.2.

Gestaltung eines zukünftigen Marktdesigns muss also unbedingt die veränderte Kostenstruktur auf der Erzeugungsseite berücksichtigen und eine Vollkostendeckung der Anlagen sicherstellen.⁸⁶

c) Investitionsanreize

Die Vorlaufzeiten für die Planung und Errichtung neuer Erzeugungsanlagen beträgt je nach Kraftwerkstyp zwischen 18 Monaten und sieben Jahren. Dabei zeitgerechte Investitionsanreize zu schaffen ist schwierig, da in einem Energy-only-Markt die Strompreise erst dann steigen, wenn die Erzeugungskapazitäten am Markt bereits knapp sind. Dies ist vor allem bei hohen Verbrauchszuwächsen oder im Falle eines verringerten Einsatzes hochpreisiger Spitzenlastkraftwerke verursacht durch den Merit Order Effekt von EE. Bei kurzfristigen Investitionsanreizen, gilt es zu berücksichtigen, dass dies vor allem den Bau von schnell zu errichtenden Anlagen wie z.B. Gasturbinenkraftwerke fördert. Dabei kann es bei einer einseitigen Erweiterung von Kraftwerkstypen langfristig zu einer Verflachung der Merit Order im preisbildenden Bereich kommen. Auch ortsbezogene Investitionsanreize spielen zukünftig eine große Rolle. Es ist wichtig, dass Systemerweiterungen im Stromsektor auf Grund ihrer Netzgebundenheit ortgerecht gefördert werden, da zukünftig innerhalb Europas vermehrt mit Leistungsentgängen zu rechnen ist. Dies kann dazu führen, dass trotz genügend installierter Kapazitäten der Strombedarf nicht gedeckt werden kann. Zukünftige Lösungsvorschläge müssen also darauf geprüft werden, ob Kapazitätsmechanismen in der Lage sind, jene Kraftwerkstypen mit längerer Errichtungsdauer zeit- und ortsgerechter Investitionsanreize zur Verfügung zu stellen.⁸⁷

d) Erhöhte Nachfrageelastizität

Ein essentielles Problem des Energy-only-Marktes ergibt sich aus der geringen Elastizität der Stromnachfrage. Während das theoretische Modell der Strompreisbildung davon ausgeht, dass der Markt jederzeit einen Ausgleich zwischen Nachfrage und Angebot durch optionale Ressourcenverteilung

⁸⁶ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.54.

⁸⁷ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.2f.

herbeiführen kann, gibt es auf den realen Märkten nur wenig Beteiligung der Verbraucherseite (siehe 3.4.1). Ein zukünftiges potentielles Marktsystem sollte also in der Lage sein die Elastizität der Stromnachfrage deutlich zu steigern.⁸⁸

e) **Eignung in einem dezentrales Marktsystem**

In Europa kommen derzeit meist dezentrale Strombörsen zur Anwendung. Auch in Deutschland wird mit diesem dezentralen System gearbeitet. Unter einem dezentralen Marktsystem versteht man die Energiebereitstellung durch mehrere kleine Kraftwerke in der Nähe der Verbraucher.⁸⁹ Hierbei koordinieren die Erzeuger ihre Kraftwerkseinsätze selbstständig. Durch diese selbstständige Koordination der Kraftwerksanlagen sind wichtige Informationsparameter für die Kapazitätsmechanismen wie z.B. die tatsächliche Verfügbarkeit der Einzelanlagen nicht bekannt. Die nachfolgenden Konzepte müssen also auf ihre Eignung in einem dezentralen Marktsystem geprüft werden.⁹⁰

4.2 Beurteilungssystem

Um eine bessere Veranschaulichung der nachfolgenden Lösungsoptionen zu erzielen, werden diese durch das Einbeziehen der fünf beschriebenen Bewertungskriterien auf ihre Umsetzbarkeit geprüft. Am Ende jedes Abschnittes werden die Ergebnisse in einem Säulendiagramm dargestellt. Dies gibt Aufschluss über den genaueren Erfüllungsgrad der bewerteten Kriterien.

Eine Darstellung der qualitativen Bewertungen in einem Säulendiagramm ermöglicht eine schnelle Gegenüberstellung der einzelnen Marktausgestaltungsmöglichkeiten. Die Zielvorgaben können hiermit untereinander anhand des Zielerreichungsgrades direkt miteinander verglichen werden.

⁸⁸ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.3.

⁸⁹ Vgl. Gabler Wirtschaftslexikon, online verfügbar unter: URL <<http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/dezentrale-energieversorgung.html>>, [Stand: 06.08.2014].

⁹⁰ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.3.

Der Erfüllungsgrad wird im Diagramm in Prozent angegeben und ist eine ungefähre Annahme über das Abschneiden der einzelnen Lösungsansätze.

5 Alternative Gestaltungsmöglichkeiten für den deutschen Strommarkt

Das nachfolgende Kapitel beschäftigt sich mit qualitativen Marktausgestaltungsmöglichkeiten anstelle des deutschen Energy-Only-Markt-Modelles. Die Einführung in das Kapitel, soll einen groben Überblick über die alternativen Möglichkeiten zum reinen Energy-Only-Markt geben und eine Unterteilung der verschiedenen Möglichkeiten festlegen. Danach werden die möglichen Optionen genauer erklärt und mit Hilfe des in 4.1 und 4.2 vorgestellten Bewertungssystems beurteilt.

5.1 Neue Ausgestaltung des Strommarktdesigns durch die Implementierung eines fokussierten Kapazitätsmarktes und den dazugehörigen Kapazitätsmechanismen

Im Falle eines Blackouts in Deutschland können nicht absehbare Kosten entstehen. Daher ist es für eine Volkswirtschaft ökonomisch sinnvoll, im Elektrizitätssektor mehr Kapazitäten zur Verfügung zu stellen, als benötigt werden, da die Kosten der bereitgestellten Überkapazitäten um ein Vielfaches geringer sind, als die Kosten, die im Falle eines Blackouts entstehen würden. Da das in Deutschland vorherrschende Modell des Energy-only-Marktes wie bereits beschrieben, aufgrund des Missing-Money Problems wenig Anreize auf genügend Investitionen in neue Kapazitäten liefert, wäre die Einführung eines neuen Strommarktdesigns in Form eines fokussierten Kapazitätsmarktes und den dazugehörigen Kapazitätsmechanismen sinnvoll.⁹¹

In der Literatur findet man für den Begriff Kapazitätsmarkt keine eindeutige Definition. Vielmehr wird darunter ein Sammelbegriff für verschiedenste Kapazitätsmechanismusmodelle verstanden. Grundsätzlich sollen diese Modelle neben dem herkömmlichen Markt für Strom einen zweiten Markt für Kapazitäten schaffen.

⁹¹ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.8.

Dieser zusätzliche Markt stellt für Kraftwerksbetreiber einen zweiten potentiellen Umsatzstrom dar. Hierbei würden die Einnahmen durch den Stromverkauf jedoch etwas niedriger ausfallen, da es weniger oft zu hohen Knappheitspreisen kommen würde. Zusammen mit den Einnahmen aus der Bereitstellung für zusätzliche Kapazitäten würden sich ähnliche Erlöse ergeben, wie sie den Durchschnittserlösen im reinen Energy-Only Markt entsprechen. Durch diese stabilen Kapazitätszahlungen würden neue Anreize für Investitionen geschaffen und langfristig ein höheres Maß an Versorgungssicherheit in Deutschland erreicht.⁹²

Am fokussierten Kapazitätsmarkt wird zwischen preis- und mengenbasierten Kapazitätsmechanismen unterschieden. Der elementare Unterschied liegt dabei in der Preisfindung. Preisbasierte Ansätze sollen über einen rein finanziellen Anreiz, der durch festgelegte Vergütungssätze hervorgerufen wird, für neue Kapazitätserweiterungen sorgen. Bei den mengenbasierten Ansätzen werden die Erzeugungskapazitäten im System vorgeschrieben und deren Preis durch den Markt ermittelt.⁹³

In der folgenden Tabelle werden die preis- und mengenbasierten Ansätzen dargestellt.

| Preisbasierte Mechanismen | Mengenbasierte Mechanismen |
|--|-----------------------------------|
| Administrativ bestimmte Kapazitätszahlungen | Kapazitätsbörse |
| Strategische Reserve | Kapazitätsoption |
| Operative Reserve | |

Tabelle 2: Einteilung der Kapazitätsmechanismen⁹⁴

⁹² Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.8.

⁹³ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.3.

⁹⁴ Eigene Darstellung

5.1.1 Mechanismen

5.1.1.1 Preisbasierte Mechanismen

a) Administrativ bestimmte Kapazitätzahlungen

Das Modell der administrativ bestimmten Kapazitätzahlungen wird bereits seit längerer Zeit auf liberalisierten Energiemärkten zur Optimierung der Versorgungssicherheit eingesetzt. Bei diesem Modell bekommen Kraftwerksbetreiber für jedes zusätzlich installierte oder tatsächlich verfügbare MW zusätzliche Erlöse. Dabei können die Vollkosten der Erzeugungsanlagen gedeckt werden und ihre Rentabilität wird erhöht. Die Anlagenbetreiber bekommen dadurch einen zusätzlichen Anreiz, bestehende Kraftwerke länger in Betrieb zu lassen bzw. in neue Kraftwerkskapazitäten zu investieren.⁹⁵

In Abbildung 8 werden die Auswirkungen der zusätzlichen Stromkapazität dargestellt. Durch das erweiterte Kapazitätsangebot lässt sich eine Verschiebung der Nachfragefunktion feststellen. Die Gleichgewichtsmenge Q_1 erhöht sich dabei auf Q_2 . Dies hat zur Folge, dass die Nachfrage an Strom auch zu Spitzenlastzeiten sicher gedeckt werden kann.

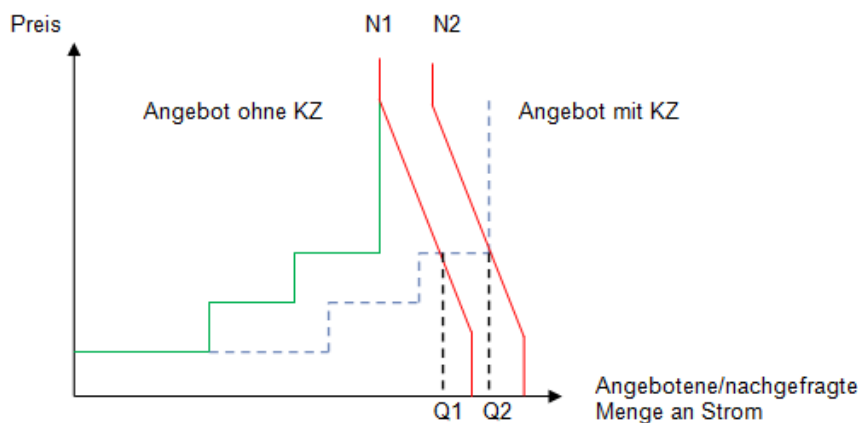


Abbildung 8: Fokussierte Kapazitätzahlungen⁹⁶

⁹⁵ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.4.

⁹⁶ Eigene Datstellung, in Anlehnung an: Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.23.

Die Höhe des Erlöses wird vorab von einer zentralen Stelle entweder als fixer Preis, oder als Preisfunktion auf Basis des erstrebenswerten Kapazitätsniveaus zur Sicherung der Stromversorgung berechnet. Ein theoretisches Modell zur Herleitung der Höhe der Kapazitätzahlungen existiert nicht, daher basieren diese meist auf Beobachtungen des Investitionsverhaltens. Bei einer Integration dieses Modells in den Strommarkt werden meist die Strompreisobergrenzen herabgesetzt, da es seltener zu Knappheitspreisen kommt und diese nicht mehr alleine zur Vollkostendeckung der Kraftwerksanlagen verantwortlich sind. Die Finanzierung dieses Modells erfolgt über eine Umlegung der Kosten auf den Endkundenpreis.⁹⁷

b) Strategische Reserve

Bei der Einführung des Modells der strategischen Reserve sind unter allen Kapazitätsmechanismen die geringsten Eingriffe in den Energiemarkt nötig. Bei diesem Konzept werden Kapazitätsreserven vom Übertragungsnetzbetreiber für Engpasssituationen bereitgestellt. Die Beschaffung dieser strategischen Reservekapazitäten kann über langfristige Verträge mit einzelnen Kraftwerksbetreibern erfolgen, die dem ÜNB die Zugriffsrechte auf die Anlagen sichern. Da die Einsatzzeiten dieser Kraftwerke aufgrund der eher selten auftretenden Engpasszeiten gering ausfallen werden, wäre es ökonomisch sinnvoll, ältere Anlagen dazu zu verwenden. Die Anlagen müssen jederzeit bereit sein, um die Energie zu kurzfristigen Grenzkosten am Markt anbieten zu können. Als Gegenleistung erhält der Erzeuger die Fixkosten der Anlagen erstattet.⁹⁸

Der Einsatz der strategischen Reserve erfolgt immer dann, wenn die Reserveleistung im System unter ein Niveau fällt, bei dem die Versorgungssicherheit nicht mehr gegeben ist. Der Preis der angebotenen Reserveleistung muss dabei genau bedacht sein, da bei zu niedrigen Angeboten das Risiko besteht, dass reguläre Gebote aus dem Markt gedrängt werden. Dies hätte eine negative Auswirkung auf das Investitionsverhalten der Anlagenbetreiber.⁹⁹

⁹⁷ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.22f.

⁹⁸ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.7.

⁹⁹ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.8.

c) Operative Reserve

Der Ansatz der operativen Reserve beschafft neben der herkömmlichen Kapazitätsreserve noch zusätzliche Kapazitäten für die langfristige Versorgungssicherheit. Diese zusätzlichen Kapazitäten können vom Übertragungsnetzbetreiber in täglichen Auktionen ersteigert werden. Dabei legt der ÜNB im Vorhinein einen maximalen Preis fest, den er für die Stromreserve bereit ist zu zahlen. Alle Anbieter der operativen Reserve bekommen einen Zuschlag, auch wenn sie nicht produzieren. Somit bekommen die Anlagenbetreiber die Möglichkeit ihre Kapazitäten dem ÜNB zur Verfügung zu stellen, oder am Spotmarkt teilzunehmen. In Spitzenlastzeiten wird der ÜNB ein geringeres Angebot an zusätzlichen, langfristigen Stromkapazitäten vorfinden, da die Kraftwerksbetreiber in Erwartung höherer Preise am Spotmarkt teilnehmen. Der wesentliche Unterschied zur strategischen Reserve besteht in der Wahlmöglichkeit der Anbieter. Diese sind bei dem Ansatz der strategischen Reserve auf Grund der Verträge dazu verpflichtet, an den ÜNB zu liefern. Beim operativen Ansatz können sie ihren Strom auch über den Spotmarkt anbieten.¹⁰⁰

Bei einer Einführung dieses Mechanismus würden Preisspitzen häufiger, jedoch in geringerem Ausmaße auftreten. Die Wahl des maximalen Ankaufspreises der operativen Reserve beeinflusst die Mengen an zusätzlich zur Verfügung stehende Kapazitäten enorm und ist daher mit Bedacht zu wählen. Die Erzeuger sollten bei Anwendung dieses Ansatzes in Summe die gleichen Erlöse lukrieren können, wie in einem idealen reinen Energiemarkt.¹⁰¹

5.1.1.2 Mengenbasierte Mechanismen

a) Kapazitätsbörse

Eine Kapazitätsbörse sieht einen zentralen Einsatzplaner (ISO = Independent System Operator) vor. Dieser legt die für einen definierten Planungshorizont die benötigten Erzeugungskapazitätsmengen auf Basis der prognostizierten Spitzenlast fest. Auch das angestrebte Niveau an Versorgungssicherheit und die dementspre-

¹⁰⁰ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.11.

¹⁰¹ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.7.

chend benötigten Reserveleistungen werden dabei berücksichtigt. Versorgungsunternehmen wären verpflichtet sich mit den festgelegten Kapazitäten einzudecken, um ihren Beitrag zur Leistungsdeckung zu leisten. Diese Kapazitäten können entweder durch bilaterale Verträge, DSM-Maßnahmen (Demand-Side-Management = Laststeuerung) oder durch den Erwerb von Kapazitätsguthaben des Produktes (Zertifikate) „gesicherte Leistung“ an der Kapazitätsbörse besorgt werden. Anbieter dieser Guthaben sind Kraftwerksbetreiber.¹⁰²

Der Preis des Kapazitätsguthabens wird frei nach den Marktgesetzen bestimmt. Für die Preisfindung bestimmt der Einsatzplaner eine künstliche Nachfragefunktion. Die Kosten, die für die Beschaffung der Kapazitätiszertifikate entstehen, trägt der Endkunde. Die Wirkung der Kapazitätsbörse wird in Abbildung 9 dargestellt. Ohne Kapazitätsbörse oK (Bild links) kann die Nachfrage an Spitzenlast nicht gedeckt werden, da nicht ausreichend Kraftwerke zur Verfügung stehen. Die Versorgungssicherheit kann somit nicht gehalten werden und der Strompreis steigt stark an. Bei der Einführung einer Kapazitätsbörse (Bild rechts) können Anlagenbetreiber zusätzliche Erlöse durch das Bereitstellen von Kapazitäten generieren. Der Erlös ergibt sich hier im Bild rechts aus dem Schnittpunkt zwischen der Nachfrage K und des Angebotes K-1. Die zusätzliche Einnahmequelle motiviert Investoren weitere Kraftwerkskapazitäten zu installieren. Folgedessen verschiebt sich auf dem Strommarkt (Bild links) die Angebotskurve weiter nach rechts, im Diagramm als Angebot mit Kapazitätzahlung E-mK dargestellt. Somit kann die Nachfrage nach Strom auch in Spitzenlastzeiten zu geringeren Preisen gedeckt werden. Im Diagramm rechts verschiebt sich nun die Angebotsfunktion an Kapazitäten ebenfalls weiter nach rechts zu K-2. Somit bildet sich auch hier ein neuer niedrigerer Gleichgewichtspreis für Kapazitäten und die Motivation für den weiteren Zubau von Anlagen sinkt wieder. Da bei diesem Ansatz eine weitere Einnahmequelle für Kraftwerksbetreiber geschaffen werden kann, sind diese nicht mehr auf die Knappheitspreise zur Deckung der Fixkosten angewiesen. Deshalb kann die Ein-

¹⁰² Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.27f.

führung zusätzlicher Preisceps (Bild links) den Konsumenten vor hohen Strompreisen schützen.¹⁰³

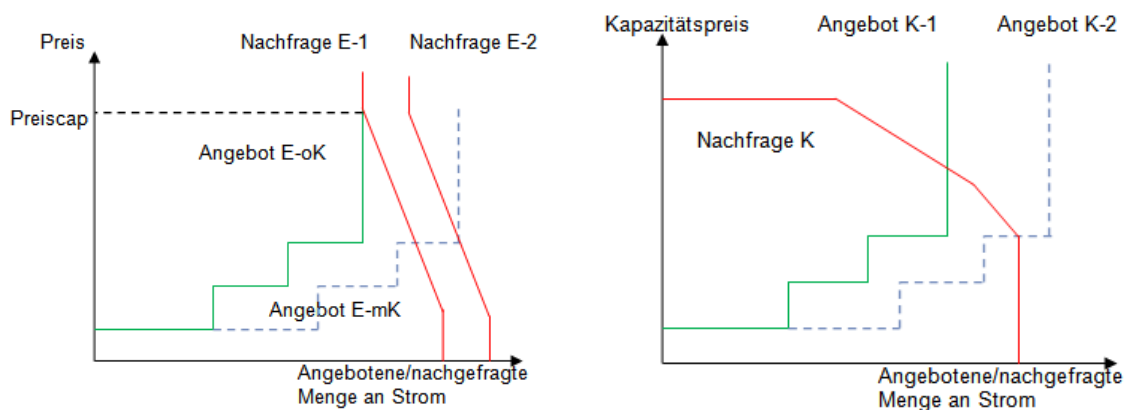


Abbildung 9: Darstellung des Kapazitätsmarktes¹⁰⁴

b) Kapazitätsoption

Der Ansatz der Kapazitätsoption sieht ebenfalls eine zentrale Organisation wie z.B. den Einsatz eines ISO vor. Dieser kauft im Namen der Stromnachfrager bei den Stromerzeugern auf sicher verfügbare Leistungskapazitäten Call-Optionen¹⁰⁵ zur Sicherung des Strompreises. Dies bedeutet, dass die Nachfrager durch den Erwerb dieser Call-Optionen das Recht erhalten bei einem Stromkauf den Strom zu einem gewissen Ausführungspreis zu erhalten. Die Nachfrager werden dieses Recht immer dann geltend machen, wenn der Strompreis den Ausführungspreis der Call-Option übersteigt. Für die Nachfrageseite entsteht somit eine künstliche Preisobergrenze. Die Erzeuger bekommen bei Verkauf einer solchen Option im

¹⁰³ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.28f.

¹⁰⁴ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.29.

¹⁰⁵ Mit dem Kauf von Call-Optionen erwirbt der Käufer sich das Recht, zu einem späteren Zeitpunkt die zugrunde liegende Aktie oder Ware (wird als Basiswert bezeichnet) zu kaufen. Dies geschieht zu einem genau definierten Preis, dem sogenannten Ausübungspreis. So garantieren Call-Optionen ihrem Halter eine permanente Kaufmöglichkeit für die genannten Basiswerte. Zum Verkaufszeitpunkt der Optionsscheine werden die entsprechenden Konditionen vertraglich geregelt. (Wallstreet online, online verfügbar unter: URL <<http://www.wallstreet-online.de/ratgeber/finanzen-steuern-versicherung/anlagen-und-investitionen/fonds/was-bezeichnet-der-wirtschafts-begriff-call-option>>, [Stand: 18.10.2014].)

Gegenzug eine Optionsprämie, durch die es ihnen möglich ist ihre Fixkosten der Anlagen zu decken. Wichtigster Bestandteil dieses Konzeptes ist die tatsächliche physikalische Bereitstellung der Leistung, auf die Optionen gekauft wurden.¹⁰⁶

Die benötigte Menge an Kapazitätsoptionen und die Höhe des Ausführungspreises wird vom ISO festgelegt. Der Ausführungspreis sollte jedoch auf jeden Fall die Grenzkosten des teuersten Kraftwerkstypen der Merit Order übersteigen, damit sichergestellt werden kann, dass alle Kraftwerke während der Spitzenlastzeiten Strom am Markt anbieten können. Die Theorie besagt, dass die Höhe der Optionsprämie über ein Auktionsverfahren ermittelt werden sollte, bei dem von Auktionsrunde zu Auktionsrunde der Preis der Prämie gesenkt wird. Dies sollte so lange geschehen, bis die angebotenen Optionen dem Kapazitätsbedarf entsprechen.¹⁰⁷

Durch das Einsetzen von Finanzinstrumenten sollen für Anlagenbetreiber neue Anreize für die Bereitstellung neuer Kapazitäten geschaffen werden.¹⁰⁸

5.1.2 Bewertung

5.1.2.1 Langfristige Planungssicherheit

Ob die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Hinblick auf langfristige Planungssicherheit sinnvoll ist, liegt vor allem an der Länge des Zeitraumes in dem die garantierten Kapazitätzahlungen erfolgen. Die Länge dieses Zeitraumes in dem den Anlagebetreiber eine Verfügbarkeitsprämie gezahlt wird, sollte sich nach der Lebensdauer der einzelnen Kraftwerke orientieren. Ein Zeitraum von 10 Jahren, in dem neuen Marktteilnehmer Entgelte für bereitgestellte Kapazitäten garantiert werden, wird hier als angemessen angesehen. Dieser Zeitraum dürfte als Planungshorizont für die Einnahmen der geplanten Investitionen ausreichen.¹⁰⁹

Eine neue Ausgestaltung des Strommarktdesigns, durch die Einführung eines zusätzlichen Kapazitätsmarktes und wahlweise den dazugehörigen Kapazitätsmecha-

¹⁰⁶ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.18f.

¹⁰⁷ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.35f.

¹⁰⁸ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.29.

¹⁰⁹ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.17.

nismen, könnte also zu einer signifikanten Erhöhung der Planungssicherheit für neue Investitionen beitragen.

5.1.2.2 Vollkostendeckung

Bei der Einführung eines Kapazitätsmarktes kann die Vollkostendeckung der Erzeugungsanlagen nicht mehr alleine durch den regulären Strommarkt erfolgen, da es weniger häufig zu Knappheitssituation und in weiterer Folge zu Preisspitzen für Strom kommt. Diese entgangenen Erlöse, sollten theoretisch durch eine Verfügbarkeitsprämie der bereit gestellten Kapazitäten auf dem zusätzlichen Markt ausgeglichen werden.¹¹⁰

Die Summe aus Kapazitätsprämie und Vermarktungserlösen sollte also in der Praxis mindestens den Fixkosten der Kraftwerke entsprechen. Ob mit dieser Summe eine tatsächliche Vollkostendeckung möglich ist, liegt jedoch in erster Linie an der Kostenstruktur der einzelnen Erzeugungsanlagen. Investoren von Anlagen mit fluktuierender Erzeugung wie z.B. Photovoltaikanlagen haben dabei einen Vorteil, da hier die unsichere Entwicklung von Brennstoff und CO₂ keine Rolle spielt.¹¹¹

Ob hier die Vollkostendeckung der Kraftwerke in jedem Fall möglich ist, muss also genau geprüft werden.

5.1.2.3 Investitionsanreize

Bis zu jenem Zeitpunkt, bei dem mit einem neuen Kraftwerke tatsächlich Strom erzeugt wird und erste Erlöse erzielt werden können, bedarf es teils langer Vorlauf- und Bauzeiten. Unter Berücksichtigung dieser langen Zeiträume, müssen durch das Einführen eines Kapazitätsmarktes, genügend Investitionsanreize geschaffen werden. Hierfür bietet ein Kapazitätsmarkt mehrere Möglichkeiten, wie z.B. ein rollierendes Verfahren zur Sicherstellung der Kapazität. Dabei wird der Strombedarf und die Erzeugungsstruktur für einen Zeitraum in fünf Jahren (t+5) ermittelt.

¹¹⁰ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.17.

¹¹¹ Vgl. Kopp, Oliver / Eßer-Frey, Anke / Engelhorn, Thorsten: Können sich erneuerbare Energien langfristig auf organisierten Strommärkten finanzieren?, in Zeitschrift für Energiewirtschaft (4), 2012, S.12.

Die ermittelten Kapazitäten werden danach mit Hilfe eines Auktionsverfahrens an die Anlagenbetreiber weitergegeben. An diesen Auktionsverfahren können auch Investoren teilnehmen, die ihre Anlagen gerade erst bauen. Das System würde also genügend verfügbare Strommengen sicherstellen und den Investoren könnten dabei fixe Erlöse für bereits bestehende bzw. gerade neugebaute Kraftwerke zugesagt werden.¹¹²

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes würde also durchaus Möglichkeiten bieten um die Investitionsanreize für neue Anlagen zu erhöhen.

5.1.2.4 Erhöhte Nachfrageelastizität

Das derzeitig vorherrschende Marktdesign des Energy-only-Marktes in Deutschland kann bekanntlich keine ausreichende Nachfrageelastizität aufweisen. Die Frage, ob hier die Einführung eines Kapazitätsmarkts Abhilfe schaffen könnte, lässt sich nicht eindeutig beantworten.

Vielmehr kommt es hier auf die verwendeten Instrumente der Kapazitätsmechanismen an. Bei der sporadischen Untersuchung des preisbasierten Mechanismus der administrative bestimmten Kapazitätzahlungen kann keine erhöhte Nachfrageelastizität festgestellt werden, da hier die Nachfrageseite in keiner Weise in das Modell integriert ist.¹¹³

Bei näherer Betrachtung des mengenbasierten Mechanismus der Kapazitätsoption, kann sich sehr wohl eine erhöhte Nachfrageelastizität feststellen lassen. Durch das Teilnehmen der Nachfrager an der Auktion für Kapazitäten können diese nämlich die Nachfrage direkt beeinflussen.¹¹⁴

Eine eindeutige Aussage über eine Erhöhung der Nachfrageelastizität lässt sich demnach nicht tätigen.

¹¹² Vgl. Achner, S., u.a.: Kapazitätsmarkt: Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung, Aachen 2011, S 33ff.

¹¹³ Vgl. Schwarze Sonja: a.a.O., S.26.

¹¹⁴ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.23.

5.1.2.5 Eignung in einem dezentralen Marktsystem

Die Implementierung des Kapazitätsmarktes und den dazugehörigen Mechanismen in die dezentrale Marktstruktur Deutschlands, bei dem Anlagenbetreiber ihre Kraftwerkseinsätze selbstständig koordinieren wird skeptisch betrachtet. Die meisten Kapazitätsmechanismen wurden nämlich für zentral organisierte Märkte entwickelt. Die Ausnahme besteht hierbei in der strategischen und operativen Reserve. Aufgrund der geringen Eingriffe in den Markt bei Einführung der beiden genannten Mechanismuskonzepte, würden sich diese ohne weiteres in das dezentrale Marktsystem Deutschlands, integrieren lassen.¹¹⁵

Ein Kapazitätsmarkt verbunden mit einem der andern Mechanismen wurde bisher nur in zentralen Märkten mit zentralem Einsatzplaner ausgiebig getestet. Die Einführung dieses Ansatzes in Deutschland steht deswegen einem damit verbundenen großem Implementierungsaufwand gegenüber und wird als wenig sinnvoll betrachtet.¹¹⁶

5.1.3 Zusammenfassung des Bewertungsergebnisses

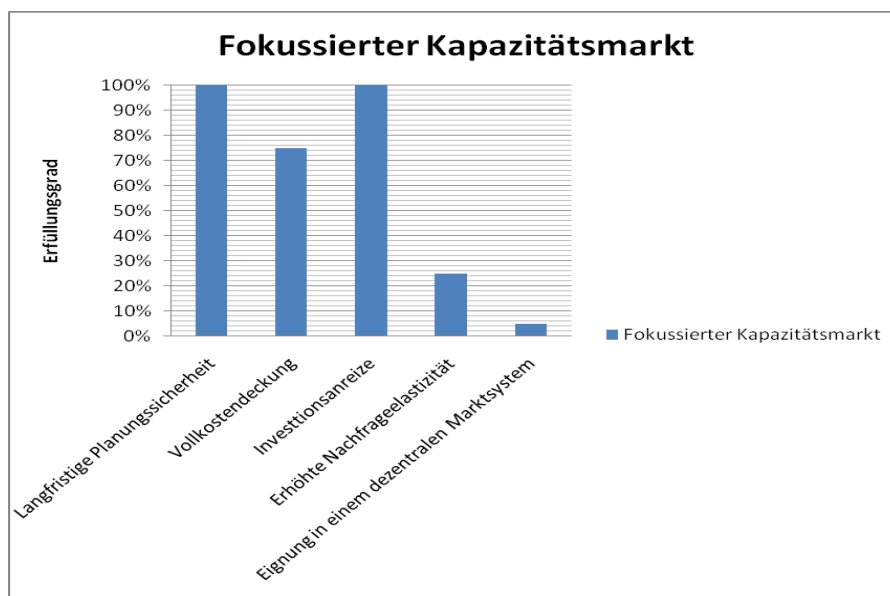


Abbildung 10: Bewertung der Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes¹¹⁷

¹¹⁵ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.7ff.

¹¹⁶ Vgl. Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: a.a.O., S.2ff.

¹¹⁷ Eigene Darstellung

In Abbildung 10 wird die Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes mit den dazugehörigen Kapazitätsmechanismen hinsichtlich der definierten Kriterien bewertet und in einem Säulendiagramm dargestellt. Das Diagramm zeigt, dass die Einführung dieses Lösungsansatzes in Hinsicht auf die langfristige Planungssicherheit und auf genügend vorhandene Investitionsanreize von Anlagenbetreiber positiv auswirken würde. Auch eine Vollkostendeckung lässt sich dieser Trend feststellen. Eine erhöhte Nachfrageelastizität ist bei den meisten Kapazitätsmechanismen nicht ersichtlich und auch für eine dezentrale Marktstruktur scheint der Kapazitätsmarkt eher ungeeignet zu sein.

5.2 Neue Ausgestaltung des Strommarktdesigns durch die Einführung einer Pay-as-bid Auktion

Ein weiterer alternativer Ansatz zur neuen Ausgestaltung des derzeit vorherrschenden Marktmodells, würde sich aus einer Änderung in der Preisbildung am Spotmarkt der deutschen Strombörse ergeben.

Die Einnahmen für elektrischen Strom, die über die Börse lukriert werden, sind für Kraftwerksbetreiber von großer Bedeutung. Sie sind dafür verantwortlich, dass Anlagenbesitzer nicht nur die Stromerzeugungskosten decken können, sondern auch langfristig Profite durch die Stromerzeugung generieren können. Diese Voraussetzungen werden nur erreicht, wenn der Börsenpreis für Strom ausreichend hoch ist.¹¹⁸ Außerdem gilt der Börsenpreis als wichtigster Referenzpunkt für außerbörsliche Geschäfte.¹¹⁹

Der derzeitige Preisfindungsmechanismus an der Strombörse beruht auf der Grundlage, dass alle Anbieter der Stromauktion, in einer Einheitspreisauktion, den selben Preis erhalten. Der Preis dafür wird auf Basis der Kosten des teuersten eingesetzten Kraftwerks gebildet. Ein alternatives Model zur Einheitspreisbildung

¹¹⁸ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.60.

¹¹⁹ Vgl. Grimm, Veronika / Ockenfels, Axel / Zoettl, Gregor: Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (04), 2012, S.147f.

nennt sich Pay-as-bid Auktion und basiert auf der Idee, dass die Nachfrager den Anbietern nicht mehr für den Strom bezahlen, als diese fordern.¹²⁰

Auch bei dieser Auktionsform wird wie bei der Einheitspreisauktion zuerst die gehandelte Strommenge durch Aggregation aus Angebot und Nachfrage ermittelt. Wie in Abbildung 11 ersichtlich, erhalten die Anbieter jedoch bei dieser Auktionsform nicht alle den gleichen Preis für ihre gehandelten Mengen, sondern jeder seinen individuellen Angebotspreis. Für die Nachfrageseite würde daher der Strom billiger, da Kraftwerke, die günstigeren Strom produzieren als das „Teuerste“, nicht mehr den Preis des teuersten Kraftwerks bekommen. Aus dem Durchschnittspreis aller angebotenen Einheiten ergibt sich der Markträumungspreis.¹²¹

In dieser Annahme zeigt die Grafik auch, dass alle, außer dem teuersten Anbieter einen Zuschlag für ihre Gebote bekommen.

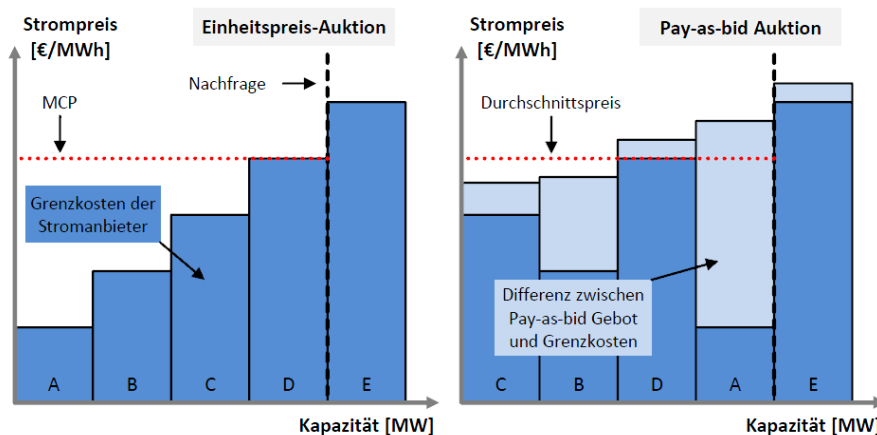


Abbildung 11: Vergleich zwischen Einheitspreisbildung und Pay-as-bid Auktion¹²²

Theoretisch wird bei diesem Ansatz angenommen, dass sich für Anlagenbetreiber keine Anreize auf Kapazitätszurückhaltung bieten, da jeder Betreiber mit seinem

¹²⁰ Vgl. Grimm, Veronika / Ockenfels, Axel / Zoettl, Gregor: a.a.O., S.148f.

¹²¹ Vgl. Simon, Manuel: Strombörsen im Vergleich: Liquidität und Preise im Spothandel, Norderstedt 2012, S.14f.

¹²² Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.62.

Gebot andere Kapazitätseinheiten nicht mehr beeinflussen kann.¹²³ Eine Abweichung des Gebotes von den eigenen Grenzkosten lohnt sich also weniger.¹²⁴

Wird die Pay-as-bid Auktion jedoch aus spieltheoretischer Sicht betrachtet, werden die vorher erwähnten Theorien widerlegt. Dabei wird den Anbietern unterstellt, dass sie versuchen, den Markträumungspreis zu erraten und ihre eigenen Angebote zu einem Preis über den eigentlichen Grenzkosten zu handeln. Warum sollte sich ein Kraftwerksbesitzer z.B. mit einem Preis von 10 [€/MWh] zufrieden geben wenn andere Kraftwerksbetreiber Einnahmen in der Höhe des Markträumungspreises von 50 [€/MWh] bekommen. Kommt es hier jedoch bei der Schätzung des Markträumungspreises zu Prognosefehlern, bekommen eventuell teurer produzierende Kraftwerke die Zuschläge und es kommt folgedessen zur Ineffizienzen.¹²⁵

5.2.1 Langfristige Planungssicherheit

Wie in Kapitel 5.3 beschrieben wird, beschränken sich Pay-as-bid Auktionen auf den Spotmarkt. Neben dem Stromvertrieb auf dem Spotmarkt haben Anlagenbetreiber auch noch andere Möglichkeiten für den Verkauf der erzeugten Strommengen wie z.B. Verkauf der Mengen über den Terminmarkt. Deshalb trägt der alternative Ansatz der Pay-as-bid Auktionen wahrscheinlich zu keiner wesentlichen Verbesserung der langfristigen Planungssicherheit bei.¹²⁶

Dennoch müsste für eine verbesserte Prognostizierbarkeit der zukünftigen Einnahmen die Preissetzung auf einem Markt mit hoher fluktuierender Einspeisung aus EE dementsprechend verändert werden. Auf Grund der negativen Merkmale steht man in Bezug auf langfristige Planungssicherheit diesem Ansatz eher skeptisch gegenüber.¹²⁷

¹²³ Vgl. Simon, Manuel: a.a.O., S.14f.

¹²⁴ Vgl. Grimm, Veronika / Ockenfels, Axel / Zoettl, Gregor: a.a.O., S.148f.

¹²⁵ Vgl. Grimm, Veronika / Ockenfels, Axel / Zoettl, Gregor: a.a.O., S.150f.

¹²⁶ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.66f.

¹²⁷ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.66f.

5.2.2 Vollkostendeckung

Theoretisch können Kraftwerke die an einer Pay-as-bid Auktion teilnehmen, eine Vollkostendeckung erreichen, da sich die Preissetzung individuell nach den Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke richtet.

Im Falle von unsicheren Gestehungs- und Markträumungskosten kann es jedoch bei der Anwendung dieses Auktionsverfahrens zu Ineffizienzen kommen. Marktteilnehmer können oft nur schwer den Markträumungspreis einschätzen und verspekulieren sich. Dies bedeutet, dass zwar im Falle eines Zuschlages der Profit erhöht wird und folgedessen eine Vollkostendeckung stattfindet, jedoch bei Fehlprognosen Einnahmeausfälle hinzunehmen sind.¹²⁸

Eine sichere Vollkostendeckung wird also auch mit der Anwendung des Pay-as-bid Auktionsverfahrens nicht erreicht.

5.2.3 Investitionsanreize

Das Modell der Pay-as-bid Preissetzung bei Auktionsverfahren kann keine zusätzlichen Investitionsanreize für Investoren schaffen. Der Grund dafür liegt hauptsächlich in der Tatsache, dass es bei diesem Ansatz zu keiner verbesserten Vorhersagbarkeit der langfristig zu erwartenden Erlöse kommt.¹²⁹

Weitere Gründe für die geringen Investitionsanreize sind sicherlich das erhöhte Risiko auf etwaige Ineffizienzen und die hohe strategische Komplexität der Preissetzung. Große Anbieter sind hier klar im Vorteil, da diese typischerweise einen höheren Informationsstand der Marktgeschehnisse bzw. höhere Kompetenzen besitzen.¹³⁰

5.2.4 Erhöhte Nachfrageelastizität

Für das Verfahren der Pay-as-bid Auktion können keinerlei Beweise auf eine dadurch erreichte Veränderung der Nachfrageelastizität herangezogen werden.

¹²⁸ Vgl. Grimm, Veronika / Ockenfels, Axel / Zoettl, Gregor: a.a.O., S.150f.

¹²⁹ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.68f.

¹³⁰ Vgl. Grimm, Veronika / Ockenfels, Axel / Zoettl, Gregor: a.a.O., S.148ff.

Dies liegt daran, dass dieses Modell vor allem auf eine Änderung in der Preissetzung für Strom auf dem Spotmarkt angelegt ist.

5.2.5 Eignung in einem dezentralen Marktsystem

Börsen sind schon lange als wichtige Handelsplattform für viele verschiedene Waren etabliert. Mit der Liberalisierung des Strommarktes und der damit verbundenen Aufhebung der Stromversorgungsmonopole in Deutschland wurde auch der Handel von elektrischer Energie auf Börsen möglich.¹³¹

Strombörsen zeichnen sich vor allem durch eine dezentrale Marktorganisation aus.¹³² Durch eine Implementierung von Pay-as-bid Auktionen in den Spotmarkt des heutigen Marktdesign würde es zu einer Veränderung der Preissetzung kommen, jedoch zu keiner grundlegenden Änderung der dezentralen Marktorganisation. Die Eignung der Pay-as-bid Auktionen in einem dezentralen Marktsystem steht also hier außer Frage.

5.2.6 Zusammenfassung des Bewertungsergebnisses

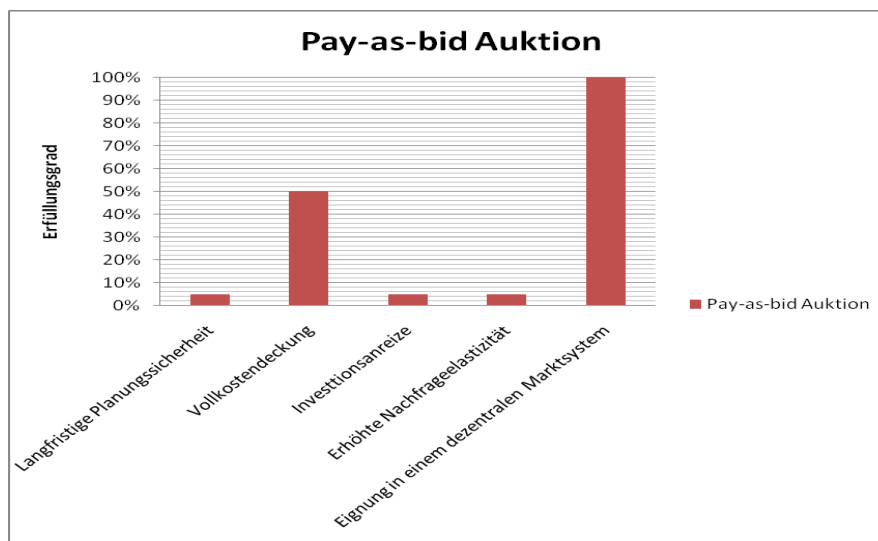


Abbildung 12: Bewertung einer Einführung der Pay-as-bid Auktion¹³³

¹³¹ Vgl. Meißner Daniel: Der Handel mit Energie an Strombörsen – Aktuelle Fragen des Risikomanagement, Darmstadt 1999, S.6ff.

¹³² Vgl. Simon, Manuel: a.a.O., S.3.

¹³³ Eigene Darstellung

In Abbildung 12 wird die Einführung einer Pay-as-bid Auktion hinsichtlich der definierten Kriterien bewertet und in einem Säulendiagramm dargestellt. Obwohl sich Pay-as-bid Auktionen sehr gut in einem dezentralen Marktsystem umgesetzt werden können, lassen sich die Kriterien der langfristigen Planungssicherheit, das Vorhandensein von ausreichend Investitionsanreizen und das Erreichen einer erhöhten Nachfrageelastizität durch eine dementsprechende Implementierung nicht erreichen. Eine Vollkostendeckung lässt sich zwar theoretisch erreichen, gilt aber in der Praxis als eher unsicher.

5.3 Neue Ausgestaltung des Strommarktdesigns durch den systematischen Zubau von Speichereinrichtungen

Für einen Strommarkt, in dem EE zur Erzeugung von Strom immer mehr an Bedeutung gewinnen, wäre der systematische Zubau von Strom- bzw. Energiespeichern ein weiterer alternativer Ansatz zur Anpassung des Marktdesigns. Dabei werden in Deutschland viele verschiedene Möglichkeiten diskutiert. Eine dieser Möglichkeiten wäre z.B. die Förderung von Stromspeichern durch das EEG, wie es für Kombikraftwerke schon einmal angedacht wurde. Dabei könnten regenerative Stromerzeugungsanlagen mit dementsprechenden Speichern aufgerüstet werden, um auch in erzeugungsschwachen Zeiten Energie in das deutsche Übertragungsnetz einspeisen zu können. Hierfür würden alle EEG-Anlagen, die mit einem Speicher installiert werden bzw. jene die mit einem Speicher nachgerüstet werden, einen Kombikraftwerksbonus bekommen.¹³⁴

Durch den systematischen Zubau von Stromspeichern würde ein Marktsystem mit hoher Einspeisung aus EE grundsätzlich eine ähnlich regelbare Charakteristik aufweisen, wie ein System, das zur Gänze aus regelbaren, konventionellen Kraftwerken besteht.¹³⁵

Energiespeicher können nach ihren verschiedenen technischen Hintergründen (Speicherform, Wirkungsgrad, Lebensdauer) klassifiziert werden, wobei grundsätzlich bei allen Speichermöglichkeiten eine zwischenzeitliche Umwandlung der

¹³⁴ Vgl. Consentec: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, Köln/Aachen 2010, S.3.

¹³⁵ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.71.

Energie stattfindet. Die Funktionsweise der Speicher orientiert sich hauptsächlich an ihrer Wirtschaftlichkeit. Dies liegt daran, dass es bei den verschiedenen Umwandlungsprozessen (z.B. elektrische Energie in potenzielle Energie – siehe Pumpspeicherkraftwerke) zu Energieverlusten kommt.¹³⁶ Generell ist vom herkömmlichen chemischen Speichermethoden bis zu aufwendigen Pumpspeicherkraftwerken eine große Auswahlpalette an Energiespeichermöglichkeiten vorhanden.

Das Modell des systematischen Zubaus von Speicheranlagen setzt sich zum Ziel, einen Ausgleich zwischen hoher Einspeisung volatiler Erzeugung aus EE bei geringer Nachfrage und niedriger Einspeisung aus EE bei hoher Nachfrage zu schaffen. Dabei soll der Markt wie bereits erwähnt eine ähnliche Charakteristik erlangen, wie jener Markt auf dem die Residuallast zur Gänze von konventionellen, regelbaren Kraftwerken erzeugt wird.¹³⁷

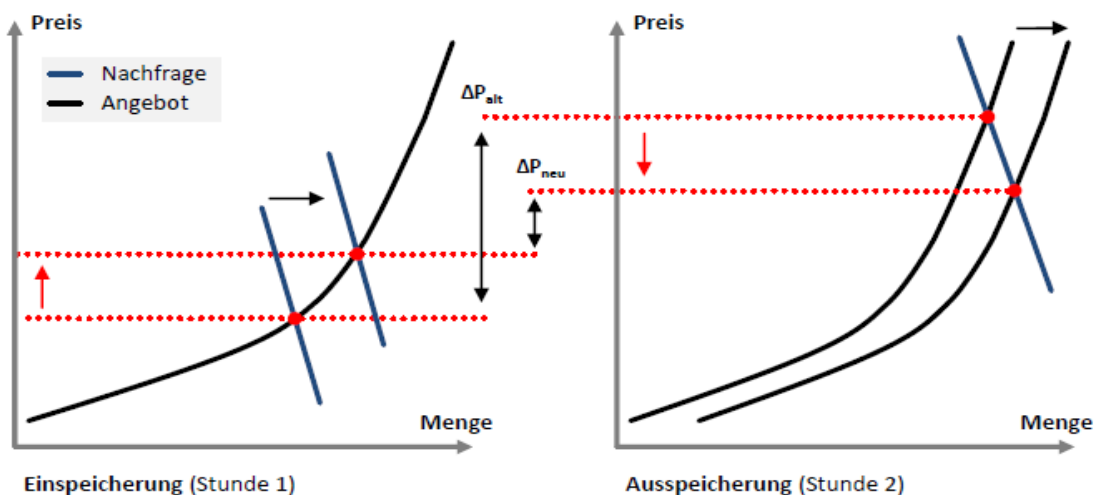


Abbildung 13: Auswirkung installierter Speicher auf den Marktpreis¹³⁸

Abbildung 13 zeigt die Veränderung des Marktpreises bei installierten Speicherkapazitäten. Die Grafik links zeigt die Einspeicherung in Stunde eins von Strom bei einer geringen Residuallast. Durch diese erhöhte Nachfrage (normale Residuallast

¹³⁶ Vgl. Stromspeicher.org, online verfügbar unter: URL <<http://www.strom-speicher.org/wie-funktionieren-stromspeicher/>>, [Stand: 27.09.2014].

¹³⁷ Vgl. Reeg, Matthias, a.a.O., S.13.

¹³⁸ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.72.

+ zusätzlich benötigter Kapazität aus Einspeicherung) steigt der Marktpreis an. In der zweiten Stunde, hier rechts im Bild wird der Ausspeicherungsprozess bei erhöhter Nachfrage an Strom dargestellt. Durch die zusätzlichen Kapazitäten aus den Stromspeichern lässt sich dabei eine Senkung des Marktpreises feststellen.

Zusammengefasst können bei einem systematischen Zubau von Speicheranlagen die Marktpreisunterschiede zwischen Zeiten niedriger und hoher Last verkleinert werden. Der Preis für Strom würde zwar bei niedriger Nachfrage ansteigen, könnte jedoch beim Erreichen von Preisspitzen deutlich gesenkt werden.

Bei diesem alternativen Ansatz würde das Marktdesign zwar nicht grundsätzlich verändert, jedoch könnten zwei Grundsätze des reinen Strommarktes aufgehoben werden:

- 1) Strom würde fortan als speicherbares Gut gelten.
- 2) Die Nachfrageseite kann flexibler auf Preisschwankungen reagieren.¹³⁹

Skeptisch kann bei diesem Modell die technische Ausgereiftheit von Stromspeichern betrachtet werden. Ob hier die technischen Fortschritte in den letzten Jahren groß genug waren, kann aus heutiger Sicht nicht festgestellt werden, da es bisher nirgends vergleichbare Strommärkte mit dementsprechend installierten Speicherkapazitäten gibt.

5.3.1 Langfristige Planungssicherheit

Stromspeicherkonzepte fallen unter die Kategorie, Ansätze zur Flexibilisierung der Marktstrukturen. Durch gezielte Aus- und Einspeicherprozesse können Speicheranlagen insbesondere die Marktpreise wie in Abbildung 13 dargestellt beeinflussen. Einen positiven Effekt für die Marktpreise und die Versorgungssicherheit lässt sich also feststellen. Die technische Verbesserung von Stromspeicher und das

¹³⁹ Vgl. Reeg, Matthias, a.a.O., S.13.

Voranschreiten neuer technischer Entwicklungen wie z.B. Smart Grids¹⁴⁰ und Elektroautos lässt auf eine Veränderung der Residuallast in der Zukunft schließen. Eine langfristige Planungssicherheit zur Prognose der Erlöse von Anlagen und Speicher ist aufgrund der schnell voranschreitenden technischen Fortschritte nicht ausreichend gegeben.¹⁴¹

5.3.2 Vollkostendeckung

Die Einspeicherung von Strom würde in den meisten Fällen bei einem niedrigen Lastgang passieren (siehe Abb. 13). Hierbei würden vor allem die Betreiber fluktuierender Anlagen profitieren. In der Grafik wird auch ersichtlich, dass bei niedrigem Lastgang die Preise durch die zusätzlich benötigten Kapazitäten aus der Einspeicherung ansteigen. Die Preisspitzen, die für konventionelle Anlagenbetreiber für die Vollkostendeckung wichtig wären, würden jedoch erheblich gedämpft. Profitieren könnten also bei einem systematischen Ausbau von Speicherkapazitäten vor allem Betreiber von Speichieranlagen und Kombikraftwerken. Für Kombikraftwerksbetreiber ist bei der Berechnung der Vollkosten jedoch eine gesonderte Betrachtung der zusätzlich hinzukommenden Speicherkosten unabdingbar. Eine weitreichende Vollkostendeckung unter den Anlagebetreiber tritt mit der Umsetzung dieses Modells also nicht ein.¹⁴²

5.3.3 Investitionsanreize

Die Idee hinter diesem Ansatz basiert auf einer Kapazitätzunahme durch den systematischen Zubau von Speicher. Der zusätzlich benötigte Strom zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit wird in Zeiten von niedriger Last eingespeichert und bei Bedarf ausgespeichert. Wie bereits beschrieben soll sich dadurch eine

¹⁴⁰ *Smart Grids sind intelligente Energienetze, die alle Akteure des Energiesystems über ein Kommunikationsnetzwerk miteinander verbinden. Sie ermöglichen es auf Basis der Kommunikationstechnologien ein energie- und kosteneffizientes Gleichgewicht zwischen einer Vielzahl von Stromverbrauchern, Stromerzeugern und in Zukunft auch verstärkt Stromspeichern herzustellen. Dieses Gleichgewicht wird durch optimiertes Management von Energieerzeugung, Energiespeicherung, Energieverbrauch und dem Stromnetz selbst erreicht. Eine durchgängige Kommunikationsfähigkeit vom Kraftwerk bis hin zu den Verbrauchern ist notwendig, um eine nachhaltige, wirtschaftliche und sichere Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten.* (Smart Grids Austria, online verfügbar unter: URL <<http://www.smartgrids.at/smart-grids/>>, [Stand: 18.10.2014].

¹⁴¹ Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.79f.

¹⁴² Vgl. Kober, Benedict: a.a.O., S.80f.

ähnliche Marktcharakteristik ergeben, wie auf einem Marktgebiet, auf dem Strom ausschließlich durch regelbare konventionelle Kraftwerke erzeugt würde. Der Zubau von konventionellen Kraftwerken, könnte also mit dem Zubau von Speicherkapazitäten substituiert werden. Deshalb, und auch aus der Tatsache, dass bei diesem Modell die Preisspitzen, die für die Refinanzierung konventioneller Kraftwerke unabdingbar sind, abgeflacht werden, ergeben sich keine wesentlichen Investitionsreize für neue Kraftwerkskapazitäten.

Um hier zumindest einen teilweisen Investitionsanreiz für Kombikraftwerke zu schaffen, müssten die Konzepte rund um den Kombikraftwerkbonus im EEG neu aufgerollt und ein Bonus in Form einer Prämie beschlossen werden.

5.3.4 Erhöhte Nachfrageelastizität

Eine grundlegende Veränderung des Marktsystems ist durch den geregelten Zubau von Speicherkapazitäten nicht möglich. Wie in Kapitel 5.4 beschrieben, würden zwei grundlegend geltende Paradigmen des Strommarktes aufgehoben werden. Zum einen gilt Strom nicht mehr als nicht speicherbares Gut, und zum anderen kann die Nachfrageseite nun flexibler auf Preisausschläge reagieren.¹⁴³

Bei diesem Thema muss jedoch noch genauer unterschieden werden: Zum einen gibt es in der Stromwirtschaft sogenannte Lastmanagementmaßnahmen (kurz DSM) wie z.B. Smart Grids mit denen direkt die Höhe der Nachfrage beeinflusst werden kann. Dem gegenüber stehen Kraftwerke, die eine bedarfsgerechte Stromerzeugung ermöglichen. Die Thematik der Stromspeicher ist zwischen diesen beiden Seiten einzuordnen. Somit können z.B. kleine private Speicher die Elastizität der Nachfrage bei Haushalten erhöht und mit großen Pumpspeicherkraftwerken eine bedarfsgerechte Stromerzeugung ermöglicht werden.¹⁴⁴

Eine erhöhte Nachfrageelastizität kann bei einem geregelten Zubau von Stromspeicher also zumindest teilweise festgestellt werden.

¹⁴³Vgl. Reeg, Matthias, a.a.O., S.13.

¹⁴⁴Vgl. Leprich U., u.a.: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Saarbrücken, Würzburg/Aachen 2013, S.115.

5.3.5 Eignung in einem dezentralen Marktsystem

Steigende Anteile an EE lässt das dezentrale Marktsystem in Deutschland stetig weiter wachsen. Durch eine Installation von räumlich verteilten Stromspeicheranlagen würde sich nicht nur die Flexibilität der Nachfrage deutlich erhöhen, sondern auch erheblich Lastverschiebungspotenziale eröffnen.¹⁴⁵

Erst durch eine Implementierung der Stromspeicher in das jetzige dezentrale Marktdesign würde also die Funktionalität dieses Konzeptes gewährleistet werden.

5.3.6 Zusammenfassung des Bewertungsergebnisses

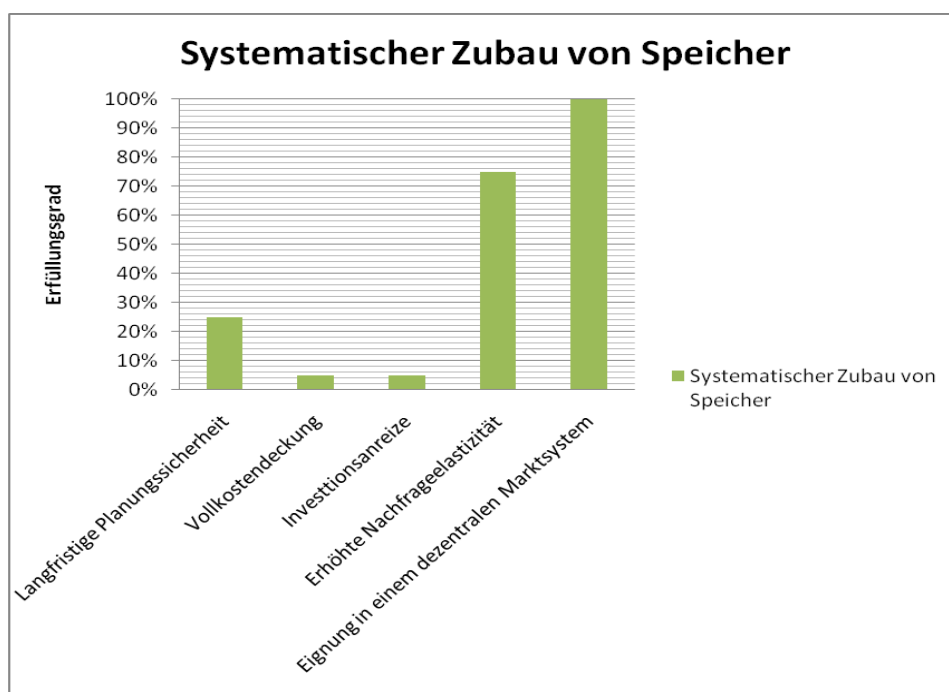


Abbildung 14: Bewertung eines systematischen Zubaus von Speicher¹⁴⁶

In Abbildung 14 wird ein systematischer Zubau hinsichtlich der definierten Kriterien bewertet und in einem Säulendiagramm dargestellt. Dabei lässt sich feststellen, dass der Zubau von Speicher vor allem für ein dezentrales Marktsystem geeignet ist. Auch die Nachfrageelastizität lässt sich durch diesen Lösungsansatz positiv beeinflussen. Die langfristige Planungssicherheit kann durch Speicheranlagen nur

¹⁴⁵ Vgl. Ahlert, Klaus-Henning: Wirtschaftlichkeit dezentraler Stromspeichersysteme – Eine ökonomische Analyse räumlich verteilter Speicher mit Endverbraucher, Karlsruhe 2009, S.2.

¹⁴⁶ Eigene Darstellung

geringfügig beeinflusst werden. Eine positive Beeinflussung der Vollkostendeckung und eine Vermehrung der Investitionsanreize für neue Anlagen werden durch einen systematischen Zubau von Speichern nicht erreicht.

6 Schlussbetrachtung

Die deutsche Bundesregierung hat sich im Zuge der Einführung des EEG gewagte Ziele gesetzt. Bis zum Jahr 2050 sollte der Anteil an regenerativer Stromerzeugung in Deutschland 80 % betragen. Durch die damit eingeschränkte Stromproduktion aus Atomkraft und fossilen Brennstoffen, sollte der CO_2 -Ausstoß stark verringert, und der Umwelt- und Klimaschutz für kommende Generationen sicher gestellt werden. Durch den starken Zubau der EEG geförderten Anlagen lässt sich bereits jetzt eine veränderte Stromerzeugungsstruktur feststellen, die sich im weiteren Verlauf der Energiewende noch stärker ausprägen wird.

Das derzeitige Marktdesign des Energy-only-Marktes wird durch die neuen Kapazitäten aus EE stark beeinflusst und droht in den kommenden Jahren zu versagen. Vor allem die fluktuierende Einspeisung aus EE, die sich durch ihre Abhängigkeit von Wetter, Umwelt und ihren geringen Grenzkosten auszeichnen, wirken sich nachteilig auf den Markt aus und sind ausschlaggebend für eine Vielzahl von Auswirkungen und Effekten im Energy-only-Markt. Der daraus resultierende, preisenkende Merit Order Effekt und das Missing-Money Problem, das zu erheblichen Minimierung der Investitionsanreize führt, stellen dabei die auswirkungsstärksten Probleme der Analyse des 3. Kapitels dieser Arbeit dar, die die Versorgungssicherheit in Deutschland gefährden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden auf Grund der aktuellen Herausforderungen der Energiewirtschaft, alternative Ausgestaltungsmöglichkeiten zum herkömmlichen Energy-only-Markt präsentiert. Im Zuge dieser Vorstellung wurden die Gestaltungsoptionen mit Hilfe von ausgewählten Kriterien bewertet und auf ihre Umsetzung geprüft. Als Kriterien wurden dabei die langfristige Planungssicherheit der Marktentwicklung, die Vollkostendeckung der bestehenden bzw. neuen Anlagen, die Investitionsanreize für neue Kraftwerksanlagen, das Erreichen einer erhöhten

Nachfrageelastizität nach Strom und die Eignung in dezentralen Marktsystem Deutschlands herangezogen. Das Ergebnis dieser Bewertung wird hier in Abbildung 15 zusammenfassend dargestellt.

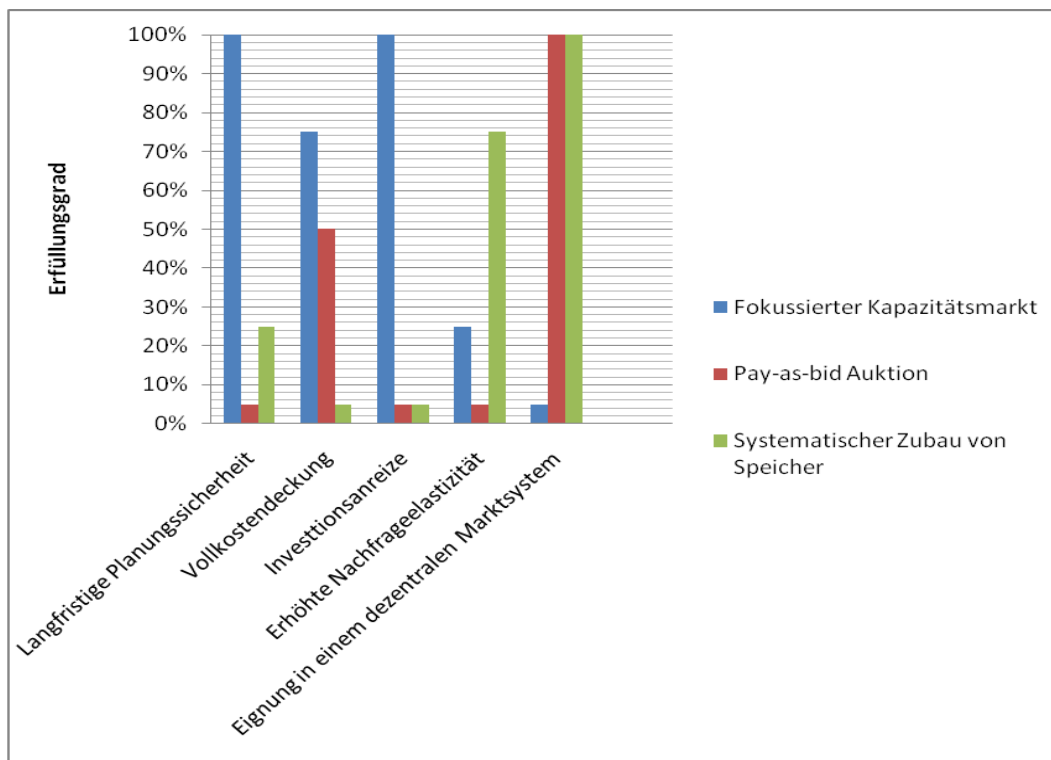


Abbildung 15: Bewertungsergebnis aller Ausgestaltungsmöglichkeiten¹⁴⁷

Die Frage welche alternative Ausgestaltungsoption nun die richtige Variante für Deutschland darstellen würde, lässt sich in dieser Arbeit nicht konkret beantworten. Wie in der Abbildung ersichtlich, besitzt jeder Lösungsvorschlag seine Vor- und Nachteile. Um hier eine eindeutige Entscheidung über die Implementierung eines der drei Varianten treffen zu können, wäre zuerst eine konkrete Gewichtung der einzelnen Kriterien nötig. Diese Gewichtung, bzw. die Ausgestaltung der zu erreichenden Ziele (z.B. Vollkostendeckung, erhöhte Nachfrageelastizität, usw.) liegt jedoch in den Händen der Bundesregierung Deutschlands. Auch eine Kombination der Ausgestaltungsmöglichkeiten könnte hier in eine politische Diskussion miteingebracht werden.

¹⁴⁷ Eigene Darstellung

Abschließend lässt sich festhalten, dass diese Arbeit als Denkanstoß für aktuelle und bevorstehende Herausforderungen der Energiewende in Deutschland dienen sollte. Soll die Versorgungssicherheit für Strom auch in den kommenden Jahren aufrecht gehalten werden, sollten die vorgestellten alternativen Optionen zur neuen Ausgestaltung des Marktdesigns unbedingt als Lösungsansätze für die bevorstehenden Herausforderungen herangezogen werden.

Literatur

- Achner; u.a., 2011** Achner, S., u.a.: Kapazitätsmarkt: Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (4), 2012
- Ahlert, 2009** Ahlert, Klaus-Henning: Wirtschaftlichkeit dezentraler Stromspeichersysteme – Eine ökonomische Analyse räumlich verteilter Speicher mit Endverbraucher, ohne Verlag, Karlsruhe, 2009
- Bode, 2009** Bode, Sven: Kraftwerke kommen, Kraftwerke gehen – erneuerbare Energien im Kontext des Kernenergieausstiegs, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (59), 2009
- Bode; Groscurth, 2008** Bode, Sven u. Groscurth, Helmut-M.: Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Förderungsinstrumenten, Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg, 2008
- Cezanne, 2005** Cezanne, Wolfgang: Allgemeine Volkswirtschaftslehre, Oldenburg, München, 6. Auflage, 2005
- Consentec, 2008** Consentec: Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung, ohne Verlag, Aachen, 2008

-
- Consentec, 2010** Consentec: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, ohne Verlag, Köln/Aachen, 2008
- Engelhardt, 2001** Engelhardt, Claudia: Entwicklung der Strompreise seit der Liberalisierung des Strommarktes, Parlamentarischer Beratungs- und Gutachtendienst des Landtages NRW, Nordrhein-Westfalen, Erstfassung Oktober 2001 / Aktualisierung November 2001
- Erneuerbare-Energie-Gesetz, 2014** EEG § 1 Abs; 2
- Graeber, 2013** Graeber, Dieter Richard: Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien, Springer-Gabler, Hohenheim, 2013
- Grimm; Ockenfels, Zoettl, 2008** Grimm, Veronika / Ockenfels, Axel / Zoettl, Gregor: Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (04), 2008
- Heuterkes; Janssen, 2008** Heuterkes, Michael u. Janssen, Matthias: Die Regulierung von Gas- und Strommärkten in Deutschland, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Münster, 2008

-
- Kaltschmitt;
Streicher;
Wiese, 2013** Kaltschmitt, Martin / Streicher Wolfgang / Wiese Andreas: Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Springer Vieweg, Hamburg, 5. Auflage, 2013
- Kober, 2012** Kober, Benedict: Entwicklung der deutschen Strommärkte bei steigendem Anteil erneuerbaren Energien, ohne Verlag, Karlsruhe, 2012
- Leprich; u.a.,
2013** Leprich U., u.a.: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Saarbrücken, ohne Verlag, Würzburg/Aachen, 2013
- Meißner,** Meißner Daniel: Der Handel mit Energie an Strombörsen – Aktuelle Fragen des Risikomanagement, Diplomarbeiten Agentur, Darmstadt, 1999,
- Mennel, 2012** Mennel, Tim: Das Erneuerbare-Energien Gesetz – Erfolgsgeschichte oder Kostenfalle?, in: Wirtschaftsdienst (92), Sonderausgabe 2012
- Reeg, 2014** Reeg, Matthias: Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien - Flexibilität statt reiner Kapazität, DRL, Köln, 2014
- Schwarze,
2012** Schwarze, Sonja: Kapazitätsmarkt für Strom in Deutschland, Diplomica Verlag, Hamburg, 2012
- Schwintowski,
2006** Schwintowski, Hans-Peter: Handbuch Energiehandel, Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2006

-
- Sensfuß, 2011** Sensfuß, Frank: Analyse zum Merit Order Effekt erneuerbarer energien, Fraunhofer-Gesellschaft, Karlsruhe, 2011
- Simon, 2012** Simon Manuel: Strombörsen im Vergleich: Liquidität und Preise im Spothandel, Books of Demand, Norderstedt, 2012
- Stiegler, 2001** Stiegler, Ove H.: Was unterscheidet die neue von der frühen Elektrizitätswirtschaft, in: e&i (119), 2002
- Süßenbacher; Schwaiger; Stiegler, 2011** Süßenbacher, Wilhelm / Schwaiger, Michael / Stiegler, Heinz: Kapazitätsmärkte und Mechanismen im internationalen Kontext, ohne Verlag, Graz, 2011
- Unger; Hurtado, 2013** Unger, Jochen u. Hurtado, Antonio: Energie, Ökologie und Unvernunft, Springer Spektrum, Wiesbaden, 2013
- Wiesner, 2009** Wiesner, Markus: Der Stromgroßhandel in Deutschland, Lang, Augsburg, 2010
- Winkler; Altmann, 2012** Winkler, Jenny u. Altmann, Matthias: Market Designs for a Completely Renewable Power Sector, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft (36), 2012
- Wirth, 2014** Wirth, Harry: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer-Gesellschaft, Freiburg, 2014
- Zahoransky, 2004** Zahoransky, Richard A.: Energietechnik, Vieweg & Sohn Verlag/GWV Fachverlag GmbH, Wiesbaden, 2. Auflage, 2004

Onlinequellen

- 50 Hertz** <http://www.50hertz.com/de/unternehmen.html> [Stand: 23.04.2014]
- Amprion** <http://www.amprion.net/portrait> [Stand: 23.04.2014]
- Beitrag erneuerbarer Energien am Stromaufkommen in Deutschland** <http://www.erneuerbare-energien-und-klimaschutz.de/datserv/ren-Strom-D/index.php> [Stand: 08.05.2014]
- Bundesnetzagentur** <https://www.bmwi.de/DE/Ministerium/Geschaeftsbereich-des-BMWi/bundesnetzagentur-bnetza.html> [Stand: 15.04.2014]
- BWE Bundesverband Windenergie** <http://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/bundeslaender/bundeslaender-im-leistungsvergleich-mw> [Stand: 17.10.2014]
- EEX** <http://www.eex.com/blob/66440/dd3b02994ecde705684a3a7ab93f6f14/20121129-indexbeschreibung-0006-final-pdf-data.pdf> [Stand: 30.05.2014]

EEX Factsheet <http://www.eex.com/blob/68062/2b77baf8c7f61ea99e4c70dcb32b1fd1/factsheets-deutsch-final-pdf-data.pdf> [Stand: 01.05.2014]

Gabler Wirtschaftslexikon <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/liberalisierung.html> [Stand: 13.04.2014]

GtV Bundesverband Geothermie <http://www.geothermie.de/wissenswelt/geothermie/in-deutschland.html> [Stand: 11.05.2014]

Ingenieure.de <http://www.ingenieur.de/Branchen/Energiewirtschaft/Seit-1990-so-Strom-deutscher-Braunkohle-erzeugt> [Stand: 12.04.2014]

Landeszentrale für Politische Bildung <http://www.lpb-bw.de/energiewende.html> [Stand: 11.04.2014]

Lieferkonditionen auf dem Prüfstand <http://www.david-energie.de/Downloads/DaViD%20mbH%20-%20Lieferkonditionen.pdf> [Stand: 21.06.2014]

Mario Sedlak <http://sedl.at/Stromhandel> [Stand: 30.04.2014]

- PR-Magazin** <http://www.prmagazin.de/meinung-analyse/hintergrund/wirbeln-fuer-die-wende/die-vier-stromnetzbetreiber.html> [Stand: 23.04.2014]
- Regenerative Zukunft** <http://www.regenerative-zukunft.de/grundlagen/energiewirtschaft> [Stand: 01.05.2014]
- SMA** <http://www.sma.de/unternehmen/pv-leistung-in-deutschland.html> [Stand: 25.06.2014]
- Solarenergie Förderverein Deutschland** <http://www.sfv.de/> [Stand: 29.05.2014]
- Stromversorger-Energieversorger** <http://www.stromversorger-energieversorger.de/energieversorgung-geschichte.php> [Stand: 11.04.2014]
- Stromspeicher.org** <http://www.strom-speicher.org/wie-funktionieren-stromspeicher/> [Stand: 27.09.2014]
- Tennet** <http://www.tennet.eu/de/ueber-tennet/organisation.html> [Stand: 23.04.2014]
- TransnetBW** <http://www.transnetbw.de/de/unternehmen/portrait/wer-wir-sind> [Stand: 23.04.2014]

- Universität
Wien** <http://homepage.univie.ac.at/andreas.novak/rm/risk20.pdf>
[Stand: 13.04.2014]
- Wallstreet on-
line** <http://www.wallstreet-online.de/ratgeber/finanzen-steuern-versicherung/anlagen-und-investitionen/fonds/was-bezeichnet-der-wirtschafts-begriff-call-option> [Stand: 18.10.2014]
- Windmonitor** http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=363 [Stand: 17.10.2014]
- Wirtschafts-
dienst** <http://www.wirtschaftsdienst.eu/archiv/jahr/2012/13/2729/>>,
[Stand: 09.05.2014]
- Zeit online** <http://www.zeit.de/news/2012-10/06/atom-altmaier-energiewende-kann-zum-exportschlager-werden-06155006>
[Stand: 10.06.2014]

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Salzburg, den 30. Oktober 2014

Hans-Georg Hirscher