



Institut für nachhaltige Energie- und Ressourcennutzung

Hintergrundpapier Nr. 2 (16.11.2015)

## **Energiewirtschaftliche Instrumente – Ein Beitrag zur räumlichen Steuerung des Zubaus erneuerbarer Energien?**

**erstellt von**

*Dr. Bernd Wenzel*

**im Rahmen des Forschungsvorhabens**

„Instrumente für eine verbesserte räumliche Steuerung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien - IRSEE“ (FKZ 0325599A)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

**Zitiervorschlag:** Wenzel, Bernd (2015): Energiewirtschaftliche Instrumente – Ein Beitrag zur räumlichen Steuerung des Zubaus erneuerbarer Energien? iner-Hintergrundpapier Nr. 2 vom 10.11.2015. Online unter [www.i-ner.de/publikationen](http://www.i-ner.de/publikationen)



Institut für nachhaltige Energie- und Ressourcennutzung  
Hochwildpfad 47  
14169 Berlin  
Telefon +49-30-12064748-0  
E-Mail: [wenzel \(at\) i-ner.de](mailto:wenzel@i-ner.de)  
Internet: [www.i-ner.de](http://www.i-ner.de)

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung und Untersuchungsgegenstand .....</b>	<b>5</b>
1.1	Ausgangssituation .....	5
1.2	Übergangsphase .....	7
<b>2</b>	<b>Analyse bestehender Instrumente .....</b>	<b>9</b>
2.1	EEG 2014.....	9
2.1.1	Windenergie an Land .....	9
2.1.2	Solare Strahlungsenergie auf Freiflächen .....	10
2.1.3	Wasserkraft.....	11
2.1.4	Biomasse und Geothermie .....	12
2.1.5	Einspeisemanagement bei Netzengpässen .....	12
2.1.6	Ausschreibungen .....	15
2.2	Regelungen im EnWG .....	17
2.2.1	EnWG allgemein .....	17
2.2.2	Anreizregulierung .....	17
<b>3</b>	<b>In Diskussion befindliche energiewirtschaftliche Instrumente .....</b>	<b>19</b>
3.1	Überblick Strommarktordnung/Marktdesign.....	19
3.2	Finanzierung konventioneller Kraftwerke (Kapazitätsmarkt) .....	19
3.3	Alternative Finanzierungsmodelle für Strom aus erneuerbaren Energien .....	20
3.3.1	Verpflichtende Direktvermarktung in Verbindung mit Marktprämien.....	21
3.3.2	Quotenmodelle / Grünstromzertifikate .....	21
3.3.3	Einheitlicher Strommarkt .....	22
3.4	Marktgebiete und Netzentgelte .....	23
3.4.1	Aufteilung des Strommarktes in Preiszonen – Market Splitting.....	24
3.4.2	Knotenbasierte Strompreise und Netzentgelte - Nodal Pricing .....	25
3.4.3	Regionale Ausdifferenzierung und Beteiligung von Erzeugern an den Netzentgelten..	26
<b>4</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>29</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Einspeiseranking verschiedener Stromerzeugungstechnologien .....	14
--------------	--	----



# 1 Einleitung und Untersuchungsgegenstand

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive kann eine räumliche Steuerung durch Beeinflussung derjenigen Faktoren erfolgen, die maßgeblichen Einfluss auf die wirtschaftliche Beurteilung haben und so die Standortscheidung wesentlich bestimmen. Im Fokus stehen die raumbeanspruchenden EE-Stromerzeugungsanlagen, deren Standortsteuerung von Interesse bzw. übliche Praxis ist (i. d. R. Windkraftanlagen (WKA) und eingeschränkt auch größere Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Die Wirtschaftlichkeit einer EE-Anlage an einem bestimmten Standort ist das wesentliche Kriterium für oder gegen eine Investitionsentscheidung und wird von einer Reihe von Faktoren bestimmt. Abgesehen von den Vergütungsregelungen des EEG, sind das bei WKA die Windhöufigkeit am Standort sowie generell die Anschluss- und Erschließungskosten.

Dieses Hintergrundpapier beschreibt und analysiert energiewirtschaftliche Instrumente unter der Fragestellung, ob und welche Wirkung sie auf die räumliche Verteilung von EE-Erzeugungsanlagen hatten (Kapitel 2). Darüber hinaus werden in der Diskussion befindliche Instrumente auf ihre möglichen Auswirkungen untersucht, die sie hinsichtlich der räumlichen Verortung von EE-Erzeugungsanlagen entwickeln könnten (Kapitel 3). Sowohl für bestehende als auch mögliche zukünftige energiewirtschaftliche Instrumente wird untersucht, in wieweit sie Standortentscheidungen direkt oder indirekt beeinflussen (können). Zum besseren Verständnis der energiewirtschaftlichen Zusammenhänge folgt zunächst eine Beschreibung der Ausgangssituation (Kapitel 1.1).

## 1.1 Ausgangssituation

Um die analysierten energiewirtschaftlichen Instrumente in ihrer Zugehörigkeit zu den Technologiebereichen besser einordnen zu können, erfolgt hier ein kurzer Überblick über die zum Teil komplex miteinander verbundenen technisch-wirtschaftlichen Abhängigkeiten in der Stromwirtschaft.

Die bereits 1991 mit dem Stromeinspeisungsgesetz eingeleitete und 2010 letztmals von einer Bundesregierung beschlossene Energiewende hin zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien, hat die deutsche Stromwirtschaft in Verbindung mit der sog. Liberalisierung ab 1998 durch Abschaffung der Konzessionsgebiete, der buchhalterischen/unternehmerischen Auftrennung größerer Elektrizitätsversorgungsunternehmen in die Bereiche Erzeugung, Verteilung und Vertrieb sowie Entstehung des europäischen Binnenmarktes für Strom, in eine herausfordernde Umbruchsituation geführt.

Historisch betrachtet wurde die Stromversorgung in Deutschland seit 1935 durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geregelt. Es legte Monopolversorgungsgebiete fest, in denen die zuständigen Stromversorger sowohl eine Versorgungspflicht als auch das alleinige Versorgungsrecht hatten. Stromerzeugung, Verteilung und Verkauf lagen oft in einer Hand, sodass die Stromversorgung dann in einem Konzessionsgebiet von nur einem Unternehmen über alle Wertschöpfungsstufen hinweg betrieben wurde. Das im Lauf der Jahrzehnte über die Konzessionsgebiete hinweg entstandene Höchstspannungs-Verbundnetz sollte primär die Versorgungssicherheit erhöhen, Stromausfällen vorbeugen und nicht zuletzt auch den Betrieb großer Grundlastkraftwerke ermöglichen, da deren Stromerzeugung für ein einzelnes Versorgungsgebiet oft zu groß war. Ein

deutschlandweiter Stromaustausch über lange Distanzen stand jedoch nicht im Fokus des Höchstspannungsnetzes.

In Folge der von der EU vorgegebenen Strommarktliberalisierung wurden mit der Umsetzung in Deutschland durch das EnWG 1998 die bestehenden Monopolstrukturen zu Gunsten von wettbewerblichen Bedingungen aufgelöst. Größere Stromversorger<sup>1</sup> mussten zudem buchhalterisch getrennte Unternehmensbereiche für Erzeugung, Transport und Vertrieb schaffen. In der Folge entfiel in diesen Unternehmen die integrierte Planung von Erzeugungskapazitäten und Stromnetz. Besonders betroffen waren hierbei die acht damaligen Verbundunternehmen<sup>2</sup>.

### **Stromnetze**

Die Stromnetze sind das Verbindungselement zwischen Stromerzeugern und Verbrauchern und müssen bei grundlegenden Änderungen bei der Erzeugungs- bzw. Nachfragestruktur angepasst werden. Deren Auslegung und Steuerung erfolgt heute mit Hilfe von Bilanzkreis<sup>3</sup>- und Ausgleichsenergiesystemen, damit Stromeinspeisung und -abnahme jederzeit synchron sind, wofür die Übertragungsnetzbetreiber die Letztverantwortung tragen. Leistungsungleichgewichte im Netz werden durch die Übertragungsnetzbetreiber durch den sogenannten Redispatch ausgeglichen, d. h. sie weisen direkt einzelne Kraftwerken in ihrem Netzgebiet an, ihre Leistung zu mindern oder zu erhöhen (vgl. Kapitel 3.4). Zur Abrechnung der Stromtransportkosten (Netzentgelte) wurde – vergleichbar wie beim Stromhandel – bei *nicht leistungsgemessene Abnehmern*<sup>4</sup> die aus dem Stromnetz entnommene Arbeit gewählt, nicht die nachgefragte Leistung. Generell sind die Netzentgelte von den Stromabnehmern zu zahlen, nicht von den Erzeugern. Zur Steigerung der Kosteneffizienz im Bereich der Stromnetze wurde ab 2009 die Anreizregulierung eingeführt (vgl. Kapitel 2.2.2).

### **Stromhandel**

Für den netzgebietsübergreifenden Stromhandel wurde ein Strommarkt geschaffen. Eine besondere Bedeutung hat in diesem Zusammenhang mit der Stromeinspeisung erneuerbarer Energien der kurzfristige vortägige Stromgroßhandel erlangt, da dessen Preissignale den kosteneffizienten Einsatz des gesamten Kraftwerksparks aus erneuerbaren und konventionellen Kapazitäten steuern. Zwar vergütet dieser kurzfristige Strommarkt explizit nur elektrische Arbeit (pro Megawattstunde MWh), implizit wird jedoch auch bereitgestellte elektrische Leistung (Megawatt) bzw. die Einhaltung von Lieferverpflichtungen in Form von Deckungsbeiträgen bezahlt, da für eine vereinbarte Stromlieferung die Vorhaltung einer bestimmten Leistung Voraussetzung ist. Eine explizite Vergütung von Leistung erfolgt nur im Regelleistungsmarkt, sowie bei Optionsverträgen oder Absicherungsverträgen (ÜNB 2014, 11 f.).

---

<sup>1</sup> Über 100.000 Kunden, d.h. nur 9 % der 892 Netzbetreiber (2013) sind von dieser Regelung betroffen. Mehr als 75 % der Netzbetreiber versorgen unter 30.000 Zählpunkte, sind somit kleine Unternehmen. Die großen Netzbetreiber versorgen demgegenüber über 77 % aller Zählpunkte und rund 70 % des Stromverbrauchs (BNetzA 2013, 23 ff.).

<sup>2</sup> RWE Energie, Vereinigte Elektrizitätswerke Energie (VEW), Energie Baden-Württemberg, (EnBW) Bayernwerk, PreussenElektra, Vereinigte Energiewerke (VEAG), Hamburger Elektrizitätswerke (HEW), Berliner Städtische Elektrizitätswerke (Bewag).

<sup>3</sup> Ein virtuelles Energiemengenkonto, z.B. alle Kraftwerke eines Betreibers, die Gesamtnachfrage eines Stromlieferanten oder gehandelte Strommengen.

<sup>4</sup> Üblicherweise in der Niederspannung (bis 400 Volt), typischerweise Haushaltskunden und Dienstleistungen. Bei Stromabnehmern in der Mittelspannung oder höher wird auch die Leistung gemessen, insofern zahlen sie eine Kombination aus Leistungs- und Arbeitspreis.

### **Stromerzeugung**

Die Erzeugungsstruktur bei konventionellen Kraftwerken in Deutschland ist derzeit noch geprägt durch die Zeit der Gebietsmonopole, da der überwiegende Teil der noch in Betrieb befindlichen Kraftwerke in dieser Zeit gebaut oder geplant wurden. Zusätzlich wurden ab 1991 große Erzeugungskapazitäten bei erneuerbaren Energien (EEG) sowie in der Kraft-Wärmekopplung mit BHKW (KWKG) deutlich aufgebaut. Bei einem seit 1991 nur noch gering angestiegenen und seit 2010 sogar deutlich sinkenden Stromverbrauchs, hat dies zu einem massiven Überangebot an Leistung und einem massiven Preisrückgang für Strom geführt (vgl. auch BDEW 11.03.2015). Durch den Ausstieg aus der nuklearen Stromerzeugung wurde dieses Überangebot etwas gemindert.

Insgesamt befindet sich die konventionelle Stromerzeugung in einem grundlegenden Wandlungsprozess. Neben den wirtschaftlichen Herausforderungen für die Kraftwerksbetreiber durch die kontinuierlich sinkende Auslastung werden bis zum Jahr 2022 noch rund 11,4 GW nukleare Stromerzeugungsleistung (Stand 9/2015)<sup>5</sup> aus dem Markt gehen. Diese Kernkraftwerke dienen überwiegend der Stromerzeugung in Bayern und Baden-Württemberg. Durch deren Abschaltung besteht dort Bedarf zur Absicherung der Stromversorgung. Dies wäre entweder durch die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten oder Bezug aus anderen Regionen Deutschlands oder dem Ausland möglich.

Für einen „Stromimport“ aus anderen Bundesländern reichen die bestehenden Netzübertragungskapazitäten derzeit nicht aus. Sie müssten deutlich verstärkt werden, was nach den Netzentwicklungsplanungen der Übertragungsnetzbetreiber auch vorgesehen ist (Korridore B, C, D; vgl. ÜNB 2014). Über diese neuen Transportleitungen soll den Planungen nach künftig das zeitweise sehr große EE-Leistungsangebot aus den nördlichen EE-Erzeugungsschwerpunkten zu den süddeutschen Verbrauchsschwerpunkten geleitet werden. Bei geringem EE-Leistungsangebot könnten entweder regional verteilte konventionelle Back-up-Kapazitäten oder auch (neue) konventionelle Kapazitäten aus anderen Teilen Deutschlands die Versorgung übernehmen. Damit würden die neuen Transportleitungen auch dann ausgelastet. In der Folge würde sich daraus eine Verschiebung der Wertschöpfung aus der Stromerzeugung in das nördliche Deutschland ergeben. Doch gegen neue Leitungen gibt es insbesondere aus Bayern einen wachsenden Widerstand, da man dort nicht noch stärker zu einem innerdeutschen „Stromimporteureur“ werden möchte.<sup>6</sup>

## **1.2 Übergangsphase**

Derzeit reflektiert die ab 1998 entstandene Marktstruktur und Preisentwicklung also noch die strukturelle Dominanz konventioneller Stromerzeugung sowie die immer noch bestehenden konventionellen Erzeugungsüberkapazitäten als Folge der jahrzehntelangen Versorgungsautarkie in den Monopolgebieten. Durch die Energiewende befindet sich die Stromwirtschaft in einer

---

<sup>5</sup> Stilllegungen: Gundremmigen B (2017), Phillipsburg 2 (2019), Gundremmigen C, Brokdorf, Grohnde (2021), Emsland, Neckarwestheim 2, Isar/Ohu 2 (2022).

<sup>6</sup> z. B. Petition „JA zur Energiewende: NEIN zur Kohlestrom-Autobahn durch Bayern“, die sich insbesondere gegen die Süd-Ost-Passage richtet, weil sie vor allem den Transport von Braunkohlestrom aus Mitteldeutschland und Export nach Österreich unterstützen soll. Auch der bayrische Ministerpräsident Horst Seehofer gilt als „Leitungs-Skeptiker“ und präferiert eine bayrische Stromerzeugung mit Gaskraftwerken (<http://www.br.de/nachrichten/seehofer-stromtrassen-energie-wende-100.html>)  
Das Szenario B 2024 des Netzentwicklungsplans 2014 sieht für 2024 einen Stromimportbedarf von 33 % für BY, 29 % für BW und 59 % für HE. Erzeugungsüberschüsse gibt es vor allem in SH, NI, BB und ST (ÜNB 2014).

Übergangsphase zu einer von hohen Anteilen fluktuierender EE-Kraftwerke (vor allem Windkraft und Photovoltaik) gekennzeichnet sein. Dies hat auch Folgen für den Strommarkt, der sich ebenso wandeln muss, da die Marktregeln die Anforderungen fluktuierender Kraftwerke mit hohen Fixkosten angemessen berücksichtigen müssen. Besondere Aufmerksamkeit hat dabei die Frage nach der Refinanzierung von Kraftwerken auf erneuerbarer und fossiler Basis nach wettbewerblichen Regeln, da sich diese beiden Typen sich grundlegend in ihrer Kostenstruktur unterscheiden (vgl. Kapitel 3). In den kommenden Jahren durchläuft der Markt eine Übergangsphase, gleichzeitig wachsen auch die europäischen Strommärkte weiter zusammen, sodass hohe Anforderungen an die Synchronisierung dieser zu Teil divergierenden Anforderungen bestehen.

In den Diskussionen rund um die hier skizzierten Themenbereiche der Stromwirtschaft wird die Frage nach einer zielgerichtet gesteuerten räumlichen Verteilung weiterer EE-Stromerzeugungsanlagen in der Regel nur ganz am Rand betrachtet. Allgemein wird davon ausgegangen, dass insbesondere weitere Windstromleistung aufgrund der besseren Ertragsbedingungen auch künftig primär im norddeutschen Raum / Offshore und somit verbrauchsfern zugebaut wird, und die Distanz zu den Verbrauchsschwerpunkten mit neuen Stromleitungen zu überbrücken ist. Die denkbare Alternative, EE-Stromerzeugungsanlagen verstärkt in der Nähe zu den Verbrauchsschwerpunkten zu errichten, wurde bisher nur in einer Studie in Bezug auf die gesamtwirtschaftlichen Kosten von Consentec (2013) untersucht, zeigte bezogen auf Kosten aber keinen gesamtwirtschaftlichen Nutzenvorteil.

Welche Rolle das energiewirtschaftliche Instrumentarium für die Standortsteuerung heute hat und morgen haben könnte, wird im Folgenden untersucht.



## 2 Analyse bestehender Instrumente

### 2.1 EEG 2014

Das EEG 2014 nimmt keinen direkten Einfluss auf die Standortfindung. Indirekt jedoch enthalten die Vergütungsregelungen insbesondere bei der Windkraft und den Photovoltaik-Freiflächenanlagen Bestimmungen, die Einfluss auf die weiträumige Standortbestimmung nehmen. Bei Geothermie- und Wasserkraftanlagen sind es primär die regional eng begrenzten Energiepotenziale, welche die Standortfindung wesentlich bestimmen. Diese indirekten räumlichen Steuerungseinflüsse durch die Vergütungsregelungen werden nachfolgend analysiert.

#### 2.1.1 Windenergie an Land

Windkraftanlagen an Land über 50 kW erhalten nach § 49 EEG 2014 zunächst eine Grundvergütung über 20 Jahre plus Inbetriebnahmejahr. In den ersten fünf Jahren erhalten sie eine höhere Vergütung (Anfangswert). Ob dieser höhere Anfangswert nach den fünf Jahren noch weiter gezahlt wird, hängt vom erzielten Ertrag am Standort der Anlage ab. Die unterschiedliche Windhöffigkeit der Standorte wird durch den Referenzertrag ausgeglichen. Diese standortdifferenzierte Vergütung über das Referenzertragsmodell wurde mit dem EEG 2000 eingeführt und bis einschließlich EEG 2012 unverändert gelassen. Ziel dieses Modell ist es, einerseits die Überförderung sehr guter Standorte zu verringern und andererseits auch an vielen mittelmäßig windhöffigen Standorten im Binnenland eine wirtschaftlich auskömmliche Vergütung zu ermöglichen.

Bis zum EEG 2012 galt: Steht die Anlage<sup>7</sup> an einem Standort mit einem durchschnittlichen Ertrag von weniger als 150 % des Referenzertrages<sup>8</sup> in den ersten fünf Betriebsjahren, verlängerte sich die Zahlung des Anfangswertes über die fünf ersten Betriebsjahre hinaus. Die Verlängerung betrug zwei Monate je 0,75 %-Punkte Unterschreitung des Referenzertrags. Maximal konnte die erhöhte Vergütung 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr erreichen, was einem 82,5 %-Standort und der gesamten Förderdauer entsprach. Nur Anlagen mit einem Ertrag oberhalb von 150 % des Referenzertrages erhielten nach den ersten fünf Jahren keine erhöhte Vergütung mehr und nur noch den Grundwert. Dieses Modell förderte maßgeblich die Errichtung von Windkraftanlagen im Binnenland.

Mit dem EEG 2014 kam es erstmals zu einer Änderung bei der Berechnung der verlängerten Vergütung. Die Berechnung erfolgt jetzt zweistufig; eine Verlängerung der erhöhten Vergütung über die ersten fünf Jahre hinaus gibt es nur noch für Anlagen, deren durchschnittlicher Ertrag in den ersten fünf Jahren 130 % des (unverändert zu berechnenden) Referenzertrages nicht übersteigt. Die Verlängerung beträgt nun einen Monat je 0,36 %-Punkte Unterschreitung, also vergleichbar mit der bisherigen Regelung (je 0,75 %-Punkte zwei Monate Verlängerung). Neu ist die zweite Stufe für Anlagen an Standorten mit Erträgen von weniger als 100 % des Referenzertrages. Bei diesen addiert sich zusätzlich eine Vergütungsverlängerung von einem Monat je 0,48 %-Punkte Unterschreitung.

---

<sup>7</sup> Genehmigung vor dem 23.01.2014 und Inbetriebnahme bis 31.12.2014.

<sup>8</sup> Definition des 100 % Standortes: Durchschnittliche Windgeschwindigkeit in 30 Meter über Grund von 5,5 m/s, Rauigkeitslänge des Geländes 0,1 Meter und Windverteilung entsprechend einer Rayleigh-Verteilung (vgl. Anlage 3, EEG 2012).

Im Vergleich zur alten Regelung verkürzt sich für diese Anlagen die Laufzeit des Anfangswertes um etwa 10 bis 15 %. Bei Anlagen an Standorten über 100 % des Referenzertrages jedoch kommt es zu einer deutlichen Verkürzung der Anfangsvergütung von 40 bis 50 % gegenüber der alten Regelung, keine Verlängerung gibt es bereits ab 130 % Referenzertrag. Die Kürzungen nach dem neuen Modell sind umso höher, je besser der Standort ist. Auch weiterhin wird bei der Qualitätsermittlung des Standortes (Referenzertrag) von einer Höhe von 30 Metern zur Windmessung ausgegangen.

Mit der ab 2017 vorgesehenen Ausschreibung von Windkraftleistung ändert sich auch die Rolle des Referenzertragsmodells (vgl. Kap. 2.1.6).

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Das Referenzertragsmodell beeinflusst über den durchschnittlichen Vergütungssatz der Gesamtförderdauer die Standortwahl. Ziel des Modells war und ist, auch an ertragschwächeren Binnenlandstandorten die Errichtung von WKA zu ermöglichen. Dies ist seit der Einführung im Jahr 2000 sehr deutlich geschehen. Der größte Teil der Anlagen in den letzten Jahren wurde an Standorten mit weniger als 100 % des Referenzertrags errichtet (Agora Energiewende 2014c, 19).

Das Ziel des Referenzertragsmodells war jedoch nicht die gezielte räumliche Verteilung von WKA, sondern sowohl an durchschnittlichen Standorten im Binnenland einen Betrieb zu ermöglichen, als auch zu hohe Renditen an sehr guten Standorten zu vermeiden. Das Instrument kann lediglich eine auf alle Flächen gleichermaßen wirkende, nicht-intendierte Steuerungsleistung erbringen. In der Begründung zum EEG 2000 wird als Ziel des Referenzertragsmodells „eine technikneutrale Differenzierung der Vergütungshöhen je nach Ertragskraft des Standorts [genannt]. Auf diese Weise wird sowohl vermieden, dass an windhöffigen Standorten eine höhere Vergütung gezahlt wird, als für einen wirtschaftlichen Betrieb erforderlich ist, als auch [das] ein Anreiz für die Errichtung von Windkraftanlagen im Binnenland geschaffen [wird]“ (Begründung zu § 7 EEG 2000). Auch mit dem überarbeiteten Referenzertragsmodell im EEG 2014 hat sich an der nicht-intendierten Steuerungsfunktion des Modells zur Binnenlandförderung nichts geändert.

Eine differenziertere räumliche Feinsteuerung kann und soll das Modell nicht leisten. Die großräumige Steuerungsfunktion stellt allein auf den Ertrag der Anlage am Standort ab und ermöglicht eine vergleichbare Wirtschaftlichkeit von WKA an hinsichtlich der Windhöffigkeit unterschiedlichen Standorten.

## **2.1.2 Solare Strahlungsenergie auf Freiflächen**

Die Errichtung von Solaranlagen zur Stromerzeugung erfolgt primär auf Gebäudedächern und Freiflächen. Freifläche bedeutet nach § 51 EEG 2014: Versiegelungsflächen, Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung, längs von Autobahnen oder Schienenwegen bis 110 Meter Abstand.<sup>9</sup> Photovoltaik-Freiflächenanlagen erhalten auch nur dann eine EEG-Vergütung, wenn sie an Standorten errichtet werden, für die bereits ein Planungsverfahren nach § 38 Baugesetzbuch durchgeführt worden ist. Das vorrangig verfolgte Ziel dieser Gebietseingrenzung besteht darin, bestimmte potenziell mögliche Aufstellungsflächen für PV-Freiflächenanlagen von der Vergütungspflicht auszuschließen.

---

<sup>9</sup> Gemäß § 51, Abs. 3c EEG 2014. Übergangsregelungen gibt es für Gewerbe- und Industrieflächen sowie sonstige Flächen in Abhängigkeit vom Zeitpunkt des Bauplanbeschlusses.

PV-Freiflächenanlagen gehören im Gegensatz zu Wind, Wasser und Biomasse nach dem Baugesetzbuch nicht zu den privilegierten Anlagen, und dürfen in Gebieten ohne Bebauungsplan daher grundsätzlich nicht errichtet werden. Zwar können PVF auch an anderen Stellen, als den im EEG genannten errichtet werden sofern dort die planungsrechtlichen Voraussetzungen in Form eines Bebauungsplans vorliegen, doch erhalten sie dann keine Vergütung nach dem EEG. Sie müssen sich über die sonstige Direktvermarktung (§ 20 EEG 2014) frei finanzieren. Der Anspruch auf Netzanschluss und Abnahme besteht auch für diese Anlagen.

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Die intendierte Steuerungswirkung des EEG für PV-Freiflächenanlagen zielt primär auf die Potenzialeinschränkung für förderfähige Flächen, denn eine EEG-Vergütung wird nur dann gezahlt, wenn die PV-Freiflächenanlagen an den im EEG explizit dafür genannten Standorten errichtet wird und dort bereits ein Bebauungsplan vorliegt. Dies zeigt sich deutlich am Wegfall der Förderung bei Installation auf ehemaligen Ackerflächen mit der EEG-Novelle 2010 und auf Gewerbe- und Industrie-flächen mit dem EEG 2014.

Die als vergütungsfähig genannten Flächen sind grundsätzlich überall in Deutschland verfügbar, sodass sich eine Bevorzugung bestimmter Regionen innerhalb Deutschlands nicht ergibt. Die Schätzungen zum Flächenpotenzial für PV-Freiflächenanlagen allein auf diesen vergütungsrelevanten Flächen sind relativ ungenau, sollen sich aber auf ca. 1.400 km<sup>2</sup> belaufen (Grundner & Urbschat 2014, 16). Darüber hinaus besteht für andere geeignete Flächen durch das EEG schließlich kein Errichtungsverbot, so dass grundsätzlich auch viele Gewerbeflächen in Frage kommen (Bebauungsplan vorhanden), sofern die Refinanzierung der Anlage im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung oder durch vollständigen Eigenverbrauch möglich ist.

Grundsätzlich ist die Wirtschaftlichkeit auch im Rahmen einer EEG-Vergütung das zentrale Auswahlkriterium für einen Standort. Dabei spielen neben dem Systempreis der PV-Freiflächenanlagen gerade auch die weiteren Erschließungskosten eine wesentliche Rolle, die bei Konversionsflächen oder auch entlang von Verkehrsflächen einen erheblichen Anteil haben können (Kontaminationen, versiegelte Flächen, Wegebau, Errichtungsaufwand, etc.). Häufig sind es unerwartete Zusatzkosten, die zum Stopp eines geplanten Projekts führen. In Gegensatz zum Wind sind die regionalen Unterschiede bei der Solarstrahlung in Deutschland eher gering, sodass die Wirtschaftlichkeit und Standortfrage davon nur begrenzt beeinflusst wird.

### **2.1.3 Wasserkraft**

Der Neubau oder die Modernisierung von Wasserkraftwerken ist nur in Regionen mit geeigneten Fließgewässern möglich. Dies bedeutet regional betrachtet eine Konzentration auf den Mittelgebirgsraum und die Voralpen. Das EEG schreibt zudem vor, dass eine Vergütung nur unter bestimmten Voraussetzungen möglich ist; Sie erfolgt, wenn bereits ein ganz oder teilweise bestehendes Querbauwerk vorhanden ist, wenn bei einem neuen Querbauwerk vorrangig andere Zwecke als die Stromerzeugung verfolgt werden oder keine durchgehende Querverbauung errichtet wird. Zusätzlich ist bei Modernisierungen ein guter ökologischer Zustand oder eine wesentliche Verbesserung<sup>10</sup> zu erreichen.

---

<sup>10</sup> Vor allem die Durchgängigkeit für den Fischeaufstieg wiederherzustellen, Erhöhung der für die Stromerzeugung dann nicht zur Verfügung stehenden Restwassermenge sowie Verzicht auf Schwallbetrieb.

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Die Anforderungen des EEG an den Zubau von Wasserkraftwerken mit Vergütungsanspruch sind hoch. Die Kosten für eine Modernisierung bzw. den Neubau einer Anlage sind aufgrund der ökologischen Auflagen häufig nicht mit der EEG-Vergütung zu decken. Ein Anspruch auf Vergütung nach dem EEG 2014 besteht nur dann, wenn die Anlage im räumlichen Zusammenhang mit einer ganz oder teilweise bereits bestehenden oder zu anderen Zwecken als der Stromerzeugung errichteten Stauanlage oder ohne Querverbauung errichtet worden ist. Daraus folgt, dass von den potenziell für die Stromerzeugung in Frage kommenden Standorten (existierende Querbauwerke oder ohne Stauanlage) in der Praxis nur ein kleiner Teil realisiert werden kann.

#### **2.1.4 Biomasse und Geothermie**

Die räumliche Verortung von Stromerzeugungsanlagen auf der Basis von Biomasse ergibt sich im Wesentlichen aus der regionalen Verfügbarkeit der Biomasse als Rest- und Abfallstoff, bzw. der Möglichkeit des Energiepflanzenanbaus und des Zugangs zu fester Biomasse. Der Energiepflanzenanbau ist prinzipiell in Deutschland in sehr vielen Regionen möglich. Für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Biomasse-Stromerzeugungsanlage wesentlich sind die Beschaffungskosten für die Biomasse. Diese sind in bestimmten Grenzen variabel und unterscheiden sich so leicht von Region zu Region. Biomasse wegen der steigenden Transportkosten nicht über beliebig lange Distanzen transportiert werden. Für einen konkreten Standort ergeben sich daraus maximale Transportentfernungen für den benötigten Energieträger. Somit bestimmt sich der Standort neben anderen Faktoren (landwirtschaftliche Nutzungsstruktur, Betreiber, Grundeigentum, Wärmenutzung) ganz wesentlich daraus, ob die Biomasse in einem bestimmten Radius um diese Anlage langfristig, wirtschaftlich und in ausreichender Menge beschafft werden kann. Zudem muss aus wirtschaftlichen Gründen auch für die Abwärme des Motors eine sinnvolle Wärmenutzung am Standort realisierbar sein.

Die Standorte für die geothermische Stromerzeugung hängen vom geothermischen Potenzial, d.h. den Temperaturen im Untergrund ab. Potenziale für die Tiefengeothermie sind in Deutschland nur in bestimmten Regionen vorhanden - primär sind diese das süddeutsche Molassebecken, der Oberrheingraben und das norddeutsche Becken (vgl. hierzu u.a. Bruns et al. 2010, 298. Darüber hinaus ist aus wirtschaftlichen Gründen – wie bei der Biomasse – eine nachgeschaltete Wärmenutzung erforderlich, im Regelfall ein Wärmenetz zur Versorgung von Wohnen und Gewerbe. Nur wenn diese Voraussetzungen gegeben sind, kann die Erschließung eines konkreten Standorts wirtschaftlich sein.

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Wegen der wirtschaftlichen Standortbeschränkungen sowie der begrenzten Zubaupotenziale ergeben sich für Biomasse und Geothermie keine intendierten räumlichen Steuerungseffekte. Mittelbar werden Anlagen jedoch nur dort errichtet, wo das geothermische bzw. Biomassepotenzial einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht.

#### **2.1.5 Einspeisemanagement bei Netzengpässen**

Wegen der insbesondere bei WKA verbrauchsfernen Errichtung, werden in wachsendem Umfang nur als Verteilnetz zum Verbraucher ausgelegte Netzbereiche zu Einspeisenetzen, die Strom in vorgelagerte Netzebenen transportieren. Dies stellt die Verteilnetzbetreiber vor neue Aufgaben, ihren

Netzbetrieb an den kontinuierlichen Leistungszuwachs durch mehr WKA-Einspeiseleistung anzupassen. Jedoch betrifft dies nur einen Teil der Netzbetreiber vor allem im nördlichen Teil Deutschlands. Dort treten zeitweise Netzengpässe auf, sodass die Einspeisung aus WKA gedrosselt werden muss.

Grundsätzlich sind alle Netzbetreiber nach § 12 EEG 2014 dazu verpflichtet, „auf Verlangen der Einspeisewilligen unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik [zu] optimieren, [zu] verstärken und aus[zu]bauen, um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien sicherzustellen“. Somit sollten vom Stromverteilnetz grundsätzlich keine limitierenden Effekte für die Ansiedlung von EE-Stromerzeugungsanlagen ausgehen. Faktisch jedoch vergehen zwischen dem Auftreten von Engpässen auf bestimmten Leitungsabschnitten und der Verstärkung bzw. dem Ausbau dieses Leitungsabschnitts durch den Netzbetreiber einige Jahre, da einerseits die Eintrittshäufigkeit der Engpässe ein bestimmtes Maß erreichen muss, damit andererseits diese Investitionsmaßnahmen auch „wirtschaftlich zumutbar“ sind. Temporär auftretende Engpässe, anfangs zumeist nur an wenigen Stunden eines Jahres, bedingen noch keine wirtschaftliche Zumutbarkeit, weshalb das Abregeln solch temporärer Einspeiseüberschüsse für den Netzbetreiber wirtschaftlicher ist, d. h. ein Netzausbau (noch) nicht in Frage kommt.

Das EnWG regelt im § 13 die Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber für die Systemsicherheit und Abschaltung von Erzeugungsanlagen im Falle von Netzstörungen, sog. Anpassungsmaßnahmen. Diese Norm wird dann für einspeiseprivilegierte EE-Anlagen durch den § 14 EEG 2014 konkretisiert. Einspeiseprivilegierte Anlagen sind demnach erst dann abzuregeln, wenn alle konventionellen Erzeugungsanlagen bereits zum „netztechnisch erforderlichen Minimum“ heruntergefahren sind (sog. „must-run-units“).<sup>11</sup> Die einspeiseprivilegierten Anlagen sind dafür zu entschädigen.

Aus Sicht der Netzbetreiber gibt es drei verschiedene einspeisungsbedingte Netzstörungen (BDEW 2012): Lokaler Netzengpass durch zu hohe Einspeisung, Systembilanzstörung infolge Einspeiseüberschuss sowie ein lokales Spannungsproblem (schleichender Spannungskollaps). Diese können auch durch die Einspeisung erneuerbarer Energien verursacht sein, weil der Netzausbau noch nicht erfolgt ist oder die Stromeinspeisung die Nachfrage übersteigt.

Im Fall eines Netzengpasses steht die Leistungsreduzierung der konventionellen Erzeugungsanlagen nach einzelvertraglichen Vereinbarungen (Redispatch) somit an erster Stelle, erst dann kommen EEG- und KWKG-Anlagen an die Reihe (vgl. Tabelle 2-1).

---

<sup>11</sup> Diese netztechnisch erforderlichen konventionellen Must-run-Kraftwerke (für Ausgleichsenergie, rotierende Massen) sind häufig sogenannte Grundlastkraftwerke (Braunkohle, Kernkraft), die technisch bedingt eine Mindestleistung von etwa 40 % bis 50 % erbringen müssen, bevor sie statt dessen vollständig abgeschaltet werden müssen. Eine Vollabschaltung ist wegen der technisch notwendigen langen Ab- und Anfahrvorgänge jedoch weder betriebswirtschaftlich noch stromwirtschaftlich sinnvoll, da die EE-bedingten Leistungsüberschüsse überwiegend nur wenige Stunden dauern und danach wieder mehr Leistung aus diesen Wärmekraftwerken benötigt wird.

**Tabelle 2-1: Einspeiseranking verschiedener Stromerzeugungstechnologien**

Erzeugungsanlage	Gruppierung
Sonstige (z. B. Pumpspeicher)	Gruppe 1
Müll- / thermische Abfallentsorgung (ohne KWK)	
Spitzenstromerzeugungsanlagen	
Konvention. Kraftwerke (ohne KWK)	
Wasser ohne Schwallbildung	Gruppe 2
Windenergie	
Geothermie	
Bio-/Deponiegas	
Biomasse ohne KWK	
Photovoltaik	
BHKW – kommunale Wärmeversorgung	
KWK-Anlagen	
Wasser mit Schwallbildung	
Biomasse mit KWK	
IKW - Prozesswärme	
Kleine Photovoltaik (unter 100 kWp)	Gruppe 3

Quelle: BDEW 2012, 26.

Die Abregelung von privilegierten EE-Anlagen ist nach der Härtefallregelung in § 15 EEG 2014 gegenüber dem Anlagenbetreiber – sofern nichts anderes vereinbart wurde – zu 95 % bis 100 % durch den Netzbetreiber entschädigungspflichtig. Die Netzbetreiber müssen die Engpässe und Begründungen dafür zumindest auf ihren Webseiten konkret ausweisen.

Die gesamte Ausfallarbeit erreichte 2013 ein Niveau von rund 555 GWh pro Jahr, wofür rund 44 Mio. Euro Entschädigung gemäß § 15 EEG zu zahlen waren. Gegenüber 2012 hat sich die Ausfallarbeit damit um 44 % erhöht. Zu rund 87 % waren WKA betroffen, wobei die Ausfallarbeit dort insgesamt unter ein Promille der Windeinspeisung lag, wenn auch einzelne Netzabschnitte bzw. dort einspeisende WKA verstärkt betroffen sein können (BNetzA 2014b, 80 f.).

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Das Häufigkeit von Einspeisemanagement und die dadurch nicht erfolgte EE-Stromproduktion hat in den vergangenen 10 Jahren zwar deutlich zugenommen, doch erkennt man an den genannten Zahlen, dass durch das Einspeisemanagement bislang nur ein sehr geringer Teil der EE-Stromerzeugung betroffen ist und auch die Entschädigungszahlungen über alle betroffenen Netzbetreiber noch sehr gering sind. Dennoch sind einzelne Netzbetreiber bzw. -abschnitte häufiger betroffen gewesen, sodass dort ggf. Netzinvestitionen z. B. für Temperatur-Monitoring sinnvoll und wirtschaftlich zumutbar sein können, um die Ausfallarbeit zu reduzieren.

Für die Standortwahl von WKA hat der immer noch sehr geringe Umfang des Einspeisemanagements kaum eine regionale oder standörtliche Steuerungswirkung, zumal die Anlagen im Falle der Abregelung auch eine Entschädigung für die Ausfallarbeit erhalten, die nahezu auf dem Niveau der sonst zustehenden Einspeisevergütung liegt. Da PV-Freiflächenanlagen in noch geringerem Umfang von Einspeisemanagement betroffen sind, ergibt sich hieraus auch keine räumlich steuernde Wirkung für die Standortwahl.

### 2.1.6 Ausschreibungen

Die Bundesregierung hat mit dem EEG 2014 (§ 2 Abs. 5) festgelegt, dass ab 2017 die Höhe der finanziellen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas generell durch Ausschreibungen ermittelt werden soll. Begonnen wurde 2015 mit Ausschreibungen bei PV-Freiflächenanlagen (§ 55 EEG 2014). Sie dienen als Testphase bis 2017. Die „*Verordnung zur Ausschreibung der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen*“ (FFAV) wurde Ende Januar 2015 von der Bundesregierung beschlossen und im Juli 2015 wurde ein Eckpunktepapier für Ausschreibungen allgemein (BMWi 2015a) vorgestellt.

Ausschreibungen gelten in der ökonomischen Theorie als effizientes wettbewerbliches Instrument zur Bestimmung von Preisen, die die tatsächlichen Kosten am besten wiedergeben. Doch ist ihre erfolgreiche Anwendung an einige Voraussetzungen gebunden, andernfalls erreichen Ausschreibungen nicht ihre unterstellte Effizienz.

- Vor allem muss die Nachfrage (Summe der eingehenden Angebote für zu die zu errichtende Leistung) höher als das Angebot (ausgeschriebene Leistung) sein, d. h. es muss eine Knappheit bestehen. Liegt die Summenleistung aus den Angeboten unter der ausgeschriebenen Leistung, können die Anbieter höhere Preise durchsetzen.
- Die Voraussetzungen zur Ausschreibungsbeteiligung (Präqualifikationsbedingungen) müssen in einem wirtschaftlich angemessenen Verhältnis zu den späteren Investitionen und Rückflüssen stehen. Komplexe Ausschreibungen mit umfangreichen gesetzlichen Verordnungstexten behindern insbesondere kleinere Anbieter oder ehrenamtlich arbeitende Bürgerenergie-genossenschaften durch juristische und finanzielle Hürden.

Im Kontext der Arbeiten zur FFAV bzw. dem Eckpunktepapier wurden die Vor- und Nachteile bzw. Chancen und Risiken von Ausschreibung für erneuerbare Energien breit diskutiert, was an dieser Stelle in seiner Vielschichtigkeit nicht dargestellt werden kann. Es wird auf die Ausführungen hierzu in Agora Energiewende 2014a, 17ff.; IZES 2014b; IZES 2014a; Groscurth 16.05.2014; Kahles 16.07.2014, 10; Klessmann et al. 07.07.2015 etc. verwiesen.

In Bezug auf die Möglichkeit einer räumlichen Steuerung in Form von Teilgebietsausschreibungen (z.B. Regelzonen, Netzknoten, Bundesländer, etc.) bestünde der Hauptnachteil in der Verkleinerung der einzelnen Ausschreibungsgebiete, wodurch die Festlegung der „richtigen“ auszuschreibenden Menge zur Erzielung von Knappheit schwieriger ist, als bei größeren Marktgebieten. In größeren Marktgebieten lässt sich die Knappheit (Angebotsüberschuss) leichter realisieren, denn ohne genaue Kenntnis über die wirtschaftlichen Potenziale in kleineren Marktgebieten lässt sich die zu erwartende Nachfrage nur grob einschätzen. Zudem erleichtert in kleinen Marktgebieten die geringere Zahl an Marktakteuren auch das sog. strategische Verhalten (Preisabsprachen, gezieltes Unterbieten kleiner Akteure) und der administrative Aufwand des gesamten Verfahrens steigt.

#### ***Freiflächenanlagen Photovoltaik***

Laut FFAV sollen bundesweit durchschnittlich pro Jahr 400 MW Freiflächenleistung ausgeschrieben werden, wobei 2015 insgesamt 500 MW in drei Tranchen (150 / 150 / 200 MW) ausgeschrieben werden, 2016 und 2017 aber nur je 300 MW, wobei nicht ausgeschöpftes Volumen aus dem letzten Gebotstermin das Volumen des folgenden Termins erhöht.

Die Mindestgröße einer Anlage beträgt 100 kW, maximal sind 10 MW möglich. Die Anlagen müssen sich auf den im EEG 2014 als vergütungsfähig genannten Flächen befinden. Hinzu kommen ab 2016

Bundeseigentumsflächen sowie definierte benachteiligte Ackerflächen (max. 10 Anlagen pro Jahr).<sup>12</sup> Das Gebot muss den Erzeugungspreis in Cent pro kWh mit zwei Nachkommastellen enthalten, der nicht über dem anzulegenden Wert nach EEG liegen darf (Höchstwert). Aus allen eingegangenen Geboten wird der Zuschlagswert ermittelt, wobei zwei Verfahren erprobt werden (§ 13 FFAV). Bei der jeweils ersten Ausschreibung in den Jahren 2015 und 2016 ist es das „Pay-as-bid“-Verfahren, d. h. jeder Zuschlag erhält genau seinen Gebotswert. In den zweiten und dritten Ausschreibungen 2015 und 2016 entspricht der Zuschlagswert dem höchsten zugeschlagenen Gebot, maximal den anzulegenden Höchstwert. Nach der Realisierung erfolgt verpflichtend eine Direktvermarktung des Stroms im Rahmen der bestehenden gleitenden Marktprämie.

Ergebnis der ersten Ausschreibungsrunde 2015 über 150 MW waren 170 eingegangene Angebote für insgesamt 715 MW. Einen Zuschlag erhielten 25 Gebote mit einer Gesamtleistung von 157 MW. Die durchschnittliche Förderhöhe der bezuschlagten Gebote lag bei 9,17 ct/kWh<sup>13</sup>, d.h. fast zwei Cent unter dem möglichen Höchstwert. Die meisten Anlagen (121 MW) sollen auf Konversionsflächen errichtet werden. Die Leistung verteilt sich auf acht Bundesländer vor allem im Osten und Süden Deutschlands, wobei allein auf Brandenburg rund 67 MW und Sachsen-Anhalt rund 35 MW entfallen. Durch ein mögliches Nachrückverfahren wegen Nichtleistung der zweiten Sicherheitsleistung können sich die Ergebnisse ggf. noch ändern (BNetzA 30.04.2015).

Am 3. August 2015 endete die zweite Ausschreibungsrunde über 150 MW, für die 136 Angebote über 558 MW eingingen. Einen Zuschlag erhielten 33 Bieter, die durchschnittliche Förderhöhe liegt bei 8,65 ct/kWh<sup>14</sup> und damit deutlich unter der ersten Ausschreibungsrunde. In 55 Angeboten wurde auf Standorte geboten, auf die von den gleichen Anbietern schon in der ersten Runde geboten wurde. In dieser Runde wurde für Standorte in 11 Bundesländern geboten. Erneut liegt Brandenburg mit deutlichem Abstand (rund 54 MW Zuschlag) an der Spitze. Zum ersten Mal hat eine GbR einen Zuschlag erhalten (BNetzA 02.09.2015), was als Hinweis dafür gelten kann, dass auch kleinere Anbieter die Chance auf einen Zuschlag bekommen können.

In Bezug auf die räumliche Verteilung zeigen die bisher erteilten Zuschläge aus zwei Ausschreibungsrunden einen Schwerpunkt bei den östlichen und südlichen Bundesländern, wo sich auch bisher schon die Errichtung von Solarparks konzentriert hat, d.h. eine stärkere Fokussierung auf die südlichen mit ihren im Durchschnitt höheren Solareinstrahlungswerten ist nicht erfolgt. Ggf. hängt dies mit begrenzten Flächenverfügbarkeiten in diesen Bundesländern zusammen (BNetzA 02.09.2015, 2).

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Von der vorliegenden FFAV bzw. dem Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums vom Juli 2015 (BMWi 2015a) gehen offensichtlich noch keine räumlichen Steuerungsimpulse aus, die über die Effekte der Regelungen im EEG 2014 hinausgehen. Ausschreibungsmodelle könnten aber prinzipiell gezielt zur räumlichen Steuerung auf regionaler oder Länderebene eingesetzt werden. So könnte die Ausschreibung regional differenziert und ohne Flächenbegrenzungen erfolgen, wodurch sich differenzierte regionale Vergütungsniveaus ergeben können, so wie es als „Regionalkomponente“

---

<sup>12</sup> Für 2016 und 2017 wird die Flächenkulisse um Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben und max. 10 Freiflächenanlagen auf Ackerflächen in sogenannten nichtbenachteiligten Gebieten erweitert.

<sup>13</sup> Bandbreite: 8,48 bis 9,43 ct/kWh.

<sup>14</sup> Bandbreite: 1,00 bis 10,98 ct/kWh.



vom Bundesverband Solarwirtschaft gefordert wird. Von dieser Möglichkeit wird bisher jedoch noch kein Gebrauch gemacht.

## 2.2 Regelungen im EnWG

### 2.2.1 EnWG allgemein

Die Regelungen des EnWG beziehen sich nur auf die leitungsgebundene Energieversorgung mit Strom und Gas und sollen einen wirksamen und unverfälschten Wettbewerb sicherstellen (§ 1 EnWG). Das Energiewirtschaftsgesetz bzw. seine dazu in Verbindung stehenden Verordnungen machen zur Verortung von Stromerzeugungsanlagen keine Vorgaben. Die Standorte können frei gewählt werden und müssen sich nur an den für sie bedeutsamen wirtschaftlichen Kriterien orientieren.

### 2.2.2 Anreizregulierung

Die Anreizregulierung hat seit ihrem Inkrafttreten im November 2007 die bis dahin kostenbasierte Entgeltbildung abgelöst und stellt einen gravierenden Paradigmenwechsel dar. Mit der ersten Regulierungsperiode 2009 bis 2013 wurden den Netzbetreibern im Rahmen eines Effizienzvergleichs erstmals individuelle und effizienzorientierte Erlösobergrenzen vorgegeben.<sup>15</sup> Je nach tatsächlicher Effizienz des jeweiligen Netzbetreibers führte dies zu Mehr- oder Mindererlösen gegenüber der alten Regelung. Insbesondere Mindererlöse sollen bei weniger effizienten Netzbetreibern einen Anreiz zur Effizienzsteigerung geben, was auch die Netzentgelte in der nun laufenden zweiten Regulierungsperiode (seit 2014) reduzieren würde. Innerhalb einer Regulierungsperiode wird die Erlösobergrenze für jedes Kalenderjahr angepaßt. Die Netzbetreiber haben ihre (vorläufigen) Netzentgelte für das kommende Jahr spätestens zum 15. Oktober zu veröffentlichen.

Eine zentrale Stellschraube für die Verteilnetzbetreiber ist der Erweiterungsfaktor, der zu einer Anpassung der Erlösobergrenze führt. Diesen können die Netzbetreiber beantragen, um Erweiterungsinvestitionen, die sich durch eine dauerhafte und erhebliche<sup>16</sup> Änderung ihrer Versorgungsaufgabe im Laufe einer Regulierungsperiode ergeben, bei der Festlegung der Erlösobergrenze zu berücksichtigen. Das bedeutet, notwendige Netzerweiterungsmaßnahmen sollen berücksichtigt werden können. Der Erweiterungsfaktor wird in der Regel durch den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen, d. h. neuer Einspeisepunkte verursacht. Leistungserweiterungen (Repowering, Anlagenerweiterung) ohne neue oder dadurch wegfallende Einspeisepunkte bleiben jedoch unberücksichtigt. Im Übertragungsnetz ist das Instrument der Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV anzuwenden, das einzelfallbezogen und damit aufwändiger ist.

Im Laufe der ersten Regulierungsperiode wurden die Regelungen zum Erweiterungsfaktor von den Verteilnetzbetreibern an mehreren Stellen kritisiert. Neben den erwähnten Anrechnungsproblemen bei Repowering, waren dies der Zeitverzug zwischen den Ausgaben der Investition und dem Rückfluss über die Erlösanpassung, die Wirkung von Schwellenwerten bei heterogener Netzstruktur, der Ausbau von Umspannwerken (HS/MS) und Anreize für die Technologieauswahl beim Netzum- und Ausbau (consentec 2014).

---

<sup>15</sup> Das Verfahren zur Bestimmung der Erlösobergrenzen ist in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt.

<sup>16</sup> Erhöhung der jährlichen Gesamtkosten um mindestens 0,5 % nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.

Der Netzausbaubedarf auf Verteilnetzebene braucht nach Ansicht der Verteilnetzbetreiber ansprechendere Investitionsbedingungen, da diese wegen der Betonung der Kosteneffizienz derzeit nicht investitionsfreundlich genug sind. Insofern steht gerade der Zeitverzug zwischen Investitionszeitpunkt und Rückfluss im Zentrum der Kritik. Dieser liegt bei 6 bis 18 Monaten, womit das Ziel des Erweiterungsfaktors einer zeitnahen Berücksichtigung der Kosten systematisch nicht erreicht wird (consentec 2014, III). In Bezug auf neue Anforderungen wird besonders kritisiert, dass der bisherige Regulierungsrahmen keinen ausreichenden Anreiz zum Einsatz kostengünstigerer neuartiger Smart Grid Technologien (z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren, Messtechnik, Fernsteuerungen) bietet, sondern stattdessen kapitalintensivere Lösungen tendenziell bevorzugt werden (consentec 2014, IV).

Letztlich trifft der Ausbau die Verteilnetze regional sehr unterschiedlich. In der Niederspannungsebene sind wegen des dominierenden PV-Zubaus vor allem süddeutsche Netzbetreiber betroffen, während in der Hochspannung (Windenergie) vor allem in Nord- und Ostdeutschland Verteilnetzbetreiber betroffen sind. In der Mittelspannung gibt es tendenziell eine regional gleichmäßige Verteilung (IAEW et al. 2014, 10). Als Folge werden sich die regionalen Netzentgelte sehr unterschiedlich entwickeln und sollten nach Ansicht von E-Bridge et al. (2014, 127) bei der Festlegung der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

#### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Selbst wenn die Kritikpunkte im Rahmen von Novellierungen der Anreizregulierungsverordnung teilweise auszuräumen sind, dürfte von den Verbesserungen der Investitionsbedingungen bezogen auf den Anschluss von EE-Einspeiseanlagen keine räumliche Steuerungswirkung ausgehen. Die Vorschriften der Anreizregulierung und die Anschlusspflicht des EEG gelten für alle Netzbetreiber, so dass sich – ohne Differenzierung – daraus keine regionalen Vorteile ergeben. Dennoch könnten im Einzelfall Netzbetreiber durch verbesserte Investitionsbedingungen ggf. stärker motiviert sein und dem Anschlusswunsch neuer Anlagen ggf. williger oder schneller als bislang nachkommen.

### **3 In Diskussion befindliche energiewirtschaftliche Instrumente**

#### **3.1 Überblick Strommarktordnung/Marktdesign**

Die Ausgestaltung des Strommarktes umfasst die Gesamtheit der Regeln und Bedingungen, zu denen die Marktteilnehmer miteinander in eine Geschäftsbeziehung treten können und auf deren Basis die Geschäftsmodelle der Unternehmen aufsetzen. Es umfasst die Bereiche von erneuerbarer und konventioneller Stromerzeugung, Stromspeicherung, Lastmanagement und Regelleistung.

Die seit einigen Jahren geführte Diskussion über eine notwendige Anpassung des bisherigen Marktdesigns ergibt sich aus dem Ausbau erneuerbarer Energien und den Zielen der Energiewende, mit einem kontinuierlichen Übergang in eine von erneuerbaren Energien bestimmte Stromerzeugung bis zum Jahr 2050. Das heutige Marktdesign ist auf Basis der Anforderungen konventioneller Stromerzeuger geprägt worden. Deren Bedeutung und Anteil an der Stromerzeugung nimmt seit Jahren kontinuierlich ab (2013 rund 75 %) und soll bis 2050 auf ca. 15 bis 20 % sinken. Folglich müsste eine marktwirtschaftlich ausgestaltete Stromversorgung künftig sowohl die Eigenheiten erneuerbarer als auch konventioneller Stromerzeuger, das Lastmanagement und Stromspeicher integrieren. Wegen des kontinuierlichen Rückgangs bei der Auslastung konventioneller Kraftwerke (Volllaststunden) und fehlender Grenzkosten bei WKA und PV, kommt eine rein grenzkostenbasierte Preisfindung, so wie bisher üblich, an ihre Grenzen (vgl. Kapitel 3.2).

Das Bundeswirtschaftsministerium hat für ein künftiges Strommarktdesign mehrere Gutachten vergeben und einen Konsultationsprozess durchgeführt. Der Prozess aus Grün- und Weißbuch<sup>17</sup> soll Ende 2015 in ein „Marktdesign-Gesetz“ (Überarbeitung des EnWG) münden, in das neben einem ggf. angestrebten Aufbau eines Kapazitätsmarktes auch neue Einspeiseregulungen von EEG- und konventionellen Anlagen integriert werden. Das Gesetz soll bis Mitte 2016 in Kraft treten (BMWi 2014b, 6). Kernpunkte des Weißbuchs für den Strommarkt 2.0 sind 20 Maßnahmen, welche die Marktmechanismen stärken, europäisch und national optimieren und die Stromversorgung absichern (BMWi 2015b, 59).

Darüber hinaus wurden Kapazitätsmärkte, Preiszonen, Einspeisenentgelte, Ausschreibungs- und Quotenmodelle für EE, etc. diskutiert. Diese einzelnen Aspekte einer künftigen Strommarktordnung werden nachfolgend vorgestellt und hinsichtlich ihrer Möglichkeiten für eine räumliche Steuerungswirkung bewertet. Die Diskussion über die Gestaltung des Energiemarktes läuft häufig noch parallel zur Frage der künftigen Finanzierung erneuerbarer Stromerzeugung.

#### **3.2 Finanzierung konventioneller Kraftwerke (Kapazitätsmarkt)**

Auch wenn es in diesem Bericht um die verbesserte räumliche Steuerung erneuerbarer Energien geht, bestehen doch elektrizitätswirtschaftliche Wechselwirkungen zu Errichtung neuer konventioneller Kraftwerke. Deren Standortwahl ist nicht losgelöst vom geplanten Netzausbau und regionalwirtschaftlichen Interessen der Länder. Daher soll an dieser Stelle kurz auf dieses Thema eingegangen werden, da es Bestandteil einer größeren Debatte um die künftige marktwirtschaftlich Refinanzierung aller Kraftwerksarten ist.

---

<sup>17</sup> Vorgelegt wurde das Grünbuch (Beschreibung der Herausforderungen und Handlungsmöglichkeiten) am 31.10.2014 (BMWi 2014a), in Anschluss an die Eingaben des Konsultationsprozesses folgte das Weißbuch mit den Umsetzungszielen am 03.07.2015 (BMWi 2015b).

Aktuell haben konventionelle Kraftwerke durch Überkapazitäten ein Refinanzierungsproblem, sodass die Diskussion eines Kapazitätsmarkts als Bestandteil eines neuen Marktdesigns großen Raum einnimmt. Dabei geht es um die Refinanzierung konventioneller Kraftwerke über den Strommarkt, die auch künftig als Reserve und Leistungsabsicherung für erneuerbare Energien bereitstehen müssen, wenn diese wetterbedingt nicht in der Lage sind, genügend Strom zu liefern. Das gesetzliche Prinzip des Vorrangs erneuerbarer Energien fordert, dass zur Stromerzeugung zuerst EE-Kraftwerken einzusetzen sind. Nur die verbleibende Residuallast ist von konventionellen Kraftwerken zu decken. Vorausgesetzt die Stromversorgungsqualität und -sicherheit soll auf dem heutigen Stand erhalten bleiben, braucht es künftig nur noch konventionelle Kraftwerke, die in der Lage sind, sehr variabel in relativ kurzen Zeiträumen zwischen Volllast und Stillstand wechseln können. Wirtschaftlich gesehen wird diese Leistungsanpassung über Preissignale des Strommarktes (Spotmärkte Day-Ahead und Intra-Day) ausgelöst.

Da der Bedarf an steuerbaren Kraftwerkskapazitäten mit weniger als 200 Stunden Laufzeit pro Jahr weiter wächst (ca. 20 GW im Jahr 2020; Krägenow 2014), wird intensiv diskutiert, wie für die Versorgungssicherheit eine verlässliche Refinanzierung der (Leistungsvorhalte-)Kosten über den Strommarkt möglich ist, an dem bislang Leistung nur implizit vergütet wird. Befürworter eines zusätzlichen Kapazitätsmarkts sehen hierin das beste Instrument, die Leistungsvorhaltung separat zu finanzieren.

Das Weißbuch des Bundeswirtschaftsministeriums für den Strommarkt 2.0 sieht jedoch die Sicherstellung der Versorgungssicherheit vor allem in der Beteiligung aller Bilanzkreisverantwortlichen an den Vorhaltekosten für Ausgleichsenergie (Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch) und großer Bilanzkreistreue. Künftig sollen „Bilanzkreisverantwortliche immer am Intradayhandel handeln, anstatt Regelernergie in Anspruch zu nehmen“ und ihre Bilanzkreise viertelstündig absichern und zudem für Fehlverhalten haften (BMW 2015b, 63). Um das Risiko teurer Preisspitzen am Kurzfristmarkt des Intradayhandels zu minimieren, steigt der Anreiz, sich über langfristige Liefer- und Optionsverträge gegen Abweichungen vom Soll abzusichern. Damit würden sich die Refinanzierungsmöglichkeiten für Absicherungskapazitäten verbessern (BMW 2015b, 42).

Die Kriterien für die Standortwahl konventioneller Stromerzeugung unterscheiden sich von denen erneuerbarer Stromerzeugung. Das Verbindungselement ist aber das Stromnetz. Da dies nach den derzeitigen Planungen in Nord-Süd-Richtung verstärkt werden soll, bietet es sich an, diese Leitung auch zu Zeiten hoher Residuallast durch (neue) konventionelle Kraftwerkskapazität im Norden Deutschlands zu nutzen und so eine hohe Auslastung der Leitungen zu garantieren.

### **3.3 Alternative Finanzierungsmodelle für Strom aus erneuerbaren Energien**

Nicht nur für konventionelle Kraftwerke, sondern auch für erneuerbare Energien sind neue Finanzierungsmodelle zu finden, da das bisherige Finanzierungsmodell des EEG mit fixen Vergütungszahlungen über 20 Jahre vor allem als Förderungsmodell zur Markteinführung angelegt war. Mittel- bis langfristig ist aber der Übergang von einem reinen Förderinstrument mit starken Mikrosteuerungselementen zu einem marktwirtschaftlichen Wettbewerbsmodell erforderlich, das als langfristig tragfähiges Element einer neuen Strommarktordnung zu sehen ist (Öko-Institut e.V. 2014, 3).

In einer Reihe von Studien wurden unterschiedliche Vorschläge gemacht, wie diese Alternativen ausgestaltet werden könnten:

- Direktvermarktung mit gleitender oder fixer Marktprämie (vgl. Kapitel 3.3.1).
- Ausschreibung von Kapazitäten / Kapazitätsprämie (vgl. Kapitel 2.1.6).
- Quotenmodell und Handel mit Grünstromzertifikaten (vgl. Kapitel 3.3.2).
- Einheitlicher Strommarkt für alle Erzeugungstechnologien (vgl. Kapitel 3.3.3).
- Prozentualer Zuschlag zum Marktpreis.

### **3.3.1 Verpflichtende Direktvermarktung in Verbindung mit Marktprämien**

Die mit dem EEG 2012 eingeführte optionale und seit dem EEG 2014 für Neuanlagen verpflichtende Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie verfolgt die Absicht, einen kleinen Teil des Strompreisrisikos auf die Vermarkter zu übertragen, da sie in der Vorausschau die Erlöse für den Stromverkauf nicht kennen. Die Differenz zwischen dem wechselnden Marktpreis und dem Vergütungssatz wird durch die gleitende Marktprämie ergänzt, woraus sich zunächst kein Erlösrisiko für den Anlagenbetreiber ergibt. Es besteht aber der Anreiz, durch überdurchschnittlich gute Vermarktung (oberhalb der Festvergütung) Zusatzerlöse zu erzielen. So sollen Anreize für eine stärker bedarfsgerechte Stromerzeugung gesetzt werden, ohne jedoch die Anlagenbetreiber hohen Marktrisiken auszusetzen und so weitere Investitionen in erneuerbare Energien zu erschweren.

Die gleitende Marktprämie stellt somit in vielen Studien den ersten Schritt und das zentrale Einstiegselement für die Heranführung der erneuerbaren Energien an den Strommarkt dar. Die Zielvergütung wird dabei vorab administrativ über das EEG festgelegt. Alternativ ist eine Ermittlung der Zielvergütung über die Ausschreibung unter potenziellen Investoren möglich (vgl. Kapitel 2.1.6), wie sie ab 2017 eingeführt werden soll.

#### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Die Direktvermarktung über die gleitende Marktprämie mit vorab administrativ festgesetzter Zielvergütung macht noch keinen nennenswerten Unterschied gegenüber der bisherigen Festvergütung. Es wird so auch kein besonderer Anreiz ausgelöst, bestimmte ertragreichere Standorte zu bevorzugen, da sich die Gesamtwirtschaftlichkeit der Anlage nicht maßgeblich verändert.

### **3.3.2 Quotenmodelle / Grünstromzertifikate**

Quotenmodelle für erneuerbare Energien werden seit vielen Jahren immer wieder in die Diskussion gebracht, weil man ihnen in der Theorie eine besondere Kosteneffizienz unterstellt, da vorzugsweise kostengünstige Standort erschlossen würden. Dabei wird eine gewünschte Menge Strom oder Anteil an der Stromerzeugung vorgegeben. Die eingespeiste Menge Strom wird über handelbare grüne Zertifikate nachgewiesen, womit durch Abgabe entsprechender Zertifikate die Verpflichtung als erfüllt gilt. Ein Stromproduzent kann die Verpflichtung also durch eigene Produktion oder den Zukauf von Zertifikaten erfüllen. Die Einnahmen des Produzenten setzen sich aus dem Verkauf der Grünstromzertifikate und Stromverkaufserlösen zusammen. Empfehlungen für die Einführung technologieutraler Quotenmodelle werden z. B. in SRW 2013, Monopolkommission 2013 oder Buchholz et al. 2012 abgegeben.

Die bisherigen Erfahrungen mit *technologieneutralen* Quotensystemen zeigen, dass sie im Vergleich zu Einspeisemodellen bei erneuerbaren Energien zu keiner besonderen Kosteneffizienz geführt hätten (DIW 2012). In Großbritannien und Polen wurden daher technologieneutrale Quotenmodelle durch Festvergütungen ergänzt oder ersetzt. Auch die Bundesregierung (2014) ist diesbezüglich kritisch, da alle Technologien die Förderung der teuersten noch zur Erfüllung notwendigen Technologie erhalten, somit also hohe Kosten entstehen können. Günstige Technologien werden überfördert, teurere fallen heraus und die Dynamik des Ausbau bleibt hinter den Erwartungen zurück. Zudem sei die Technologieneutralität für die Versorgungssicherheit und den dazu notwendigen Energiemix nicht sinnvoll.

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Wegen der notwendigen Erlöse über den Stromverkauf am Strommarkt, besteht im Quotenmodell zunächst ein Anreiz, vorzugsweise solche Anlagen zu bauen, deren Stromproduktion sich an der Knappheitssituation am Strommarkt orientiert. WKA und Solarstrom gehören wegen der natürlichen Fluktuation weniger in diese Kategorie, sind aber für die Quotenerfüllung zu errichten. Folglich sind solche Standorte am gefragtesten, die einen hohen Ertrag bzw. geringe durchschnittliche Kosten erwarten lassen. Regionale Knappheiten und Netzengpässe spielen hierbei zunächst keine Rolle, da hierfür die übergeordnete Strommarktordnung bestimmend ist (vgl. Kapitel 3.4). Folglich würden bei WKA–wie es auch schon heute im EEG der Fall–die norddeutschen Standorte bevorzugt werden, bei PV wären es die südöstlichen Regionen Deutschlands. Eine regionale Standortsteuerung findet in einem einfachen Quotenmodell tendenziell noch weniger statt, als bei der Festvergütung. Allerdings ist es prinzipiell möglich, besondere Standorte mit einem höheren Zuteilungsfaktor für Grünstromzertifikate auszustatten (Haucap & Pagel 2014, 15). Dies würde das Modell jedoch aufblähen, den zugrundeliegenden Marktmechanismus schwächen und Administration und Überwachung zu aufwendig machen.

### **3.3.3 Einheitlicher Strommarkt**

Bei diesem Ansatz soll das Nebeneinander der Marktregeln für konventionelle und erneuerbare Stromerzeuger beendet werden, und ein gemeinsamer Marktrahmen für alle Erzeugungsformen (inkl. Lastmanagement und Stromspeicher) geschaffen werden, dessen Preissignale einen kostenoptimalen Einsatz aller Erzeugungsanlagen in dem künftig von EE-Erzeugungsanlagen dominierten Strommarkt ermöglichen. Kern eines gemeinsamen Marktdesigns bildet die prinzipielle Direktvermarktung jeglicher Stromerzeugung, ausgenommen EE-Kleinstanlagen. Somit müssten sich auch EE-Stromerzeuger in der Regel künftig vollständig über den Wettbewerb refinanzieren können und das volle Marktrisiko tragen.

Wind und Photovoltaik weisen hohe Fixkosten, aber nahezu keine Grenzkosten auf. Die durchschnittlichen Kosten je kWh sind somit umso niedriger, je höher die Stromproduktion innerhalb der Anlagenlebensdauer ist. Ein grenzkostenbasierter Wettbewerbsmarkt, wie er für konventionelle Kraftwerke mit hohen variablen Kostenanteil sinnvoll ist und in dem die meisten Erzeugungsanlagen fallende durchschnittliche Kosten aufweisen, kann nach Löschel (2013) nicht aufrecht erhalten werden, da der produzierte Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien zu Grenzkosten nahe Null verkauft wird, deren Investitionskosten so aber nicht zurückfließen würden.

Das Öko-Institut schlägt in einer Studie für ein EEG 3.0 (ab 2016) vor, die Finanzierung für neue EE-Anlagen auf fixe technologiespezifische Kapazitätsprämien für systemdienliche Kapazitäten (Betriebsweise) umzustellen, um die Gesamtkosten in der nächsten Phase zu senken (Öko-Institut e.V.

2014). Dieses Basiseinkommen der Erzeuger wird durch Einnahmen aus der Direktvermarktung und ggf. um Sonderzahlungen (Innovationsförderung) in Einzelfällen sowie um einen Risiko-Bandbreiten-Mechanismus ergänzt. Die Festlegung der Kapazitätzahlungen soll sukzessive über Ausschreibungen erfolgen.

Bardt (Bardt & Chrischilles 2014, 8ff.) hat mit dem VOLL-Optionsmarkt-Ansatz einen weiteren Vorschlag für ein einheitliches Marktmodell gemacht. Hier wird von einer schrittweisen Weiterentwicklung „bewährter Strukturen“ und des EOM ausgegangen, so wie es auch vom Bundeswirtschaftsministerium in seinem Weißbuch präferiert wird (BMW 2015b). Als Teil der schon vorhandenen Terminmarkts soll ein erweiterter Options- und Futuresmarkt<sup>18</sup> als Kernelement für die Bepreisung von Versorgungssicherheit (Value of Lost Load - VOLL) sorgen. Dafür müssen Stromhandelsoptionen und Stromfutures deutlich mehr als bislang zeitlich hochaufgelöst handelbar sein, und so gesicherte Leistung / Kapazität mit hoher Lieferwahrscheinlichkeit bereitstellen. Letztlich wäre das nur durch Pooling von Anlagen möglich, da ein Kraftwerk wegen der höheren Ausfallwahrscheinlichkeit für eine hohe Liefersicherheit nicht ausreicht.

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Die räumliche Steuerungswirkung eines einheitlichen Strommarkts für alle Erzeugungsarten lässt sich derzeit aufgrund der theoretischen Überlegungen zur Ausgestaltung mit vielen offenen Details nicht pauschal beurteilen. Beide Vorschläge (Bard und Öko-Institut) zielen im Kern auf Kapazitätzahlungen für gesicherte Leistung ab. Mittelbar würde sich für fluktuierende EE-Anlagen an guten Standorten und bei entsprechender Anlagenauslegung ein kleiner Vorteil in Konkurrenz zu anderen Standorten ergeben können, da diese Anlagen dann über längere Zeiten eine bestimmte Kapazität sicher bereitstellen können.

## **3.4 Marktgebiete und Netzentgelte**

Das heutige Strommarktgebiet deckt das ganze Bundesgebiet inklusive Österreich als einheitliche Preiszone ab. Folglich gibt es nur einen einzigen Stromgroßhandelspreis in diesem großen Marktgebiet, unabhängig davon, wo sich in diesem Marktgebiet Abnehmer bzw. Lieferant des Stroms befinden. Faktisch wird unterstellt, dass jede am Strommarkt vereinbarte Stromlieferung jederzeit zwischen Produzent und Abnehmer über das Stromnetz transportiert werden kann, es also niemals Netzengpässe gibt, die dieser Absicht entgegenstehen könnten. Diese Annahme war möglich, da in der Vergangenheit im Übertragungsnetz kaum Kapazitätsengpässe auftraten. Diese Modellfiktion ist auch unter dem Begriff „Kupferplatte“ bekannt (vgl. Wawer 2007) und führt dazu, dass Investoren ihre Standortfindung weitgehend unabhängig, von tatsächlichen Netzkapazitäten durchführen<sup>19</sup>.

Knappe Übertragungskapazitäten haben in diesem System heute noch keinen Marktpreis. Das regulierte Stromnetz kennt nur fixe, von den Stromabnehmern zu zahlende Netzentgelte. Es beinhaltet somit keinerlei Anreize, die Transportkosten bereits bei der Stromproduktion zu berücksichtigen. Den heute temporär auftretenden Netzengpässen begegnen die Netzbetreiber

---

<sup>18</sup> Im Optionsmarkt wird Versorgungssicherheit ohne physische Lieferverpflichtung gehandelt. Physische Lieferverpflichtungen mit hoher Versorgungssicherheit werden am Futuresmarkt gehandelt.

<sup>19</sup> Vgl. hinsichtlich geplanter Standorte für konventionelle Kraftwerksneubauten die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur: BNetzA 2014a.

durch sogenannte Redispatch-Maßnahmen<sup>20</sup>. Doch für langfristig ent-/bestehende Ungleichgewichte sind Redispatch-Maßnahmen weniger geeignet, da sie ein prinzipielles Ungleichgewicht nicht beheben können (vgl. Löschel et al. 2013, 15 sowie Kapitel 2.1.5).

Die kontinuierlich steigenden Stromtransportmengen über größere Distanzen konfrontieren dieses Modell folglich zunehmend mit der Realität von physikalisch begrenzten Leitungskapazitäten. Das anwachsende Leistungsdefizit in Süddeutschland durch die anstehenden Stilllegungen dortiger Kernkraftwerke erfordert im steigendem Umfang Stromlieferungen aus Nachbarregionen, da zu wenig konventionelle Kraftwerksleistung bereitsteht, um die wegfallende nukleare Kraftwerksleistung aufzufangen. Da ein entsprechender Leistungszuwachs dort (konventionell, aber auch erneuerbar) wegen der strommarktbedingten fehlenden Wirtschaftlichkeit derzeit nicht geplant sind, braucht es größere Leitungskapazitäten, um die Versorgung sicherzustellen.

Jedoch vergeht zwischen Planung und Inbetriebnahme neuer Stromleitungen in der Regel ein Jahrzehnt, so dass für eine Übergangsphase auch Zwischenlösungen gebraucht werden, um die in Süddeutschland bereits vorhandenen konventionellen Erzeugungskapazitäten (überwiegend Gaskraftwerke) verstärkt zu nutzen und dort Versorgungsengpässe zu vermeiden. Über die Reservekraftwerksverordnung sorgt die Bundesnetzagentur derzeit dafür, dass diese Kraftwerke auch ohne Marktanreize weiter für die Stromproduktion verfügbar bleiben. Dabei handelt es sich aber nicht um ein Marktinstrument, sondern einen regulatorischen Eingriff.

Bis zum Erreichen sehr hoher EE-Anteile an der Stromerzeugung gilt die Kombination aus Netzausbau und Erschließung von Flexibilitätsoptionen<sup>21</sup> als die volkswirtschaftlich günstigste Möglichkeit, die fluktuierende Stromproduktion aus erneuerbaren Energien jederzeit im Stromnetz aufnehmen zu können (Agora Energiewende 2014b, 14), zumindest so lange, wie die gesamte Stromlast noch größer als das fluktuierende Leistungsangebot ist. Langzeit-Stromspeicher (Pump-, Batterie- oder Power-to-Gas-Speicher) sind bezogen auf die Kosten einer Kilowattstunde wesentlich teurer, ein Bedarf hierfür besteht aus wirtschaftlicher Sicht erst bei sehr hohen EE-Anteilen im Stromnetz von mehr als 70 oder 80 %, sofern die Brennstoffpreise dann deutlich höher liegen und auch die Kosten der Speicher gesunken sind (Drake et al. 2013, 37; Agora Energiewende 2014b, 16 f.).

### 3.4.1 Aufteilung des Strommarktes in Preiszonen – Market Splitting

Zur besseren Abstimmung von Erzeugung und Netzkapazität wird auch die Möglichkeit einer Aufteilung der einheitlichen Preiszone in wenigstens zwei Preiszonen diskutiert, sodass die bestehenden Leitungsrestriktionen bei der Vereinbarung von Stromlieferungen zwischen Nord- und Südzone berücksichtigt werden müssen, vergleichbar wie es bei Stromlieferungen in Nachbarländer üblich ist, wobei die Leistungskapazitäten versteigert werden<sup>22</sup>.

Grundlage dieses Vorschlages ist, dass längerfristig deutlich unterschiedliche Marktpreise den Marktteilnehmern signalisieren würden, in der preislich höheren Zone zu investieren. Daraus würde sich eine kosteneffiziente Stromerzeugung ergeben. Nach Einschätzung der Befürworter von Preiszonen (Betzüge 2014, 18; Löschel et al. 2013; Skanlund et al. 2013) würden die

<sup>20</sup> Bereits am Vortag kann ein Netzbetreiber auf Basis der angemeldeten Fahrpläne einzelne Erzeuger in Engpassgebieten gezielt anweisen, die geplante Kraftwerksleistung zu reduzieren und bei vom Netzbetreiber vertraglich gebundenen Erzeugern anderenorts Mehrleistung abrufen, um die insgesamt geforderte Leistung bereitzustellen.

<sup>21</sup> Beispielsweise flexible Kraftwerke, Lastmanagement, Strom in Wärme umwandeln.

<sup>22</sup> Vgl. <https://www.intraday-capacity.com> und <http://www.casc.eu/en>



netzengpassbedingten unterschiedlichen Knappheitssignale in den zwei vorgesehenen Preiszonen dazu führen, dass der Stilllegungsdruck auf (Gas-)Kraftwerke im Süden sinkt und stattdessen in der Nordhälfte Deutschlands zunehmen würde. Knappheitssignale, die sich aus der räumlichen Verteilung der Erzeugungsanlagen und temporär auftretenden Netzengpässen ergeben, würden damit zu Marktsignalen werden, worauf die Marktteilnehmer reagieren können. Der Strompreis im Marktgebiet Süd würde bei Engpässen der Übertragungskapazität Richtung Süden höher ausfallen, wodurch die dortigen Gaskraftwerke dann wieder eine marktgetriebene Nachfrage hätten und letztlich sogar Anreize entstehen könnten, um dort neue Kraftwerke zur dauerhaften Leistungsabsicherung der Residuallast zu errichten.

Diese Marktaufteilung würde jedoch dem Anliegen der EU, einen gemeinsamen europäischen Energiemarkt zu schaffen, zuwiderlaufen und das Problem der Marktmacht einzelner Anbieter verschärfen, da kleinere Marktgebiete auch weniger Liquidität aufweisen. Auch die Bundesregierung (2014, 11) sieht darin keine Alternative.

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Die derzeitige Strommarktordnung in Verbindung mit dem EEG gibt Investoren keine Anreize, bei der Standortfindung die Netzkapazitäten sowie regionale Knappheiten zu berücksichtigen. Eine Marktaufteilung soll durch unterschiedlich hohe Strompreise in diesen Marktgebieten Anreize setzen, um jeweils Kraftwerkskapazitäten entweder auf- oder abzubauen. Dies gilt jedoch im heutigen grenzkostenbasierten EOM-Marktdesign nur für konventionelle Kraftwerke. EE-Erzeugungsanlagen mit fast 100 % Fixkosten erhalten aus dem EOM keinen Investitionsanreiz, solange ihre durchschnittlichen Erzeugungskosten deutlich über dem durchschnittlichem Großhandelspreis liegen. Im Prinzip ist deren Lage somit ähnlich wie derzeit bei Gaskraftwerken, deren durchschnittlichen Produktionsgesamtkosten auch nicht über den durchschnittlichen Großhandelspreis gedeckt werden können.

Würde das durchschnittliche Großhandelspreisniveau in einem Marktgebiet knappheitsbedingt dauerhaft einen Preis oberhalb von 6 Cent pro Kilowattstunde erreichen, würden grundsätzlich vom Strommarkt Impulse zur Errichtung von WKA an sehr guten Standorten (d. h. 120 % des Referenzertragswertes oder besser) ausgehen können, wenn es keine Festvergütung nach EEG mehr geben würde. Es bestünde dann aber nur für diese sehr guten Standorte eine räumliche Steuerungswirkung, sofern diese in der höherpreisigen Marktzone überhaupt noch verfügbar sind. Für PV-Freiflächenanlagen würde eine Steuerungswirkung dorthin entstehen, wo deren durchschnittliche Stromerzeugungskosten den Marktpreis der Preiszonen unterschreiten.

### **3.4.2 Knotenbasierte Strompreise und Netzentgelte - Nodal Pricing**

Beim Nodal Pricing (Knotenpreis) wird ein Gesamtpreis aus Stromerzeugung und Transport für verschiedene Knotenpunkte<sup>23</sup> des Stromnetzes gebildet. Die regionalen Gegebenheiten von Angebot, Nachfrage und Netzkapazität spiegeln sich somit im ermittelten Gesamtgebotspreis wider. Es gilt aus ökonomischer Sicht als optimales Verfahren, da es zeitgleich die Erzeugungs- und Transportkapazitäten zuteilt. Gleichzeitig stellt es die extremste Form einer Marktaufteilung dar, weil auch

---

<sup>23</sup> Netzknoten sind in der Regel Umspannwerke oder -stationen, mit der eine oder mehrere Entnahmestellen verbunden sind. Es gibt sie auf Nieder-, Mittel- und Hochspannungsebene. Im vorliegenden Thema sind vor allem die Knotenpunkte zu den Übertragungsnetzen von Interesse.

jeder einzelne definierte Netzknotenpunkt in gewisser Hinsicht einem eigenen Marktgebiet entspricht (frontier Economics Ltd. & consentec 2011, 129).

Nodal Pricing würde je nach Zahl der definierten Knoten wesentlich feinere ortsbezogene Signale in den Markt senden, als das Market Splitting in nur zwei Preiszonen. Folglich müssten Stromproduzenten – bei theoretisch vollkommener Voraussicht – lokal effiziente Investitionsentscheidungen treffen. Doch fehlt es in diesem System an langfristiger Verlässlichkeit bei hoher Volatilität der Preise, zudem erfordert das System detaillierte Maßnahmen zur Minderung der Ausübung von Marktmacht. In der Praxis musste dieses Marktmodell um einen Kapazitätsmarkt ergänzt werden (frontier Economics Ltd. & consentec 2011, 130).

Somit scheint der Vorteil einer gemeinsamen Preisfindung vor allem in der Theorie zu bestehen, in der Praxis kommt es nicht zu den erwarteten Investitionsentscheidungen für Anlagen oder Netzkapazitäten.

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Die Steuerungswirkung geht von dem gemeinsamen Erzeugungs- und Transportpreis aus. Allerdings würde dies für den deutschen Strommarkt eine sehr weitreichende Umgestaltung bedeuten. Es ist damit völlig unklar, welche Preise sich an den Knoten bilden würden. Damit ist auch nicht absehbar, welche Erzeugungstechnologien in diesem System Vor- oder Nachteile hätten bzw. ob WKA und PV-Freiflächenanlagen unter diesen Bedingungen auch ohne Festvergütung in bestimmten Knoten wirtschaftlich wären, und dort bevorzugt zu errichten wären.

### **3.4.3 Regionale Ausdifferenzierung und Beteiligung von Erzeugern an den Netzentgelten**

Im heutigen System der Netzentgelte tragen nur die Stromabnehmer die gesamten Netzkosten in Form eines fixen Umlagebetrages, abhängig von der Spannungsebene der Stromabnahme und vom Netzbetreiber. Wegen der bislang ausgeglichenen Verhältnisse zwischen Erzeugung (G) und Last (L)<sup>24</sup> in Deutschland war dieses System auch sinnvoll. Kommt es künftig zu einem deutlich stärkeren Auseinanderfallen von Erzeugung und Last, können regional differenzierte Bonus-/Malus-Systeme Allokationssignale aussenden (Müller-Kirchenbauer & Nailis 2002, 45), wobei die Stromerzeuger zwischen 0 % und 100 % mit einer sog. G-Komponente beteiligt werden würden, so wie es z. B. in Norwegen, Schweden, Österreich oder Großbritannien bereits Praxis ist (Haucap & Pagel 2014, 11). Verbraucher zahlen wie bisher die L-Komponente. Dieses Modell will auch die Bundesregierung (2014) hinsichtlich der Vor- und Nachteile bewerten. Dafür wären – ähnlich wie bei den Marktgebieten (vgl. Kapitel 3.4.1) – für das gesamte Übertragungsnetz zumindest regionale Netzgebiete zu definieren oder auf Netzknoten abzustellen.

In Gebieten mit niedriger G-Komponente für Stromerzeuger würden in der Folge Anreize zur Errichtung von Erzeugungsanlagen gesetzt werden, während bei höheren Einspeisungsentgelten Hemmnisse aufgebaut würden. Die entstehenden Mehr- oder Minderkosten muss der Anlagenbetreiber in der Stromkostenkalkulation berücksichtigen, womit sich seine Lage beim Stromverkauf verschlechtert oder verbessert. Die konkreten Anteile einer G-Komponente müssten anhand der tatsächlichen Lastflüsse festgesetzt werden. Dies könnte helfen, bei Kraftwerkstandortfindungen gesamtwirtschaftlich effiziente Entscheidungen zu treffen und so Kraftwerks- und Netzausbau besser zu koordinieren, da die Empirie zeigt, dass eine Reihe von Kohlekraftwerk-

<sup>24</sup> Im Englischen *generation* und *load*.

projekten lastfern in Norddeutschland geplant sind. Der Vergleich von Transportkosten für Brennstoffe oder Strom zeigte generell Effizienzvorteile für die lastnahe Erzeugung, insbesondere dann, wenn neue Netzabschnitte in höherem Umfang (ab 25 % Anteil) zu verkabeln sind (frontier Economics Ltd. 2008, 4). Gegenüber dem Nodal pricing wäre eine auf Netzknotenebene bezogene G-Komponente nicht mit einer grundlegenden Änderung des Strommarktdesigns verbunden (Haucap & Pagel 2014, 3) und somit leichter umzusetzen, zumal viele Erfahrungen aus anderen Ländern vorliegen.

Insbesondere der wachsende Anlagenbestand mit Eigenstromversorgung (PV, BHKW) könnten durch eine G-Komponente wieder an den Kosten der Netzinfrastruktur beteiligt werden.

### ***Einschätzung der räumlichen Steuerungswirkung***

Die Belastung von Erzeugern mit Netzentgelten über eine geographisch und regulatorisch festgelegte G-Komponente soll ebenso wie eine Marktteilung deren Investitionsverhalten zu Gunsten lastnaher Standorte beeinflussen. Sofern ein entsprechend ausgestaltetes Modell auch für EE-Stromerzeuger gilt, würde es auch deren Standortfindung beeinflussen. Die Granularität der räumlichen Steuerungswirkung hinge von der Anzahl der definierten Netzgebiete bzw. Höhe der zu zahlenden G-Komponente ab. Die besten Allokationssignale wird dabei – wie auch beim Nodal pricing – ein auf Netzknoten bezogenes Bonus-Malus-System aussenden, während größere Netzzonen die Effizienz stark herabsetzen oder gar willkürlich machen können (Müller-Kirchenbauer & Nailis 2002, 46).



## 4 Literatur

- Agora Energiewende (2014a): Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen? Unter Mitarbeit von Daniel Fürstenwerth, Barbara Praetorius und Christian Redl et al. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.agora-energiewende.de/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-title/ausschreibungen-fuer-erneuerbare-energien>.
- Agora Energiewende (2014b): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.agora-energiewende.de/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-title/speicher-in-der-energiewende/> , zuletzt geprüft am 23.09.2014.
- Agora Energiewende (2014c): Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell. Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe. Stand: März 2014. Online verfügbar unter [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Referenzertragsmodell\\_Wind/Studie\\_Referenzertragsmodell\\_Wind\\_WEB.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Studien/Referenzertragsmodell_Wind/Studie_Referenzertragsmodell_Wind_WEB.pdf) , zuletzt geprüft am 28.04.2014.
- Bardt, Hubertus & Chrischilles, Esther (2014): Den Strommarkt wettbewerblich weiterentwickeln. Herausgegeben von Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Online verfügbar unter [http://www.iwkoeln.de/storage/asset/141278/storage/master/file/3957686/download/Den%20Strommarkt%20wettbewerblich%20weiterentwickeln\\_Policy%20Paper.pdf](http://www.iwkoeln.de/storage/asset/141278/storage/master/file/3957686/download/Den%20Strommarkt%20wettbewerblich%20weiterentwickeln_Policy%20Paper.pdf) , zuletzt geprüft am 23.10.2014.
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (Hg.) (2012): Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern. Kommunikations- und Anwendungs-Leitfaden zur Umsetzung der Systemverantwortung gemäß §§ 13 Abs. 2, 14 Abs. 1 und 14 Abs. 1c EnWG. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20121012-bdew-vku-leitfaden-praxis-leitfaden-fuer-unterstuetzende-massnahmen-von-stromnetzbetreiber/\\$file/20121012\\_BDEW-VKU%20Praxis-Leitfaden\\_fuer\\_unterstuetzende\\_Ma%C3%9fnahmen\\_von\\_Stromnetzbetreibern.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20121012-bdew-vku-leitfaden-praxis-leitfaden-fuer-unterstuetzende-massnahmen-von-stromnetzbetreiber/$file/20121012_BDEW-VKU%20Praxis-Leitfaden_fuer_unterstuetzende_Ma%C3%9fnahmen_von_Stromnetzbetreibern.pdf) .
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (11.03.2015): Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland. Basisdaten und Einflussfaktoren auf den Stromverbrauch. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/76A71AB150313BB7C1257E26002AE5EB/\\$file/150306-BDEW-Energieinfo%20Entwicklung%20Stromverbrauch\\_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/76A71AB150313BB7C1257E26002AE5EB/$file/150306-BDEW-Energieinfo%20Entwicklung%20Stromverbrauch_final.pdf) , zuletzt geprüft am 9.11.2015.
- Betzüge, Marc Oliver (2014): Höchste Zeit für die EU, ein energiepolitisches Gesamtbild zu entwickeln. Interview geführt durch André Behr. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 64, H. 5, S. 16–18. Online verfügbar unter [http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen\\_2014\\_05\\_bettzuege.pdf](http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2014_05_bettzuege.pdf) .
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2014a): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des BMWi. Stand: November 2014. Berlin. Online verfügbar

- unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=666660.html> , zuletzt geprüft am 04.11.2014.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2014b): Zentrale Vorhaben Energiewende für die 18. Legislaturperiode. 10-Punkte-Energie-Agenda des BMWi. Berlin. Online verfügbar unter <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/0-9/10-punkte-energie-agenda,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> , zuletzt geprüft am 08.07.2014.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2015a): Ausschreibungen für die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen. Eckpunktepapier. Stand: Juli 2015. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/ausschreibungen-foerderung-erneuerbare-energien-anlage,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf> , zuletzt geprüft am 31.07.2015.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2015b): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> , zuletzt geprüft am 04.07.2015.
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2013): Monitoringbericht 2013. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217\\_Monitoringbericht2013.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf) , zuletzt geprüft am 03.06.2014.
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2014a): Liste Kraftwerke. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html) , zuletzt geprüft am 27.10.2014.
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (2014b): Monitoringbericht 2014. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht\\_2014\\_BF.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf) , zuletzt geprüft am 24.09.2015.
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (30.04.2015): Vorläufige Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) - Freiflächenanlagen vom 15. April 2015. Bonn. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin\\_15\\_04\\_2015/Hintergrundpapier\\_PV-FFA\\_Runde1.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_15_04_2015/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde1.pdf) , zuletzt geprüft am 17.06.2015.
- BNetzA (Bundesnetzagentur) (02.09.2015): Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen vom 1. August 2015. Bonn. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin\\_01\\_08\\_2015/Hintergrundpapier\\_PV-FFA\\_Runde2.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Gebotstermin_01_08_2015/Hintergrundpapier_PV-FFA_Runde2.pdf) , zuletzt geprüft am 7.09.2015.

- Bruns, Elke; Ohlhorst, Dörte; Wenzel, Bernd; Köppel, Johann (2010): Erneuerbare Energien in Deutschland – Eine Biographie des Innovationsgeschehens. Endbericht zum Forschungsvorhaben „Innovationsbiographie der erneuerbaren Energien“ des Bundesumweltministeriums, FKZ 0327607. Berlin: Universitätsverlag der TU Berlin. Online unter <http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2010/2557/>.
- Buchholz, Wolfgang; Frank, Jonas; Karl, Hans-Dieter; Pfeiffer, Johannes; Pittel, Karen; Triebswetter, Ursula et al. (2012): Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. München. Herausgegeben von ifo Institut München. Online verfügbar unter <http://www.cesifo-group.de/de/ifoHome/publications/docbase/details.html?docId=19072972> , zuletzt geprüft am 23.10.2014.
- consentec (2014): Gutachten zur Weiterentwicklung des Erweiterungsfaktor gemäß § 10 ARegV für Stromverteilernetzbetreiber. Im Auftrag der Bundesnetzagentur. Aachen. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Erweiterungsfaktor/Gutachten\\_EWF.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Netzentgelte/Strom/Erweiterungsfaktor/Gutachten_EWF.pdf) , zuletzt geprüft am 13.11.2014.
- consentec & Fraunhofer IWES (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik) (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Herausgegeben von Agora Energiewende. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk\\_Optimierungsstudie/Agora\\_Studie\\_Kostenoptimaler\\_Ausbau\\_der\\_EE\\_Web\\_optimiert.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf) , zuletzt geprüft am 11.11.2014.
- Die Bundesregierung (2014): Stellungnahme der Bundesregierung zum Sondergutachten der Monopolkommission "Energie 2013 - Wettbewerb in Zeiten der Energiewende". Drucksache 18/2939. Berlin. Online verfügbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/029/1802939.pdf> , zuletzt geprüft am 11.11.2014.
- DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) (2012): Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. Unter Mitarbeit von Jochen Diekmann, Claudia Kemfert und Karsten Neuhoff et al. Berlin. (DIW Wochenbericht, 45.2012). Online verfügbar unter [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.411130.de/12-45-3.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.411130.de/12-45-3.pdf) .
- Drake, Frank-Detlef; Gatzen, Christoph; Hauptmeier, Friedrich Schulte; Zähringer, Michael (2013): Sind Speicher wirklich der fehlende Baustein zur Energiewende? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 63, H. 8, S. 34–38, zuerst veröffentlicht: [http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen\\_2013\\_08\\_drake.pdf](http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2013_08_drake.pdf) , zuletzt geprüft am 18.11.2014.
- frontier Economics Ltd. (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke. Online verfügbar unter <http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/12/anreize-errichtung-neuer-kraftwerke-abschlussbericht.pdf> , zuletzt geprüft am 28.05.2014.
- frontier Economics Ltd. & consentec (2011): Bedeutung von etablierten nationalen Gebotszonen für die Integration des europäischen Strommarkts - ein Ansatz zur wohlfahrtsorientierten Beurteilung. Online verfügbar unter <http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2011/10/GutachtenPreiszonLang.pdf> , zuletzt geprüft am 14.10.2014.

- Groscurth, Helmut (16.05.2014): EEG: Der lange Weg zu erfolgreichen Ausschreibungen. Online verfügbar unter <http://phasenpruefer.info/eeg-lange-weg-erfolgreichen-ausschreibungen/>, zuletzt geprüft am 17.06.2015.
- Grundner, Christian & Urbschat, Christoph (2014): Investorenleitfaden Photovoltaik. Marktübersicht und Praxishilfe zu PV-Geschäftsmodellen in Deutschland. Herausgegeben von Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW Solar). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Sammel\\_Teaser\\_neu\\_klein.pdf](http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Sammel_Teaser_neu_klein.pdf), zuletzt geprüft am 11.11.2014.
- Haucap, Justus; Pagel, Beatrice (2014): Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte. Herausgegeben von Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE). Düsseldorf. DICE ORDNUNGSPOLITISCHE PERSPEKTIVEN. Online verfügbar unter [http://www.uni-duesseldorf.de/home/fileadmin/redaktion/DUP/055\\_OP\\_Haucap\\_Pagel.pdf](http://www.uni-duesseldorf.de/home/fileadmin/redaktion/DUP/055_OP_Haucap_Pagel.pdf), zuletzt geprüft am 11.11.2014.
- IAEW (Institut für Elektrische Anlagen und Energiesysteme der RWTH Aachen); E-Bridge; OFFIS (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Forschungsprojekt Nr. 44/12. Abschlussbericht. Stand 12.09.2014. Im Auftrag des BMWi. Unter Mitarbeit von Jens Büchner, Albert Moser und Sebastian Dierkes et al. Aachen. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html>, zuletzt geprüft am 23.09.2014.
- IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) (2014a): Ausschreibungsmodelle für Wind Onshore: Erfahrungen im Ausland. Laufzeit des Vorhabens: April-Juli 2014. Herausgegeben von Bundesverband Windenergie e.V. (BWE). Online verfügbar unter [http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ausschreibungsmodelle-fuer-wind-onshore-erfahrungen-im-ausland/bwe\\_ausschreibungen\\_wind\\_onshore\\_endbericht\\_09-2014\\_final.pdf](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/ausschreibungsmodelle-fuer-wind-onshore-erfahrungen-im-ausland/bwe_ausschreibungen_wind_onshore_endbericht_09-2014_final.pdf), zuletzt geprüft am 21.01.2015.
- IZES (Institut für ZukunftsEnergieSysteme) (2014b): Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung. Laufzeit: 26.02.2014-19.05.2014. Im Auftrag des BEE. Endbericht. Unter Mitarbeit von Eva Hauser, Andreas Weber und Alexander Zipp et al. Saarbrücken. Online verfügbar unter [http://www.bee-ev.de/Publikationen/IZES2014-05-20BEE\\_EE-Ausschreibungen\\_Endbericht.pdf](http://www.bee-ev.de/Publikationen/IZES2014-05-20BEE_EE-Ausschreibungen_Endbericht.pdf), zuletzt geprüft am 10.10.2014.
- Kahles, Markus (16.07.2014): Ausschreibungen als neues Instrument im EEG 2014. Herausgegeben von Stiftung Umweltenergierecht (SUER). Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht, Nr. 6. Online verfügbar unter [http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf\\_aushaenge/Aktuelles/WueBericht\\_6\\_Ausschreibungen\\_im\\_EEG\\_2014\\_2014-07-16.pdf](http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Aktuelles/WueBericht_6_Ausschreibungen_im_EEG_2014_2014-07-16.pdf), zuletzt geprüft am 25.08.2014.
- Klessmann, Corinna; Wigand, Fabian; Tiedemann, Silvana; Maurer, Christoph; Tersteegen, Bernd; Ragwitz, Mario et al. (07.07.2015): Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Grundlagen und Gestaltungselemente. Stand: 07.07.2015. Herausgegeben von Ecofys. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/ausschreibungen-ee,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 01.09.2015.



- Krägenow, Tim (2014): Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign. In: Energie & Management, H. 20, S. 28–31.
- Löschel, Andreas; Flues, Florens; Pothen, Frank; Massier, Philipp (2013): Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung. Herausgegeben von Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW). Nr. 13-065. Online verfügbar unter <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf> , zuletzt geprüft am 15.04.2014.
- Monopolkommission (2013): Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Sondergutachten 65. Bonn. Online verfügbar unter [http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65\\_volltext.pdf](http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf) , zuletzt geprüft am 07.08.2014.
- Müller-Kirchenbauer, Joachim & Nailis, Dominic (2002): Novellierung der EU-Richtlinien und Harmonisierung der Netztarifierung aus kommunaler Sicht. BET (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH). Aachen. Online verfügbar unter [http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2002/BET\\_GTL-Studie.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2002/BET_GTL-Studie.pdf) , zuletzt geprüft am 11.11.2014.
- Öko-Institut e.V. (2014): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Langfassung. Unter Mitarbeit von Felix Christian Matthes und Charlotte Loreck. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.agora-energiewende.de/themen/strommarkt-versorgungssicherheit/detailansicht/article/ein-konzept-fuer-ein-ee-g-30/> , zuletzt geprüft am 21.10.2014.
- Skanlund, Anders Berg; Schemde, Arndt von; Tennbakk, Berit; Gravdehaug, Guro; Gröndahl, Roger (2013): Loop flows -Final advice. Herausgegeben von THEMA Consulting Group. Brussels. Online verfügbar unter [http://ec.europa.eu/energy/gas\\_electricity/studies/doc/electricity/201310\\_loop-flows\\_study.pdf](http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/201310_loop-flows_study.pdf) .
- SRW (Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung) (2013): Jahresgutachten 2013/14. Gegen eine rückwärtsgewandte Wirtschaftspolitik. Wiesbaden. Online verfügbar unter <http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/aktuellesjahresgutachten-2013-14.html> , zuletzt geprüft am 23.10.2014.
- ÜNB (Die Übertragungsnetzbetreiber) (2014): Netzentwicklungsplan 2014 - Erster Entwurf. Herausgegeben von Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH (TenneT), TransnetBW GmbH und 50 Hertz Transmission GmbH (50Hertz). Online verfügbar unter <http://www.netzentwicklungsplan.de/netzentwicklungsplan-2014-erster-entwurf> , zuletzt geprüft am 05.11.2014.
- Wawer, Tim (2007): Konzepte für ein nationales Engpassmanagement im deutschen Übertragungsnetz. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, H. 31, S. 109–116. Online verfügbar unter <http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/organisation/veroeffentlichungen/wawer%20%282007%29%20konzepte%20fuer%20ein%20nationales%20engpassmanagement%20im%20deutschen%20uebertragungsnetz.pdf> .