Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien

- Flexibilität statt reiner Kapazität -

Matthias Reeg

Diskussionspapier 01/2014
der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung

DLR

Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien

März 2014

Inhaltsverzeichnis

1. Hintergründe zur Problemstellung 4
2. Herausforderung für die Strombereitstellung bei einem EE-dominierten System 7
3. Erweiterung der aktuellen energiepolitischen Diskussion um eine ganzheitliche Perspektive 9
4. Entwicklungsoptionen für ein System mit hohen Anteilen an EE 12
5. Bewertungskriterien zur Beurteilung der Entwicklungsoptionen 14
6. Bewertung der Entwicklungsoptionen zur Refinanzierung der fEE 16
   1. Umstellung des Börsenpreismechanismus 17
   2. Geregelter Zubau von Speichern 18
   3. Einführung eines Kapazitätsmechanismus 19
   4. Technologiespezifische Auktion für langfristige Verträge 19
7. Ausgestaltung eines ganzheitlichen Marktdesigns 20
7.1. Markt- und Systemintegration sowie Refinanzierung der EE 21
   a. Durchführung der Auktionen für EE 22
   b. i) Integration der fEE über unabhängigen zentralen Käufer 24
   b. ii) Integration der fEE über dezentrale DV-Verträge zwischen Betreiber und Versorger 26
   c. Versorger als koordinierende Akteure und Portfoliooptimierung 27
   d. Der Residuallastmarkt 28
   e. Investition in fEE außerhalb des Auktionssystems 28
   f. Vergütung der restlichen bedingt regelbaren EE 29
7.2. Gewährleistung der Versorgungssicherheit 29
   a. Ausschreibung benötigter gesicherter Leistungskapazitäten durch Versorger bzw. BKV 30
   b. Handel mit gesicherter Leistung 31
   c. Anreiz zu Investitionen in Flexibilität 31
   d. Skalierung auf europäische Ebene und Integration ausländischer Kapazitäten 32
   e. Kurzfristige Systemverantwortung beim ÜNB 33
   f. Kurzfristiger KW-Dispatch und Portfoliooptimierung über Spot-Märkte 33
8. Abschließende Betrachtung 35
Literatur 37

Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien - Flexibilität statt reiner Kapazität -[1]

Derzeit wird eine intensive Diskussion um ein zukunftsfähiges Marktdesign und die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zur Erreichung der Ziele der Energiewende geführt. Es scheint aber, als würden hierbei vor allem kurzfristige „Lösungsansätze" in die politische Diskussion eingebracht, die wichtige Aspekte eines funktionierenden Stromsystems mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien (EE) größtenteils ausblenden und unnötige Risiken, Komplexität und Pfadabhängigkeiten in den Markt bringen. Eine Berücksichtigung der Kompatibilität des Marktdesigns mit hohen Anteilen an fluktuierenden EE und einer wettbewerblichen Refinanzierung der selbigen findet kaum statt. Wenn jedoch nicht langfristig gedacht wird und die EE sowie die konventionellen Kraftwerke in einem zukünftigen Marktdesign nicht integriert betrachtet werden, kann dies nach Ansicht des Autors weitreichende Konsequenzen für den Transformationsprozess, die Versorgungssicherheit und die volkwirtschaftlichen Kosten haben. Deshalb werden in diesem Beitrag zukünftige Entwicklungsoptionen für ein System mit hohen Anteilen an EE vorgestellt und qualitativ bewertet (Kapitel 4-6), bevor abschließend ein alternatives, aber ganzheitliches Marktdesign vorgestellt wird (Kapitel 7).

1. Hintergründe zur Problemstellung

Mit dem Energiekonzept von 2011 hat die Bundesregierung vorgegeben, dass das deutsche Energiesystem langfristig von hohen Anteilen erneuerbarer Energien getragen werden soll. Mit der Mitte der 1990er Jahre begonnenen Liberalisierung der Energiemärkte sollen sich Kraftwerksinvestitionen vor allem über die im Liberalisierungsprozess entstandenen Märkte refinanzieren. Beide Randbedingungen stellen für die Entwicklung eines zukunftsfähigen Strommarktdesigns Herausforderungen dar, da sich die Kostenstruktur und Vermarktungsmöglichkeiten konventioneller und erneuerbarer Kraftwerke teilweise stark unterscheiden. Dieses Papier entwickelt deshalb einen Vorschlag, wie in einem ganzheitlichen neuen Strommarktdesign alle notwendigen Akteure in einem System mit hohen Anteilen an EE ihre notwendige Refinanzierung der Vollkosten erreichen können.

Seit der Einführung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 kann ein kontinuierlicher und immer größerer Anstieg des Anteils der Erneuerbaren Energien (EE) an der Stromerzeugung in Deutschland beobachtet werden. Selbst die 2008 einsetzende Weltwirtschaftskrise bremste den weiterhin erfolgreichen Ausbau nicht. So konnte nach Angaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft

[1] Das Arbeitspapier veröffentlicht erste Ergebnisse im Rahmen der Dissertation von Matthias Reeg. Die einzelnen vorgeschlagenen Elemente eines ganzheitlichen Marktdesigns erheben nicht den Anspruch auf Originalität, sondern verstehen sich vielmehr als ein Versuch, gewisse allgemeine Ideen, die zum gegenwärtigen Stand der wisschenschaftlichen Meinungsbildung gehören und in den vergangen Monaten und Jahren von verschiedenen Autoren bekannt gemacht wurden, in eine praktikable, umgesetzbare und ganzheitliche Form zu bringen. Die kontrekten Details zur Ausgestaltung eines ganzheitlichen Marktdesigns (Kapitel 7) sind nicht dogmatisch gemeint, sondern werden als Diskussionsbasis zur Kritik und Verbesserung angeboten.

(BDEW) der Anteil der EE-Stromerzeugung am Brutto-Inlandsstromverbrauch im Jahr 2013 auf 25 % gesteigert werden, wobei bereits über 55 % davon fluktuierender Natur sind (BDEW, 2014).

Mit der Einführung des EEG im Jahr 2000 und der damit verbundenen Förderungen der EE in Deutschland durch Einspeisetarife als preisorientiertes Förderinstrument wurde explizit auf eine mengen- und damit eher marktpreisgetriebene Einführung der EE verzichtet. Der erfolgreiche Ausbau und die Kostendegression der EE in den vergangenen Jahren bestätigen diesen Förderansatz im Nachhinein. So konnte inzwischen gezeigt werden, dass aufgrund des Wegfalls des Preisrisikos durch Einspeisetarife die Effizienz dieses Förderansatzes höher sein kann als bei EE-Quotensystemen mit handelbaren Grünstromzertifikaten (Butler, et al., 2008) (Haas, et al., 2011). Das EEG gilt inzwischen nicht nur in den meisten europäischen Ländern als Vorbild für eine erfolgreiche nationale Förderpolitik.

Neben der Einführung von Fördermechanismen für EE und dem europäischen Emissionshandel wurde von Seiten der Politik in der jüngeren Vergangenheit ein weiterer wesentlicher Einschnitt in die Energiewirtschaft vorgenommen. Seit Mitte der 1990er Jahre wurde von der EU schrittweise die Liberalisierung der Energiemärkte durchgesetzt. Damit sollte die monopolistische Struktur der Energieversorgung aufgebrochen und in der Folge wettbewerblich organisiert werden. Wichtiges Merkmal dieser Liberalisierung war die Trennung („Unbundling“) des Bereichs der Stromerzeugung und des Stromvertriebs vom Betrieb der Stromnetze in den bis dahin vertikal integrierten Unternehmen. Hierdurch erhoffte man sich eine effizientere Organisation des Energiesystems und damit eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Versorgung (EnWG, 1998), sowie Effizienzsteigerungen, Preissenkungen, eine höhere Dienstleistungsqualität und stärkere Wettbewerbsfähigkeit (EG, 2003). Sukzessive wurden die vorherrschenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise die Demarkationsverträge, aufgehoben, das Bilanzkreiswesen eingeführt und die Privatisierung der Energieversorgung vorangetrieben. Dementsprechend wurde der Netzzugang Dritten ermöglicht, und es wurden neue Energiemärkte wie die Energiebörse EEX in Leipzig geschaffen, um dem Handel mit Strom und anderen Energieträgern einen Marktplatz zu bieten.

Mit steigenden Anteilen der EE an der Stromerzeugung wurden sowohl aus der etablierten Energiewirtschaft als auch teilweise aus der Wissenschaft und Politik Forderungen laut, die EE besser in die durch die Liberalisierung entstandenen Strommärkte zu integrieren (Marktintegration der EE[2]). Gefordert wird seither u. a., dass die EE in Zukunft ihre Stromproduktion ähnlich wie die konventionellen und regelbaren Kraftwerke (KW) (Kern-, Braun- und Steinkohle- sowie Gaskraftwerke) an den Preissignalen der Strommärkte ausrichten, um somit zum ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage beizutragen. Dazu wurde in einem ersten Schritt im Jahr 2012 die gleitende Marktprämie eingeführt, um die Direktvermarktung über den Day-Ahead Spotmarkt zu fördern. Es zeigt sich jedoch, dass diese Forderung die grundsätzlich systemtechnisch bedingten Unterschiede der Erzeugungstechnologien einerseits, als auch deren Charakteristika bei Preisgeboten an der Strombörse und den mit der Technologie

[2] An dieser Stelle sei noch angemerkt, dass es keine einheitliche Definition des Begriffs Marktintegration der EE gibt. Häufig wird jedoch darunter verstanden, dass sich die EE bei ihrer Investitionsentscheidung und Betriebsführung zukünftig an den Preissignalen der Großhandelsmärkte orientieren sollen. Manche Autoren implizieren mit dem Begriff aber auch eine langfristige Refinanzierbarkeit der EE über die Strommärkte.

verbundenen Vermarktungsmöglichkeiten des erzeugten Stroms andererseits, nicht ausreichend berücksichtigt. So haben beispielsweise die fluktuierenden erneuerbare Energien (fEE) wie Wind und Photovoltaik (PV) nicht die Möglichkeit die Strompreisrisiken über die Terminmärkte zu hedgen und ihre Stromproduktion langfristig im Voraus zu vermarkten. Sie sind bei der Vermarktung ihres Stroms von den sich kurzfristig einstellenden Preisen der Energy-Only-Märkte der Spotbörse abhängig, da sie auf Grund ihres fluktuierenden Charakters nicht in der Lage sind, zukünftige Absatzmengen zu prognostizieren. Die durch den Liberalisierungsprozess neu geregelten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (allg. Marktdesign) wurden aber zunächst auf einen auf der konventionellen Erzeugung basierenden Kraftwerkspark mit speicherbaren Energieträgern ausgerichtet - also auf die Einteilung des Kraftwerksparks in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke, die Regelungen zur Bereitstellung von Ausgleichs- und Regelenergie, die Preisbildungsmechanismen der verschiedenen Marktplätze an der Strombörse sowie Hedgingmöglichkeiten zur Absicherung von Preisrisiken über die Terminmärkte. Gerade das Paradigma der Grundlastfähigkeit der Kraftwerke sowie die bisherige Ausrichtung der Stromerzeugung an der Last, sind jedoch für ein System mit hohen Anteilen an EE zu überdenken.

Im vorliegenden Beitrag wird zunächst auf die ***Herausforderung für die Strombereitstellung bei einem EE dominierten System*** eingegangen, bevor anschließend die ***Erweiterung der aktuellen energiepolitischen Diskussion um eine ganzheitliche Designperspektive*** diskutiert wird. Im Anschluss erfolgt die Beschreibung der ***Entwicklungsoptionen für ein System mit hohen Anteilen an EE.*** Anhand verschiedener ***Bewertungskriterien zur Beurteilung der Entwicklungsoptionen*** erfolgt eine qualitative ***Bewertung der Optionen in Hinblick auf die Refinanzierung der fEE.*** Abschließend wird die ***Ausgestaltung eines ganzheitlichen Marktdesigns*** erläutert, bei der sowohl die Markt- und Systemintegration als auch die wettbewerbliche Refinanzierung der Erneuerbaren und der konventionellen Erzeugungskapazitäten mit der Versorgungssicherheitsproblematik integriert betrachtet werden.

In der langfristigen Perspektive eines zukünftigen Marktdesigns ist es nach Ansicht des Autors außerdem sinnvoll, nicht mehr zwischen erneuerbaren und konventionellen, sondern zwischen fluktuierenden (Wind, PV und Laufwasser) und regelbaren Anlagen (Biomasse, solarthermischen KW (CSP), Speicherwasserkraft, Kohle und Gas) zu unterscheiden. Zur Definition und Abgrenzung der Begrifflichkeit „Marktdesign für ein System mit hohen Anteilen an EE“ soll im Rahmen dieses Beitrags folgende Aussage gelten:

> *Wenn im Folgenden von einem zukünftigen und langfristig funktionierenden ganzheitlichen Marktdesign gesprochen wird, dann beziehen sich die Aussagen auf ein Stromsystem in Deutschland, in dem 40 % und mehr der Bruttostromerzeugung aus EE erfolgen, von denen wiederum rund 70% aus fEE stammen. Nach der BMU-Leitstudie 2011 würde das etwa ab 2020 der Fall sein, wobei sich der Anteil der fEE an der Bruttostromerzeugung dann auf knapp 30 % beläuft. Bis 2050 würde sich der fEE Anteil auf ca. 60% an der Bruttostromerzeugung steigern* (Nitsch, et al., 2012).

Im folgenden Abschnitt wird zunächst erörtert, warum aus Sicht des Autors die bisher vorgestellten Konzepte für ein zukünftiges Marktdesign zu kurz greifen und es sinnvoller wäre, sich bei den aktuellen Überlegungen an den langfristigen Zielen der Energiewende zu orientieren.

2. Herausforderung für die Strombereitstellung bei einem EE-dominierten System

Unabhängig von den neuen Herausforderungen durch die Integration der EE, wurde bereits in den vergangenen Jahren immer wieder in Frage gestellt, ob eine reine Vergütung der Stromerzeugungsanlagen nach der produzierten Strommenge („Energy-Only-Markt“) entsprechende Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazitäten liefern kann, um dauerhaft eine hohe Versorgungssicherheit zu gewährleisten (Weber, 2002), (Stoft, 2002), (de Vries, et al., 2004), (Groscurth, et al., 2009). Bei einer Übertragung dieser Fragestellung auf einen Kraftwerkspark mit hohen Anteilen an EE ist diese Frage erst recht ungeklärt. Dies liegt vor allem daran, dass Wind- und Photovoltaikanlagen Strom zu Grenzkosten von näherungsweise Null Euro produzieren. Diese Charakteristik wirkt sich nachweislich preisdämpfend auf die Großhandelspreise an der Strombörse aus (Sensfuß, et al., 2009), (Neubarth, et al., 2006), (Traber, et al., 2011), (Diekmann, et al., 2007). Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob nötige Investitionen in den Kraftwerkspark - sowohl konventionelle und EE-Anlagen - im bestehenden Marktdesign bei tendenziell sinkenden Großhandelspreisen durch eine immer höhere EE-Stromeinspeisung refinanziert werden können.

Zur Beurteilung der Refinanzierbarkeit der fEE-Anlagen, die langfristig mit Abstand den größten Teil der Stromversorgung in Deutschland ausmachen werden, im heutigen Strommarktdesign muss untersucht werden, welche Refinanzierungsmöglichkeiten und -erlöse für diese Anlagen im liberalisierten Strommarkt zu erwarten sind (Einnahmen über Spot-Märkte, Regelenergiemärkte, sowie lokale Direktvermarktungsmöglichkeiten und Eigenstromerzeugung). Zu einer solchen Beurteilung der Refinanzierung über diverse Stromteilmärkte reicht es aber nicht, sich die Entwicklung der Marktwerte aus volkswirtschaftlicher Perspektive anzuschauen (vgl. Hirth, 2013), sondern es muss die Investoren- bzw. Betreiberperspektive eingenommen werden. Hierzu muss wiederum auf Akteursebene modelliert und mindestens stündlich aufgelöst werden, um die Einnahmenflüsse und damit die Refinanzierungsmöglichkeiten dezidiert beurteilen zu können[3].

Erste Untersuchungen mit dem stündlich aufgelösten agentenbasierten Simulationsmodell AMIRIS[4] deuten darauf hin, dass unter Berücksichtigung der Einspeisecharakteristik von Wind On-/Offshore und PV die **Vermarktungserlöse über die Spotmärkte ohne zusätzliche Förderung nicht ausreichen werden, damit die fEE sich zukünftig über die bestehenden Märkte refinanzieren können** (Reeg, et al., 2013). **Und das gilt selbst dann, wenn sie mit ihren durchschnittlichen Stromgestehungskosten un-**

[3] Je höher die Anteile fluktuierender Anteile in einem System sind, desto wichtiger wird auch für die regelbaren Kraftwerke eine stündlich aufgelöste Modellierung, da die zukünftigen Erlösmöglichkeiten aller Kraftwerke durch die meteorologischen Bedingungen von Wind und Sonne zeitlich hoch variabel sein können.

[4] Agentenbasierte Modellierung zur Integration Regenerativer In den Strommarkt.

terhalb der durchschnittlichen Marktpreise konventioneller Kraftwerke liegen und extrem hohe CO_2 Preise von bis zu 285 €/t im Jahr 2050 angenommen werden (vgl. (Kopp, et al., 2012)[5]. Abbildung 1 zeigt Ergebnisse zur Entwicklung der durchschnittlichen monatlichen Erlöse der EE-Vermarktung bei einer stündlich aufgelösten Simulation mit AMIRIS von 2012 bis 2019. Die Marktwerte fallen im Trend mit steigendem EE-Ausbau kontinuierlich ab, auch wenn die Bandbreite der monatlichen Marktwerte stark schwankt.

Das liegt u.a. am sogenannten Gleichzeitigkeitseffekt[6] dieser Technologien bei der Vermarktung über die Spotmärkte. Zwar gibt es auch Aussagen darüber, dass dieser Trend in Zukunft aufgrund neuer Nachfrager wie Power to Heat, Power to Gas sowie einer Sektorenkopplung zwischen dem Strom-Wärme-Verkehrssystem und einer veränderten Preiselastitzität der Nachfragekurve durch Demand Respons entgegen gewirkt werden kann (SRU, 2013). Diese Perspektive ergibt sich jedoch erst in der Langfrist und wird den kurz- bis mittelfristigen Marktwertverlust der fEE wohl nicht bremsen können.

Auch unter der Annahme, dass es zukünftig Wind und PV Anlagen erlaubt wird, auf dem Regelenergiemarkt für negative Sekundär- und Minutenreserve zu bieten, erscheint es durch die größer werdende Anbietervielfalt[7] auf den Regelenergiemärkten und damit tendenziell fallenden Preisen nicht wahrscheinlich, dass hier entscheidende Zusatzerlöse für EE-Anlagen generiert werden können[8]. Eine dritte Vermarktungsmöglichkeit für EE, bei der auch zukünftig mit relativ sicheren Einnahmen kalkuliert werden kann, sind langfristige Abnahmeverträge für die lokale Direktvermarktung, bei der wie bei EEG-Einspeisetarifen fixe Preise für die Lieferung pro Kilowattstunde (kWh) ausgehandelt werden. Das Potential einer damit verbundenen verbrauchsnahen Erzeugung ist aus meteorologischen, technischen und wirtschaftlichen Aspekten jedoch durchaus begrenzt.

Unabhängig von der oben beschriebenen Entwicklung ist außerdem noch ungeklärt, wie die Refinanzierungsmöglichkeiten für konventionelle Back-Up Kraftwerke (fossil oder erneuerbar) in einem solchen Stromsystem mit hohen EE-Anteilen aussehen können. Derzeit in der Diskussion sind hierfür vor allem Kapazitätsmechanismen (BET, 2011), (EWI, 2012), (Consentec, BDEW, 2012), (Öko-Institut, LBD, Raue LLP, 2012), die primär den konventionellen Kraftwerkspark adressieren. Obwohl heute schon deutlich

[5] Zwar kommen (enervis, BET, VKU, 2013) bei ihren Modellierungen zur Abschätzung der Marktwertentwicklung zu anderen Ergebnisse, jedoch kann für den Autor aus der Studie nicht nachvollzogen werden, wie die Ergebnisse zu Stande kommen.

[6] Bestimmte Wetterbedingungen wie die Windstärkte und solare Einstrahlung sind meist selbst über eine größere räumliche Ausdehnung recht ähnlich, so dass eine bestimmte fEE-Anlage immer dann Strom erzeugt, wenn das auch viele andere fEE-Anlagen tun. Es entstehen somit zukünftig immer häufiger Situationen mit einem großen Stromangebotsüberhang, der sinkende Marktpreise zur Folge hat.

[7] neben EE drängen aufgrund der niedrigen Spotmarktpreise auch vermehrt Pumpspeicher und Gaskraftwerke auf den Regelenergiemarkt.

[8] Sollte den fEE langfristig eine Teilnahme bei den Auktionen zur Vorhaltung von Regelleistung erlaubt werden, müssten zumindest theoretisch die Preise für negative Regelenergie langfristig gegen Null tendieren, da Wind- und PV-Anlagen bei einem Stromüberschuss immer mit Kosten von näherungsweise Null € abgeregelt werden könnten. Das Anbieten positiver Regelleistung und -energie ist für fEE jedoch grundsätzlich wirtschaftlich unattraktiv, da sie hierfür gedrosselt fahren müssten, obwohl sie durch ihre Kapitalkostenstruktur auf eine hohe Anlagenauslegung und Volllaststunden angewiesen sind (vgl. Kapitel 5, Punkt 1).

wird, dass die Strombereitstellung in Deutschland vorwiegend aus EE und hierbei primär aus fEE erfolgen wird, wird die Diskussion um ein zukünftiges Marktdesign häufig auf die Einführung von Kapazitätsmechanismen verkürzt. Auch in den aktuellen Plänen der Bundesregierung werden die Themen Markt- und Systemintegration der EE und der konventionelle Kraftwerkspark getrennt voneinander behandelt. Ausnahmen bilden lediglich die Studien von (IZES, BET, Bofinger, 2013) und (enervis, BET, VKU, 2013).

Die Verkürzung der Diskussion um ein zukunftsfähiges Marktdesign kann nach Ansicht des Autors jedoch fatale Folgen für den Transformationsprozess und die Integration der EE haben, wenn diese nicht im Marktdesign mitgedacht werden.

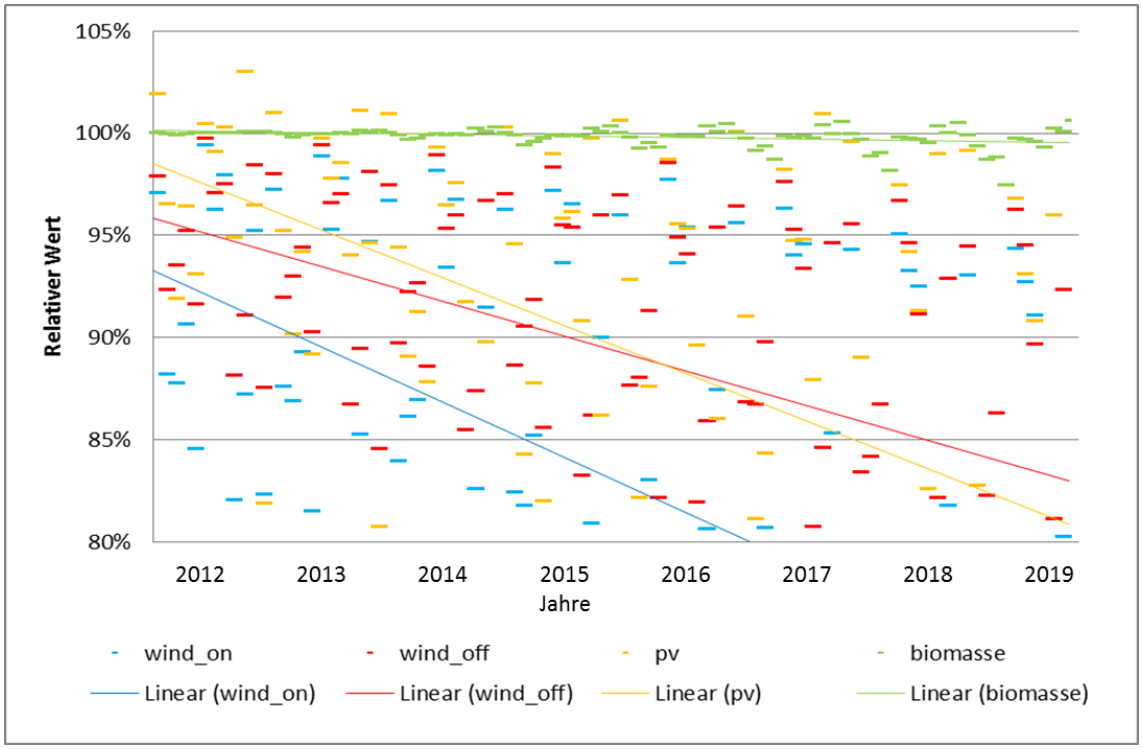

Abbildung 1: Entwicklung der monatlichen EE-Marktwerte relativ zum Basepreis des Day-Ahead Spotmarktes von 2012-2019 mit AMIRIS (Reeg, et al., 2013).

3. Erweiterung der aktuellen energiepolitischen Diskussion um eine ganzheitliche Perspektive

Seit einiger Zeit wird die wissenschaftliche und politische Diskussion um ein zukunftsfähiges Marktdesign zunehmend intensiv und teilweise kontrovers geführt. Einig scheint man sich nur dahingehend zu sein, dass ein „neues“ oder „angepasstes“ Marktdesign nötig sein wird, soll die Energiewende erfolgreich fortgeführt werden. In letzter Zeit wurden aus Gründen der inzwischen relativ hohen EE-Anteile von ca. 25 % an der Bruttostromerzeugung, dem Wegfall gesicherter Leistung durch den Kernkraftausstieg bis 2022 i.H.v. 13 GW, der altersbedingten Stilllegung konventioneller KW bis 2020 i.H.v. bis zu 15

GW und einer zusätzlich drohenden Stilllegung gerade erst ans Netz gegangener, hoch effizienter Gaskraftwerke aus wirtschaftlichen Gründen i.H.v. derzeit schätzungsweise 7,5-14,5 GW vor allem hinsichtlich der Versorgungssicherheit Bedenken geäußert (Schlemmermaier, 2013), (Öko-Institut, LBD, Raue LLP, 2012), (EWI, 2012), (Atomgesetz, 2011), (enervis, BET, VKU, 2013), (BDEW, 2013a). Gleichzeit gerät das EEG durch die steigende EEG-Umlage zunehmend unter Druck. Die Sorge der Politik über einen nicht sozialverträglichen Anstieg der Stromkosten zeigte sich spätestens im Jahr 2011, als die EEG-Umlage im Vergleich zu 2010 sprunghaft von 2,047 ct/kWh auf 3,530 ct/kWh anstieg.

Die aktuell geführte Diskussion um die Einführung eines Kapazitätsmechanismus konzentriert sich jedoch erstaunlicherweise schwerpunktmäßig auf die Bedingungen für die Bereitstellung gesicherter Leistung des konventionellen (fossilen) Kraftwerksparks[9]. Berücksichtigt man jedoch die lange Vorlaufzeit für die Einführung eines solchen Mechanismus und die zu erwartenden EE-Stromerzeugungsanteile von 35-40% im Jahr 2020, scheint die Halbwertzeit der derzeitigen Vorschläge für ein zukunftsfähiges Marktdesign hinsichtlich der notwendigen Bereitstellung von Flexibilität und der Systemintegration der EE recht begrenzt. Denn es reicht zukünftig für das Stromsystem in Deutschland auf Grund der hohen fEE Anteile nicht aus, sich primär um die gesicherte Leistung aus konventionellen KW zu kümmern, sondern es ist für eine effiziente Integration der EE dringend notwendig, eine hohe Flexibilität im Gesamtsystem zu erreichen. Bei der Beurteilung der Zuverlässigkeit eines Stromsystems mit hohen Anteilen an EE müssen vor dem Hintergrund der in naher Zukunft zu erwartenden immer höheren fEE-Anteile und der damit einhergehenden steileren Residuallastgradienten[10] zwei Aspekte berücksichtigt werden:

> *Erstens ist dafür zu sorgen, dass eine adäquate Menge an gesicherter Leistung im System vorhanden ist (statische Funktionsfähigkeit - „Adequacy“) und zweitens, dass diese Leistung im Bedarfsfall auch ausreichend kurzfristig einsatzbereit und regelbar ist (dynamische Funktionsfähigkeit - „Security“) (Stoft, 2002).*

Aus diesem Grund sind bei neuen konventionellen KW-Investitionen dringlich hoch flexible KW erforderlich[11]. In der aktuellen Diskussion, insbesondere bei den meisten Ansätzen zu „klassischen“ zentralen Kapazitätsmechanismen, wird der Aspekt der Security - mit Ausnahme der fokussierten Kapazitätsmechanismen (Öko-Institut, LBD, Raue LLP, 2012) - nicht explizit berücksichtigt, obwohl die Gewährleistung der Versorgungssicherheit nach Weber et al. (2013) primäres Ziel eines Kapazitätsmechanismus ist. Auf Grund der besonderen Anforderungen an das Energiesystem im Rahmen der Energiewende kann man deshalb nicht einfach die „klassischen“ Kapazitätsmechanismen, die teilweise in anderen Ländern mit generellen Kapazitätsproblemen eingeführt wurden, auf den deutschen Markt übertragen. Für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende geht es in Deutschland nicht einfach um die Bereit-

[9] Siehe hierzu Ecofys (2012), EWI (2012), Öko-Institut, LBD, Raue LLP (2012), LBD (2011) und BET (2011).

[10] Als Residuallast wird in diesem Beitrag die Last abzüglich der Einspeisung der fEE bezeichnet.

[11] Dies gilt im Übrigen auch für die regelbaren heimischen EE aus Biomasse. Wobei speziell bei der Biomasse aus systemanalytischer und volkswirtschaftlicher Sicht noch unklar ist, in welchen Energiesektoren (Strom, Wärme, Verkehr) das begrenzte nachhaltige Potential am effizientesten eingesetzt werden kann.

stellung von gesicherter Leistung, sondern um die **Bereitstellung flexibler Kapazitäten**, die auch die **Möglichkeiten auf der Nachfrageseite sowie der Speicher**, anderer Energiesektoren (**Wärme- und Gasmarkt sowie dem Verkehr**) und **europäische Potentiale** nutzen.

Vorteilhafter wäre es deshalb, sich gleich Gedanken darüber zu machen, wie ein Marktdesign aussehen könnte, bei dem die fEE die tragende Säule der Strombereitstellung darstellt und damit eine Koordination von Angebot und Nachfrage immer komplexer wird, um die nötigen fEE-Mengen für ein System mit hohen Anteilen an EE integrieren zu können. Die in der Öffentlichkeit geführte Diskussion versucht jedoch einseitig, das Problem neuer gesicherter Kraftwerkskapazitäten zu lösen, welches zwar nicht ursächlich der vorrangigen Einspeisung aus EE geschuldet, von ihr aber mit forciert wird, indem die Kraftwerke nicht mehr auf die zum Investitionszeitpunkt geplanten Volllaststunden kommen. Dieser Umstand darf jedoch die Förderung der EE nicht generell in Frage stellen, denn solange die externen Kosten der konventionellen Erzeugung (Nitsch, 2013) und vielfältige weitere Markteintrittsbarrieren (Lehmann, et al., 2012) bei der Kostenbewertung der EE nicht berücksichtigt werden, ist man in Deutschland vom sogenannten „Level-Playing-Field“[12] in der Energiewirtschaft noch weit entfernt.

Schließlich muss man, wenn man fEE wettbewerblich über den Markt refinanzieren will und die politischen Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung im Auge hat, die Stromversorgung langfristig weitgehend mit EE zu decken, auch die EE im Marktdesign mitdenken. Allerdings blenden fast sämtliche Vorschläge für ein zukünftiges Marktdesign die Frage der Kompatibilität mit den fEE und insbesondere die Refinanzierung der fEE komplett aus (Ausnahmen siehe (enervis, BET, VKU, 2013) und (IZES, BEE, Greenpeace Energy, 2012). Ob Kapazitätsmärkte z.B. auch für fEE-Anlagen geeignet sind, scheint zumindest durch ihren engen Bezug auf konventionelle KW mehr als fragwürdig. Aber eine neue Art des „Missing-Money-Problems“[13] wird bei immer weiter steigenden Anteilen der fEE und den dadurch induzierten Marktwertverlusten durch den Gleichzeitigkeitseffekt auch für die fEE immer relevanter. Eine alleinige Refinanzierung der fEE über den Energy-Only-Markt scheint deshalb langfristig nicht möglich. Daher ist es von zentraler Bedeutung, sich frühzeitig ebenso über die Refinanzierung der fEE bei vollständiger Marktintegration Gedanken zu machen.

Statt lediglich über die Einführung eines komplexen neuen Elementes nachzudenken, wie es beispielweise ein umfassender Kapazitätsmechanismus darstellt, der nur für einen tendenziell immer kleiner werdenden konventionellen (fossilen) Kraftwerkspark ausgelegt ist (zumindest in Bezug auf die Volllaststunden), wäre es daher sinnvoller, sich Gedanken über ein System zu machen, das einerseits Investitionen in die benötigten hoch flexiblen, regelbaren KW-Kapazitäten auf der Angebotsseite und weitere Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite sowie Speicher (elektrische, thermische, chemische) anreizt und gleichzeitig die offene Frage der zukünftigen Refinanzierung der fEE berücksichtigt.

[12] Ein „Level-Playing-Field“ bezeichnet in der Ökonomie einen Wettbewerbsrahmen, in dem jeder Marktteilnehmer im ökonomischen Wettbewerb mit den gleichen fairen Marktbedingungen konfrontiert wird.

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

Von besonderer Bedeutung dabei ist, dass nicht alle EE fluktuierender Natur sind, sondern mit Biomasse und solarthermischen KW auch gut bis sehr gut regelbare Optionen vorliegen, die für eine effiziente Umsetzung erschlossen werden sollten (Trieb, 2013).
Für die zukünftige Ausgestaltung des Stromsystems in Deutschland gibt es unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten, die im Folgenden nach ausgewählten Kriterien zunächst hinsichtlich ihrer **Wirkung auf die Refinanzierung der fEE** qualitativ bewertet werden, aber **auch Refinanzierungseffekte auf die konventionellen KW** haben.

4. Entwicklungsoptionen für ein System mit hohen Anteilen an EE

In der Umweltökonomie wird traditionell der Ansatz vertreten, dass jedes umweltökonomische Ziel durch ein entsprechendes Instrument adressiert werden sollte, um das Ziel möglichst effizient zu erreichen. Die Komplexität des Umwelt- und Energiesystems mit seinen vielfältigen Interdependenzen und nicht immer klar definierbaren Ursache-Wirkungs-Beziehungen spricht jedoch dagegen, dieses umweltökonomische Ideal in der Realität jemals erreichen zu können. In der Realität hat sich ex-post betrachtet meistens gezeigt, dass jedes neu eingeführte Instrument - sei es eine Subvention, Förderung oder Steuer, ein Zertifikatehandel oder ein neuer Markt - Auswirkungen auf die Effektivität und Effizienz anderer Instrumente hat. Aus Gründen der inhärent steigenden Komplexität bei der Transformation hin zu einem auf erneuerbaren Ressourcen basierenden Energiesystem sollte nach Auffassung des Autors deshalb dringlichst darauf geachtet werden, dass ein neues Marktdesign und die Instrumente zur Erreichung der Ziele der Energiewende so einfach wie möglich bleiben und gleichzeitig selber flexibel auf Änderungen in den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen reagieren können. Ansonsten läuft die Politik bzw. der Regulierer in die Gefahr, immer nur im Nachhinein reagieren, statt vorsorglich agieren zu können. Ein erster Schritt wäre es deshalb, bei den Untersuchungen zur Ausgestaltung eines neuen Marktdesigns die **langfristigen Ziele im Auge** zu behalten, **vorausschauend zu denken** sowie die **Kompatibilität mit und die Auswirkungen auf sämtliche Akteure bzw. Marktteilnehmer** zu berücksichtigen.

Nachfolgend werden aus eben genannten Gründen vier mögliche Entwicklungsoptionen für das Stromsystem der Zukunft beschrieben, die einerseits einen zentralen Einfluss auf die zukünftige Refinanzierung der EE-Anlagen, aber auch Auswirkungen auf die Investitionsanreize für konventionelle KW haben und einen Ausweg aus dem „Missing-Money-Problem“ darstellen könnten[14].

1. <u>Option: Umstellung des Börsenpreismechanismus:</u>
   Einerseits „leiden“ die konventionellen KW zunehmend unter immer geringeren Volllaststunden durch die zunehmende EE-Einspeisung. Andererseits „leiden“ die fEE unter immer geringer werdenden Marktwerten. Beide haben deshalb ein Problem bei der Refinanzierung ihrer Vollkosten

[14] Die Darstellung der Entwicklungsoptionen (Kapitel 4), die Beschreibung der Bewertungskriterien (Kapitel 5) als auch die Bewertung der Optionen (Kapitel 6) sind Teil der Abschlussarbeit von Kober (2013), die vom Autor betreut wurde. Sie wurden bereits von Reeg und Kober 2013 in den Energiewirtschaftlichen Tagesfragen, Jg. 63, Heft 7, S. 33-38 veröffentlicht.

über den Energy-Only Markt. Bei einer Pay-as-bid[15] Auktion können die Vollkosten prinzipiell relativ einfach im Gegensatz zum Uniform-Clearingpreis[16]-Verfahren bei den Geboten eingepreist werden. Zumindest von der Theorie her sollten somit sowohl die konventionellen als auch fEE-KW ihre Vollkosten über die Einsatzzeit decken können.

2. Option: Geregelter Zubau von Speichern

Speicher beeinflussen einerseits die Flexibilität im System und können dafür sorgen, dass konventionelle KW auch in Zeiten niedriger Last und hoher fEE-Einspeisung in Mittel- oder Grundlast weiter laufen können und auf die zum Investitionszeitpunkt geplanten Volllaststunden kommen. Anderseits bieten Speicher auf Systemebene durch eine höhere Systemflexibilität auch für fEE theoretisch bessere Vermarktungsmöglichkeiten, da sie die Market-Clearing-Preise der Merit-Order durch eine zusätzlich generierte Nachfrage in Zeiten hoher fEE-Einspeisung heben und in Zeiten hoher Last und niedriger fEE-Einspeisung durch ein zusätzliches Angebot an Energie senken können. Außerdem könnten sie speziell im Zusammenspiel mit fEE-Anlagen auf der äquivalenten Einspeiseebene ein Kombi-KW bilden, um das fluktuierende Angebot regelbar zu machen und so dem Marktwertverlust entgegenzuwirken. Nachfrageseitige Maßnahmen wie Demand Side Management haben hierbei die gleiche ökonomische Wirkung auf der Systemebene der Großhandelsstrompreise wie Speicher und werden deshalb nicht separat untersucht[17]. Bei dieser Entwicklungsoption würden Teile des bestehenden Marktdesigns zwar nicht geändert, jedoch würden zwei bisher geltende Paradigmen des Strommarktes grundlegend aufgehoben, die das „generelle Missing-Money-Problem“ mit verursachen, nämlich a) dass Strom ein nicht speicherbares Gut ist und b) die Nachfrageseite nur unflexibel auf Preisausschläge reagieren kann.

3. Option: Einführung eines Kapazitätsmechanismus

Die klassischen Kapazitätsmechanismen vergüten neben dem „Energy-Only-Markt“ die bereitgestellte Leistung und können so dem „Missing-Money-Problem“ entgegenwirken. Dabei kann sowohl der Beitrag gesicherter Leistung auf der Angebots- als auch Nachfrageseite adressiert werden. Andererseits müsste jedoch noch untersucht werden, ob Kapazitätsmechanismen auch für fEE so ausgestaltet werden können, dass für diese der Marktwertverlust am „Energy-Only-Markt“ ausgeglichen werden kann. Zwar gibt es international bereits Kapazitätsmechanismen für Stromsysteme mit hohen Anteilen an EE, wie die Beispiele Kolumbien, Schweden und Finnland zeigen (Rodilla, et al., 2011), (Barrera, et al., 2011). Diese Systeme sind jedoch von hohen Anteilen speicherbarer EE wie der Wasserkraft gekennzeichnet und unterscheiden sich damit fundamental von einem System mit hohen Anteilen hoch volatiler Einspeisung aus Wind- und PV-Anlagen.

[15] Bei einer Pay-as-Bid Auktion bekommt jeder Marktteilnehmer den Preis für seine angebotene Menge, mit der er geboten hat, ausgezahlt.

[16] Bei Uniform-Clearing-Pricing Auktionen (auch Market-Clearing-Pricing) bekommt jeder Marktteilnehmer den einheitlichen Markträumungspreis ausgezahlt, unabhängig davon, zu welchem Preis er selber geboten hat.

[17] Man muss jedoch zwischen Speichern für elektrische Energie - wie Pumpspeicherkraftwerken (PSW), Druckluftspeichern (CAES) und Batterien etc., bei denen Strom in andere Energieformen umgewandelt und anschließend wieder dem Stromsystem zugeführt wird, und Speichern wie Power-to-Gas bzw. Lastverschiebemaßnahmen wie Power-to-Heat unterscheiden, bei denen elektrische Energie in andere Energieformen umgewandelt wird, um sie anschließend anderen Energiesektoren wie dem Wärmemarkt oder dem Verkehr zuzuführen.

4. Option: Technologiespezifische Auktion für langfristige Lieferverträge
   Bei dieser Option handelt es sich um Auktionen bzw. Ausschreibungen für zu liefernde Strommengen und/oder benötigte Erzeugungskapazitäten mit - abhängig vom Kraftwerkstyp - gleichzeitigen, relativ sicher planbaren Rückflüssen über die Vertragslaufzeit. Es werden bei der Abgabe der Auktionsgebote die Vollkosten während der Vertragslaufzeit angesetzt, bei denen sowohl konventionelle als auch fEE-KW ihre zukünftigen Kosten prognostizieren und langfristig planen müssen. Es konnte bereits sowohl theoretisch als auch praktisch gezeigt werden, dass mit langfristigen Stromlieferverträgen effiziente Marktergebnisse erzielt werden können (Neuhoff, et al., 2004), (Moreno, et al., 2011). Es sei an dieser Stelle jedoch noch angemerkt, dass die Auktionen bzw. Ausschreibungsmodalitäten für konventionelle bzw. regelbare EE Anlagen einerseits und fEE andererseits unterschiedlich ausgestaltet werden müssten.

Die Einführung eines Quotenmodells mit handelbaren Grünstromzertifikaten wird an dieser Stelle nicht diskutiert, da es nur eine weitere Option zur Refinanzierung von EE-Investitionen, jedoch nicht von konventionellen KW mit einem „Missing-Money-Problem“ darstellt. Das gleiche gilt für die Fortführung der bisherigen Ausgestaltungen der Einspeisetarife im Rahmen des EEG, da dieser Mechanismus nur die EE adressiert und nicht einer wettbewerblichen Refinanzierung der selbigen entspricht.

5. Bewertungskriterien zur Beurteilung der Entwicklungsoptionen

Die Bewertung der zuvor beschriebenen Entwicklungsoptionen zur Refinanzierung von fEE-Kraftwerksinvestitionen erfolgt qualitativ nach folgendem Bewertungsschlüssel:

1.	Sehr gut	= Erreichung der Zielvorgabe ist sehr wahrscheinlich	=	●
2.	Gut	= Erreichung der Zielvorgabe ist wahrscheinlich	=	○
3.	Befriedigend	= Erreichung der Zielvorgabe ist möglich	=	○
4.	Mangelhaft	= Erreichung der Zielvorgabe ist unwahrscheinlich	=	○
5.	Unzureichend	= Erreichung der Zielvorgabe ist sehr unwahrscheinlich	=	●

Abbildung 2: Definition des Bewertungsschlüssels der Entwicklungsoptionen.

Die Beurteilung der Optionen erfolgt im nächsten Kapitel in dezidierter Form anhand fünf ausgewählter Kriterien, die häufig bei einer qualitativen Bewertung von Investitionsentscheidungen herangezogen werden und darüber hinaus spezielle Beachtung bei der Umsetzung der Ziele der Energiewende finden sollten (Süßenbacher, 2011), (Winkler, et al., 2012). Auch wenn die Kriterien in diesem Beitrag speziell herangezogen werden, um die Refinanzierung der fEE zu bewerten, gelten sie ebenso für konventionelle und regelbare EE (Reeg und Kober, 2013):

1. Langfristige Planungssicherheit:
   Eine langfristige Planungssicherheit ist für Investitionsentscheidungen vor dem Hintergrund langer Genehmigungs-, Planungs- und Bauphasen sowie langer Kraftwerkslebensdauern entscheidend, um die Rentabilität eines Kraftwerkes geeignet prognostizieren zu können. Zwar

sind die Vorlaufzeiten bis zum tatsächlichen Betrieb des KW bei fEE i.d.R. wesentlich kürzer als bei konventionellen Großkraftwerken, jedoch sind fEE von hohen versunkenen Kosten („sunk costs“) genauso betroffen, und das Risiko einer Fehlinvestition auf Grund der langen Lebensdauern, bei gleichzeitig hoher Unsicherheit über die zukünftigen Rückflüsse der Investition, ist für alle Stromerzeugungstechnologien immanent. Hinsichtlich der Erlössituation wird die Unsicherheit über die Zukunft von Investoren grundsätzlich als erhöhtes Risiko bewertet und infolgedessen bei den Kapitalkosten eingepreist.

2. Vollkostendeckung:
   Das Verhältnis von variablen und fixen Kostenanteilen eines fEE-Kraftwerkes unterscheidet sich deutlich von demjenigen einer konventionellen Kraftwerkstechnologie. Die Kostenstruktur von Wind und PV Anlagen wird sehr stark von den fixen Investitions- und Betriebskosten bestimmt. Variabale Betriebskosten, welche sich bei konventionellen Kraftwerken überwiegend aus den Brennstoffkosten, CO_2-Zertifikatskosten sowie anderen variablen Erzeugungskosten wie Wartungskosten oder Entsorgungskosten für nukleare Reststoffe[18] zusammensetzen, spielen eine untergeordnete Rolle zur Vollkostendeckung. Erhöhte variable Betriebskosten können jedoch im Gegensatz zu versunkenen fixen Kosten in einem Grenzkostenmarkt problemlos in die Gebote eingepreist werden. Um ausreichende Investitionsanreize in fEE-Kraftwerke zu gewährleisten, muss ein zukünfiges Marktdesign diese veränderte Kostenstruktur der Erzeugungstechnolgien berücksichtigen.

3. Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize:
   Fortlaufende Investitionsanreize haben auf die Dauer substanziellen Einfluss auf die Struktur des gesamten Kraftwerksparks. In Bezug auf die veränderten standortspezifischen und meteorologischen Anforderungen bei dargebotsabhängigen EE wie Wind und PV bekommen ortsbezogene Investitionsanreize zukünftig eine ganz neue Bedeutung. Auf der einen Seite sollten im Hinblick auf die Erzeugungseffizienz diejenigen Standorte präferiert werden, die die höchsten Volllaststunden für fEE versprechen. Auf der anderen Seite besteht die Gefahr, die Effizienz des Gesamtsystems zu beeinträchtigen, wenn bei der Standortwahl die Situation des Netzes nicht mit berücksichtigt wird. Beispielsweise kann es aus volkswirtschaftlichen Kostengesichtspunkten gleichwertig sein, fEE zwar an meteorologisch schlechteren Standorten, dafür aber verbrauchsnah zu installieren (Agora, Consentec, IWES, 2013). Da die Wirtschaftlichkeit dargebotsabhängiger Stromerzeugungsanlagen entscheidend von meteorologischen Standortbedingungen bestimmt wird, sollte bei hohen Anteilen an fEE die Wahl der Kraftwerksstandorte mit der Entlastung des Übertragungs- und Verteilnetzes gewissenhaft abgewogen werden.

4. Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen:
   Eine Reform des Marktdesgins führt in der Regel zwangsläufig zu einer veränderten Struktur der Akteure am Markt und kann einzelne Marktteilnehmer im Vergleich zum Status Quo bevorzugen bzw. benachteiligen. Deshalb müssen Auswirkungen der ausgewählten Gestaltungsopti-

[18] Bei den nuklearen Entsorgungskosten hängen die Auswirkungen auf die Grenzkosten natürlich davon ab, wie die Rücklagen nach den gesetzlichen Regelungen bilanztechnisch angesetzt werden müssen.

onen auf die Akteure hinsichtlich ihrer Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen untersucht werden. Zur Beurteilung der Verteilungswirkungen lassen sich die betroffenen Akteure vereinfachend in drei Gruppen einteilen: a) Neue Stromerzeuger, b) alte Stromerzeuger (Produzenten) und c) Stromendverbraucher (Konsumenten[19]), wobei alle drei i.d.R. gegenläufige Interessen haben. Für ein „faires" Marktdesign sollten alle Interessen möglichst ausgeglichen bedient werden, die langfristige Zielstellung der Systemtransformation jedoch nicht erschweren. Zu berücksichtigen sind hierbei vor allem potentielle Transaktionskosten, die Markttransparenz, Markteintrittsbarrieren sowie das Risiko zur Marktmachtausübung.

5. Integrationstiefe und Komplexität:
   Die deutsche Elektrizitätswirtschaft basiert auf einem desintegrierten Marktsystem mit dem sogenannten Bilanzkreiswesen. Der Stromhandel und der Betrieb des Übertragungsnetzes sind dabei voneinander getrennt. Es existiert nicht wie in einem integrierten Marktsystem ein unabhängiger Systembetreiber („Independent System Operator" - ISO), der den Handel und die Netzengpässe gemeinsam betrachtet und optimal bewirtschaften könnte[20]. Dabei hat sich das Bilanzkreiswesen für die Organisation eines desintegrierten System in den Jahren nach der Liberalisierung bewährt. Ein neues Marktdesign muss jedoch die erschwerte Koordination beim Handel zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie die Verteilung des Stroms bei Netzengpässen bei hohen Anteilen an fEE geeignet unterstützen, um die wettbewerbsfähige Refinanzierung dargebotsabhängiger Kraftwerke zu gewährleisten. Da das heutige liberalisierte Stromsystem für den Betrieb durch den Menschen mit seinen vielfältigen Stromteilmärkten, heterogenen Akteuren und technischen Besonderheiten ein hoch komplexes System darstellt, sollte einerseits bei einem „neuen" oder „angepassten" Marktdesign auf bewährte Strukturen zurückgegriffen und andererseits die durch Reformen induzierte mögliche Steigerung des Komplexitätsgrades des Gesamtsystems mit berücksichtigt werden.

6. Bewertung der Entwicklungsoptionen zur Refinanzierung der fEE

Auf Basis der zuvor beschriebenen Kriterien werden die ausgewählten Entwicklungsoptionen im Folgenden qualitativ bewertet. Außerdem können diese sodann – unter Vernachlässigung einer Gewichtung der Bewertungskriterien – hinsichtlich der Refinanzierung der fEE miteinander verglichen werden. Zusätzlich sei an dieser Stelle im Sinne von (Weber, et al., 2013) noch darauf hingewiesen, dass die Reduktion des Preisrisikos und die langfristige Planbarkeit der Erlöse im Hinblick auf die Informationseffi-

[19] Zukünftig wird es mit zunehmend dezentralen EE Anlagen zur Eigenstromerzeugung auch vermehrt sogenannte Prosumenten geben. Ein völlig neues Konsumparadigma, das starke Auswirkungen auf die Effizienzerfolge der Energiepolitik haben könnte.

[20] Solche integrierten Marktsysteme sind vornehmlich in solchen Gebieten installiert, bei denen der Endkundenvertrieb nicht liberalisiert wurde (wie z.B. in Teilen der USA). Ob und wie ein liberalisiertes Endkundensegment mit einem Nodal-Pricing-System funktionieren könnte, ist zum heutigen Stand noch nicht geklärt, da hierfür die Energieversorgungsunternehmen (EVU) für jeden Kunden je nach Netzanschlussgebiet einen spezifischen Preis berechnen müssten.

zienz des Marktes nicht Sinn und Zweck eines Kapazitätsmechanismus sein kann, da bei schwankenden Inputfaktorkosten (für Brennstoffe und CO_2-Zertifikate, Personal) planbare Erlöse nicht per se zu einer Verminderung des Risikos führen. Dies gilt jedoch ausschließlich für konventionelle KW und Biomasseanlagen mit einem speicherbaren Primärenergieträger, jedoch nicht für dargebotsabhängige KW wie Wind-, PV- und solarthermische (CSP) Anlagen. Letztgenannte „kaufen" im Prinzip bereits beim Bau der Kraftwerke ihre Brennstoffe (Sonne, Wind) für die Kraftwerkslaufzeit ein und können deshalb gut ihre zukünftigen Kosten planen.

Im Rahmen der dargestellten Untersuchung lassen sich zunächst anhand des Gesamtbewertungsergebnisse aus Abbildung 3 zwei Aussagen treffen. So schneidet zum einen die Einführung einer Pay-as-bid Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse in allen Kriterien schlechter (oder höchstens gleich schlecht) ab, als alle anderen Gestaltungsoptionen. Zum anderen scheinen „Technologiespezifische Auktionen für langfristige Verträge" in allen Kriterien des Zielsystems eine bessere oder zumindest gleich gute Bewertung im Vergleich zu den übrigen Optionen zu erzielen.

Gestaltungsoption	Langfristige Planungssicherheit	Vollkostendeckung	Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize	Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen	Integrationstiefe und Komplexität
Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt	●	○	●	○	○
Geregelter Zubau von Stromspeichern	○	○	●	○	○
Einführung von Kapazitätsmechanismen	○	○	○	○	○
Technologiespezifische Auktionen für langfristige Lieferverträge	●	○	●	○	○

Abbildung 3: Übersicht der Bewertungsergebnisse der Entwicklungsoptionen zur fEE-Refinanzierung (nach Kober 2013).

Im Folgenden werden die Untersuchungsergebnisse etwas eingehender hergeleitet (Reeg und Kober, 2013):

1. <u>Umstellung des Börsenpreismechanismus</u>
   Theoretisch ermöglicht eine Pay-as-bid Preissetzung am Spotmarkt der Strombörse Stromerzeugern mittels der eigenen Gebotslegung eine Deckung der langfristigen Gestehungskosten. Wie sich bereits in den ersten Jahren nach Beginn des Ausbaus der EE gezeigt hat

(trend:research, Klaus Novy Institut, 2011), aber auch verschiedene zukünftige Szenarien wie beispielweise die BMU-Leitstudie zeigen (Nitsch, et al., 2012), wird die zukünftige Erzeugungsstruktur in Deutschland vor allem von einer Vielfalt überwiegend kleiner Akteure und vor allem von fluktuierenden Technologien bestimmt sein. „Beide Aspekte führen in der Praxis allerdings zu einer vermutlich nachteiligen Situation der EE in einem Marktsystem mit einer Pay-as-bid Preissetzung am Spotmarkt. So profitieren in erster Linie Anbieter großer Strommengen von einer möglichen Marktmachtausübung bzw. spekulativen Gebotslegung. Dies kann in einer Übergangszeit, mit weiterhin konventionellen Großkraftwerken auf den Strommärkten, zu einer erheblichen Benachteiligung von Betreibern kleiner (erneuerbarer) Erzeugungseinheiten führen. Zudem gefährdet eine reduzierte Anzahl an Volllaststunden infolge eines inhärent hohen Ausführungsrisikos bei einer Preissetzung, die sich an einem Erwartungswert orientiert, insbesondere eine Vollkostendeckung der dargebotsabhängigen Stromerzeugung. Vor allem Betreiber fluktuierender Kraftwerke sind jedoch aufgrund vernachlässigbarer Grenzkosten auf einen fortlaufenden Einsatz zur Lastdeckung bzw. eine möglichst hohe Anlagenauslastung zur Refinanzierung ihrer Kraftwerksinvestition angewiesen.“ (Kober, 2013, S. 112). Die langfristige Anlagenauslastung ist außerdem aufgrund von unerwarteten Zu- oder Abnahmen der Stromimporte und bei fEE durch Schwankungen der jährlichen Wetterbedingungen sowie ggf. steigender Netzrestriktionen nur schwer zu prognostizieren.

2. <u>Geregelter Zubau von Speichern</u>
   „Hohe Anteile an Speicherkapazitäten auf den Strommärkten können theoretisch der Entstehung einer marktpreisbestimmenden Residuallast infolge der vorrangigen Einspeisung von fEE und somit einer Veränderung der charakteristischen Lastbereiche – Grund-, Mittel- und Spitzenlast – entgegenwirken. Zudem bietet das Aus- und Einspeichern elektrischer Energie eine Möglichkeit, die begrenzte Regelbarkeit der Stromerzeugung sowie die inhärente Marktpreisvolatilität in einem Elektrizitätssystem mit hohen Anteilen fluktuierender Energien abzuschwächen. Hinsichtlich einer Deckung der dargebotsabhängigen Gestehungskosten der fEE am Spotmarkt stehen durch den Zubau von Speichern durch den konvexen Verlauf der Merit-Order einem relativ geringen Marktpreisanstieg bei niedriger Residuallast der Wegfall hoher Peak-Preise gegenüber“ (Kober, 2013, S. 112 f.), was zu sinkenden Durchschnittspreisen führt. Da Speicherbetreiber zukünftig vorwiegend in Zeitintervallen Strom ankaufen, in denen dargebotsabhängige Kraftwerke Strom im Überschuss einspeisen, profitieren fEE-Anlagenbetreiber langfristig im Vergleich wohl stärker als konventionelle. Allerdings führt ein alleiniger Zubau von Speicheranlagen, die nicht als Kombi-KW mit einer Anlagenbetreiberidentität[21] ausgeführt werden, auf Grund des oben beschriebenen konvexen Verlaufs der Merit-Order voraussichtlich nicht zu hinreichenden Rahmenbedingungen für eine wettbewerbliche Finanzierung von fEE auf den Strommärkten. Unter der Annahme nicht vorhandener Netzengpässe sind zentrale Speicheroptionen auf Systemebene aus systemanalytischer Perspektive meist als volkswirtschaftlich effizienter zu bewerten, als viele kleine dezentrale Lösungen. Vor dem Hintergrund ambitionierter Ausbauziele für fEE in Deutschland können neue Speicherkapazitäten angesichts einer

[21] Als Kombi-KW mit Betreiberidentität werden hier vor allem dezentrale Konzepte verstanden.

erhöhten Systemflexibilität und -stabilität zudem einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Speicher sind deshalb in der Lage, die Umsetzung weiterer Mechanismen und Instrumente zur Marktintegration der EE geeignet zu unterstützen.

3. Einführung eines Kapazitätsmechanismus
   Setzt man voraus, dass fEE in Zukunft sichere Leistung bereitstellen können, wären Betreiber dargebotsabhängiger Anlagen aufgrund ihrer langfristig gut prognostizierbaren Kostenstruktur wie geschaffen, Leistungsgebote an einen Kapazitätsmarkt abzugeben, um ihre langfristigen Stromgestehungskosten zu decken[22]. Ein Kapazitätsmarkt stellt in Anbetracht einer marktorientierten Preisbildung in jedem Fall gegenüber dem heutigen Einspeisevergütungssystem einen Schritt in Richtung wettbewerblicher Finanzierung der EE auf den Strommärkten dar. Dennoch wäre zumindest bei einem zentralen Kapazitätsmarkt aufgrund der unvermeidlichen Kapazitätsbedarfsplanung durch eine zentrale Instanz damit auch weiterhin ein regulatorischer Markteingriff erforderlich, der stark lobbyanfällig wäre. Da in der Praxis derzeit jedoch kein funktionierendes und effizientes Kapazitätsmarktmodell für fEE existiert (Boute, 2012), muss diese Option für fEE wohl ausgeschlossen werden[23]. Die Umsetzung eines Kapazitätsmechanismus für dargebotsunabhängige Technologien muss jedoch gleichermaßen eine technologiespezifische Auktionsausgestaltung sowie komplexe Wechselwirkungen mit interdependenten Strommärkten berücksichtigen. Zudem ist die Gefahr weiterer Pfadabhängigkeiten durch die Einführung eines Kapazitätsmarktes sehr hoch[24]. „Im Hinblick auf eine langfristige Einführung könnten daher durch eine mittelfristige Umsetzung in kleineren Marktsegmenten oder Teilmärkten wertvolle Erfahrungen für EE-Kapazitätsmärkte gesammelt werden (Kopp, et al., 2012). So bietet beispielsweise der Regelenergiemarkt die Möglichkeit, das Konzept von Kapazitätszahlungen für fluktuierende Erzeugungsleistungen hinsichtlich einer effizienten Marktpreisbildung zu untersuchen.“ (Kober, 2013, S. 113).

4. Technologiespezifische Auktion für langfristige Verträge
   Im Gegensatz zu administrativ festgelegten Einspeisetarifsystemen für fEE bieten technologiespezifische Auktionen für Stromlieferverträge eine langfristige Möglichkeit, wettbewerbliche Elemente bei der Refinanzierung der EE einzuführen, ohne dabei unproduktive Finanzierungsrisiken auf die Investoren zu übertragen. Denn fEE haben angesichts einer Kostenstruktur, die geprägt ist von hohen fixen Kosten zum Zeitpunkt der Investition, eine relativ gute Vorhersagbarkeit der zu erwartenden Stromgestehungskosten. „Demzufolge bietet das Konzept einer langfristig sicheren Marktpreisfindung mittels Ausschreibungsverfahren in Kombination mit

[22] Dies könnte beispielweise wie im oben beschriebenen Fall eines Kombi-KW oder bei einer Verpflichtung der fEE zur Absicherung potenzieller Einspeiseleistung durch Dritte gewährleistet werden, wie es aktuell für große EE-Anlagen im Koalitionsvertrag angedacht ist.

[23] Vorstellbar wäre aber wie bspw. von (IZES, BET, Bofinger, 2013) vorgeschlagen eine Kapazitätsprämie für fEE.

[24] Wie sich in der Realität häufig gezeigt hat, wird die Zurücknahme einmal zusätzlich gewährter Zahlungsströme von den Akteuren im Markt nicht ohne weiteres akzeptiert, auch wenn die Zahlungen eindeutig zu Wind-Fall-Profits geführt haben - wie beispielsweise die kostenlose Zuteilung von CO_2-Zertifikaten. Änderungen im Marktdesign sind ohne die Akzeptanz der beteiligten Akteure jedoch nur schwer oder ggf. gar nicht durchsetzbar.

langfristigen Lieferverträgen aufgrund relativ hoher Sicherheit der zukünftigen Zahlungsrückflüsse und damit geringer Kosten zur Refinanzierung des benötigten Kapitals bei fEE eine hohe Effizienz.“ (Kober, 2013, S. 114). Auf Grund der Benachteiligung kleiner Akteure in Auktionsverfahren könnten diese Auktionen zunächst für die PV-Freiflächenanlagen oder Offshore-Windkraft eingeführt werden, bevor sich nach und nach auch Intermediäre für kleine Akteure am Markt etablieren oder De-Minimis-Regeln eingeführt werden. Um die Gefahr von Fehlkalkulationen aufgrund unsicherer Kostenstrukturen bei Technologien ohne weitreichende Erfahrungswerte, wie der Offshore Windkraft, zu vermeiden, könnte ein derartiges Marktsystem – ebenso wie Kapazitätsauktionen – zu einem Zeitpunkt eingeführt werden, zu dem bereits hohe Anteile aus regenerativen Anlagen stammen (Skea, et al., 2011). Zusätzlich ließen sich netzspezifische Restriktionen in einem regionenspezifischen Ausschreibungsverfahren berücksichtigen.

7. Ausgestaltung eines ganzheitlichen Marktdesigns

Die meisten Beiträge in der aktuellen Diskussion über verschiedene Mechanismen zur zukünftigen Ausgestaltung des Marktdesigns kommen unstrittig zu dem Ergebnis, dass die Gewährleistung der Versorgungssicherheit oberstes Ziel eines Kapazitätsmechanismus sein sollte. Anschließend folgen nach (Weber, et al., 2013) im Rahmen der Effektivität und Praktikabilität die Rentabilität der Investition, die Kompatibilität mit politischen Rahmenbedingungen und die Einhaltung der Wettbewerbsordnung. Im Sinne der Effizienz sollte der Mechanismus außerdem zeit- und ortsgerechte Investitionsanreize, Informationseffizienz, Diskriminierungsfreiheit, Innovationseffizienz und geringe Transaktionskosten aufweisen.

Jedoch dürfen nach Ansicht des Autors auch die beiden weiteren Parameter des Zieldreiecks der Energiepolitik, namentlich die Umweltverträglichkeit und die Wirtschaftlichkeit, bei der Entscheidung über ein zukünftiges Marktdesign nicht vernachlässigt werden. Nach (RAP, 2012) und (Gottstein, et al., 2012) sollten bei der Bewertung eines zukünftigen Marktdesigns im Sinne einer erfolgreichen Energiewende deshalb folgende Fragen auf jeden Fall mit adressiert werden:

1. Ermöglicht das Design bzw. der Mechanismus, dass die gesamte Bandbreite und das Potential der Flexibilitätsressourcen (Angebot- und Nachfrageseite, Speicher, Kopplung mit anderen Märkten) bereitgestellt wird?
2. Wird das vorhandene Flexibilitätspotential genutzt, bevor teure neue Ressourcen angereizt werden?
3. Kann das Design sicherstellen, dass flexiblere Ressourcen ggf. besser gestellt werden als inflexible?
4. Wird der CO_2- Ausstoß der Ressourcen berücksichtigt?
5. Wird berücksichtigt, dass die Sicherstellung der Versorgungssicherheit nicht zu Lasten des Ertragsrisikos für erneuerbare Energien geht?
6. Wird durch das Design zukünftigen innovativen Lösungen nicht der Eintritt in den Markt erschwert?

7. Wird die Gefahr neuer Pfadabhängigkeiten möglichst gering gehalten?
8. Schafft der vorgeschlagene Mechanismus ein potentiell skalierbares Design für eine Erweiterung auf europäischer Ebene?

Zusammenfassend sollte ein zukünftiges Marktdesign demnach in Bezug auf die speziellen Ziele zur Erreichung der Energiewende so ausgestaltet sein, dass bestimmte Lock-In Effekte, Pfadabhängigkeiten, zukünftige Akteursstrukturen und die Anpassungsfähigkeit des Mechanismus auf veränderte Rahmenbedingungen und regulatorische Unsicherheiten oder veränderte Präferenzen der Akteure im Stromsystem berücksichtigt werden (Flexibilität bzw. dynamische Anpassungsfähigkeit sowie Robustheit des Mechanismus). **Auch eine einfache Erweiterung auf europäischer Ebene (Skalierbarkeit des Mechanismus) sowie die Beurteilung der Funktionsweise des Mechanismus bei veränderten europäischen Rahmenbedingungen (nationale vs. europäische Sichtweise bei der Bewertung der Versorgungssicherheit) sollten vor dem Hintergrund eines zukünftig verstärkten EU-Binnenmarktes für Energie nicht aus den Augen gelassen werden.** Die hier aufgeführten Punkte werden deshalb implizit bei der im nächsten Abschnitt erfolgenden Beschreibung einer möglichen Ausgestaltung eines zukünftigen ganzheitlichen Marktdesigns berücksichtigt.

Wie bereits angesprochen, wird die Marktdesigndiskussion nach Ansicht des Autors zu eng gefasst und nur auf den konventionellen Kraftwerkspark fokussiert. Im folgenden Abschnitt wird deshalb zunächst unter 7.1 der wettbewerbliche Refinanzierungsmechanismus für die fEE und deren Markt- und Systemintegration genauer erläutert. Anschließend wird unter 7.2 das Refinanzierungs- und Integrationskonzept der EE mit dem Problem der Gewährleistung der Versorgungssicherheit zusammengeführt, um daraus einen Vorschlag für ein ganzheitliches Markt- bzw. Systemdesign zu entwickeln.

7.1. Markt- und Systemintegration sowie Refinanzierung der EE

Die Untersuchung in Kapitel 6 hat gezeigt, dass technologiespezifische Auktionen in Kombination mit langfristigen Abnahmeverträgen die meisten Vorteile hinsichtlich der Anforderungen an ein Marktdesign für die wettbewerbliche Refinanzierung der fEE bieten. Im Gegensatz zum derzeitig preisgesteuerten Förderregime mit administrativ festgelegten Einspeisevergütungssätzen für EE hätte ein Wechsel zu einer mengengesteuerten Auktion den Vorteil, dass die Ausbauziele für EE bereits im Rahmen des Energiekonzeptes bis 2050 eine gute Orientierung bieten und damit die regulatorische Unsicherheit über die zukünftige Förderpolitik verringert wird[25]. Die in einer jährlichen oder monatlichen Auktion ausgeschriebenen EE-Kapazitäten könnten sich strikt an den Ausbaupfaden des Energiekonzeptes orientieren. Auch neue Kapazitäten, die außerhalb des zentralen Systems installiert werden (siehe 7.1.e), können bei den auszuschreibenden Mengen zur Erreichung der EE-Ziele berücksichtigt werden[26]. Eine Anpassung nach oben ist auch jederzeit möglich, sollte sich die Politik auf ambitioniertere Ziele einigen. Starke Anpassungen nach unten sind auf Grund des bisher breiten gesellschaftlichen und politischen

[25] Es sei an dieser Stelle angemerkt, dass eine vollständige Entkopplung der Märkte von der regulatorischen Unsicherheit niemals gewährleistet werden kann.

[26] Hierfür wäre der Aufbau eines Anlagenregisters für alle installierten EE-Kapazitäten nötig.

Konsenses zur Energiewende eher unwahrscheinlich - naturgemäß jedoch auch nicht ausgeschlossen. Um die Unsicherheit bei allen Akteuren im Markt zu reduzieren, wäre zu überlegen, ob die Ausbaupfade für einen Zeitraum von 5-10 Jahres gesetzlich festgeschrieben werden sollten. Abbildung 4 und Abbildung 5 geben einen Überblick über den Aufbau des Systems, wobei in Abbildung 4 die Variante mit einem zentralen fEE-Käufer und in Abbildung 5 die mit einer dezentralen EE-Direktvermarktung dargestellt ist. Die einzelnen Elemente des Systems werden im Folgenden näher erläutert:

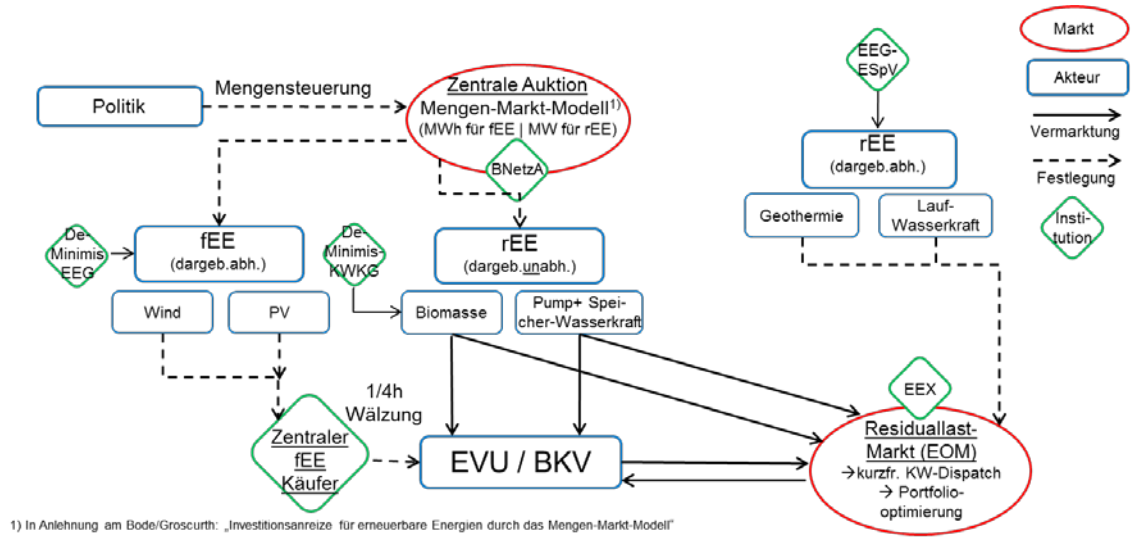

Abbildung 4: EE-Finanzierungs- und Integrationssystem mit zentralem fEE-Käufer.

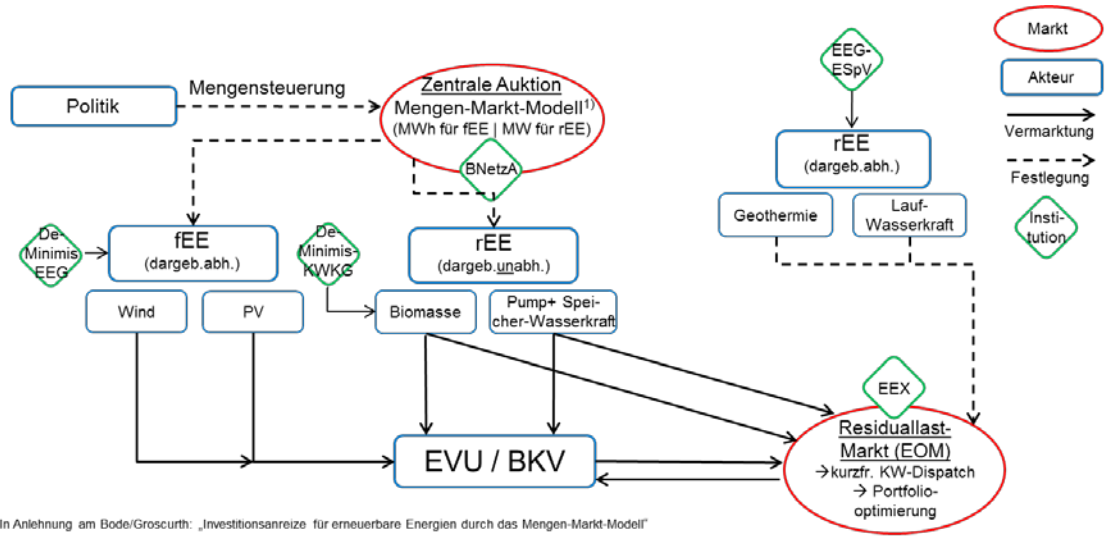

Abbildung 5: EE-Finanzierung- und Integrationssystem mit dezentraler EE-Vermarktung.

a. <u>Durchführung der Auktionen für EE</u>

Die Auktionen orientieren sich am Konzept des Mengen-Markt-Modells von (Bode, et al., 2011) und würden von einem Regulator technologiespezifisch und räumlich differenziert durchge-

führt[27]. Auch die Auslegung der Anlagen (Ost-West bei PV oder Rotor-Generator-Verhältnis bei WKA) sollte für ein möglichst ausgeglichenes deutschlandweites fEE-Einspeiseprofil berücksichtigt und sämtliche Anlagen fernsteuerbar ausgelegt werden.

Ausgeschrieben wird für die fEE eine zu liefernde Strommenge (MWh), die sich an einem aus Erfahrungswerten orientierten Lieferzeitraum von bspw. 20 Jahren orientiert. Bei diesem Konzept ist die Vergütungsdauer jedoch nicht an einen fixen Zeitraum (z.B. wie beim EEG 20 Jahre), sondern allein an der zu liefernden Strommenge geknüpft. Dies würde die Sicherheit der Erlösströme erhöhen, wenn es in Zukunft bei einem zeitweisen fEE-Überangebot auf Grund lokaler Netzrestriktionen oder der Marktbedingungen (starke negative Börsenpreise) zu Abregelungen der Anlagen kommt (dieser Punkt wird 7.1.b „Integration der fEE“ noch näher erläutert). Dem moralischen Risiko („Moral Hazard“), bei nicht vorhandenem Mengenrisiko technisch „minderwertige“ Anlagen zu installieren, könnte beispielsweise durch die Berücksichtigung technischer Standards begegnet werden[28]. Zusätzlich hat der Betreiber einen Zinsvorteil, wenn seine Investition durch eine hochwertige Anlage so schnell wie möglich abgeschrieben werden kann. Das Zuschlagskriterium der Auktion ist der Preis der Stromlieferung in €/MWh.

Die rEE, wie Biomasseanlagen, müssen im zukünftigen System nachfrage- bzw. residuallastorientiert eingesetzt werden, um für einen Ausgleich der fEE-Einspeisung zu sorgen. Deshalb sollte sich die Fahrweise an den Preissignalen der Strombörse orientieren. Da Biomasse und vor allem Biogas noch auf absehbare Zeit teurer als konventionelle regelbare KW sein werden, sollen die Anlagen bei Auktionen über ausgeschriebene Leistungen eine Kapazitätszahlung in €/KW erhalten. Den Strom vermarkten die Anlagenbetreiber auf dem Residuallast- oder Regelenergiemarkt und dem Markt für gesicherte Leistung (siehe 7.1.d und 7.2.a und 7.2.b).

Der Vorteil einer Auktion und damit der Preisfindung der Vergütungssätze über den Markt wäre, dass veränderte Erzeugungskostenstrukturen und Änderungen in den Präferenzen der Investoren dynamisch berücksichtigt werden. Bei der weiterhin in Zukunft nicht genau abschätzbaren Entwicklung der Kosten von fEE-Anlagentechnologien (Unsicherheit über Rohstoff- und Komponentenpreise oder Kostensenkungspotentiale durch weitere Lernkurveneffekte etc.) würde eine Anpassung administrativer Vergütungssätze immer der aktuellen Entwicklung auf den Märkten für fEE-Technologien hinterherlaufen, und die Politik wäre unentwegt im Zugzwang, adäquat auf veränderte Investitionsbedingungen reagieren zu müssen. **Auf der anderen Seite würde sich auch bei den Investoren eine gewisse Unabhängigkeit von politischen Entscheidungsprozessen über die Festlegung von Vergütungssätzen ergeben**, was sich auf regulierungsbedingte Unsicherheit induzierte „Investitions-Schweinezyklen“ - wie sie häufig bei der Ausbaudynamik von EE in den USA zu beobachten sind - langfristig positiv auswirken könnte. Gerade für größerer fEE Projekte können Ausschreibungen unter Beachtung bestimmten Designprinzipien ggf. sogar effizienter sein als administrativ festgesetzte Einspeisevergütungssätze (Grau, 2014).

[27] Entsprechend der technologiespezifischen Marktpreisschwankungen der Anlagen könnten die Auktionen jährlich (Wind), vierteljährlich oder sogar monatlich (PV) durchgeführt werden.

[28] Als Vorbild könnte hier das „Top-Runner Konzept“ aus dem Bereich der Energieeffizienzinstrumente dienen.

Außerdem können durch den Regulierer **bei der Ausschreibung der fEE-Anlagen netztechnische Restriktionen mit berücksichtigt werden**, so dass einerseits das Gesamtsystem möglichst effizient betrieben werden kann und anderseits auch beim EE-Anlagenbetreiber das Risiko einer Abregelung aufgrund netztechnischer Restriktionen reduziert wird.
Ein weiterer Vorteil eines Auktions-bzw. Ausschreibungssystems wäre es, dass ein solcher Mechanismus nach und nach für bestimmte Technologiegruppen - beispielswiese in einem ersten Schritt wie im aktuellen Koalitionsvertrag vorgesehen für große PV-Freiflächenanlagen - getestet werden kann, um die Praktikabilität und Effizienz in der Realität zu prüfen. Ebenso kann ein solches System zu einem Zeitpunkt eingeführt werden, zu dem bereits ein hoher Anteil des Stromangebotes in regenerativen Anlagen erzeugt wird (Skea, et al., 2011).
Für die vielen kleinen, marktfernen Akteure, wie Privatpersonen und Genossenschaften, die nicht zu gleichen Bedingungen wie die große Akteure an den Auktionen teilnehmen können, sollte eine De-Minimis-EEG Einspeisevergütung beibehalten werden. Sie sollte beschränkt sein auf kleine Anlagenkapazitäten und angemessenen Renditeerwartungen i.H.v. ca. 6 %. Die Vergütungssätze sollten von einer unabhängigen Kommission festgesetzt werden.

b. <u>i) Integration der fEE über unabhängigen zentralen Käufer</u>
Bei der Integration der fEE in die Strommärkte muss berücksichtigt werden, dass dargebotsabhängige EE nur sehr begrenzte Möglichkeiten haben, ihr Einspeiseverhalten an Preissignalen auszurichten[29]. Auch volkswirtschaftlich ist es sinnvoll, die Technologien mit den geringsten Grenzkosten prioritär einzuspeisen. Der Vorteil eines zentralen fEE-Käufers (vgl. (Brattel Group, 2010), der das gesamte fluktuierende Einspeiseportfolio einsammelt und weitervermarktet oder wälzt, läge im Vergleich zu einer dezentralen Direktvermarktung über verschiedene Händler (vgl. 7.1.b ii), in einem größeren und räumlich breit diversifizierten fEE-Portfolio zur maximalen Ausnutzung des Portfolioeffektes (sog. „Smoothing-Effekt“ bei fEE). Außerdem ließe sich dieses Konzept sehr gut mit einem zentralen Auktionsverfahren für fEE kombinieren.
Der zentrale Käufer kann auch wegen der regionalen Ausgleichseffekte wesentlich bessere **Prognosen über die fEE-Einspeisung abgeben. Diese muss er so dann in regelmäßig zu aktualisierenden Abständen sämtlichen Marktteilnehmern zu Verfügung stellen**. Die tatsächlich eingespeiste Leistung bekommt jeder Versorger bzw. Bilanzkreisverantwortliche (BKV) anteilig nach seiner Absatzmenge in sein Portfolio gestellt (vgl. auch IZES, BEE, Greenpeace Energy 2012). Die Kompatibilität der Vorschläge zur sogenannten Echtzeitwälzung sind inzwischen auch in einem Rechtsgutachten mit den Regelungen zur europäischen Warenverkehrsfreiheit (Artikel 43 ff. des Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union) bestätigt worden (Däuper, et al., 2014).
Solange noch nicht ausreichend Flexibilität im System und bei den Versorgern vorhanden ist, um zukünftig die gesamte fEE-Stromerzeugung aufnehmen zu können, ist es ggf. aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht ratsam, die zu diesem Zeitpunkt nicht zu integrierenden fEE-Strommengen kurzfristig abzuregeln (Nicolosi, 2011), damit die BKV kurzfristig keine extrem hohen Ausgleichsenergiekosten tragen müssen falls die fEE-Strommenge die Absatzmenge des Ver-

[29] Es sei denn, jede Anlage wird mit einem eigenen Speicher ausgestattet, was eine sehr teure Alternative wäre.

sorgers in der jeweiligen Stunde stark übersteigt, und um ggf. kurzfristig extrem negative Strompreise zu vermeiden. **Negative Strompreise sind zwar statisch ineffizient, können jedoch dynamisch und langfristig durchaus effizient wirken, wenn sie die entsprechende Flexibilität der restlichen Anlagen anreizen. Jedoch bieten die bisher vorhanden Marktstrukturen für diese Maßnahme keinen sinnvollen Anreiz**. Das liegt einerseits an der dezentralen Ausgestaltung der Marktprämie, bei der sich eine Abregelungsentscheidung des Direktvermarkters ex-post als ökonomisch irrational erweisen kann, wenn er bei seiner Entscheidungsfindung keine Informationen über das Verhalten der anderen Marktteilnehmer hat. Das liegt daran, dass er zum Zeitpunkt der Abregelungsentscheidung - nämlich vor der Abgabe seines Preis-und Mengengebotes an der Strombörse - die sich einstellenden Strompreise der 24 h des folgenden Tages nur schätzen kann[30]. Die tatsächlichen Strompreise ergeben sich jedoch erst nach der Abgabe aller Gebote der Angebots- und Nachfrageseite. Erwarten viele EE-Direktvermarkter entsprechend hohe negative Day-Ahead Spotpreise aufgrund einer hohen prognostizierten fEE-Einspeisung bei gleichzeitig niedriger Nachfrage für den Folgetag, würde das tatsächliche Stromangebot auf Grund der Abregelung rapide gesenkt, und der zuvor antizipierte negative Strompreis würde sich letztendlich nicht einstellen. Als Folge könnte sich ex-post betrachtet für den einzelnen Direktvermarkter, der seine Anlagen abgeregelt hat, dieses Verhalten als unwirtschaftlich herausstellen, da seine ursprünglichen Annahmen zur Entscheidungsfindung nicht mehr gelten würden. Nutznießer dieser Problematik könnten die konventionellen Grundlast KW-Betreiber sein, die aus Gründen technischer Betriebsrestriktionen oder Fahrplanerfüllungsverpflichtungen und Must-Run Anforderungen bereit sind, kurzfristig negative Börsenpreise in Kauf zu nehmen[31], um in Zeiten steigender Preise wieder die volle Leistung abrufen zu können. **Außerdem werden in der heutigen Ausgestaltung der Marktprämie die kostengünstigen EE - also Windkraftanlagen in der Grundvergütung - als erstes abgeregelt; teurere Biomasse- oder PV-Anlagen bleiben jedoch auch bei hohen negativen Börsenpreisen weitestgehend am Netz** (Reeg, et al., 2013) - ein Mechanismus, der volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

Dieses Problem könnte bei einem zentral koordinierten Ansatz umgangen werden, da hier nur ein Akteur - der zentrale fEE-Käufer - alle Informationen über die Anlagen bündelt und effizient nutzen kann (vgl. Beckers, et al., 2014). Da der fEE-Anlagenbetreiber einen Vertrag über eine bestimmte Strommenge auktioniert hat und die Vergütung nicht über einen begrenzten Zeitraum erhält, wäre der fEE-Anlagenbetreiber gegenüber einer Abregelungsentscheidung auf zentraler Ebene indifferent, da er keinen großen finanziellen Verlust durch die Abregelung zu befürchten hätte.

Sinnvoll wäre es außerdem, für die Abregelung ein **Bonus-Malus-System einzuführen**. Denn die physikalische Wälzung verfolgt den Zweck, das Portfolio der Versorger zu flexibilisieren (siehe 7.1.c). Sollte ein Versorger aufgrund seiner Inflexibilität an die Grenzen seiner Aufnahmefähigkeit stoßen, kann er den zentralen fEE-Käufer gegen eine Maluszahlung anweisen, die fEE nicht in

[30] Ob diese Aussage durch den Einsatz limitierter Gebote an der Börse relativiert werden könnte, muss noch genauer untersucht werden.

[31] Bisher wirken sich die negativen Preise in der Bilanz der Grundlastkraftwerke aber kaum aus, da die von ihnen erzeugten Strommengen i.d.R. bereits im Vorlauf auf dem Terminmarkt zu positiven Preisen veräußert wurden.

sein Portfolio zu stellen. Kommt es zu dem Fall, dass das fEE-Angebot größer als die gesamte Nachfrage nach Strom ist, würden diejenigen Versorger, die zusätzliche Speichermöglichkeiten (elektrische Speicher, Power-to-Heat oder Power-to-Gas) bereitstellen können, einen Bonus erhalten. Überschüssiger fEE-Strom würde nach EEG-Einspeisemanagement abgeregelt.
Ein **weiterer Vorteil eines zentralen fEE-Käufers wäre es, dass er mit dem großen Portfolio relativ gut Systemdienstleistung anbieten** und die prognostizierte Leistung mit einem entsprechenden Sicherheitsabschlag auf den Regelenergiemärkten für negative Reserve anbieten kann. Die Erlöse können für die Kostenreduzierung der fEE-Finanzierung und das Bonussystem verwendet werden. Die restlichen Kosten werden wie heute auch an die Versorger bzw. Endkunden gewälzt. **Die heute nicht mehr zeitadäquate Berechnungslogik der EEG-Förderkosten,** bei dem die Differenz der Einspeisevergütung zu den Markterlösen auf dem Day-Ahead Spotmarkt der EE ausgewiesen wird, **wäre in diesem System nicht mehr von Relevanz**.

b. <u>ii) Integration der fEE über dezentrale DV-Verträge zwischen Betreiber und Versorger</u>
Falls eine Vermarktung der fEE über unterschiedliche dezentrale Vermarkter stattfinden soll, um über den Wettbewerb eine höhere Vermarktungseffizienz zu erreichen, die die Effizienz eines größeren zentralen fEE-Portfolios übersteigen sollte, ist es auch bei der dezentralen Vermarktung entscheidend, dass die Integration der fEE über die Versorger erfolgt und die **Versorger EE-Vermarktungsverträge mit den Anlagenbetreibern direkt schließen**[32], damit die Fluktuation in den Versorgerportfolien landet.
Viele Befürworter der Marktintegration der fEE über die Day-Ahead Spotmärkte mittels gleitender Marktprämie sehen die Vorteile einer dezentralen Vermarktung vor allem in den Innovationen bei der EE-Direktvermarktung (DV) durch verbesserte Prognosen und neue Vermarktungsmöglichkeiten, die durch den Wettbewerb der Direktvermarkter angereizt werden. Jedoch können sich nach Ansicht des Autors in der heutigen Ausgestaltung der Marktprämie in naher Zukunft entscheidende Probleme ergeben, die die Integration der EE entscheidend verzögern oder sogar verhindern könnten. Denn im heutigen Marktdesign und nach der Vermarktungslogik der EE über die Spotmärkte beginnen die konventionellen Kraftwerke bereits bis zu vier Jahre vor dem Zeitpunkt der physikalischen Lieferung den Strom OTC oder über die Terminmärkte zu vermarkten, so dass zum Zeitpunkt des Spothandels bereits (fast) alle konventionellen Strommengen im Markt abgesetzt sind. Der Day-Ahead Spotmarkt dient dann „nur noch“ zur Optimierung der Kraftwerkseinsatzplanung und der Portfoliooptimierung der Händler und Versorger. **Die EE kommen im heutigen System also erst zu einem Zeitpunkt in den Markt, zu dem die Nachfrage der Versorger bereits größtenteils gedeckt ist.** Mit der Einführung der Ausgleichsmechanismusverordnung 2010 und der Vermarktung des EE-Stroms über die Spotmärkte ist gleichzeitig faktisch die EE-Abnahmepflicht der Versorger aufgehoben worden (Jarass, 2010). Steigt in Zukunft der Anteil der fEE, kann es jedoch immer häufiger zu einer Situation kommen, in der keine Nachfrage nach fEE-Strom mehr auf den Spotmärkten existiert[33]. Die Folge wäre eine massive markt-

[32] Ein entsprechendes Konzept wurde beispielswiese auch von Prof. Erdmann im Auftrag des CDU Wirtschaftsrates erarbeitet (CDU Wirtschaftsrat, 2013).

[33] Zwar wird sich mit steigenden Anteil der fEE im System wahrscheinlich auch die Beschaffungsstrategie der Versorger weg von den langfristigen Termin- und hin zu den kurzfristigeren Spotmärkten verschieben. Jedoch würde

getriebene Abregelung des fEE-Stroms. Zeitlich begrenzte EE-Überschüsse - die für ein System mit 80% EE-Anteil zwangsläufig gebraucht werden - würden gar nicht erst die Chance bekommen, in den Markt integriert zu werden. Denn **freiwillig besteht im heutigen Vermarktungsdesign kein großer Anreiz, sich mit der Fluktuation der EE auseinanderzusetzen**[34]. Mit den hier vorgeschlagenen „echten" Direktvermarktungsverträgen wären die Versorger jedoch gezwungen, über den Wettbewerb mit anderen Versorgern die fEE bestmöglich zu integrieren. Die Abregelungsentscheidung würden die Versorger sodann in Abhängigkeit der EE-Aufnahmefähigkeit ihrer Portfolien durchführen.

c. Versorger[35] als koordinierende Akteure und Portfoliooptimierung

Im zukünftigen System mit hohen Anteilen an EE werden sich die Versorger zu den wichtigsten Akteuren im System entwickeln müssen, die den komplexen Koordinationsprozess zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage steuern. Denn sie sind die einzigen Akteure im System, die direkten Kontakt und damit Einflussmöglichkeiten auf der Angebots- sowie der Nachfrageseite haben. Das Management zur Flexibilisierung des Angebots- und Nachfrageportfolios in einem sogenannten virtuellen Kraftwerk oder Anlagenportfolio der Versorger wird sodann von entscheidender Bedeutung für den Geschäftserfolg, da jeder Versorger „nur" noch für die Deckung und das Management der dann noch verbleibenden residualen Last zuständig ist. Die effiziente Integration wird somit zu einem entscheidenden Wettbewerbsfaktor. Dieser Vorschlag galt vor einigen Jahren aus Sicht der Versorger noch als kaum umsetzbar. Der informationstechnologische Fortschritt, verbesserte Leistungsprognosen für fEE sowie gesammelte Erfahrungen bei der Portfoliooptimierung durch die Direktvermarktung haben aber in der Zwischenzeit diesbezüglich neue Voraussetzungen geschaffen. Die EE-Direktvermarkter, die sich im Zuge der Einführung der Marktprämie etabliert haben, können sich hier zu gefragten Spezialisten weiterentwickeln. **Entscheidend bei der Markt- und Systemintegration ist allein der Punkt, dass die Fluktuation der Erneuerbaren in den Versorgerportfolien landet, um damit die Versorger zu Nachfragern von gesicherten und gleichzeitig hoch flexiblen Kapazitäten auf Angebots- und Nachfrageseite zu machen**. Um die Versorger nach und nach an die neue Herausforderung zu gewöhnen, könnte die Integration der fEE in den Versorgerportfolien schrittweise und parallel zum derzeit existierenden Marktprämienmodell erfolgen.

Es entsteht durch dieses Konzept ein sogenannter Markt für gesicherte und flexible Leistung (siehe 7.2.a) und ein „Residuallastmarkt", auf denen die Versorger sämtliche Potentiale zur Flexibilisierung des Systems - sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite von elektrischer Energie, aber auch bei der Strom-Wärme- und Strom-Gas-Kopplung - ausnutzen können

---

die zunehmende hohe Preisvolatilität auf den Spotmärkten einer risikoaversen Beschaffungsstrategie der Versorger zuwiderlaufen.

[34] Die einzigen Versorger, die das bereits in der Vergangenheit freiwillig gemacht haben, waren die Lieferanten, die das sogenannte Grünstromprivileg genutzt haben. Der § 39 EEG wurde im aktuellen Referentenentwurf jedoch gestrichen.

[35] Die heute noch häufig getrennten Geschäftstätigkeiten von Stromhändlern und Vertrieben bzw. Lieferanten müssen zukünftig eng zusammenarbeiten und verschmelzen. Sie werden in diesem Beitrag allg. als Tätigkeiten des Versorgers bezeichnet.

und müssen. **Der hiermit verbundene dezentrale Suchprozess kann dabei die besten und kosteneffizientesten Optionen identifizieren**[36]. Für den Ausgleich der fEE-Prognosefehler wären weiterhin die Versorger zuständig, da sie diese zusammen mit anderen Erzeugungs- und Lastprognosefehlern am besten ausgleichen können.

d. Der Residuallastmarkt

Der Day-Ahead Spotmarkt ist allgemein als sehr effizientes Instrument zur kurzfristigen Koordination des KW-Dispatch und Portfoliooptimierung der Marktteilnehmer anerkannt. Ob er auch langfristig angemessene Investitionssignale setzten kann, ist umstritten und bis heute unklar. Als effizientes Dispatch- und Portfoliooptimierungsinstrument sollte er aber im zukünftigen System seine volle Funktion erfüllen können. Schon heute sind die Versorger - wenn sie als Bilanzkreisverantwortliche i.S.d EnWG geführt werden - nach § 4, Abs. 2 der StromNZV (StromNZV, 2011) dazu verpflichtet, in ihrem Bilanzkreis für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Einspeisungen und Entnahmen in jeder Viertelstunde zu sorgen. Kommen sie dieser Verpflichtung nicht nach, droht ihnen der Entzug des Bilanzkreisvertrages durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Hiernach besteht also schon heute ein großer Anreiz, das eigene Portfolio so zu managen, dass die Leistungsbilanz zu jeder Viertelstunde ausgeglichen ist. Durch die mit zunehmender Einspeisung von fEE immer steileren und volatileren Residuallastgradienten erhält der Versorger ein dauerhaftes Signal und einen kontinuierlichen Anreiz, im Markt nach Flexibilitätsoptionen in Form von Speichern (elektrischen, thermischen, chemischen), Nachfragesteuerungsmöglichkeiten („Demand Response“) sowie hochflexiblen Kraftwerken auf der Erzeugungsseite zu suchen.
Gerade **die Energieversorgungsunternehmen (EVU), die sich in der Vergangenheit frühzeitig darum bemüht haben, umweltfreundliche, dezentrale und erneuerbare Anlagen aufzubauen und sogar in virtuellen Kraftwerken zu bündeln, und die damit vor ein paar Jahren noch ein erhebliches unternehmerisches Risiko eingegangen sind, würden von dem vorgeschlagenen System profitieren**, da sie frühzeitig in zukunftsfähige Strukturen investiert haben und den dadurch gewonnenen Wettbewerbsvorteil in Zukunft ausnutzen können.[37]

e. Investition in fEE außerhalb des Auktionssystems

Schon unter heutigen Bedingungen wird es für Wind- und PV-Anlagenbetreiber immer attraktiver, außerhalb des EEG nach Vermarktungsmöglichkeiten zu suchen (sog. „lokale Direktvermarktung“ und Eigenstromerzeugung). Das hängt vor allem damit zusammen, dass beim Eigenverbrauch oder Verkauf an Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe mit oder ohne Nutzung des Netzes der öffentlichen Versorgung unter bestimmten Umständen Abgaben und Steuern (EEG-Umlage, Netzentgelte, Stromsteuer, Konzessionsabgaben) eingespart werden können. Für den Endkunden werden solche Konzepte immer attraktiver, da sie sich von der Entwicklung der

[36] Das Problem, dass heute noch völlig unklar ist, welche Art der vielfältigen Speichertechnologien in welchem Ausmaß bei einem System mit hohen Anteilen an EE notwendig sein wird, erschwert es ungemein, ein technologiespezifisches Förderprogramm für Speicher aufzulegen.

[37] Auch für die regional verbundenen EVU, die ein relativ hohes Vertrauen bei den von ihnen belieferten Kunden genießen, könnten sich ein neues Geschäftsfeld entwickeln, indem sie als Intermediäre bei den FEE-Auktionen für kleine, marktferne Investorengruppen auftreten.

Stromtarife der Versorgung teilweise unabhängig machen und die eigenen Stromkosten stabiler halten können. Sollte die Politik dieser Entwicklung nicht durch entsprechende Änderungen in den gesetzlichen Rahmenbedingungen entgegen treten, wird auch in Zukunft dieser Vermarktungsweg für bestimmte Anlagenbetreiber attraktiv bleiben. **Ein Anlagenbetreiber sollte deshalb im hier vorgestellten System prinzipiell die Möglichkeit erhalten, nicht über das zentrale Auktions- und Vermarktungssystem zu gehen, sondern den Strom seiner Anlage eigenständig an die Endkunden zu bringen**.

Zudem bieten sich bei zukünftig sinkenden Kosten für Stromspeicher oder sonstigen nachfrageseitigen Flexibilitätsmaßnahmen weitere Vermarktungsmöglichkeiten außerhalb des Auktionssystems. So könnte beispielweise eine fEE-Anlage, die in Kooperation mit einem Speicher ein Kombi-KW bildet, regelbaren und emissionsfreien Strom auf dem Residuallastmarkt und dem Markt für gesicherte Leistung (siehe 7.2.a) anbieten.

f. <u>Vergütung der restlichen bedingt regelbaren EE</u>

Geothermie-Kraftwerke sind heute noch weit von den technologischen und wirtschaftlichen Entwicklungspotentialen entfernt und sollten deshalb weiterhin zur Technologieförderung nach EEG-Einspeisetarif vergütet werden (auch Investitionskostenzuschüsse wären denkbar). Bei kleinen Laufwasserkraftwerken sind die zukünftigen Kostensenkungspotentiale begrenzt. Auch sie sind weiterhin auf eine EEG-Einspeisevergütung angewiesen. Beide Technologien werden aber aufgrund ihrer geringen produzierten Strommengen auch in absehbarer Zeit keine wesentlichen Kosten im System verursachen.

7.2. Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Diese soeben beschriebene Idee zur Refinanzierung und Integration der EE kann nun noch mit dem Problem einer ausreichend gesicherten Leistung (Adequacy und Security) in Verbindung gebracht werden. Bei einer integrierten Betrachtung der angesprochenen und beschriebenen Probleme (zukünftige Refinanzierung der fEE-Anlagen, Investitionsanreize für flexible erneuerbare und konventionelle KW sowie Erschließung weiterer Flexibilitätsoptionen) scheint es nach der Vorstellung des Konzepts aus Kapitel 7.1 konsequent und sinnvoll, den Versorger auch die Verantwortung zur Bereitstellung ausreichender gesicherter Leistung entsprechend ihres Kundenportfolios zu übertragen (vgl. auch (Cremer, 2013), (enervis, BET, VKU, 2013)).

Die Versorgungssicherheit bekommt damit einen kundenspezifischen Wert. Nach (Praktiknjo, 2013) kann die individuelle Wertschätzung für eine 100 % Versorgung zu jeder Zeit des Jahres sehr unterschiedlich ausfallen. Jeder Kunde könnte sich somit seine lastseitige Flexibilität individuell bei seinem Versorger vergüten lassen[38]. Um die gesicherte Leistungsvorhaltung nicht zu kleinteilig zu organisieren,

[38] Aus Sicht des Autors wäre es im Rahmen des hier vorgestellten Konzept außerdem ratsam, eine 100 %-ige Versorgungssicherheit als Grundrecht für jeden Bürger gesetzlich zu verankern. Damit könnte eine sozialpolitische Diskussion vermieden werden, bei der befürchtet wird, dass sich dann nur noch die reichen Gesellschaftsmitglieder eine 100 %-ige Versorgung leisten können. Es geht dem Autor vielmehr darum, dass spezielle Endkunden primär aus dem gewerblichen Bereichen zusätzliche Verdienstmöglichkeiten erhalten, wenn sie von ihren Lastver-

könnte diese Aufgabe auch bei den Bilanzkreisverantwortlichen gebündelt werden. Da er wie bisher einerseits für die Bereitstellung ausreichender Energiemengen zur Versorgung seiner Kunden zuständig ist, anderseits aber auch längerfristig die entsprechende Leistung und vor allem die Verfügbarkeit der Leistung garantieren muss, ist er angereizt, sein Portfolio mit den für ihn nötigen Technologien zur Befriedigung seiner Anforderungen (kostengünstige Energie, gesicherte Leistung, kurzfristig regelbare Leistung, Umwelt- und Klimaschutz) zu bestücken. Zwar könnten auch über den oben beschriebenen Residuallastmarkt ggf. entsprechende Investitionsanreize gegeben werden, jedoch würden diese aus Sicht des Autors ggf. nicht mit einem angemessenen zeitlichen Vorlauf auftreten. **Neben der Vorlaufzeit kommt es der Investitionsdynamik zu Gute, wenn den Investoren eine gewisse Planbarkeit der Rückflüsse garantiert werden kann,** wie sich im Bereich der Erneuerbaren durch das EEG gezeigt hat**. Dies gilt nicht nur für die fEE, sondern genauso für konventionelle KW, Demand Response Maßnahmen und Speicher**. Abbildung 6 zeigt den zweiten Teil des Systemdesigns; die einzelnen Elemente werden im Folgenden beschrieben.

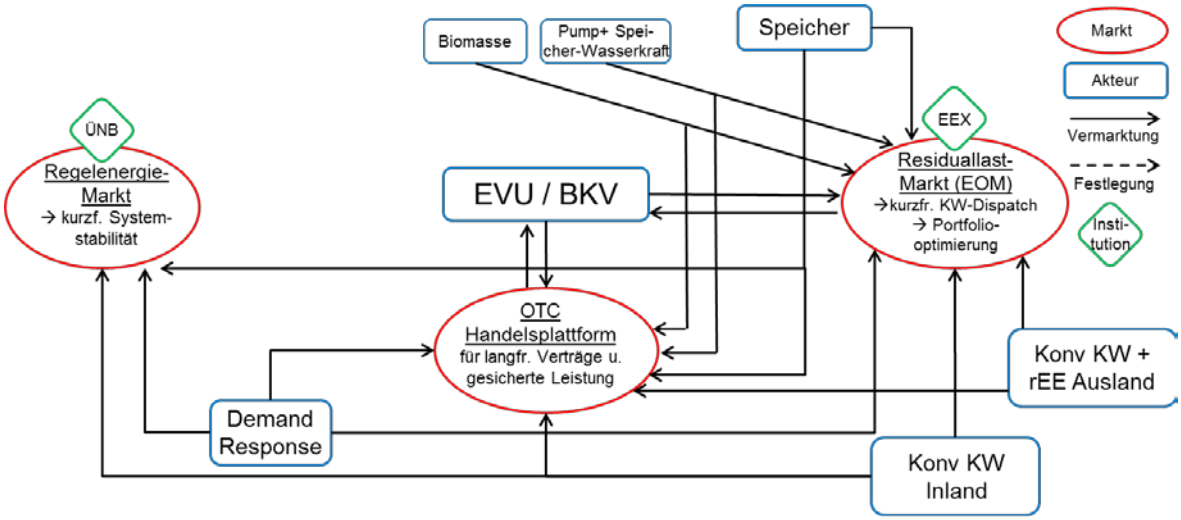

Abbildung 6: Konzept zur Residuallastdeckung und Versorgungssicherheit.

a. <u>Ausschreibung benötigter gesicherter Leistungskapazitäten durch Versorger bzw. BKV</u>
   Zur Sicherstellung der Versorgung steht den EVU bzw. BKV auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite der Einkauf regelbarer und flexibler (auch erneuerbarer) Anlagekapazitäten zur Verfügung. Bei den Modalitäten zur Beschaffung der Kapazitäten existieren für ihn dabei zwei Möglichkeiten: i) ein öffentliches Ausschreibungsverfahren über gesicherte Leistung ggf. in Verbindung mit langfristigen Lieferverträgen für Erzeugungsanlagen und ii) bilateral ausgehandelte Verträge über kurzfristig zu erschließende Nachfrageflexibilität.
   Die **erste Option ermöglicht es der Erzeugungsseite, durch den langfristigen Charakter und kontinuierliche Zahlungsflüsse zukünftige Preis- und Mengenrisiken durch eine erhöhte fEE-Einspeisung besser abschätzen und minimieren zu können**. Die Investitionssicherheit der Anla-

---

schiebepotentialen Gebrauch machen und ggf. zusätzlich von ihrer 100 %-igen Versorgung rund um die Uhr Abstand nehmen und damit einen Beitrag zur Flexibilisierung des Gesamtsystems leisten.

gen zur Deckung der residualen Last wird dadurch erhöht und die Gefahr eines Investitionsattentismus sollte damit adäquat begegnet werden können.

Die **zweite Option lässt der vielfältigen dezentralen Kreativität sämtlicher Marktakteure freien Spielraum, um individuell mit den ökonomisch vorteilhaftesten Lösungen zur Flexibilität der Nachfrageseite beizutragen**. Auch **das Aussetzen einer zwischenzeitlich nicht benötigten Versorgungssicherheit könnte bilateral zwischen Versorger und Kunden ausgehandelt werden**[39]. Gerade industrielle Gewerbekunden mit nachfrageseitiger Flexibilität durch Demand Response mit leistungsgemessenen Verträgen und in fernerer Zukunft ggf. auch private Endkunden mit Fernsteuerungszugriff über Smart-Meter sind in diesem Marktsystem nicht mehr auf die restriktiven Präqualifikationsbedingungen und Produktbeschränkungen der Regelenergiemärkte angewiesen, sondern können sich ihr vollständiges Flexibilisierungspotential am Markt bzw. beim Versorger angemessen vergüten lassen.

Um ein bestimmtes Niveau an Versorgungssicherheit auch gegenüber dem Regulierer zu gewährleisten, könnte man eine Anzeigepflicht über die Vorhaltung gesicherter Leistung gegenüber dem Systemverantwortlichen einführen.

b. <u>Handel mit gesicherter Leistung</u>

Bei den dezentralen Ansätzen zur Sicherstellung der Versorgung mit Strom wird von Kritikern häufig eingewandt, dass die Versorger seit der Liberalisierung auf der Nachfrageseite nur eine relativ gute Voraussicht über ihre Absatzmengen von maximal zwei bis drei Jahren haben, da die meisten Lieferverträge nicht über diese Vertragslaufzeit hinaus abgeschlossen werden (können). Dies könnte dazu führen, dass die Vertriebe sich nicht entsprechend mit langfristigen Leistungs- bzw. Flexibilitätsverträgen absichern wollen bzw. können, diese Langfristigkeit jedoch auf der Anbieterseite aus Gründen der Risikominimierung und Vorlaufzeit verlangt wird, um in entsprechende Kapazitäten zu investieren. Dies stellt aus Sicht des Autors jedoch keinen prinzipiellen Hinderungsgrund einer dezentralen Ausgestaltung dar und verkennt das Potential auch kurzfristig erschließbarer, gesicherter Leistung auf der Nachfrageseite; für Investitionen also, die sich ggf. auch schon nach zwei bis drei Jahren amortisieren können. **Außerdem sollte beachtet werden, dass sich die Gesamtnachfrage nach gesicherter Leistung auf der Systemebene mittelfristig nicht grundlegend ändern wird. Aus diesem Grund könnte beispielsweise ein Versorger, der einen Teil seiner Kunden an die Konkurrenz verliert, die zuvor eingekaufte gesicherte und flexible Leistung weiterverkaufen**. Ein Anreiz zur Monopolisierung dieser Leistung besteht seitens der Versorger in diesem System nicht, da der Versorger bestrebt ist, sein Anlagenportfolio so günstig wie möglich zu halten, um nicht einen Wettbewerbsnachteil bei dem von ihm angebotenen Endkundentarif zu erleiden.

c. <u>Anreiz zu Investitionen in Flexibilität</u>

Die Anlagen auf der Erzeugungsseite stehen im vorgeschlagenen Marktsystem vor allem im Wettbewerb mit anderen regelbaren und flexibel einsetzbaren Erzeugungsanlagen. Die aktuelle wissenschaftlich-politische Diskussion wird u.a. auch deshalb geführt, weil gerade die in Zukunft

[39] Bei privaten Endkunden, deren Verbrauch noch nach Standardlastprofilen kalkuliert wird, ist hierfür noch die Markteinführung neuer Technologien, wie Smart-Meter, nötig.

so dringend nötigen, hochflexiblen und im Vergleich mit Kohlekraftwerken emissionsärmeren Gaskraftwerke aus bereits genannten Gründen derzeit nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. **Das vorgeschlagene Marktdesign würde aber gerade der Qualität des Stroms - als eine Kombination aus kostengünstiger Erzeugung, flexibler Fahrweise, kurzfristig gesicherter Leistung und umweltfreundlichem Brennstoffeinsatz - einen Wert geben**. Der große Vorteil im Vergleich zum heutigen System wäre die Tatsache, dass speziell die aus Klimaschutzgründen vorteilhaften, mit Gas betriebenen Kraftwerke (GuD, GT, BHKW) nicht mehr allein über den CO_2-Zertifikate- und Brennstoffpreis, sondern auch über die schnelle und kostengünstige Regelbarkeit in Konkurrenz mit den Kohlekraftwerken treten. **Ein weiterer regulatorischer Unsicherheitsfaktor - namentlich die Einigung über die Festlegung von CO_2-Caps im Emissionshandelssystem (ETS) auf europäischer und globaler Ebene - könnte damit zumindest teilweise entschärft werden**. Auf der anderen Seite sind auch die bestehenden Kohlekraftwerke angereizt, in Zukunft Maßnahmen zu ergreifen, die ihre Fahrweise flexibilisieren, da die An- und Abfahrtkosten zur Bestimmung der Grenzkosten bei immer steileren Residuallastgradienten als Inputfaktor eine immer größere Rolle spielen werden.

Häufig wird argumentiert, dass auch der „Energy-Only-Markt“ die entsprechenden Investitionsanreize in die Flexibilisierung von Anlagen und anderen Aggregaten bereitstellen kann. Dieses Argument birgt aus Sicht des Autors jedoch die Gefahr, dass der „Energy-Only-Markt“ nicht rechtzeitig die Preissignale an die Marktteilnehmer zur Installation neuer Kraftwerkskapazitäten aussendet. Auch die Nachfrageseite braucht für Investitionen in Flexibilitäten und gesicherter Leistung eine gewisse Vorlaufzeit, die über dezentrale Ausschreibungen oder bilaterale Verträge besser abgesichert werden kann. Außerdem wird die Preisvolatilität am Residuallastmarkt mit steigender fEE-Einspeisung weiter zunehmen. Hohe Volatilität bei den Preisen erhöht wiederum das Investitionsrisiko, da die zukünftigen Rückflusse nur schwer einzuschätzen sind. Denn **durch den „Energy-Only-Markt“ und seiner heutigen Ausgestaltung in den Spot-Märkten der Strombörse wird in erster Linie nur die statische Effizienz, nicht aber die dynamische Effizienz der Strombereitstellung sichergestellt**.

d. <u>Skalierung auf europäische Ebene und Integration ausländischer Kapazitäten</u>

Mit dem hier vorgestellten Ansatz könnten **außerdem auf europäischer Ebene die regelbaren Solarstromimporte aus solarthermischen KW und Speicherwasserkraft in Zukunft mit eingebunden werden**. Denn ein System mit hohen Anteilen an EE ist aus systemanalytischer Perspektive volkswirtschaftlich immer günstiger zu realisieren, wenn der fEE-Anteil in einem ausgewogenen Verhältnis zu regelbaren EE steht (Trieb, 2013). Da die heimischen regelbaren erneuerbaren Ressourcen jedoch begrenzt sind, wird man wohl auf die Erschließung ausländischer Kapazitäten (CSP-Solarstromimport und Wasserkraft in den Alpen und Skandinavien) angewiesen sein. **Außerdem wäre auch die Bereitstellung gesicherter konventioneller Leistung aus dem Ausland in diesem System über bilaterale Verträge prinzipiell möglich und einfach zu integrieren, und würde nicht wie bei zentralen Kapazitätsmechanismen mit nationaler Versorgungssicherheitsperspektive ausländische Anbieter gesicherter Leistung bzw. abschaltbarer Lasten diskriminieren**. Ein weiteres Risiko bei zentralen Ansätzen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit wäre aus Sicht des Autors die Schwierigkeit, sich auf europäischer Ebene auf einen einheitlichen

Mechanismus zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zu einigen, obwohl die Bereitstellung gesicherter Leistung aus europäischer Sicht günstiger zu realisieren wäre als bei nationaler Perspektive (Maurer, et al., 2012).

e. Kurzfristige Systemverantwortung beim ÜNB
Der **Übertragungsnetzbetreiber behält im vorgeschlagenen Systemdesign die Verantwortung für die kurzfristige Systemstabilität und damit die Kontrolle über die Regelenergiemärkte**. Sinnvoll wäre jedoch eine weitere Absenkung der Präqualifikationsanforderungen für kleine und erneuerbare Anlagen, um es auch diesen Anlagen zu ermöglichen, ihren Beitrag zur kurzfristigen Systemstabilität zu leisten. Gerade Wind- und PV-Anlagen besitzen durch die Bündelung bei der Variante mit zentralem fEE-Käufer hinsichtlich der Bereitstellung negativer Regelleistung nach Ansicht des Autors in Zukunft ein großes Potential. Zusätzlich sollten die Ausschreibungszeiträume für die Sekundarreserve auf einen Tag verkürzt werden, um den schlechten langfristigen Prognosebedingungen der fEE gerecht zu werden.

f. Kurzfristiger KW-Dispatch und Portfoliooptimierung über Spot-Märkte
Auch die statisch effizienten Spotmärkte (Day-Ahead und Intraday Markt) bleiben in diesem Marktsystem für den kurzfristigen Anlagen-Dispatch und die kurzfristige Portfoliooptimierung erhalten. Auch sollte man nicht vergessen, dass heute noch ca. 70 % der konventionellen Strommengen in Deutschland über bilaterale Verträge gehandelt werden. Insofern **baut das vorgeschlagene Marktdesign auf bestehende und etablierte Strukturen auf.** Dennoch wäre es im Sinne der Markt- und Informationseffienz bei steigenden Anteilen an fEE **sinnvoll, die Fristigkeiten zur Abgabe von Geboten an den Spot-Märkten zu verkürzen und die Schließung des Marktes („Gate-Closure“) näher an den Zeitpunkt der physikalischen Erfüllung der Lieferverpflichtungen zu koppeln** (Newbery, 2010), (Weber, 2010). Somit können neue Informationen über Angebot und Nachfrage besser in den Preisgeboten der Bieter berücksichtigt werden; effizientere Marktergebnisse wären die Folge.
Zusätzlich wäre zu einem angemessen Zeitpunkt zu überlegen, die **Laufzeiten der Handelsprodukte am Day-Ahead Markt zur verkürzen** (z.B. von 1-h auf ¼-h Basis), um den Erfordernissen eines System mit hohen Anteilen an EE gerecht zu werden.

Abbildung 7 und Abbildung 8 zeigen abschließend den Überblick über das gesamte Systemdesign mit der Variante des zentralen fEE-Käufers und der Variante mit dezentraler Vermarktung sowie das Zusammenspiel der Elemente.

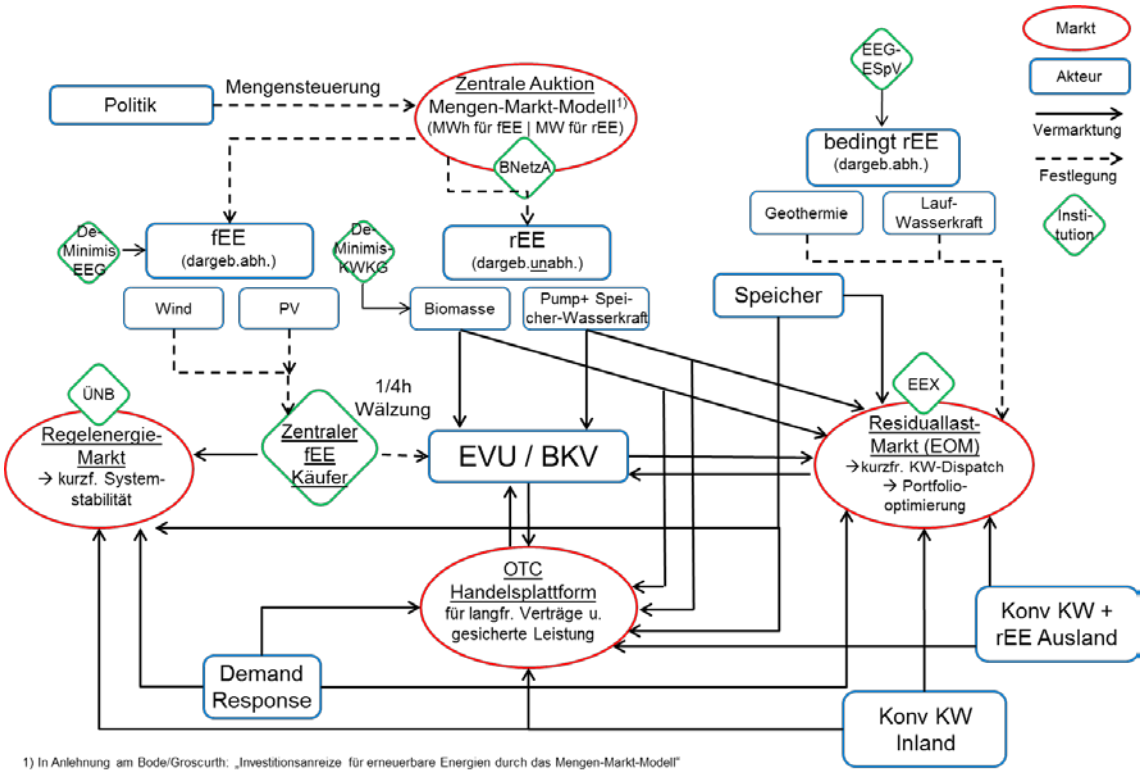

Abbildung 7: System eines ganzheitlichen Marktdesigns mit zentralen fEE-Käufer.

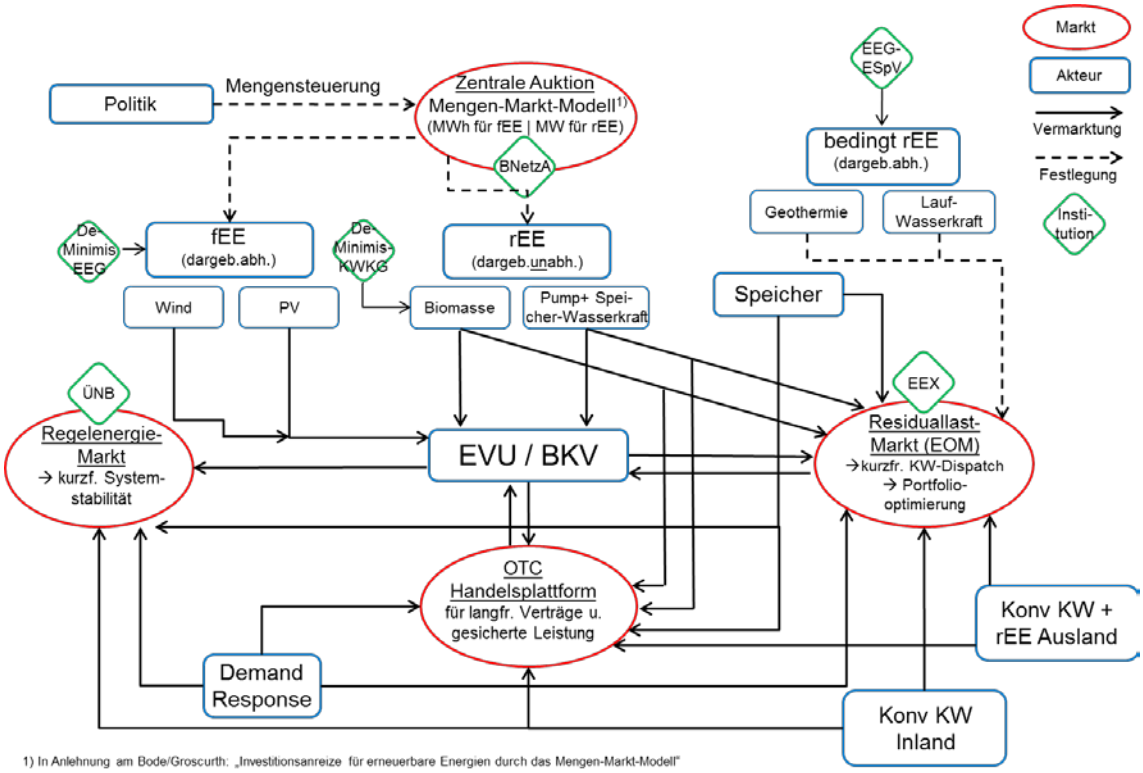

Abbildung 8: System eines ganzheitlichen Marktdesigns mit dezentraler EE-Direktvermarktung.

8. Abschließende Betrachtung

Bei Betrachtung der vielfältigen Vor- und Nachteile verschiedener Marktdesigns und gleichzeitiger Berücksichtigung sämtlicher (auch hier sicherlich nicht erschöpfend dargestellter) Wirkungsparameter auf System- und Akteursebene, kann eine eindeutige Vorteilhaftigkeit eines dieser Systeme nicht endgültig beantwortet werden. Ausschlaggebend für eine solche Beurteilung sind die individuelle Einschätzung der angestrebten Ziele, ihr Erreichungsgrad sowie die Gewichtung.

Seit der Liberalisierung der Energiemärkte und der Einführung energie- und klimapolitischer Förderregime lässt sich jedoch feststellen, dass häufig bei neuen Problemen bzw. Herausforderungen bei der Transformation des Energiesystems neue Instrumente und/oder Handelssysteme und Stromteilmärkte ins Spiel gebracht werden - ganz in der umweltökonomischen Tradition, dass jedes energiepolitische Ziel durch ein eigenes Instrument adressiert werden sollte. Diese Vorgehensweise **kann aber weitreichende Konsequenzen haben, werden die durch den freien Markt und durch die Einführung neuer Stromteilmärkte oder zusätzlicher Förderinstrumente gesteigerte Komplexität und die Interdependenzen des Gesamtsystems nicht mit berücksichtigt**. Schon heute ist es kaum noch möglich, sämtliche Wirkungsweisen und Interdependenzen der ineinandergreifenden Maßnahmen nachzuvollziehen, geschweige denn gezielt zu adressieren, ohne wiederum die Effizienz oder Effektivität eines anderen Mechanismus zu beeinflussen.

Langfristig stabile Rahmenbedingungen sind aus Sicht des Autors der größte Garant für eine erfolgreiche Umsetzung der Ziele der Energiewende. Gerade für die Systemtransformation in einem System mit hohen Kapitalinvestitionen, langfristigen Investitionszyklen, hohen versunkenen Kosten und einem Gut mit hohem gesellschaftlichem Wert müssen für die Investoren die Rückflüsse halbwegs berechenbar bleiben. Bei zu hohen Marktrisiken wird ansonsten nicht in den Ausbau der notwendigen Strukturen investiert. **Langfristig stabile Rahmenbedingungen können aber nur entwickelt werden, wenn man auch die Ziele des Systems aus langfristiger Perspektive betrachtet,** denn in einem System mit 80% oder 90% EE-Anteil müssen kurzfristige EE-Stromüberschüsse längerfristig gespeichert oder in andere Sektoren überführt werden. Dafür müssen zwingend sämtliche Flexibilitätspotentiale erschlossen werden. **Im heuten Marktdesign und den überwiegend diskutierten neuen Marktdesignvorschlägen bleibt jedoch unbeantwortet, wie diese notwendige Flexibilität in den Markt kommen soll, da die EE und konventionellen KW nicht in einem ganzheitlichen Ansatz zusammengebracht werden**. Deshalb wird mit dem hier vorgestellten ganzheitlichen Marktdesign versucht, dieses **Defizit zu beheben, indem die Versorger als zentrale koordinierende Akteure im System mit Einflussmöglichkeiten auf der Angebots- als auch Nachfrageseite zu Nachfragern nach Flexibilität aufgewertet werden**. Das System baut dabei auf etablierten Strukturen auf und versucht, es evolutorisch weiterzuentwickeln, statt die Gefahr radikaler Systembrüche - sei es bei der EE-Förderung oder der Einführung eines Kapazitätsmechanismus - hervorzurufen.

Dabei wird für die Marktteilnehmer aber immer auch das Risiko eines regulatorischen Markteingriffs durch die Politik bestehen bleiben. Letztendlich wird wohl nie endgültig geklärt werden können, ob regulatorische oder Marktrisiken einen größeren (negativen) Einfluss auf das Entscheidungsverhalten der Marktakteure haben werden. Nur eins wird man sicherlich heute schon konstatieren können: Unsi-

cherheit über die Entwicklung der Rahmenbedingungen wird es auch in dem hier vorgestellten System geben. **Aus diesem Grund ist es aus Sicht des Autors ratsam, bei der Konzeption des Markt- bzw. Systemdesigns darauf zu achten, dass das entworfene Konzept möglichst flexibel auf Änderungen der Rahmenbedingungen reagieren kann und sich damit auch kurzfristige Änderungen in den Präferenzen der Akteure im Marktgeschehen widerspiegeln können**. Viele der hier vorgestellten Punkte eines ganzheitlichen Marktdesigns bauen auf funktionierenden und akzeptierten Mechanismen des heutigen Stromsystems auf und beinhalten letztendlich nur eine konsequente Weiterentwicklung desselbigen. **Die Gefahr neue, bisher unbekannte oder nicht verstandene Interdependenzen zwischen verschiedenen Teilsystemen und Instrumenten zu verkennen, wird möglichst gering gehalten**. Vor allem sollte nicht unterschätzt werden, dass die zukünftige Entwicklung der Informations- und Kommunikationstechnik gerade auf der Seite der Nachfragesteuerung noch vieles ermöglichen wird, was aus heutiger Sicht noch als völlig utopisch angesehen wird.

Bei der letztendlich politischen Entscheidung über ein zukünftiges Marktdesign sollte aus Sicht des Autors außerdem dringend auf die speziellen Bedingungen in der Energiewirtschaft Rücksicht genommen werden, so dass zukünftige Fehlinvestitionen, Lock-In Effekte und weitere Pfadabhängigkeiten vermieden werden. Statt das Schreckgespenst einer mangelhaften Versorgungssicherheit an die Wand zu malen, sollte man sich darüber freuen, dass auch im konventionellen Kraftwerksbereich ein neuer Investitionszyklus ansteht, der genutzt werden kann, um die Weichen für eine erfolgreiche Umsetzung der Ziele der Energiewende richtig zu stellen.

Literatur

Agora, Consentec, IWES. 2013. Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. [Online] 2013. [Zitat vom: 21. 06 2013.] http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf.

Atomgesetz. 2011. ATG §7. s.l., Deutschland : BMJ - Bundesministerium der Justiz, 2011.

Barrera, F., Janssen, M. und Riechmann, C. 2011. Kapazitätsmärkte: Aus der internationalen Praxis lernen? *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2011, S. 8-12, H. 9.

BDEW. 2013a. BDEW Kraftwerksliste. [Online] 2013a. [Zitat vom: 20. 06 2013.] https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4F954693C8243FBBC12579FA0057AF21/$file/12-05-02-KW-Liste-kommentiert.pdf.

—. 2014. *Erneuerbare Energien und das EEG - Zahlen, Fakten, Grafiken.* Berlin : Bundesverband der Enerige- und Wasserwirtschaft, 2014.

Beckers, T und Hoffrichter, A. 2014. *Grundsätzliche und aktuelle Fragen des institutionellen Stromsektordesigns - Eine institutionenökonomische Analyse zur Bereitstallung und Refinanzierung von Erzeugungsanlagen mit Fokus auf FEE.* Berlin : TU Berlin - WIP, 2014.

BET. 2011. *Kapazitätsmarkt - Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung.* Aachen : s.n., 2011.

BMU. 2010. Erneuerbare Energien in Zahlen – Internet Update ausgewählter Zahlen. [Online] 2010. [Zitat vom: 12. 01 2011.] http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_ deutschland_update_bf.pdf.

Bode, S. und Groscurth, H.-M. 2011. Investitionsanreize für erneuerbare Energien durch das Mengen-Markt-Modell. *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2011, S. 26-30, Jg. 61, H. 11.

Boute, A. 2012. Promoting renewable energy through capacity markets - An analysis of the Russian support scheme. *Energy Policy.* 2012, S. 68–77, Vol. 46.

Brattel Group. 2010. Alternative Trading Arrangements for Intermittent Renewable Power - A Centralised Renewables Market and Other Concepts. *Ofgem - Office of Gas and Electricity Markets.* [Online] 2010. [Zitat vom: 24. 01 2012.] http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/monitoring-energy-security/Discovery/Documents1/Brattle%20report%20-%20Alternative%20Trading%20Arrangements%20for%20Intermittent%20Renewable%20Power%20-%20PDF.pdf.

Butler, L. und Neuhoff, C. 2008. Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. 2008, S. 1854-1867, Vol. 33, Is. 8.

CDU Wirtschaftsrat. 2013. *Marktintegrationsmodell für erneuerbare Energien.* Berlin : s.n., 2013.

Consentec, BDEW. 2012. *Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve.* Aache, Berlin : s.n., 2012.

Crampton, P. und Ockenfels, A. 2011. Economics and design of capacity markets for the power sector. [Online] 2011. [Zitat vom: 06. 07 2012.] http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf.

Cremer, C. 2013. Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung. *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2013, S. 40-44, H. 1/2.

Däuper, O. und Thomas, H. 2014. *Vereinbarkeit des Marktmodells Energiewende des WVW mit der Warenverkehrsfreiheit - Rechtsgutachten für den Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.* Berlin, Hamburg : Becker, Büttner, Held, 2014.

de Vries, L.J. und Hakvoort, R.J. 2004. The Question of Generation Adequacy in Liberalised Electricity Markets. *INDES Working Papers, CEPS - Center for European Policy Studies.* [Online] 2004. [Zitat vom: 30. 04 2011.] http://www.ecn.nl/fileadmin/ecn/units/bs/INDES/indes-ldv_paper.pdf.

Diekmann, J., et al. 2007. Fachgespräch zum „Merit-Order-Effekt“ im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abgestimmtes Thesenpapie. Berlin : s.n., 07. 09 2007.

Ecofys. 2012. *Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen.* Berlin : s.n., 2012.

EG. 2003. Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbin-nenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. *EG Richtlinie 2003 54.* 2003.

enervis, BET, VKU. 2013. *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland.* Berlin : s.n., 2013.

EnWG. 1998. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). s.l., Deutschland : BMJ - Bundesministerium der Justiz, 1998.

Erdmann, G. 2013. Warum Kapazitätsmärkte das Ende des Wettbewerbs im Strommarkt bedeuten. [Online] 2013. [Zitat vom: 06. 06 2013.] http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2013/uploads/plenarysessions/PL1_4_Erdmann.pdf.

EWI. 2012. *Untersuchung zu einem zukunftsfähigen Strom-Marktdesign.* Köln : s.n., 2012.

Flinkerbusch, K. und Scheffer, F. 2013. Eine Bewertung verschiedener Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt. *Zeitschrift für Energiewirtschaft.* 2013, S. 13-25, H. 37.

Gottstein, M. und Skillings, S. 2012. Beyond Capacity Markets - Delivering Capability Resources to Europe’s Decarbonised Power System. Florenz : IEEE, 2012.

Grau, T. 2014. *Comparision of Feed-in Tarifs and Tenders to Remunerate Solar Power Generation.* Berlin : DIW- Discussion Paper, 2014.

Groscurth, B. und Bode, S. 2009. Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke – Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt. *Discussion Paper 2.* Hamburg : arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, 2009.

Haas, R., et al. 2011. Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources - Lessons from EU countries. *Energy.* 2011, S. 2186-2193, Vol. 36.

Held, C. 2013. Erneuerbare hinein in den Bilanzkreis. [Online] 2013. [Zitat vom: 28. 05 2013.] http://www.klimaretter.info/energie/hintergrund/13732-erneuerbare-hinein-in-den-bilanzkreis.

Hirth, L. 2013. The Market Value of Variable Renewables. *Energy Economics.* 2013, S. 218-236, H. 38.

IZES, BEE, Greenpeace Energy. 2012. *Kompassstudie Marktdesign - Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien.* Saarbrücken : s.n., 2012.

IZES, BET, Bofinger. 2013. *Stromsystem-Design - Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes.* Saarbrücken, Würzburg, Aachen : Baden-Württemberg Stiftung, 2013.

Jarass, L., Voigt, W. 2010. Neuer EEG-Ausgleichsmechanismus kann den Ausbau der erneuerbaren Energien gefährden. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2010, Bd. 59, 10.

Kober, B. 2013. *Entwicklung der deutschen Strommärkte bei steigenden Anteil erneuerbarer Energien.* Kalrsruhe : KIT - Karlsruher Institut für Technolgie, IIP - Institut für Industriebetriebslehre und industrielle Produktion, 2013.

Kopp, O., Eßer-Frey, A. und Engelhorn, T. 2012. Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? *Zeitschrift für Energiewirtschaft.* 2012, S. 243-255, H. 36.

LBD. 2011. *Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom.* Berlin : s.n., 2011.

Lehmann, P., et al. 2012. Carbon Lock-Out - Advancing Renewable Energy Policy in Europe. *Energies.* 2012, S. 323-343, Nr. 5.

Leprich, U. und Hauser, E. 2012. Vertriebe zu Akteuren auswerten. *Zeitschrift für kommunale Wirtschaft.* 2012, August, S. S. 9.

Maurer, C., Tersteegen, B. und Jasper, J. 2012. Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa:. *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2012, S. 32-37, Jg. 62.

Morales, A. und Bakewell, S. 2013. EDF Wins U.K. Planning Approval for Hinkley Point Nuclear Plant. [Online] 19. 03 2013. [Zitat vom: 16. 05 2013.] http://www.bloomberg.com/news/2013-03-19/edf-wins-u-k-planning-approval-for-hinkley-point-nuclear-plant.html.

Moreno, R., et al. 2011. Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences. *Energy Policy.* 2011, S. 5758–5769, Vol. 38, Iss 10.

Neubarth, J., et al. 2006. Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2006, S. 42-45, H. 7.

Neuhoff, K. und de Vries, L. 2004. Insufficient incentives for investment in electricity generations. *Utilities Policy.* 2004, S. 253-267, Vol. 12.

Newbery, D. 2010. Market design for a large share of wind power. *EnergyPolicy.* 2010, S. 3131–3134, Vol. 38.

Nicolosi, M. 2011. *The Economics of Renewable Electricity Marker Integration.* Köln : Universität zu Köln - Faktultät für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, 2011.

Nitsch, J. 2013. Die Energiewende braucht einen anderen Markt. *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2013, S. 58-59, H. 1/2.

Nitsch, J., et al. 2012. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.* Berlin : BMU - Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012.

Öko-Institut, LBD, Raue LLP. 2012. *Fokussierte Kapazitätsmärkte - Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem.* Berlin : s.n., 2012.

Praktiknjo, A. 2013. *Sicherheit der Elektrizitätsversorgung im Spannungsfeld der energiepolitischen Ziele Wirtschaftlichkeit und Umweltvertäraglichkeit. Dissertation.* s.l. : TU Berlin, 2013.

RAP. 2012. Über Kapazitätsmärkte hinaus denken: Flexibilität als Kernelement. *Regulatory Assistance Project.* [Online] 2012. [Zitat vom: 08. 10 2012.] http://www.raponline.org/document/download/id/6053.

Reeg, M. und Kober, B. 2013. Gestaltungsoptionen für ein Strommarktdesign mit hohen Anteilen erneuerbarer Enerigen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2013, Bd. 63, 7.

Reeg, M., et al. 2013. *AMIRIS – Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen.* Stuttgart, Saarbrücken, Vilshofen : s.n., 2013.

Rodilla, P., et al. 2011. Modeling generation expansion in the context of a security of supply mechanism based on long-term auctions - Application to the Colombian case. *Energy Policy.* 2011, S. 176–186, Vol. 39.

Rosen, C. und Madlener, R. 2013. An auction design for local reserve energy markets. *Decision Support Systems.* 2013, S. Accepted Manuscript - doi: 10.1016/j.dss.2013.05.022.

Schlemmermaier, B. 2013. Kapazitätsbedarf in Süddeutschland. Parlamentarischer Abend des bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft. [Online] 2013. [Zitat vom: 20. 06 2013.] http://www.lbd.de/cms/pdf-vortraege-praesentation/1302-LBD-Vortrag-Kapazitaetsbedarf-Sueddeutschland.pdf.

Sensfuß, F., Ragwitz, M. und Genoese, M. 2009. The Merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. *Energy Policy.* 2009, S. 3076-3084, Vol. 36 (8).

Skea, J., et al. 2011. *Response to the 2011 DECC Electricity Market Reform.* London : UKERC - UK Research Energy Centre, 2011.

SRU. **2013**. Sondergutachten - Den Stromarkt der Zukunft gestalten. Erich Schmidt Verlag, Berlin.

Statista. 2013. Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2012. [Online] 2013. [Zitat vom: 30. 04 2013.]

http://de.statista.com/statistik/daten/studie/2142/umfrage/erneuerbare-energien-anteil-am-stromverbrauch/.

Stoft, S. 2002. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity.* New York : John Wiley & Sons, 2002.

StromNZV. 2011. Stromnetzzugangsverordnung - Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen. s.l., Deutschland : BMJ - Bundesministerium der Justiz, 2011.

Süßenbacher, W. 2011. *Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitäswirtschaft.* Graz : Dissertation TU Graz - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2011.

Traber, T. und Kempfert, C. 2011. Gone with the Wind - Electricity Market Prices and Incentives to Invest in Thermal Power Plants under Increasing Wind Energy Supply. *Energy Economics.* 2011, S. 249-256, Vol. 33.

trend:research, Klaus Novy Institut. 2011. Marktakteure Erneuerbarer-Enerige-Anlagen in der Stromerzeugung. 2011.

Trieb, F. 2013. Integration erneuerbarer Energie bei hohen Anteilen an der Stromversorgung. *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2013, S. 28-32, H. 7.

Weber, C. 2010. Adequate intraday market design to enable the integration of wind energy into the European power systems. *Energy Policy.* 2010, S. 3155–3163, Vol. 38.

—. 2002. Das Investitionsparadoxon in wettbewerblichen Strommärkten. *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2002, S. 756-759, H. 11.

Weber, C., et al. 2013. Anforderungen an Kapazitätsmechanismen in Deutschland - was ist zielführend, was nicht? *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen.* 2013, S. 45-49, H. 1/2.

Winkler, J. und Altmann, M. 2012. Market Designs for a Completely Renewable Power Sector. *Zeitschrift für Energiewirtschaft.* 2012, S. 77-92, Jg. 36.

Zum Autor:

Dipl. Ing. Matthias Reeg hat an der TU Berlin Wirtschaftsingenieurwesen mit den Schwerpunkten Energietechnik, -wirtschaft und -politik studiert und ist seit 2010 Doktorand und seit 2014 wissenschaftlicher Mitarbetier in der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, in der er sich schwerpunktmäßig mit Fragen der Markt- und Systemintegration der und dem Marktdesign für hohe Anteile erneuerbarer Energien mit Hilfe der agentenbasierten Simulation beschäftigt.