

# Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes

## Endbericht

### Auftraggeber:

Baden-Württemberg Stiftung gGmbH  
Kriegsbergstr. 42  
70174 Stuttgart

### Auftragnehmer:

**IZES gGmbH** (Federführung)  
Institut für ZukunftsEnergieSysteme  
Prof. Dr. Uwe Leprich  
Altenkesseler Str. 17  
66115 Saarbrücken  
Tel.: +49-(0)681-9762-840  
Fax: +49-(0)681-9762-850  
E-Mail: leprich@izes.de

**Prof. Dr. Peter Bofinger**  
Lehrstuhl VWL I – Universität  
Würzburg  
Sanderring 2  
97070 Würzburg

**BET** Büro für Energiewirtschaft  
und technische Planung GmbH  
Dr. Michael Ritzau  
Alfonsstr. 44  
52070 Aachen  
Tel.: +49-(0)241-47062-420  
Fax: +49-(0)241-47062-600  
E-Mail:  
michael.ritzau@bet-aachen.de

**Autoren:** U. Leprich, K. Grashof, H. Guss, U. Klann, A. Weber, A. Zipp (alle IZES)  
P. Bofinger (Universität Würzburg)  
M. Ritzau, R. Kremp, R. Schemm, L. Schuffelen (alle BET)

Saarbrücken, Würzburg, Aachen, den 10.10.2013



## Inhaltsverzeichnis

0	Zusammenfassung / Executive Summary .....	1
1	Auftrag und Einordnung der Studie.....	13
2	Zum Kontext der Diskussion über die Ausgestaltung des künftigen Stromsystems .....	16
2.1	Zielsystem der Bundesregierung und FEE-Dominanz .....	16
2.2	Zum Zusammenhang von Systemtransformation, Systemintegration und Marktintegration.....	17
2.3	Aktuelle Verzerrungen der Rahmenbedingungen für die Strommärkte .....	19
2.4	Exkurs: Zur Bedeutung und Entwicklung des Strompreises und der EEG-Umlage.....	22
3	Finanzierungsmodelle für Erneuerbare Energien.....	30
3.1	Notwendigkeit.....	30
3.1.1	Erlöse von FEE-Anlagen.....	30
3.1.2	Folgen für die Investition bei einer reinen Refinanzierung über den Markt.....	34
3.2	Bewertung der grundlegenden Modelle zur Finanzierung von EE-Anlagen .....	35
3.2.1	Übersicht über die Kriterien .....	35
3.2.2	Mikroökonomische Untersuchung.....	38
3.2.3	Weitere Kriterien zur Instrumentendiskussion .....	46
3.2.4	Modellempfehlung.....	50
4	Weitere Finanzierungssegmente des künftigen Stromsystems: Systemdesign.....	54
4.1	Vier Segmente und ihre Interdependenzen.....	54
4.2	Versorgungssicherheit im künftigen Stromsystem / Kapazitätsmechanismen.....	56
4.3	Weiterentwicklung Stromhandelsplätze .....	58
4.3.1	Vortägiger Stromhandel .....	58
4.3.2	Regelenergiemärkte.....	59
5	Vorschläge zur künftigen Finanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien .....	61
5.1	Erfolge, Stärken und Schwächen des bestehenden EEG.....	61
5.2	Ziele der Novellierung des EEG.....	62
5.3	Zur Vermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen.....	63
5.3.1	Regelbare Erneuerbare Energien .....	63
5.3.2	Fluktuierende Erneuerbare Energien.....	65
5.4	Rationalität einer Diversifizierung der Finanzierungsmodelle .....	74
5.5	Optionenmodell für Wind-Onshore-, PV- und Wasserkraftfinanzierung.....	76
5.5.1	Grundsätze für beide Optionen im Optionenmodell .....	76
5.5.2	Option A: Das Bürgermodell .....	80
5.5.3	Option B: Integrationsmodell.....	82
5.6	Modell für Biomasse.....	85

5.6.1	Herstellung und Aufbereitung .....	85
5.6.2	Verstromung.....	86
5.6.3	Gesetzliche Regelungen für den Zubau von Bioenergieanlagen.....	87
5.7	Modell für Offshore.....	90
5.7.1	Steuerungselement Offshore-Netzentwicklungsplan.....	91
5.7.2	Vorschlag für ein verbessertes Finanzierungsmodell.....	92
5.7.3	Neuentscheidung .....	93
5.7.4	Übergangsphase.....	95
5.7.5	Zusammenfassung.....	96
5.8	Modell für Geothermie.....	97
5.9	Zusammenfassende Empfehlungen zu den Finanzierungsmodellen .....	98
6	Schnittstelle Netze: Aus- und Rückwirkungen von Systemtransformation und Stromnetzen und deren Regelungen .....	101
6.1	Einleitung.....	101
6.2	Auswirkungen des EE-Ausbaus auf das Stromnetz.....	101
6.3	Mögliche Maßnahmen zur verbesserten Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.....	105
6.3.1	Transportnetz .....	105
6.3.2	Verteilungsnetze .....	107
6.4	Ausgestaltung einer Allokationssteuerung.....	111
6.5	Netzentgeltsystematik .....	112
7	Charakter und Finanzierung von Flexibilitätsoptionen zur Flankierung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien .....	115
7.1	Überblick und Beschreibung von Flexibilitätsoptionen .....	115
7.2	Potenzialabschätzung des Bedarfs .....	116
7.2.1	Technische Charakteristika.....	119
7.3	Aktuelle und grundsätzliche Refinanzierungsmöglichkeiten .....	123
7.3.1	Wie wird die Nutzung von Flexibilitäten heute angereizt? .....	123
7.3.2	Wie viel an Flexibilität wird hierdurch zur Verfügung gestellt und nutzbar gemacht? ..	125
7.3.3	Welche Weiterentwicklungen der Refinanzierungsmöglichkeiten sind denkbar? .....	126
7.4	Folgerungen .....	127
8	Weitere Aspekte eines EEG 2.0 .....	128
8.1	Behandlung der Eigenstromerzeugung/des Eigenverbrauchs .....	128
8.2	Besondere Ausgleichsregelung .....	131
9	Juristische Analyse .....	133
10	Literaturverzeichnis .....	157
11	Anlagen .....	162

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Zur Differenzierung der Begriffe Markt- und Systemintegration sowie Systemtransformation; eigene Darstellung .....	2
Abbildung 2:	Zusammenfassende Übersicht zum Optionenmodell; eigene Darstellung .....	7
Abbildung 3:	Struktur des Berichts; eigene Darstellung .....	15
Abbildung 4:	Zur Differenzierung der Begriffe Markt- und Systemintegration sowie Systemtransformation; eigene Darstellung .....	19
Abbildung 5:	Entwicklung des jahresdurchschnittlichen Phelix-Base-Preises (nominal); Daten: EPEX, eigene Berechnung; *: für 2013 wurde der Durchschnitt vom 01.01. bis 31.08. verwendet) .....	24
Abbildung 6:	Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert der Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus 2011; Daten: Statistisches Bundesamt. Eigene Berechnung und Darstellung .....	26
Abbildung 7:	Entwicklung der realen Energieträgerpreise für Haushalte (Werte 2010 auf 1 normiert); Daten: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnung .....	27
Abbildung 8:	Relation Investitionskosten und Erlöse; eigene Darstellung .....	30
Abbildung 9:	Entwicklung Settlement Jahres-Future Phelix Base; eigene Darstellung, Daten: EEX .....	32
Abbildung 10:	Relative Marktwerte FEE; eigene Darstellung, Daten: EEX .....	33
Abbildung 11:	Scatterplot Einspeisung FEE und Spotpreis 01 bis 08/2013; eigene Darstellung, Daten: EEX .....	33
Abbildung 12:	Langfristige Grenzkosten, Produzentenrente und Überrenditen; eigene Darstellung .....	41
Abbildung 13:	Benötigte Finanzierungssegmente für ein FEE-zentriertes Stromsystem; eigene Darstellung .....	55
Abbildung 14:	Möglicher Mechanismus zum Ausgleich des Flexibilisierungsdrucks auf konventionelle Kraftwerke bei Direktvermarktungsmodellen; eigene Darstellung	73
Abbildung 15:	Zusammenfassende Übersicht zum Optionenmodell; eigene Darstellung .....	84
Abbildung 16:	Einsatzsektoren und mögliche Erlösquellen für die Bioenergie; eigene Darstellung .....	86
Abbildung 17:	Schätzung des Investitionsvolumens im Rahmen des O-NEP 2013; eigene Darstellung .....	92
Abbildung 18:	Auswirkung des Ausbaus der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien auf das Stromnetz; eigene Darstellung .....	102
Abbildung 19:	Schematischer Strom- und Spannungsverlauf in der MS- und NS-Ebene ohne dezentrale Einspeisung; eigene Darstellung .....	108
Abbildung 20:	Schematischer Strom- und Spannungsverlauf in der MS- und NS-Ebene mit dezentraler Einspeisung; eigene Darstellung .....	109
Abbildung 21:	Überblick über Flexibilitätsoptionen; eigene Darstellung .....	116

Abbildung 22: Verbraucherlast, EE-Erzeugung und Residuallast im Jahr 2020; BET EuroMod117	
Abbildung 23: Einspeiseleistung Strom und Spotmarktpreise (Phelix-Base) am 24.3.2013 .....	119
Abbildung 24: Vergleich der Spotpreise im August 2008 mit 2012; Quelle EEX, eigene Berechnungen.....	126
Abbildung 25: Prognostizierter kumulierter Eigenverbrauch Solar, Datenbasis r2b; eigene Darstellung.....	129

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Übersicht über das Spektrum aller Modelle für die Finanzierung von EE; eigene Darstellung .....	4
Tabelle 2:	Übersicht der Finanzierungsmodelle; eigene Darstellung.....	9
Tabelle 3:	Negative externe Effekte beim Einsatz fossiler und atomarer Brennstoffe zur Stromerzeugung (vgl. Krewitt/Schlomann 2006, Peterson 2011); eigene Darstellung.....	20
Tabelle 4:	Übersicht der Kriterien; eigene Darstellung .....	36
Tabelle 5:	Übersicht über die Bewertung grundlegender Finanzierungsmodelle; eigene Darstellung.....	52
Tabelle 6:	Übersicht über das Spektrum aller Modelle für die Finanzierung von EE; eigene Darstellung.....	53
Tabelle 7:	Stärken und Schwächen des bestehenden EEG; eigene Darstellung.....	62
Tabelle 8:	Abschaltung von FEE-Anlagen in verschiedenen Marktmodellen; eigene Darstellung.....	68
Tabelle 9:	Charakteristika Erneuerbarer Energien; eigene Darstellung .....	74
Tabelle 10:	Zusammenfassende Darstellung Wind-Onshore, PV, Wasserkraft; eigene Darstellung.....	84
Tabelle 11:	Zusammenfassende Übersicht zu Bioenergie-KWK-Anlagen; eigene Darstellung.....	89
Tabelle 12:	Zusammenfassende Übersicht zu Wind-Offshore; eigene Darstellung.....	96
Tabelle 13:	Zusammenfassende Übersicht zur Geothermie; eigene Darstellung .....	98
Tabelle 14:	Übersicht der Finanzierungsmodelle; eigene Darstellung.....	100
Tabelle 15:	Ausbauszenario Erneuerbare Energien bis 2020; Quelle: BET Standardenergiemarktszenario in Anlehnung an BMU-Leitstudie 2012; eigene Darstellung.....	116
Tabelle 16:	Auswertungen der residualen Last für das Jahr 2020; BET EuroMo .....	118
Tabelle 17:	Technische und ökonomische Charakteristika von Flexibilitätsoptionen; eigene Darstellung.....	120
Tabelle 18:	Flexibilität von Kraftwerken .....	121
Tabelle 19:	Arten von Regelenergie; eigene Darstellung .....	124
Tabelle 20:	Anzahl der Stunden-Preisspitzen in € über oder unter dem jeweiligen Monatsdurchschnitt des Spotmarktes EEX; eigene Darstellung .....	125

## 0 Zusammenfassung / Executive Summary

Im vorliegenden Gutachten werden Vorschläge für eine Weiterentwicklung des EEG („EEG 2.0“) mit der Zielperspektive eines Anteils von 40 % Erneuerbare Energien (EE) an der gesamten Stromerzeugung in Deutschland und einem Zeithorizont bis etwa 2020 konzipiert und begründet. Die Konzeption der Vorschläge weist dabei im Einzelnen auch über dieses Jahr hinaus. Dabei wird das EEG als Bestandteil eines umfassenderen Regenerativwirtschaftsgesetzes begriffen, in dem u. a. die Systemergänzung durch flankierende Flexibilitätsoptionen sowie die infrastrukturellen Systemvoraussetzungen geregelt werden.

### Systemtransformation, Systemintegration und Marktintegration

Die Umgestaltung des Energiesystems mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung hat einen hohen gesellschaftlichen Konsens in Deutschland. Der Energiebedarf soll aus diesem Grund nach den Zielen der Bundesregierung reduziert und überwiegend durch Erneuerbare Energien abgedeckt werden. Die damit verbundene *Systemtransformation* kann begrifflich präzisiert werden als der Prozess einer grundlegenden und langfristigen Umgestaltung des gesamten Energiesystems. Der Begriff soll zugleich verdeutlichen, dass es nicht um eine bloße Weiterentwicklung des bestehenden Systems geht, sondern um seine Anpassung insbesondere an die dargebotsabhängigen fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) und die damit verbundenen weitgehenden Veränderungen.

Mit *Systemintegration* der EE wird begrifflich die Gesamtheit der Maßnahmen gebündelt, die zum einen dazu beitragen, einen ständig steigenden EE-Anteil in das Stromsystem aufzunehmen, und zum anderen den System- und damit den Integrationsrahmen sukzessive um die Bereiche Wärme und Verkehr erweitern. Demgegenüber verfolgt die *Marktintegration* der EE das Ziel, ihren Beitrag in den unterschiedlichen Teilmärkten des Stromsektors, insbesondere in den Großhandels- und Regelenergiemärkten, und eine entsprechende Anpassung der jeweiligen Regelwerke zu gewährleisten. Inwieweit oder unter welchen Bedingungen die Marktintegration den Prämissen der Systemtransformation folgt, lässt sich freilich nicht pauschal beantworten und muss jedenfalls genau analysiert werden.

Die folgende Abbildung differenziert die unterschiedlichen Begriffe mit Hilfe ihrer dominierenden Charakteristika.



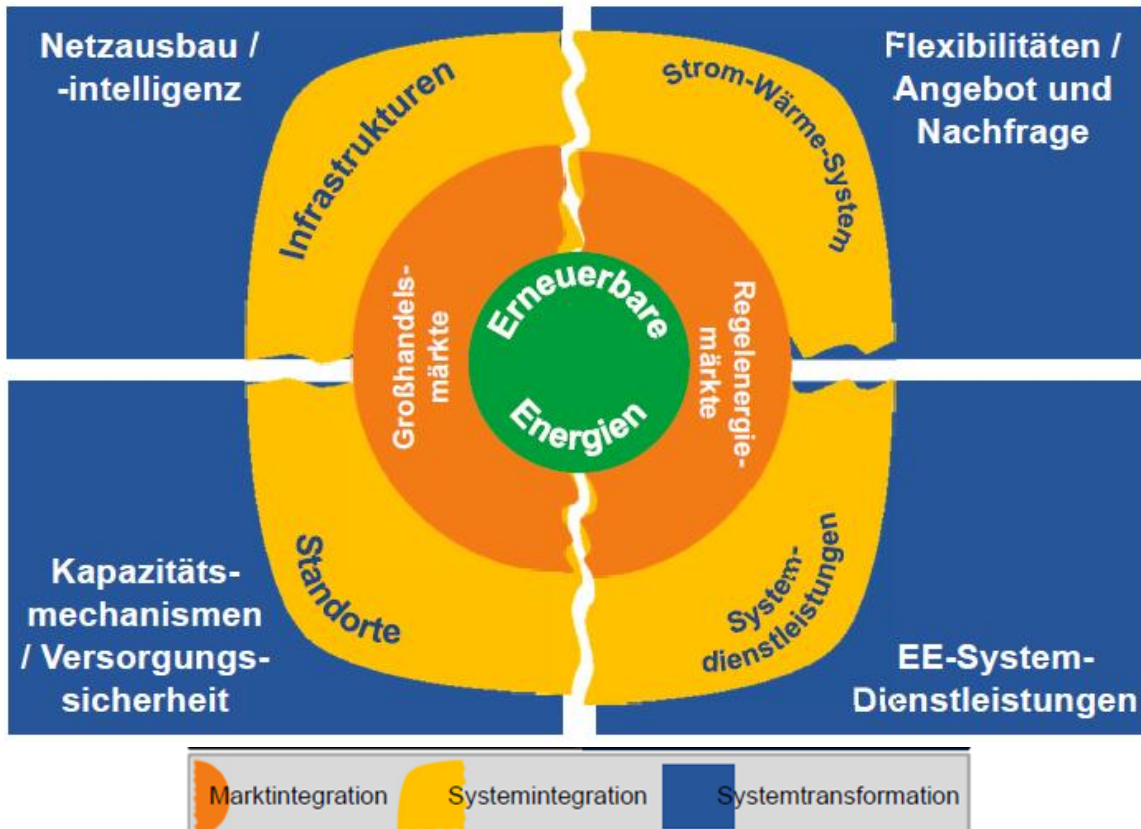


Abbildung 1: Zur Differenzierung der Begriffe Markt- und Systemintegration sowie Systemtransformation; eigene Darstellung

### Novellierungsbedarf des EEG

Auf Grund einer Reihe offensichtlicher Schwächen des gegenwärtigen EEG wird in der aktuellen Diskussion ein erheblicher Novellierungsbedarf gesehen. Dabei werden für die Novellierung u. a. folgende Ziele genannt:

- Ein möglichst kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Vermeidung überhöhter Renditen sollen zu einem langsameren Anstieg der EEG-Umlage führen.
- Die Menge des Zubaus an EE-Anlagen soll besser gesteuert werden als bisher, um einerseits eine Zielverfehlung, andererseits aber zudem eine stärkere Belastung durch einen zu schnellen Ausbau zu vermeiden und dadurch auch eine bessere Verzahnung mit dem Ausbau der erforderlichen Infrastruktur zu erreichen.
- Eine verstärkte Marktintegration der Erneuerbaren Energien, d. h. eine stärkere Teilnahme an bestehenden Märkten und eine bessere Koordination mit der konventionellen Erzeugung, soll möglichst zu einer systemdienlichen Auslegung und Betriebsweise der EE-Anlagen führen.

Im Zentrum der Novellierungsdiskussion steht letztlich die Frage, wie diese Ziele „am besten“ erreicht werden können.

Andererseits fokussiert die Diskussion seit einiger Zeit sehr stark auf die EEG-Umlage, die als Saldo zwischen EEG-Vergütung und Vermarktungserlösen am Spotmarkt von den nicht-privilegierten Kunden getragen wird und in den letzten Jahren stark angestiegen ist. Sie ist allerdings kein geeigneter Indikator für die Kosten der EE, da sie weder einen Vollkostenvergleich mit konventionellen Neuanlagen noch einen Systemkostenvergleich mit einem alternativen, auf konventionellen Anlagen beruhenden System erlaubt. Der auch mit der Umlage verbundene Anstieg der Strompreise für Haushaltskunden bewegt sich zudem im Rahmen der Preiserhöhungen für andere Energieträger wie z.B. Heizöl und Benzin, und der durchschnittliche Anteil der Stromkosten an den gesamten Haushaltsausgaben ist mit 2,5 % ohnehin gering. Für industrielle Großverbraucher sind keine Indizien für im Vergleich zum europäischen Ausland signifikant steigende Strompreise zu beobachten.

**A1** Die EEG-Umlage ist kein geeigneter Indikator für die Kosten der Erneuerbaren Energien. Der stark gesunkene Börsenstrompreis kompensiert einen deutlichen Anteil der EEG-Umlage. Die Höhe der EEG-Umlage kann wegen des Bestandsschutzes nicht signifikant verändert werden, egal wie die Novellierung des EEG konkret aussieht.

### Zur Notwendigkeit von Finanzierungsmodellen für EE

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien ist wesentlich von den Kapitalkosten dominiert, das Dargebot und der Betrieb erfordern keine bzw. nur geringe jährliche Aufwendungen. Ein Investor wird dann eine Investition tätigen, wenn die Investition zzgl. einer dem Risiko entsprechenden Prämie mindestens die Rendite vergleichbarer Anlagen erreicht. Analysen der Erlösperspektiven von EE-Anlagen in den Spot-, Termin- und Regelenergiemärkten zeigen, dass diese zur Finanzierung der Anlagen im Betrachtungszeitraum dieses Gutachtens nicht ausreichen werden. Das gilt umso mehr, als die EE zur Reduzierung der Preise mindestens auf den Großhandelsmärkten führen („Merit-Order-Effekt“) und sich dadurch den Preis besonders dann senken, wenn sie viel Strom einspeisen.

Um dennoch einen Ausbau der EE zu erreichen, ist ein Finanzierungsmodell erforderlich, das entsprechende Erlösströme über Markterlöse der heutigen Strommärkte hinaus absichert. Es ist in diesem Sinne auch kein Subventionsmodell, da es lediglich die Zielerreichung des Ausbaus Erneuerbarer Energien gewährleisten soll.

**A2** Zur Erreichung der Ausbauziele für die Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung sind weiterhin Finanzierungsmodelle zwingend notwendig; die existierenden Strommärkte allein werden die Finanzierung nicht leisten können.

### Zur Auswahl geeigneter Finanzierungsmodelle

Insofern geht es darum, ein Modell für ihre Finanzierung zu wählen, das neben dem Kriterium der Effektivität im Hinblick auf die Zielerreichung auch mindestens Kriterien wie Kosteneffizienz, Praktikabilität, Flexibilität und Akzeptanz zufriedenstellend erfüllt und zudem die gewachsene Akteursvielfalt nicht gefährdet. Die folgende Übersicht zeigt das Spektrum aller Modelle für die Finanzierung von EE auf:

Tabelle 1: Übersicht über das Spektrum aller Modelle für die Finanzierung von EE; eigene Darstellung

technologiespezifische / regional differenzierte Modelle						technologieneutrale Modelle						
Einspeisevergütung		Prämienmodelle						Prämienmodelle				Quote
		Marktprämie (in ct/kWh)				fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)		fixe Marktprämie (in ct/kWh)		fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)		
		gleitend		fix (ex ante)		admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	
		admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung							
phys. Wälzung	treuhände- rische Vermarktung											

Bei der Abwägung zwischen den unterschiedlichen Modellen sind folgende Argumente zu beachten:

- Sämtliche *technologieneutralen* Finanzierungsmodelle – also solche die nicht nach Technologien differenzieren – sind insbesondere aus zwei Gründen den *technologiespezifischen* unterlegen: zum einen sind sie nicht kosteneffizient, da sie die Vergütungen bzw. Prämien nicht differenzieren und demzufolge relativ kostengünstigen Anbietern unnötig hohe Gewinne („Produzentenrenten“) gewähren. Zum anderen verengen sie das Technologiespektrum erheblich und können zu kostspieligen Technologiesprüngen führen, wenn das Potenzial der aktuell genutzten Technologien ausgeschöpft ist und dann keine weiteren Technologien bereit stehen. Aus diesen Gründen sollten diese Modelle frühestens dann in Erwägung gezogen werden, wenn sich die Kosten eines ausreichend breiten Technologie-Portfolios einander angenähert haben.

**A3** Technologieneutrale Finanzierungsmodelle wie das Quotenmodell oder eine technologieneutrale fixe Prämie sind nicht kosteneffizient, führen zu überhöhten Produzentenrenten und bergen zudem das Risiko kostspieliger Technologiesprünge. Sie scheiden daher als sinnvolle Optionen aus.

- Grundsätzlich kann zwischen *Vermarktungs-* und *Wälzungsmodellen* unterschieden werden. In dem vorliegenden Gutachten werden jedoch ausschließlich Vermarktungsmodelle betrachtet, da sie das gegenwärtige Modell modifizieren und deshalb gut einzuschätzen sind. Zu Wälzungsmodellen wären hingegen noch eine Reihe offener Fragen zu klären.
- Sämtliche technologiespezifischen und evtl. regional differenzierten *Prämienmodelle* setzen auf Vermarktung der EE in den bestehenden Teilmärkten, insbesondere in den Großhandelsmärkten. Hier wird unterschieden zwischen einer *Marktprämie* in ct/kWh und einer *Kapazitätsprämie* in €/kW. Je nach Zielsetzung ist das eine oder das andere Modell geeigneter. Sie unterscheiden sich vor allem dadurch, dass sie unterschiedlich stark darauf angewiesen sind bzw. angereizt werden, Erlöse aus den Vermarktungsaktivitäten zur Finanzierung der Anlagen zu erzielen.

**A4** Die Entscheidung für eine Vermarktung Erneuerbarer Energien ist die Entscheidung für ein Prämienmodell. Ob eine Markt- oder eine Kapazitätsprämie gewählt wird, hängt entscheidend von den beabsichtigten Vermarktungsaktivitäten ab, die damit angereizt werden sollen.

Im Hinblick auf die Wahl des Finanzierungsmodells erscheinen folgende Aspekte geeignet, das Spektrum der Modelle einzugrenzen:

- Ausschreibungsverfahren haben den Charme, den Marktakteuren selbst die Einschätzung ihrer Kosten und Risiken zu überlassen. Allerdings wirft ihre konkrete Ausgestaltung noch eine Fülle von Fragen auf, die sorgfältig beantwortet werden müssen, bevor ihre Einführung erwogen werden kann. Dabei sollte unbedingt die Auswertung bisheriger ausländischer Erfahrungen einfließen.

**A5** Eine Auktionierung/Ausschreibung kann grundsätzlich zu einer Senkung der Kosten und einer präziseren Steuerung des Ausbaus beitragen. Sie sind daher eine sehr interessante Alternative zur administrativen Festlegung von Vergütungen. Vor ihrer möglichen Einführung sind jedoch noch viele Umsetzungsfragen zu beantworten.

- Die noch bestehende Unsicherheit im Hinblick auf Vermarktungsmöglichkeiten und –erlöse insbesondere von dargebotsabhängigen FEE-Anlagen legt es nahe, hier mit Prämienmodellen zunächst vorsichtig zu sein. Eine ausreichend hohe Kapazitätsprämie würde genügend Freiräume für das Austesten von Vermarktungsmöglichkeiten belassen.
- Beim Modell der Einspeisevergütung sollten niedrige Risiken stets mit niedrigen Renditen einhergehen; es erscheint daher insbesondere für jene Akteure geeignet, die keinen guten Zugang zu Kapitalmärkten haben oder risikoscheu sind und sichert damit eine große Akteursvielfalt. Durch eine schnelle Anpassung der Vergütungen an wesentliche Kostentreiber und die Entwicklung der Zinsniveaus muss es Ziel sein, die erzielbaren Renditen in einem moderaten Rahmen zu halten.

Insgesamt legen es diese Aspekte nahe, sich vom bisherigen einheitlichen Finanzierungsmodell des EEG zu verabschieden und deutlich stärker zwischen den Technologien zu differenzieren.

**A6** Das bisherige einheitliche Vergütungsmodell des EEG wird den Charakteristika der unterschiedlichen EE-Technologien nicht gerecht; daher sollten mehrere Finanzierungsmodelle passend zu den Technologien angeboten werden.

### **Finanzierungsmodell für Wind-Onshore, PV und Wasserkraft**

Für EEG-Bestandsanlagen ist aus Gründen des Vertrauensschutzes kein Änderungsbedarf angezeigt.

Bei der Finanzierung von Neuanlagen in den Bereichen Wind-Onshore, PV und Laufwasser wird ein Zwei-Optionenmodell vorgeschlagen:

– *Option „Bürgermodell“*

Diese Option A bietet kleineren, risikoscheuen Investoren, die über keine vertieften Kenntnisse der Strommärkte verfügen, eine Möglichkeit, sich beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zu engagieren. Die erwarteten Renditen können für diesen Zweck niedrig gehalten werden. Dies wird erreicht, indem eine feste Einspeisevergütung gezahlt wird, deren Höhe technologiespezifisch und z.T. regional differenziert festgelegt wird. Sie wird an wesentliche Kostentreiber angepasst, um auch im Zeitverlauf die Renditen für Neuinvestoren niedrig zu halten und einen zu langsamen oder schnellen Ausbau zu vermeiden. Die Anlagenbetreiber müssen in dieser Option ihren Strom nicht selbst vermarkten, was ihr Risiko und damit die Renditen gering halten kann. Der Strom wird ihnen vielmehr von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) oder einem Dritten abgenommen, die den Strom dann auch zu vermarkten haben. Im Fall der Vermarktung können u.U. in Stunden mit negativen Preisen hohe Kosten entstehen. Deshalb wird vorgesehen, dass die ÜNB oder Dritte Neuanlagen ab einer bestimmten Größe in derartigen Stunden abregeln können. Um hierdurch keine zu große Erlösunsicherheit für Anlagenbetreiber zu schaffen, verlängert sich deren Vergütungszeit um die Anzahl der Stunden, in denen sie abgeregelt wurden.

– *Option „Integrationsmodell“*

Diese Option B bietet professionellen, risikooffenen Investoren die Möglichkeit, ihre Anlagen über eine fixe jährliche Kapazitätsprämie teilzufinanzieren und die weiteren notwendigen Erlöse über eine (obligatorische) Direktvermarktung zu generieren. Die Prämie soll zunächst administrativ bestimmt und festgelegt werden, bis sie in noch dafür zu entwickelnden Ausschreibungsverfahren wettbewerblich ermittelt werden kann. Während im Bürgermodell die Renditen auf Grund geringer Risiken sehr niedrig angesetzt werden können, müssten sie im Integrationsmodell auf Grund der Vermarktungsrisiken höher ausfallen. Eine fixe Kapazitätsprämie bietet den Anreiz, sämtliche Vermarktungsmöglichkeiten auszutesten und praktische Erfahrungen zu sammeln, da Anlagenbetreiber durch eine geschickte Vermarktung ihre Rendite erhöhen können.

In beiden Optionen des Optionenmodells ist eine deutlich differenziertere Standortvergütung von Wind-Onshore-Anlagen als gegenwärtig vorzusehen, um in der Vergangenheit beobachtbare Überrenditen zu vermeiden. In beiden Optionen werden Anreize geschaffen, den EE-Strom optimal zu vermarkten und in das Gesamtsystem zu integrieren, und es besteht keine Möglichkeit des Wechsels in die jeweils andere Option, d. h. die Entscheidung für ein Modell wird einmal abschließend getroffen.

Die folgende Abbildung fasst das Optionenmodell auf einen Blick zusammen:



Abbildung 2: Zusammenfassende Übersicht zum Optionenmodell; eigene Darstellung

**A7** Für den Neubau von Wind-, PV- und Wasserkraftanlagen soll es für die Investoren eine Wahlmöglichkeit geben, die den unterschiedlichen Risikoeinstellungen und Marktkennnissen Rechnung trägt. Nur so lässt sich eine große Akteursvielfalt erhalten.

Für kleinere, risikoscheue Investoren mit niedrigen Renditeansprüchen ist das Bürgermodell optimal und sichert Kontinuität.

Für professionelle, risikooffene Investoren mit höheren Renditeerwartungen bietet das Integrationsmodell die Möglichkeit, sämtliche Vermarktungsmöglichkeiten auszuteseten und die Erneuerbaren stärker mit dem restlichen System zu verzahnen.

### Finanzierungsmodell für Bioenergieanlagen

Bioenergieanlagen weisen im Vergleich zu FEE-Anlagen den großen Vorteil der Steuerbarkeit auf. Deshalb verfolgt das Finanzierungsmodell für dieses Anlagensegment das Ziel, eine Flexibilisierung des Anlagenbetriebes anzureizen. Dabei sollen Bioenergieanlagen aus Umweltschutzgründen erst dann ihre Flexibilität nutzen, wenn die von konventionellen Kraftwerken ausgeschöpft ist.

Dies wird erreicht, indem neuen Bioenergieanlagen eine Kombination aus einer fixen Markt- und einer fixen Kapazitätsprämie erhalten. Die Höhe der Marktprämie auf jede eingespeiste

kWh wird so angesetzt werden, dass die Anlagenbetreibern bei einem Preis, der die Brennstoffkosten konventioneller Kraftwerke gerade nicht mehr deckt, noch einen positiven Deckungsbeitrag erzielen. Die Höhe der Kapazitätsprämie in €/kW wird so abgestimmt, dass sie mit der Marktprämie dann einen rentablen Bau von Anlagen ermöglicht. Bei der Berechnung ihrer Höhe werden auch Wärmeerlöse und eine mögliche Vermarktung auf Regulenergiemärkten berücksichtigt

**A8** Die Finanzierung von neuen Bioenergieanlagen muss ihrer Steuerbarkeit Rechnung tragen. Eine Kombination aus einer Markt- und einer Kapazitätsprämie reizt die Flexibilisierung ihres Anlagenbetriebs an, ohne die notwendige Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke zu gefährden.

### Finanzierungsmodell für Wind-Offshore

Um weder die Finanzierung noch die Wirtschaftlichkeit erfolgter Investitionen zu gefährden, sollen die zugesagten Vergütungen für Projekte, die bereits in der Planung und Realisierung sind, nicht verändert werden. Damit sind diese Projekte anders zu behandeln als noch zu entwickelnde Projekte.

Die Finanzierung neuer Wind-Offshore-Anlagen sollte entsprechend der Option B (Integrationsmodell) mit einer fixen (ex-ante) Kapazitätsprämie abgesichert werden, die in Pay-as-Bid-Ausschreibungsverfahren ermittelt wird. Eine staatliche zentrale Instanz stellt entwickelte, genehmigungsfähige Standorte für die Ausschreibungen zur Verfügung. Die Standorte werden dementsprechend vorentwickelt und mit dem zeitgerechten und passenden Netzanschluss unter Investoren in einem Bieterwettbewerb versteigert. An dieser Stelle ist eine enge Abstimmung zwischen zentraler Instanz und den Übertragungsnetzbetreibern sowie dem Offshore-Netzentwicklungsplan notwendig, um eine simultane Entwicklung von Anlagen und Infrastruktur gewährleisten. Alle Bieter geben verschlossene Gebote ab („sealed auction“). Die zentrale Instanz wertet alle Gebote aus. Den Zuschlag erhält jeweils das Gebot, das auf Basis der im Gebot geforderten jährlichen Kapazitätzahlung (€/MW) zu den niedrigsten spezifischen Refinanzierungskosten in (ct/kWh) führt. Dadurch wird ein Anreiz für Anlagen mit möglichst hohen Vollbenutzungsstunden geschaffen.

In einer vordefinierten angemessenen Bauzeit müssen dann die Investoren ihre Offshore-Anlagen bauen. Falls es in dieser Zeit zu von den Investoren zu vertretenden Verzögerungen kommt, muss eine angemessene Pönale verhängt werden; alternativ können die Vergütungsrechte (Kapazitätsprämie) an einen anderen Projektentwickler weiter veräußert werden.

**A9** Die Finanzierung von Offshore-Windanlagen sollte für zukünftige, noch nicht vergebene Projekte deutlich wettbewerblischer über eine fixe Kapazitätsprämie plus obligatorische Direktvermarktung erfolgen, wobei die Prämie in einem Ausschreibungsverfahren zu ermitteln ist.

## Finanzierungsmodell für Geothermie



Bei Geothermieanlagen ist der noch nicht ausgereifte Stand der Technik sowie das hohe Investitionsrisiko zu beachten. Für hydrothermale Verfahren werden Investitionszuschüsse und Bürgschaften als besonders geeignet angesehen, da sie die hohen Investitionsrisiken effektiv zu mildern. Für petrothermische Verfahren wird aufgrund der noch erforderlichen technischen Entwicklungen und der Umweltrisiken keine Förderung über das EEG vorgeschlagen. Hier sollten in Einzelprojekten zuerst noch offenen Fragen geklärt werden.

## Zusammenfassung der vorgeschlagenen Finanzierungsmodelle

Die folgende Übersicht fasst unsere Vorschläge für die Finanzierungsmodelle der unterschiedlichen Technologien für den EE-Zubau noch einmal auf einen Blick zusammen:

Tabelle 2: Übersicht der Finanzierungsmodelle; eigene Darstellung

	Wind-Onshore	PV	Wasserkraft	Biomasse	Wind-Offshore	Geothermie
Einspeisevergütung	X	X	X			
fixe Marktprämie						
* administrativ festgelegt				X		
* durch Ausschreibung						
Kapazitätsprämie						
* administrativ festgelegt	X	X	X	X		
* durch Ausschreibung					X	
obligatorische DV	X	X	X	X	X	X
Investitionszuschuss						X
(Bürgschaft)						X

 Option A: Bürgermodell  
 Option B: Integrationsmodell

## Juristische Stellungnahme zu den vorgeschlagenen Finanzierungsmodellen

Die wesentlichen Ergebnisse der unionsrechtlichen Prüfung lassen sich wie folgt zusammenfassen: Eine wichtige, allgemeine Erkenntnis ist die, dass der unionsrechtliche Rahmen insbesondere im Beihilfenrecht derzeit im Fluss ist und daher zum gegenwärtigen Zeitpunkt (Oktober 2013) hierzu keine abschließenden Aussagen möglich sind. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die laufenden Aktivitäten der EU-Kommission zur beihilferechtlichen Überprüfung der besonderen Ausgleichsregelung des EEG; auch ist abzuwarten, ob die in der Konsultation befindlichen neuen Leitlinien zu Umwelt- und Energiebeihilfen, die voraussichtlich im ersten Quartal 2014 erlassen werden, mehr Klarheit schaffen werden. Es ist daher rat-



sam, das Optionenmodell noch einmal anhand der Endfassung dieser neuen beihilferechtlichen Leitlinien zu überprüfen.

Im Einzelnen kommen wir nach unionsrechtlicher Prüfung zu folgenden Ergebnissen:

- Das Vergütungssystem des EEG stellt nach derzeitiger Sach- und Rechtslage keine Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV dar. Dies gilt auch für die Besondere Ausgleichsregelung gemäß §§ 40 ff. EEG. Dies folgt aus der PreussenElektra-Entscheidung des EuGH, die auch nach der Essent-Entscheidung des EuGH weiterhin gilt. Angesichts der aktuellen Aktivitäten der EU-Kommission zur beihilferechtlichen Überprüfung des EEG erscheint in Zukunft allerdings eine andere Beurteilung nicht ausgeschlossen.
- Derzeit lässt sich noch keine rechtssichere Aussage darüber treffen, ob die Vereinbarkeit der EEG-Einspeisevergütung mit den Regelungen des europäischen Primärrechts auch dann noch gegeben sein wird, wenn der Anteil von EE-Strom am nationalen Bruttoendenergieverbrauch die verbindlichen Ziele übersteigen sollte. Bei Übererfüllung der Ziele wäre der grenzüberschreitende Handel in einem Ausmaß eingeschränkt, der mit der Warenverkehrsfreiheit nicht mehr ohne weiteres vereinbar wäre. Hier wäre eine europäische Regelung sinnvoll, um den grenzüberschreitenden Wettbewerb im Binnenmarkt zu gewährleisten bzw. wettbewerbskonforme Ausnahmen zu ermöglichen.
- Das geltende Modell der EEG-Einspeisevergütung verstößt nicht gegen die Warenverkehrsfreiheit gemäß Art. 34 AEUV. Selbst wenn man einen Eingriff bejahte, wäre dieser nach der derzeitigen Sach- und Rechtslage jedenfalls unter den Gesichtspunkten des Umweltschutzes und des Schutzes der öffentlichen Gesundheit gerechtfertigt, die zu den zwingenden Interessen des Allgemeinwohls gehören. Auch diesbezüglich ist aber eine andere Beurteilung in der Zukunft denkbar, sollte sich der EuGH neu positionieren.
- Räumlich differenzierte Einspeisevergütungen sind unionsrechtlich grundsätzlich unbedenklich. Konkrete unionsrechtliche Vorgaben hierzu gibt es nicht. Der nationale Gesetzgeber hat zu Lenkungs- und Steuerungszwecken einen weiten Gestaltungsspielraum; es muss nur der Kreis der von einer Maßnahme Begünstigten sachgerecht abgegrenzt sein. Standortdifferenzierte Vergütungssätze müssen transparent und sachdienlich sein. Sofern darüber hinaus auch weiterhin die finanziellen Lasten aus einer regional differenzierten Förderung über ein bundesweites Ausgleichssystem verteilt werden, liegt schon im Grundsatz kein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot vor.
- Rückwirkungen auf die Großhandelspreise in den Nachbarländern, die sich mittelbar aus dem deutschen EE-Vergütungssystem ergeben, unterliegen keinen unionsrechtlichen Vorgaben; diese Marktwirkungen spielen sich im unregulierten Bereich ab. Hier kommt eine (EU-kartell-)rechtliche Prüfung nur in Betracht, wenn konkrete Anhaltspunkte dafür bestehen, dass einzelne Marktteilnehmer sich am Strommarkt missbräuchlich verhalten; dies ist mit Blick auf die Erzeugung von EE-Strom und seine Einspeisung in das deutsche Netz nicht ersichtlich.
- Der Einsatz von Phasenschiebern zum Erhalt der Systemsicherheit in benachbarten Übertragungsnetzen steht sowohl in Einklang mit der Stromhandelsverordnung als

auch mit der Warenverkehrsfreiheit. Sofern man einen Eingriff gemäß Art. 34 AEUV annehmen würde, wäre dieser im öffentlichen Interesse gerechtfertigt.

- Nach derzeitiger Sach- und Rechtslage ist die Ausschreibung von Offshore-Windkraft-Kapazitäten in Deutschland mit dem Unionsrecht vereinbar. Dies gilt unabhängig davon, ob für die übrigen Erneuerbaren Energien ein Vergütungsmechanismus mit festen Vergütungssätzen erhalten bliebe. Nach derzeit geltendem nationalen Recht wäre ein Ausschreibungsmodell nur unter den engen Voraussetzungen des § 53 EnWG zulässig, nämlich zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Daher müsste der nationale Gesetzgeber im deutschen Recht zunächst durch eine vollständige Umsetzung des Richtlinienrechts die Voraussetzungen für ein Ausschreibungsmodell schaffen.

**A10** Die vorgeschlagenen Finanzierungsmodelle für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland sind vorbehaltlich aktualisierter beihilferechtlicher Prüfungen mit dem Recht der Europäischen Union vereinbar.

### **Schnittstelle Netze: Wechselwirkungen zum EEG**

Neben einem Ausbau der Übertragungsnetze ist ein zum Teil erheblicher Ausbau der Verteilnetze in allen Spannungsstufen erforderlich, da an diesen der Großteil der EE-Anlagen angeschlossen wird. Um deren Ausbau zu reduzieren, können verschiedene Maßnahmen (Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage, regelbare Ortsnetztransformatoren, steuernder Eingriff bei Verbrauchern und Erzeugern, Abregelung von kurzzeitigen Leistungsspitzen) eingesetzt werden. Die bisherigen Anpassungen des Regulierungsrahmens greifen dabei deutlich zu kurz. Ziel muss sein, einfache und transparente Regelungen für alle Spannungsstufen zu haben, die entsprechend zur Umsetzung der Energiewende erforderliche Investitionen sicherstellen. Hierzu ist der Zeitverzug zwischen Investition und Erlösrückfluss konsequent zu beseitigen. Der Vorschlag des Wirtschaftsausschusses des Bundesrates sollte daher umgesetzt werden.

Abregelungen, die durch die Netzbetreiber auf Grund von Netzengpässen vorgenommen werden müssen, sollten zu einem Teil nicht entschädigt werden, um den EE-Investoren dadurch Signale für netzoptimale Standorte zu geben. Gleichwohl ist vom Grundsatz her an dem Ziel des bedarfsgerechten Netzausbaues fest zu halten, da der Netzausbau in Relation zu den Gesamtkosten der Systemtransformation sehr günstig ist.

Die Netzentgeltsystematik muss weiter entwickelt werden.

Die wesentlichen zu beachteten Gesichtspunkte, die gleichzeitig auch die Ungeeignetheit der gegenwärtigen Systematik begründen, sind folgende:

- Es ist damit zu rechnen, dass auch im Bereich der Kleinverbraucher zukünftig im verstärkten Maße eine Eigenerzeugung stattfindet. Die aus dem Netz entnommene Leistung und Arbeit wird daher als Schlüssel für die Verteilung der Netzkosten zunehmend ungeeignet, da Eigenerzeuger gleichermaßen wie andere Kunden von der Bereitstellung des Netzes profitieren und dessen Kosten überwiegend nicht von der entnommenen Arbeit abhängen.

- Die Netzentgelte sollten in einem stärkeren Anteil die Vorhaltung von Kapazität berücksichtigen. Dies kann durch einen höheren Grundpreis oder eine Leistungspreiskomponente (Netzanschlussleistung) erfolgen.
- Bei der Ausgestaltung ist im Detail zu berücksichtigen, dass dies Rückwirkungen auf vermiedene Netzentgelte hat. Zur Umsetzung der Netzentgeltsystematik besteht insgesamt noch weiterer Forschungs- und Diskussionsbedarf.

**A11** Der Zeitverzug der Anreizregulierung ist ein Investitionshemmnis beim notwendigen Verteilnetzausbau und muss beseitigt werden.

Alle Netznutzer, also auch Eigenerzeuger, müssen einen kostenverursachungsgerechten Grundpreis oder Leistungspreis für die Vorhaltung der Netzkapazität und Netzdienstleistungen zahlen, um kostengerechte Preise für die Netzinfrastruktur zu gewährleisten.

### Flexibilitätsoptionen zur Flankierung der EE

Flexibilitäten zur Ergänzung der Erneuerbaren Energien werden u. a. durch negative Börsenpreise angereizt. Eine Dämpfung dieser Preise durch EE-Vermarktung konterkariert dieses Signal und sollte daher regulatorisch flankiert werden mit dem Ziel, die Anreize möglichst in voller Stärke zu erhalten. Die Abregelung von EE-Anlagen in Überschusssituationen ist volkswirtschaftlich sinnvoll. Andererseits wird aber der Anreiz zur Flexibilisierung inflexibler Bestandsanlagen reduziert. Daher wird ein Modell zur weiteren Prüfung vorgeschlagen, das inflexible Anlagen mit den (negativen) Strompreisen zu pönalisiert. Die Pönale kann anhand der bei der Strombörse hinterlegten Angebotskurve hergeleitet werden, in dem der (negative) Preis ermittelt wird, der sich bei Markträumung ergeben würde, wenn die EE-Anlagen vollständig eingespeist hätten.

Durch den weiteren Ausbau der FEE sind erheblich flexiblere konventionelle Kraftwerke als in der Vergangenheit erforderlich. Insbesondere ältere Bestandskraftwerke weisen die notwendigen Flexibilitätsmerkmale nicht auf und müssen entweder ertüchtigt (Retrofit) oder stillgelegt und durch neue flexiblere Kraftwerke ersetzt werden. Die Preissignale der Strommarktsegmente (insbesondere der Day-Ahead-Markt, der Intraday-Markt sowie die Regelenergiemärkte) reizen diesen Transformationsprozess grundsätzlich an. Negative Preise führen allerdings auch zu einer Erhöhung der EEG-Umlage, so dass ein Zielkonflikt vorliegt. Dieser Zielkonflikt wird durch das vorgeschlagene Optionen-Modell weitgehend aufgelöst: Einerseits erhält in Option A der ÜNB und in Option B der Direktvermarkter den Anreiz, Überschüsse aus EE-Anlagen abzuregeln. Andererseits werden inflexible Kraftwerke, die diesen Abregelungsbedarf ursächlich hervorrufen, pönalisiert. Perspektivisch müssen neue Flexibilitätsoptionen angereizt werden. Hierzu sind ergänzende Kapazitätsmechanismen erforderlich, da die derzeit beobachteten Preissignale eine Investition z.B. in neue hochflexible Erzeugungseinheiten nicht gewährleisten.

**A12** Der weitere Ausbau der EE-Anlagen erfordert einen erheblich flexibleren konventionellen Kraftwerkspark als derzeit vorhanden. Negative Strompreise reizen den Umbau des Kraftwerkssystems an. Ergänzend sind geeignete Kapazitätsmechanismen sinnvoll.

# 1 Auftrag und Einordnung der Studie

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, die Energieversorgung an die Erfordernisse einer nachhaltigen Entwicklung anzupassen (s. EEG § 1). Um es zu erreichen, hat sie für verschiedene Teilbereiche der Energieversorgung Zielpfade genannt. Ein wesentliches Ziel fordert eine Erhöhung des Anteils der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) auf mindestens 35 % des Stromverbrauchs in 2020 und auf 80 % des Stromverbrauchs in 2050.

Diese Ziele sollen aufgrund der Ressourcensituation in der Stromversorgung in Deutschland insbesondere durch einen Ausbau der im Land dezentral vorhandenen fluktuierend einspeisenden Energiequellen Wind und Sonne erreicht werden. Legt man dies zugrunde, zeichnen sich die Konturen des neuen Stromsystems in Deutschland immer klarer ab: Wind und Photovoltaik sowie in geringerem Umfang Laufwasser werden zu den prägenden Säulen der Erzeugung. Diese werden von vielfältigen Flexibilitätsoptionen ergänzt zu einem stabilen, bezahlbaren und klimaverträglichen Energiesystem. Wesentliche Aufgaben der Flexibilitätsoptionen sind erstens das Angleichen der Charakteristiken von Erzeugung und Verbrauch und zweitens die Überbrückung kurz-, mittel- und langfristiger Angebotslücken. Damit wird die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gewährleistet. Um die netzseitige Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssen heute bestimmte Erzeugungsanlagen in Betrieb sein (Must-Run-Anlagen), wobei längerfristig der Bedarf an Must-Run-Kapazität durch die Flexibilisierung der restlichen Anlagen möglichst klein gehalten werden und mittelfristig auch von den Erneuerbaren Energien und anderen (nicht fossilen) Flexibilitätsoptionen gedeckt werden sollte. Zudem müssen die Netze entsprechend ausgebaut und die Verantwortlichkeiten und Möglichkeiten der Netzbetreiber an die sich wandelnde Erzeugungsstruktur angepasst werden. Das Ziel, die Stromerzeugung überwiegend auf Erneuerbare Energien umzustellen, erfordert also einen umfassenden Umbau des Stromsystems.

Das EEG hat den Ausbau der Erneuerbaren Energien insgesamt sehr befördert. Erfolgsfaktoren waren insbesondere verlässliche Rahmenbedingungen für die Finanzierung, die eine Vielzahl von Akteuren den Marktzutritt erlaubt haben. Andererseits hat der Ausbau zeitweilig eine unerwartet hohe Dynamik entfaltet, insbesondere bei der Photovoltaik, die dazu geführt hat, dass der Netzausbau nicht im erforderlichen Maße Schritt hielt und durch schnell sinkende Herstellungskosten zum Teil Überrenditen erzielt wurden. Gleichzeitig werden aktuell aus Anlass der daraus und aus dem Sinken der Börsenpreise resultierenden Entwicklung der EEG-Umlage die Kosten des Ausbaus thematisiert. Beides führt zu einer Vielzahl an Vorschlägen für eine grundlegende Neugestaltung des Finanzierungsmodells für Erneuerbare Energien. Hier werden die Optionen für einen solchen Mechanismus untersucht, wobei im Unterschied zu vorliegenden Vorschlägen

- die Perspektive nicht auf den Ausbau von Erneuerbaren Energien allein beschränkt, sondern das gesamte Stromsystem berücksichtigt wird
- explizit die Frage gestellt wird, wie die nächste EEG-Novellierung gestaltet werden soll. Damit erscheint ein Zeithorizont bis etwa Ende des Jahrzehnts als angemessen, und es kann das aufgestockte Ausbauziel von 40 %<sup>1</sup> des Stromverbrauchs herangezogen werden. Aufgrund der Verbrauchsentwicklung in den letzten Jahren wird ein gleichbleibender Stromverbrauch zugrunde gelegt. Diese Rahmendaten können ver-

<sup>1</sup> Diese Aufstockung besteht in einem Angebot von Bundesumweltminister Altmaier vor dem Hintergrund, dass das ursprünglich angestrebte Ziel einer 10 prozentigen Stromverbrauchsreduktion wohl nicht erreicht werden kann.

wendet werden, um erforderliche Flexibilitätsoptionen und Netzmaßnahmen einzuschätzen

- eine ausführliche Abwägung der Vor- und Nachteile der grundlegenden Finanzierungsmodelle erfolgt. Dabei werden konkrete Handlungsmöglichkeiten für (potenzielle) EE-Anlagenbetreiber inklusive deren Beteiligungsoptionen an den verschiedenen Teilmärkten des Elektrizitätssystems berücksichtigt.

Ziel ist es, Vorschläge für die anstehende EEG-Novellierung abzuleiten, die zielführend und praktikabel sind, gleichwohl die längere Perspektive einer umfassenden Systemtransformation berücksichtigen und zudem im Einklang mit dem EU-Recht stehen. Durch den systemisch-konzeptionellen Ansatz kann sowohl überprüft werden, ob der EE-Ausbau netzverträglich ist und wie eine Netzverträglichkeit ggf. hergestellt werden kann, als auch, ob genügend Anreize für erforderliche Flexibilitätsoptionen bestehen und wie ggf. wettbewerbliche Anreize gegeben werden können. Zudem können Anpassungserfordernisse bestehender Strommärkte abgeleitet werden.

Ziel der Studie ist es nicht, eine unmittelbare gesetzliche Umsetzung zu ermöglichen. Zwar werden die aus unserer Sicht wesentlichen Eckpunkte der EEG-Novellierung abgeleitet und begründet, aber Detailfragen müssen noch offen bleiben und können in der bis zur Novellierung verbleibenden Zeit diskutiert werden.

Eine Parametrisierung der vorgeschlagenen Finanzierungsmodelle konnte im Rahmen der Studie nicht vorgenommen werden. Modellgestützte Szenarienanalysen mit dem Ziel, Auswirkungen der vorgeschlagenen Änderungen quantitativ abzuschätzen, mussten ebenfalls unterbleiben. Insbesondere Netzsimulationen waren in diesem Projekt nicht möglich; gerade zu Netzfragen, aber auch zu Flexibilitätsoptionen, fließen Erfahrungen aus anderweitig durchgeführten eigenen Analysen ein.

Das Vorgehen sowie der Aufbau der Arbeit sind in der folgenden Abbildung skizziert. Im Kapitel 2 werden unter „Kontext der Diskussion“ die Rahmenbedingungen auf den Strommärkten und die Implikationen des Ausbauziels auf die künftige zu erwartende Zusammensetzung der EE-Technologien dargestellt. Die Ergebnisse werden verwendet, um im Kapitel 3 die Notwendigkeit von Finanzierungsmodellen zu begründen und die grundlegenden Alternativen zu diskutieren. Dabei werden allgemeine Charakteristika dieser Modelle untersucht und nach dort ebenfalls vorgestellten Kriterien bewertet. In Kapitel 4 werden die verschiedenen Märkte des Stromsystems und ihre Interdependenzen dargestellt und etwa erforderliche Änderungen der Rahmenbedingungen diskutiert. Die Ergebnisse zu den grundsätzlichen Eigenschaften von Finanzierungsmodellen, die Charakteristika der Strommärkte sowie der quantitative Rahmen für den EE-Ausbau werden verwendet, um in Kapitel 5 Vorschläge für die Eckpfeiler des novellierten EEG abzuleiten. Dabei werden

- auf Basis der Charakteristika der Strommärkte Fragen der Direktvermarktung vertieft betrachtet
- die allgemeinen Charakteristika der Finanzierungsmodelle herangezogen und technikbezogen vertieft.

Die Ergebnisse sowie der Rahmen des Ausbaus der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) gehen in die Untersuchungen von Netzfragen (Kapitel 6) und Flexibilitätsoptionen (Kapitel 7) ein. Dort wird geprüft, ob der EE-Ausbau unter gegebenen Rahmenbedingungen netzkompatibel ist bzw. hinreichend Anreize bestehen, die erforderlichen Flexibilitätsoptionen

aufzubauen. Sofern das nicht der Fall ist, werden Ansätze entwickelt, wie dem abzuhelfen ist.

Kapitel 8 behandelt zwei auch in der gegenwärtigen Kostendiskussion wichtige Themen, die weitgehend unabhängig von den sonstigen Themen entschieden werden können: Die Frage, wie Eigenverbrauchsregelungen wirken und welche Alternativen hier möglich sind, sowie die Wirkung und Einschätzung der allgemeinen Ausgleichsregelung, also der unter bestimmten Voraussetzungen gewährten Reduktion der EEG-Umlage für Unternehmen. In Kapitel 9 schließlich erfolgt eine juristische Prüfung der Kompatibilität der Vorschläge mit dem europäischen und dem nationalen Recht.

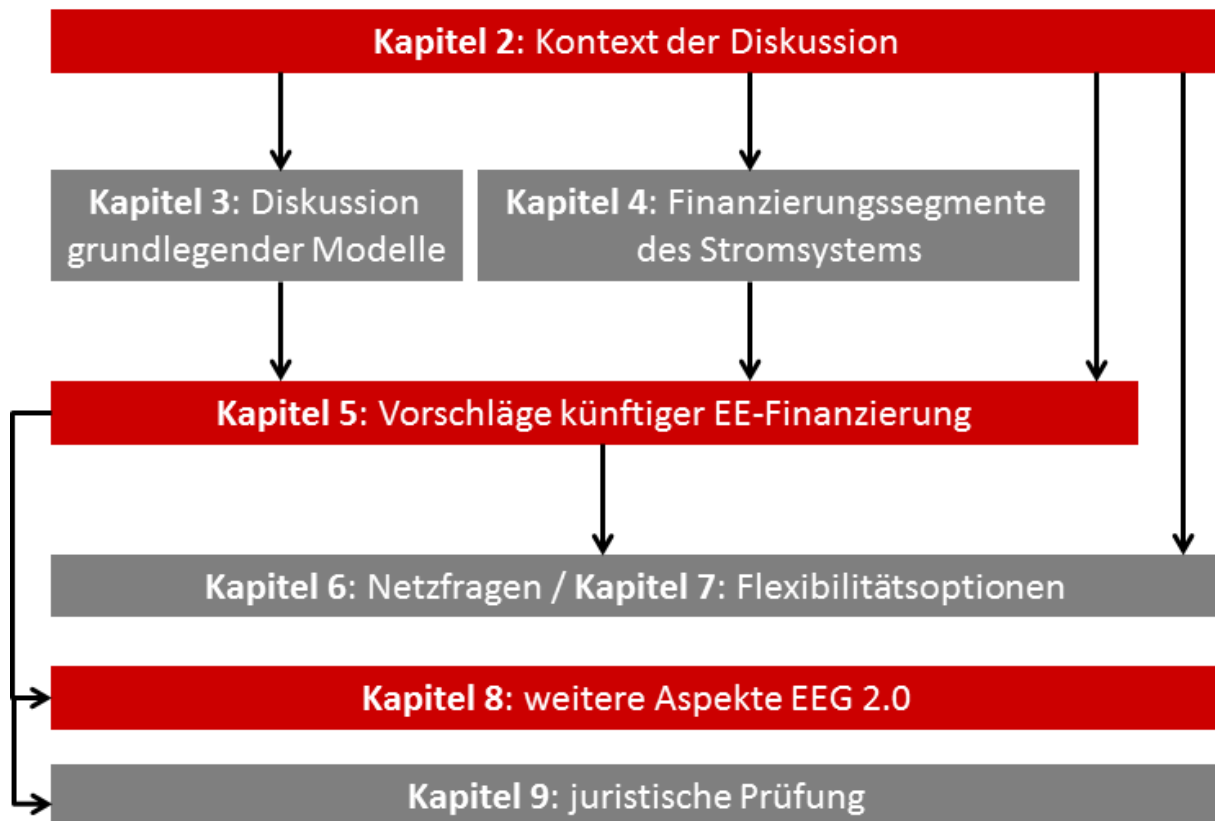


Abbildung 3: Struktur des Berichts; eigene Darstellung

## 2 Zum Kontext der Diskussion über die Ausgestaltung des künftigen Stromsystems

### 2.1 Zielsystem der Bundesregierung und FEE-Dominanz

Der angestrebte Umbau des Energieversorgungssystems erfolgt mit dem Ziel der „Sicherstellung einer zuverlässigen, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung“ (Bundesregierung 2010, S. 3). Als Folge des durch den Menschen induzierten Klimawandels wurden internationale Klimaschutzziele vereinbart und in nationale Zielsetzungen übersetzt. Die Reaktorkatastrophe in Fukushima führte zu einer Neubewertung der Risiken der Atomenergie und letztlich zu einem vorzeitig geplanten Ausstieg in Deutschland. Darüber hinaus droht durch die derzeit hohe Importabhängigkeit Deutschlands von endlichen fossilen Ressourcen langfristig ein Versorgungsproblem. Als Konsequenz legte sich die Bundesregierung mit dem Energiekonzept von 2010 auf Erneuerbare Energien als tragende Säule der zukünftigen Energieversorgung fest. Besonders hervorzuheben ist das Stromsystem, welches aufgrund seines hohen Anteils am gesamten bundesdeutschen Energieverbrauch einen zentralen Baustein der Energiewende darstellt.

Die konkreten Ziele hinsichtlich des Beitrags der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sind im Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) verankert: Demnach sieht das EEG 2012 vor, dass der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens auf 35 % bis 2020, 50 % bis 2030, 65 % bis 2040 und 80 % bis 2050 erhöht werden soll (EEG 2012: § 1 Abs. 2). Mit seinem „Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des EEG“ vom 11.10.2012 hat Bundesumweltminister Peter Altmaier (Altmaier 2012, S. 3) angekündigt, dieses Ziel auf 40 % anheben zu wollen.

Vor dem Hintergrund der in Deutschland vorhandenen EE-Potenziale und der bisherigen Entwicklung zeichnen sich bereits heute die Konturen des neuen Stromsystems in Deutschland ab: Im Zentrum werden die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) Windkraft und Photovoltaik (PV) stehen. Ein weiteres wichtiges Segment ist die Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (die hier auf die Nutzung der Biomasse beschränkt bleibt). Für die sehr hohe Bedeutung von Windkraft und PV gibt es aus heutiger Sicht eine Vielzahl guter Gründe:

- Im Gegensatz zu anderen Ländern mit hohen EE-Anteilen ist das Potenzial an Hydro- und Bioenergie für eine annähernde Vollversorgung in Deutschland nicht ausreichend. Die umfassende Nutzung von Windkraft und PV hingegen ist geeignet, einen erheblichen Beitrag zur deutschen Stromversorgung zu leisten.
- Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind und Sonne haben in den vergangenen Jahren sehr hohe Kostendegressionen erreicht. Nach gut begründeten Prognosen wird sich diese Degression weiterhin über einen längeren Zeitraum fortsetzen (Neij 2008). Demnach werden Windkraft und PV die günstigsten Stromerzeugungstechnologien überhaupt sein.
- Der dezentrale Charakter von Windkraft- und PV-Anlagen hat zu einer hohen Akteursvielfalt unter den Projektierern und Betreibern geführt. Unter Marktmachtgesichtspunkten sind ein breiter energiewirtschaftlicher Mittelstand und eine hohe Akteursvielfalt positiv zu beurteilen, um liquide Märkte und einen fairen Wettbewerb um die günstigsten Projekte zu gewährleisten.

- Erneuerbare Energien genießen in der Bevölkerung eine allgemein hohe Akzeptanz. Die Möglichkeit einer direkten finanziellen Beteiligung an Bau und Betrieb der Anlagen kann diese noch weiter verbessern.

Da die Stromerzeugung aus Wind und Sonne vom natürlichen Dargebot abhängt, ist offensichtlich, dass sie von steuerbaren Flexibilitätsoptionen flankiert werden muss. Der grundlegende Umbau der Erzeugungsstrukturen definiert die Rationalität des Stromsystems neu; die noch von der Zeit vor der Liberalisierung geprägte Struktur der deutschen Energiewirtschaft steht demnach erneut vor großen Veränderungen. Damit die FEE-Anlagen ihren angedachten Platz im Zentrum des künftigen Stromsystems einnehmen können, ist eine Weiterentwicklung dieses Systems nötig. Mit steigendem Anteil der FEE-Anlagen müssen diese technisch und wirtschaftlich schrittweise und vollständig in das System integriert werden. Dabei müssen die Teilmärkte und die nicht wettbewerblichen Bereiche derart weiterentwickelt werden, dass die FEE-Anlagen neben der Stromproduktion auch schrittweise die erforderlichen Systemdienstleistungen für eine sichere Versorgung übernehmen können, soweit dies technisch-wirtschaftlich sinnvoll ist. Damit einhergehend ist zu erwarten, dass sich neue Akteure und Institutionen bilden werden.

## 2.2 Zum Zusammenhang von Systemtransformation, Systemintegration und Marktintegration

In der wissenschaftlichen Literatur<sup>2</sup> und in der gesellschaftlichen Diskussion<sup>3</sup> zur Energiewende und zur Weiterentwicklung des EEG werden häufig die Begriffe Systemtransformation, Systemintegration und Marktintegration verwendet, mitunter allerdings relativ unpräzise und zum Teil widersprüchlich. Diese Begriffe werden auch in der vorliegenden Studie verwendet; sie sollen daher im Folgenden geklärt werden.

Das Energiesystem muss langfristig dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung genügen.<sup>4</sup> Der Energieverbrauch soll daher nach den Zielen der Bundesregierung reduziert und überwiegend durch Erneuerbare Energien abgedeckt werden.<sup>5</sup> Die *Systemtransformation* kann begrifflich präzisiert werden als der Prozess dieser grundlegenden und langfristigen Umgestaltung des gesamten Energiesystems. Dieser Begriff soll zugleich verdeutlichen, dass es nicht um eine bloße Weiterentwicklung des bestehenden Systems geht, sondern um eine Anpassung des Systems an die Rationalität der dargebotsabhängigen FEE und die damit verbundenen weitgehenden Veränderungen.

Mit *Systemintegration* der Erneuerbaren Energien wird begrifflich die Gesamtheit der Maßnahmen gebündelt, die zum einen dazu beitragen, einen ständig steigenden Anteil Erneuerbarer Energien in das Stromsystem aufzunehmen, und zum anderen den System- und damit den Integrationsrahmen sukzessive um die Bereiche Wärme und Verkehr erweitern.

<sup>2</sup> Z. B. Enervis/BET (2013), Kopp et al. (2012), Hirschhausen (2011).

<sup>3</sup> Z. B.: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/strommarkt/marktintegration/>, <http://www.bee-ev.de/BEE-im-Dialog/Plattform-Systemtransformation/Plattform-Systemtransformation.php> oder <http://www.vku.de/energie/energieerzeugung/erneuerbare-energien/plattform-erneuerbare-energien-diskutiert-eeg-reform.html>.

<sup>4</sup> S. z. B. § 1 Satz 1 EEG.

<sup>5</sup> Der Primärenergieverbrauch soll bis 2050 um 50 % und der Stromverbrauch um 25 % sinken. Der Bruttoendenergieverbrauch bzw. der Bruttostromverbrauch sollen dann zu 60 % bzw. 80 % durch Erneuerbare Energien bereitgestellt werden. (s. <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/beschluesse-und-massnahmen/>).



Die Systemintegration umfasst damit insbesondere:

- ein technisch-wirtschaftlich optimales Zusammenspiel von fluktuierenden Erneuerbaren Energien als tragende Säule mit den erforderlichen Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite, der konventionellen Erzeugungsseite (inklusive der KWK) sowie von Speichern
- die Flexibilisierung des bestehenden Kraftwerksparks und der Nachfrage, um der Fluktuation der Einspeisung von Wind und Sonne Rechnung zu tragen
- den Um- und Ausbau der Netze sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetzbereich inklusive einer neuen Aufgabenverteilung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern zur Absicherung der Systemsicherheit
- die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien und damit die sukzessive Ablösung der fossilen und nuklearen Anlagen, die hier bislang die entscheidende Rolle spielen
- eine engere Verzahnung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor durch gemeinsame Speicherlösungen und Netzoptimierungen.

Die verschiedenen genannten Änderungen sind dabei voneinander abhängig und müssen daher integriert gedacht und realisiert werden. Diese Definition von Systemintegration geht weit über bspw. die von Gawel/Purkus (2012) hinaus, die darunter lediglich verstehen, „... die EE... stärker in die Netzstabilisierung einzubinden und (sie) ... in höherem Maße Systemdienstleistungen erbringen (zu lassen)“ (S. 3f.). Letztlich steckt hinter unserer breiten Definition die Auffassung, dass die Systemtransformation es erforderlich macht, alle Systemelemente zu einem integrierten, auf die tragende Rolle der FEE ausgerichteten Gesamtsystem zusammen zu fügen.

Die *Marktintegration* der Erneuerbaren Energien verfolgt das Ziel, den Zutritt der EE zu den unterschiedlichen Teilmärkten des Stromsektors, insbesondere zu den Großhandels- und Regelenergiemärkten, und eine entsprechende Anpassung der jeweiligen Regelwerke zu gewährleisten. Mit einer Marktintegration wird das Ziel verbunden, Wettbewerb als Entdeckungsverfahren zu nutzen, um durch Preissignale eine effiziente Allokation von Ressourcen zu erreichen. Aus der volkswirtschaftlichen Theorie ist dieser Ansatz nachvollziehbar. Dabei steht der Leitgedanke im Vordergrund, dass die Koordination einer Vielzahl von Erzeugungsanlagen zur Deckung der Nachfrage am effizientesten über Strompreissignale gewährleistet werden kann, soweit die Märkte liquide und eine hinreichende Anzahl von Akteuren beteiligt sind. Inwieweit oder unter welchen Bedingungen gegenwärtig eine Marktintegration eine auch langfristig optimale Allokation von Ressourcen im System verspricht, ist näher zu untersuchen. Dabei sind erstens die Eigenschaften verschiedener EE-Techniken, deren gegenwärtiger Entwicklungsstand sowie die Kosten- und Akteursstruktur zu beachten. Zweitens sind die noch aus der Monopolversorgung herrührenden Strukturen und bestehenden Verzerrungen auf den Strommärkten zu berücksichtigen (s. dazu Abschnitt 2.3). Drittens sind Auswirkungen durch den bestehenden Einspeisevorrang der EE-Anlagen zu berücksichtigen, die zu Überproduktion (mehr Einspeisung als Nachfrage) und in der Folge zu negativen Börsenstrompreisen führen können.

Die folgende Abbildung differenziert die unterschiedlichen Begriffe mit Hilfe ihrer dominierenden Charakteristika.

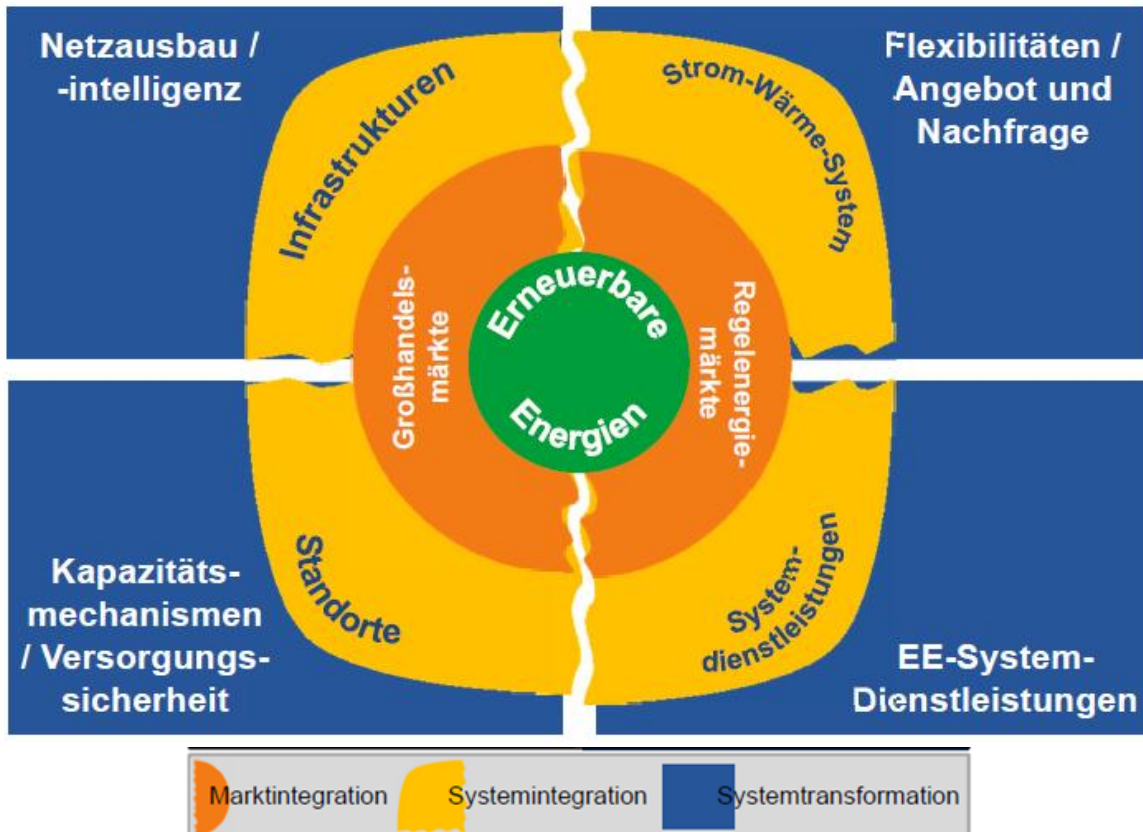


Abbildung 4: Zur Differenzierung der Begriffe Markt- und Systemintegration sowie Systemtransformation; eigene Darstellung

## 2.3 Aktuelle Verzerrungen der Rahmenbedingungen für die Strommärkte

Bei der Diskussion um eine stärkere Marktintegration der Erneuerbaren Energien stellt sich die Frage, welche Verzerrungen aufgrund der Marktstrukturen auf den bestehenden Strommärkten existieren und ob dadurch die angestrebte Systemtransformation in Tempo und Umfang beeinträchtigt wird.

Die Umwandlung von fossilen und atomaren Brennstoffen in elektrische Energie ist mit vielen negativen externen Effekten verbunden (Tabelle 1). Im Gegensatz hierzu ist die Stromerzeugung aus EE mit sehr geringen externen Effekten verbunden, die sich überwiegend aus dem Energieeinsatz zur Herstellung der Anlagen ergeben (Krewitt/Schlomann 2006).

**Tabelle 3:** *Negative externe Effekte beim Einsatz fossiler und atomarer Brennstoffe zur Stromerzeugung (vgl. Krewitt/Schlomann 2006, Peterson 2011); eigene Darstellung*

### Einsatz und Abbau von fossilen Brennstoffen

- Ausstoß von Klimagasen und deren beschleunigende Wirkung auf den Klimawandel
- Ausstoß von Luftschadstoffen und deren schädliche Wirkungen auf die menschliche Gesundheit, die Funktion von Ökosystemen, Biodiversität und die Agrarproduktion sowie hervorgerufene Schäden bei metallischen und anorganischen Materialien

### Einsatz, Abbau, Lagerung und Entsorgung von atomaren Brennstoffen

- Direkte Kosten und Folgekosten durch die Freisetzung radioaktiver Strahlung aufgrund von Kraftwerksstörungen und -unfällen
- Direkte Kosten und Folgekosten beim Abbau und der Weiterverarbeitung von Uran
- Erhöhtes Gefahrenpotential durch Anschläge auf Kernkraftwerke sowie Lagerstätten von atomaren Brennstoffen und Abfällen
- Folgekosten der Endlagerung von atomarem Abfall

Mit dem europäischen Emissionshandel wurde ein Instrument geschaffen, um die externen Kosten der Klimaauswirkungen zu internalisieren. Aufgrund von Anrechnung von Emissionsminderungen außerhalb Europas sowie des krisenbedingten Wirtschaftseinbruchs der vergangenen Jahre haben die Zertifikatpreise inzwischen ein derart niedriges Niveau erreicht, dass das Instrument derzeit eine zu geringe emissionsmindernde Steuerungswirkung für den Brennstoffeinsatz bei der Stromerzeugung besitzt. Zudem werden weitere Umweltauswirkungen wie Gesundheitsschäden durch sonstige Luftschadstoffe, Schäden in Ökosystemen oder der Flächenverbrauch durch Abbau der Ressourcen durch das Instrument aktuell nicht adressiert (vgl. Lehmann und Gawel 2013). Der europäische Emissionshandel stellt dennoch ein wichtiges umweltpolitisches Instrument dar, jedoch kann dieses aufgrund der genannten konzeptionellen Beschränkungen und strukturellen Schwächen nicht seine gewünschte Wirkung entfalten. Zudem sind durch ihn bei Weitem nicht alle negativen Effekte der Stromerzeugung aus fossilen Ressourcen adressiert.

Die Nutzung atomarer Brennstoffe zur Umwandlung in elektrische Energie ist nicht mit dem Ausstoß von Klimagasen verbunden und wird daher nicht vom Emissionshandel erfasst. Zur Internalisierung der aufgeführten negativen externen Effekte existiert kein Instrument, folglich werden diese von der Gesellschaft getragen.<sup>6</sup> Die Folgekosten von Endlagerung oder eines größeren Unfalls sowie die Versicherungskosten, die nur zu einem Bruchteil von den Kraftwerksbetreibern getragen werden (vgl. Peterson 2011), finden sich demnach nicht in den Stromerzeugungskosten und somit auch nicht in den Angebotspreisen auf den Strommärkten wieder. Wäre dies der Fall, würden sich einer Abschätzung zufolge die variablen Erzeugungskosten von Atomstrom vervielfachen (vgl. Schröder et al. 2013, S. 32 ff.).

<sup>6</sup> Die Einführung der Kernbrennstoffsteuer in 2011 wurde mit Verweis auf die Sanierungskosten der Schachtanlage Asse II begründet. Die Höhe der Steuer ist jedoch sehr gering im Vergleich zu den übrigen Lagerkosten und steht derzeit noch auf dem rechtlichen Prüfstand.

Eine stärkere Marktintegration der EE bedeutet, wie ausgeführt, eine zunehmende Teilnahme an den Strommärkten. Hierbei ist zu beachten, dass die Kraftwerksstruktur<sup>7</sup> im deutschen Stromsektor durch die Zeit vor der Liberalisierung geprägt ist und die Anbieterstruktur durch den unmittelbar mit der Liberalisierung einsetzenden Konzentrationsprozess. Aktuell kontrollieren die vier größten Energieversorger (RWE, E.ON, Vattenfall, EnBW) in der Summe 68 % aller konventionellen Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland mehrheitlich, wobei RWE und E.ON jeweils 21 % besitzen. Zusätzlich sind die vier größten Versorger an weiteren 6,3 % der gesamten installierten konventionellen Leistung mit weniger als 50 % beteiligt (Monopolkommission 2013, S. 71 ff.).

Eine aktuelle Untersuchung der Monopolkommission (2013, S. 80 ff.) verwendet den Residual Supply Index (RSI)<sup>8</sup> als Marktmachtindikator auf dem deutschen Strommarkt. Dieser Analyse zur Folge hat sich die wettbewerbliche Situation in 2012 gegenüber den Ergebnissen einer Untersuchung des Bundeskartellamtes (2011) für die Jahre 2007 und 2008 verbessert. Die Unterscheidung in vier Szenarien und verschiedene Schwellenwerte zeigen jedoch die Abhängigkeit der Ergebnisse von der unterschiedlichen Berücksichtigung der Importkapazität, der Industriekraftwerke sowie der Zuordnung von Kraftwerkskapazitäten. Im Hauptszenario wurden unter Berücksichtigung aller nach der Dominanzmethode zugeordneten Kraftwerkskapazitäten und der Importkapazität nur sehr geringe Möglichkeiten zur Marktmachtausübung festgestellt. In einem Szenario ohne Berücksichtigung der Importkapazität kam die Monopolkommission zu dem Ergebnis, dass ein deutlich höheres Potenzial vorliegt, was aber noch unter dem Niveau liegt, dass zuvor vom Bundeskartellamt (2011) festgestellt wurde.

Insgesamt nimmt die Monopolkommission (2013) aufgrund der Ergebnisse an, dass im Jahr 2012 nur geringe Möglichkeiten zur Marktmachtausübung bestanden, wobei die Ergebnisse stark abhängig von den Szenarioannahmen sind und deren Interpretation von der Festlegung der Schwellenwerte bestimmt wird. Zudem sind die konzeptionellen Beschränkungen des RSI als Indikator zu beachten, da dieser ausschließlich allein auf die Kapazität eines Unternehmens im Verhältnis zur gesamten Kapazität und der gesamten Nachfrage innerhalb eines definierten Markts abzielt. Werden ausschließlich die Spitzenlaststunden betrachtet, da diese besonders anfällig für möglichen Marktmissbrauch sind, erhöht sich allein nach der Berechnung des RSI das Potenzial zur Marktmachtausübung (vgl. Monopolkommission 2013, S. 85). Das deutet darauf hin, dass zumindest in bestimmten Situationen Marktmacht bedeutsam sein kann. Ob z. B. in Spitzenlastzeiten Kapazitäten zurückgehalten wurden, wurde von der Monopolkommission nicht untersucht. Da die Monopolkommission das faktische Verhalten der Marktteilnehmer nicht betrachtet hat, ist ein Ausnutzen von gerade auch temporärer Marktmacht nicht auszuschließen. Darüber hinaus existieren weitere Faktoren auf die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht, wie z. B. die Kraftwerksparkzusammensetzung der betrachteten Unternehmen oder die Elastizität der Nachfrage (vgl. Bundeskartellamt 2011, S. 106 ff.), die von der Monopolkommission nicht unmittelbar in ihre Markt-machanalyse einbezogen wurden. Zudem hat die Monopolkommission Regelenergiemärkte nicht eigens untersucht, da sie diese nicht als vom Großhandel getrennte Märkte auffasst. Diese Markt-abgrenzung ist umstritten, da zumindest im Sekundärregel- und Primärregel-

<sup>7</sup> Die Kapitalkosten von Kraftwerken, die nach der Liberalisierung noch lange Zeit und größtenteils auch gegenwärtig noch laufen, wurden vor der Liberalisierung im Regime der Strompreisregulierung bezahlt. Dadurch entstanden Kraftwerkseigentümern durch die Liberalisierung erhebliche zusätzliche Einnahmen („stranded benefits“).

<sup>8</sup> Für ein bestimmtes Unternehmen  $i$  wird der RSI wie folgt berechnet:

Siehe Monopolkommission (2013, S. 77 ff.) für eine weiterführende Beschreibung und Diskussion.

markt aufgrund der Präqualifikationserfordernisse erhebliche Markteintrittsbarrieren existieren. Inwieweit auf diesen Märkten Marktmacht vorliegt und genutzt wird, bleibt demnach offen.

Aufgrund der Unvollständigkeit und Unsicherheiten vorliegender Untersuchungen, der beobachteten Marktstruktur und der Möglichkeiten von Marktmanipulationen ist die Anregung der Monopolkommission, den Großhandelsmarkt weiter zu beobachten, nachzuvollziehen. Angesichts dessen ist auch die Umsetzung der EU-Verordnungen REMIT (Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency) und EMIR (European Market Infrastructure Regulation) mit der einhergehenden Einrichtung einer Markttransparenzstelle zu begrüßen. Durch die entsprechende Datensammlung und eine stärkere Kooperation der Energiemarktaufsichtsbehörden ist eine verbesserte Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte mit einem Augenmerk auf die Ausübung von Marktmacht und auf Handelsmanipulationen zu erwarten.

## 2.4 Exkurs: Zur Bedeutung und Entwicklung des Strompreises und der EEG-Umlage

Seit einiger Zeit ist in der öffentlichen Diskussion von maßgeblichen politischen Akteuren ganz oder teilweise folgende Argumentation zu finden: Es werden stark steigende Strompreise – mitunter gar eine „Strompreisexplosion“ – konstatiert, die mit den steigenden Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strombereich begründet werden. Für diese Kosten wiederum wird auf die EEG-Umlage verwiesen. Der Anstieg der Strompreise soll dann durch eine Reform des EEG begrenzt werden, da steigende Strompreise die Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen beeinträchtigen und von Haushalten nicht getragen werden können.<sup>9</sup>

Dieser skizzierte Gedankengang wird im Folgenden näher betrachtet. Dabei wird zuerst die Bedeutung der EEG-Umlage diskutiert, also die Frage, inwieweit die EEG-Umlage die Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien widerspiegelt. Im Zusammenhang damit wird die Entwicklung der Großhandels(Börsen)preise betrachtet, die eine Grundlage für die Diskussion der Endkundenpreise ist. Anschließend wird die Stromverbraucherseite getrennt nach Industrie-/Gewerbe- und Haushaltskunden thematisiert, wobei jeweils die Frage gestellt wird, wie sich die Preise entwickelt haben und inwieweit Preisänderungen von den Endverbrauchern getragen werden können.

### Zur EEG-Umlage

Mitunter findet sich der Begriff „(EEG-)Differenzkosten“<sup>10</sup>, womit die Differenz zwischen Auszahlungen an Anlagenbetreiber entsprechend EEG und Einnahmen aus der Vermarktung des EE-Stroms (zuzüglich von z. B. Vermarktungs- und Verwaltungskosten) gemeint ist. Dies

<sup>9</sup> Ganz oder teilweise ist diese Argumentation zu finden z. B. unter <http://www.fdp.de/Aktuelle-Meldungen-aus-der-Bundespartei/543c185/index.html?id=19040&suche=FDP%20Bundespartei>, [http://www.fdp.de/files/1463/Flugblatt\\_Strompreisbremse.pdf](http://www.fdp.de/files/1463/Flugblatt_Strompreisbremse.pdf), <http://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/energiepolitik-de?open&ccm=000200010076>, [http://www.bdi.eu/Statements\\_17870.htm](http://www.bdi.eu/Statements_17870.htm). S. auch die Zusammenstellung in DUK (2013, S. 4 ff.).

<sup>10</sup> S. z. B. [http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_2012\\_informationen\\_faq\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_informationen_faq_bf.pdf), Energy Brainpool (August 2013, S. 8 ff.). Dort wird aber deutlich benannt, was mit Differenzkosten in dem Kontext gemeint ist und genauer ausgeführt, wie sie geschätzt werden, die EEG-Umlage auf deren Basis ermittelt wird und ein Ausgleich der Differenz zwischen Ex-ante-Schätzung und Ex-post-Ergebnis erfolgt. In diesem Abschnitt wird eine vereinfachte Darstellung gewählt, um auf grundsätzliche Fragen zu fokussieren.

ist missverständlich, da der Begriff den Eindruck erwecken kann, als würden die Zusatzkosten des EE-Ausbau im Vergleich zu einem unterbleibenden Ausbau ausgewiesen. Ein umfassender Vergleich aus ökonomischer Sicht würde hingegen eine Kosten-Nutzen-Analyse erfordern, wie sie z. B. in ISI et al. (2012) versucht wird. Dort sind z. B. auch makroökonomische Effekte und Verteilungseffekte genannt. Verengt man den Blick auf das Stromsystem, so ist die dortige Wirkkategorie „systemanalytische Effekte“ relevant. Dabei wären dann auch monetarisierte vermiedene externe Effekte zu berücksichtigen. Ohne diese wiederum gelangt man zu eingepreisten Effekten des Stromsystems, die neben Erzeugung auch z. B. Unterschiede der Netzkosten berücksichtigen. Bei einem ausschließlichen Vergleich der Erzeugungskosten sind die Stromgestehungskosten eines langfristigen Ausbaupfads Erneuerbarer Energien mit denjenigen eines alternativen Szenarios zu vergleichen, wie es z. B. DLR et al. (2012, S. 222 ff.) erläutern und tun und was dort als „systemanalytische Differenzkosten“ bezeichnet wird.<sup>11</sup> Die Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber entsprechen nun zwar den über die Zeit und Technologien summierten Stromgestehungskosten – also Vollkosten, die man auch als langfristige Grenzkosten auffassen kann – der EEG-Anlagen<sup>12</sup>, wobei die Stromgestehungskosten i. d. R. im Zeitverlauf sinken. Die zur Ermittlung der „EEG-Differenzkosten“ von diesen Zahlungen abgezogenen Erlöse resultieren jedoch aus der Vermarktung der EEG-Einspeisung an Spotmärkten, deren Preise i. d. R. durch kurzfristige variable Kosten bestimmt werden (bei Annahme unelastischer Last). Es werden also über einen längeren Zeitraum summierte langfristige und über die Zeit sinkende Grenzkosten ausgewählter Erzeugungsanlagen mit kurzfristigen Grenzkosten der gesamten Stromerzeugung verglichen. Dies ist ein schwierig zu interpretierender Vergleich, da implizit unterschiedliche Kostenkonzepte und v. a. eine Aggregation über zeitlich variable Stromgestehungskosten verwendet werden. Die sogenannten „EEG-Differenzkosten“ können demnach nicht als Zusatzkosten für den Ausbau Erneuerbarer Energien interpretiert werden.

Zudem steigt die Höhe dieser „EEG-Differenzkosten“ mit sinkenden Börsenpreisen, die wiederum u. a. tendenziell von der EE-Erzeugung gesenkt werden („Merit-Order-Effekt“).<sup>13</sup> Ein Indiz für die Wirkung mag eine Betrachtung der Day-Ahead-Preise geben. In der Abbildung unten sind die Jahresdurchschnitte des Phelix-Base-Preises angegeben. Nach einem deutlichen Anstieg 2005, der mit der Einführung des CO<sub>2</sub>-Zertifikat-Handels einherging, deren Preis dann 2007 fiel, stiegen die Preise in 2008 durch steigende Primärenergieträgerpreise stark an und gingen in Folge der Wirtschaftskrise zurück. Am aktuellen Rand sind sinkende Preise zu beobachten, zu denen der Merit-Order-Effekt gemeinsam mit anderen Einflüssen wie sinkenden CO<sub>2</sub>-Zertifikat-Preisen beigetragen haben dürfte. Der EE-Ausbau dürfte also zu einem Sinken der Großhandelspreise beigetragen haben und über diesen Mechanismus tendenziell zu einem Sinken der Endkundenpreise.

<sup>11</sup> S. auch Löschel et al. (2012, S. 93 ff.), wo auch darauf verwiesen wird, dass man für die Berechnung von Differenzkosten ein kontrafaktisches Szenario – ohne EE-Ausbau – benötigt.

<sup>12</sup> Zur Vereinfachung wird hier allein eine Einspeisevergütung besprochen und gegenwärtige genutzte Direktvermarktungsoptionen, für die grundsätzlich analog argumentiert werden kann, werden nicht explizit berücksichtigt.

<sup>13</sup> Schätzungen des Merit-Order-Effekts sind mit erheblichen Unsicherheiten verbunden (Löschel et al. 2012, S. 97 f). Um einen Anhaltspunkt über die mögliche Größenordnung zu geben, sei auf eine Schätzung von 2,8 Mrd. € für das Jahr 2010 verwiesen (ISI et al., 2012). 2012 lag der Merit-Order-Effekt bei rund 1 ct/kWh (Öko-Institut 2013, S. 18).

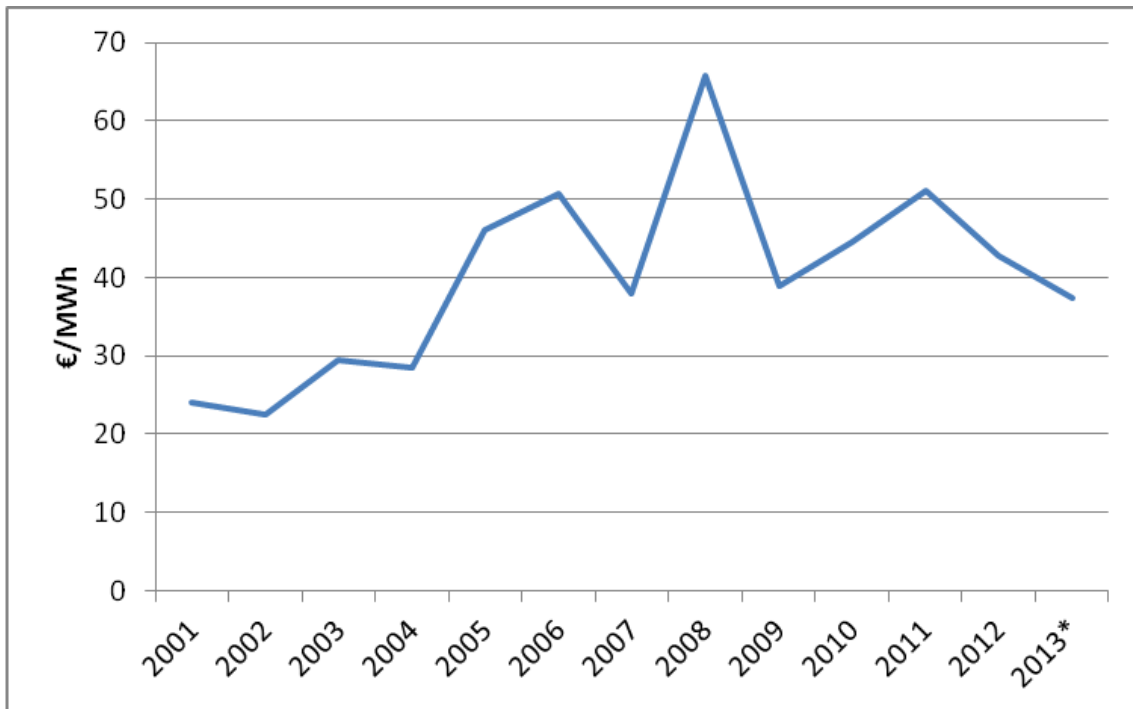


Abbildung 5: Entwicklung des jahresdurchschnittlichen Phelix-Base-Preises (nominal)<sup>14</sup>; Daten: EPEX, eigene Berechnung; \*: für 2013 wurde der Durchschnitt vom 01.01. bis 31.08. verwendet)

Die „EEG-Differenzkosten“ geben aber den Zahlungsstrom an, der von den Verbrauchern unmittelbar erhoben und an die EEG-Anlagenbetreiber ausgezahlt wird.<sup>15</sup> Erhoben werden die Differenzkosten als Aufschlag auf den Stromverbrauch (EEG-Umlage). Dabei werden stromintensive Unternehmen und Eigenverbrauch ausgenommen, wodurch 2012 diese Verbraucher um rund 4,3 Mrd. € entlastet wurden (DUH 2013, S. 24) und von dem restlichen Verbrauch entsprechend mehr eingenommen werden musste. Dadurch erhöhte sich die EEG-Umlage für andere Verbraucher im Jahr 2012 um 0,63 ct/kWh.<sup>16</sup> Die Höhe der EEG-Umlage, die in Stromrechnungen den Verbrauchern ausgewiesen wird, zeigt demnach zwar die Zahlungen, die an EEG-Anlagenbetreiber fließen, mit Differenzkosten haben sie allerdings kaum mehr zu tun. Auch weil der EE-Ausbau preissenkend auf die Großhandelspreise wirkt und die Kostenkomponenten EEG-Umlage und Strombeschaffungskosten schon deshalb nicht unabhängig, sondern tendenziell negativ korreliert sind.<sup>17</sup>

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass

- die „EEG-Differenzkosten“ kein Maß für Mehrkosten des EE-Ausbaus sind, da hier systemanalytische Differenzkosten heranzuziehen wären. Eine Kosten-Nutzen-Abwägung des EE-Ausbaus müsste darüber hinaus weitere Effekte berücksichtigen
- die EEG-Umlage ein ungeeigneter Indikator der spezifischen Ausbaurkosten ist, da Ausnahmeregelungen den Wert zusätzlich verzerren

<sup>14</sup> Zu sinkenden Terminmarktpreisen s. Kapitel 3.1.

<sup>15</sup> Für das Jahr 2013 wurde ein Volumen von 20,4 Mrd. € prognostiziert.

<sup>16</sup> Zu Näherem s. Kapitel 8.2.

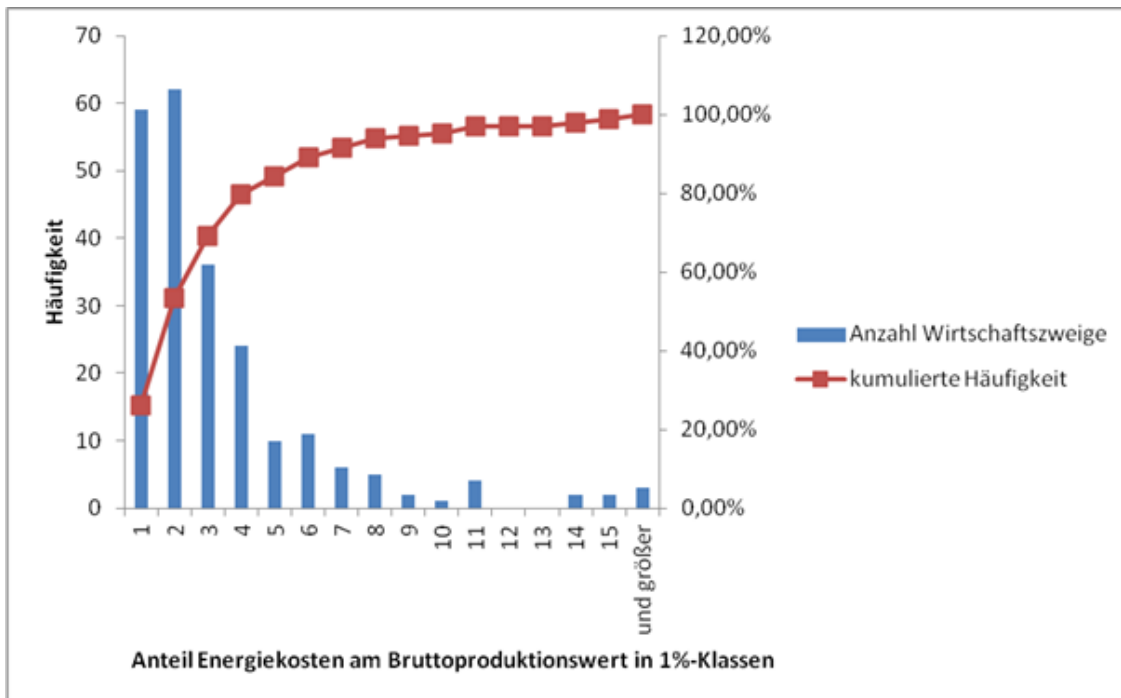
<sup>17</sup> Im Weiteren wird nicht mehr jeweils extra auf diesen Zusammenhang der Strompreiskomponenten hingewiesen.

- der EE-Ausbau u. a. zu dem Sinken der Großhandelspreise am aktuellen Rand beigetragen haben dürfte.

## Industriekunden

Industrie- und Gewerbekunden zahlen insbesondere je nach Spannungsebene des Anschlusses, Jahresverbrauch und Verbrauchscharakteristika höchst unterschiedliche Strompreise. Verstärkt wird dies durch vielfältige Vergünstigungen, die das Netzentgelt, die Konzessionsabgabe, die Stromsteuer, die KWK-Umlage und die EEG-Umlage betreffen können.<sup>18</sup>

Um die Bedeutung der Strompreise für die Industrie einzuschätzen, wird als erstes die Bedeutung der Stromkosten für die Gesamtkosten betrachtet. Als Maß kann der Energiekostenanteil<sup>19</sup> am Bruttoproduktionswert dienen. Die Verteilung der Anteile nach Wirtschaftszweigen des Bergbaus und verarbeitenden Gewerbes zeigt die folgende Abbildung. Rund 53 % der Wirtschaftszweige haben einen Energiekostenanteil von weniger als 2 % und rund 80 % haben einen Anteil von unter 4 %. Der Kostenanteil ist demnach für die meisten Wirtschaftszweige so gering, dass Erhöhungen der Strompreise auch im kleinen zweistelligen Prozentbereich keine entscheidenden wirtschaftlichen Probleme erwarten lassen. Insbesondere ist für einen Großteil der Branchen damit auch nicht davon auszugehen, dass Strompreise die internationale Standortwahl maßgeblich beeinflussen.



<sup>18</sup> S. hierzu z. B. die Übersicht in DUH (2013, S. 21 ff.).

<sup>19</sup> Energiekosten werden verwendet, da Daten für den Stromkostenanteil in der entsprechenden Auflösung nicht vorliegen. Der Stromkostenanteil ist also nie größer als die verwendeten Anteile.



*Abbildung 6: Anteil der Energiekosten am Bruttoproduktionswert der Wirtschaftszweige des verarbeitenden Gewerbes und des Bergbaus 2011<sup>20</sup>; Daten: Statistisches Bundesamt. Eigene Berechnung und Darstellung*

Je nach Abgrenzung industrieller Großkunden sind deren Strompreise seit 2008 gestiegen<sup>21</sup> oder leicht gesunken<sup>22</sup>. DUH (2013, dort Abb. 4) zeigt, dass die Preise für industrielle Mittelspannungskunden am aktuellen Rand den niedrigsten Wert seit Mitte 2005 erreicht haben. Die Entwicklung der Strompreise für Gewerbe- und Industriekunden ist demnach nicht einheitlich und hängt vom konkreten Verbrauchsfall ab.

Betrachtet man die Strompreise für industrielle Großverbraucher im internationalen Vergleich, ist aktuell auch keine relative Verteuerung des Stroms zu beobachten (s. z. B. DUH 2013, S. 16 ff. oder Matthes, Juni 2013, S. 3). Eine Verschlechterung der Wettbewerbsposition in den letzten Jahren ist für industrielle Großverbraucher nicht zu erkennen. Sie könnten aufgrund des Merit-Order-Effektes in Verbindung mit den Vergünstigungen auch durch niedrigere Strompreise vom EE-Ausbau profitieren.

Zusammenfassend lässt sich sagen:

- Energiekostendaten deuten darauf hin, dass steigende Strompreise für den Großteil der Wirtschaftszweige die Kosten nur wenig beeinflussen.
- Allerdings sind Branchen und Unternehmen zu finden, die einen merklich überdurchschnittlichen Anteil aufweisen dürften. Inwieweit sie auch im internationalen Wettbewerb stehen und steigende Strompreise tatsächlich ihre Wettbewerbsfähigkeit merklich beeinflussen, erfordert umfangreiche eigenständige Untersuchungen, die hier nicht durchgeführt werden können.
- Für industrielle Großverbraucher sind keine Indizien für im Vergleich zum europäischen Ausland steigende Strompreise zu beobachten.

## Haushalte

Die Entwicklungen der realen Energieträgerpreise für Haushalte seit 1991 sind in der Abbildung unten dargestellt. Nach einem überwiegend leichten Rückgang in den 90er-Jahren – außer bei festen Brennstoffen – ist seit Anfang der 2000er-Jahre ein deutlicher Anstieg für alle Energieträger zu verzeichnen. Der Strompreis ist also tatsächlich merklich gestiegen. Eine Diskussion zur Bezahlbarkeit von Energie für Haushalte kann allerdings nicht auf Strom verengt werden, da auch die Preise anderer Energieträger für Haushalte entsprechend gestiegen sind. Insbesondere dann nicht, wenn berücksichtigt wird, dass für Haushalte z. B. 2010 rund 40 % ihrer Ausgaben für Energie auf Kraftstoffe entfielen, knapp 28 % auf Strom und der Rest auf andere Energieträger<sup>23</sup>, wobei sich der Rest im einzelnen Haushalt je nach Art der Warmwasser- und Wärmeerzeugung auf einen einzelnen Energieträger konzentrieren kann.

<sup>20</sup> Verwendet wurden grundsätzlich 4-Steller nach WZ2008; sofern keine Daten auf Ebene der 4-Steller vorlagen, wurden 3- oder 2-Steller verwendet. Dadurch resultierte eine Unterscheidung von 227 Wirtschaftszweigen.

<sup>21</sup> S. BMWi (2013, Tabelle 29a).

<sup>22</sup> S. EWU (2012, Abbildung 2).

<sup>23</sup> Diese Aufteilung soll eine Orientierung ermöglichen. Aufgrund der in der Abbildung zu sehenden jährlichen Schwankungen der Energieträgerpreise sind auch aktuellere Zahlen nicht als akkurater aufzufassen. Die Zahlen sind aus den aktuellen Daten des Statistischen Bundesamtes zur Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, Konsumausgaben der Haushalte nach Verwendungszweck berechnet.

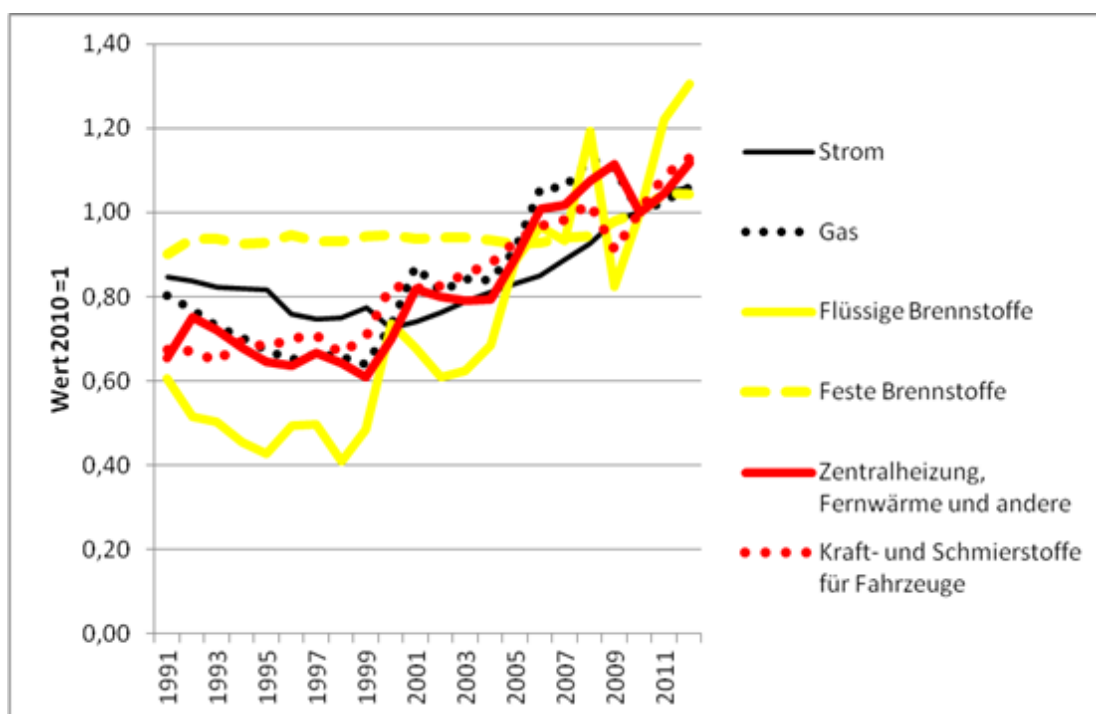


Abbildung 7: Entwicklung der realen Energieträgerpreise für Haushalte (Werte 2010 auf 1 normiert); Daten: Statistisches Bundesamt, eigene Berechnung

Die Treiber des Strompreisanstiegs kann man anhand der Zusammensetzungen der Strompreise für Haushalte nach einzelnen Komponenten isolieren, wie sie z. B. in Bundesnetzagentur (2012, S. 141) und mit aktuellem Rand und detaillierter Auflistung von Abgaben und Steuern in Energy Brainpool (März 2013, S. 4)<sup>24</sup> zu finden sind. Aus Energy Brainpool ist ersichtlich, dass die Kosten für Erzeugung, Transport, Vertrieb von 2009 bis 2010 – wie die meisten anderen Komponenten – konstant geblieben und die EEG-Umlage sowie die Mehrwertsteuer gestiegen sind. Der Anstieg der EEG-Umlage ist also am aktuellen Rand tatsächlich bedeutend. Bundesnetzagentur (2012, S. 141) spaltet die Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb weiter auf in „Netzentgelt“ sowie „Erzeugung und Vertrieb (inklusive Marge)“. Während die Netzentgelte von 2006 (7,40 ct/kWh) bis 2009 (5,80 ct/kWh) leicht sanken und am aktuellen Rand wieder leicht steigen, stiegen die Kosten von „Erzeugung und Vertrieb (inklusive Marge)“ von 4,49 ct/kWh (2006) auf 8,36 ct/kWh (2009) und blieben seitdem etwa konstant. Sofern man nicht von deutlich steigenden Vertriebskosten ausgeht, wurde der Rückgang der Börsenpreise demnach nicht an die Haushaltskunden weitergegeben. Energy Brainpool (März 2013, S. 8) macht darauf aufmerksam, dass langfristig ausgelegte Beschaffungsstrategien der Vertriebe zu einer verzögerten Anpassung der Beschaffungskosten an Börsenpreisentwicklungen führen können, da die Beschaffung i. d. R. 1–3 Jahre vor Lieferung durchgeführt wird. Falls das zutrifft, ist ein Rückgang dieser Komponente in unmittelbarer Zukunft zu erwarten.

Inwieweit Haushaltskunden eine Erhöhung der Strompreise tragen können, hängt von dem Anteil ihrer Konsumausgaben ab, der auf Strom entfällt. Dieser Anteil lag 2010 nach der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung bei rund 2,3 %.<sup>25</sup> Selbst ein sehr erheblicher Anstieg des Strompreises für Haushalte führt bei gleichbleibender Verbrauchsmenge demnach zu

<sup>24</sup> Die weitere Ausführung verwendet nominale Preise. Eine weiter zurückreichende Darstellung in wieder etwas anderer Aufteilung bietet GWS (2013, S. 6).

<sup>25</sup> Nach Auswertung der letzten Einkommens- und Verbrauchsstichprobe 2008 lag er bei 2,6 % (s. GWS 2013, S. 7 f.).

relativ geringfügigen Wirkungen auf die Konsummöglichkeiten. Deshalb ist nicht zu sehen, dass ein durchschnittlicher Haushalt tatsächlich durch steigende Strompreise in finanzielle Bedrängnis gerät. Z. B. steigt der Anteil an Ausgaben für Strom an den Konsumausgaben nach GWS (2013, S. 8, 10 u. 14) bei einem Anstieg der Umlage auf 6,867 ct/kWh in 2015 nur von 2,6 % (im Jahr 2008) auf 3,15 %. Für einen durchschnittlichen Haushalt ist dies keine hohe Belastung, zumal es sich um eine eher hohe Schätzung handeln dürfte, da dort der Anteil der Stromausgaben an den Konsumausgaben nach EVS verwendet wird, der über dem nach der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung liegt.

Nun kann eingewandt werden, dass aber Haushalte mit relativ geringem Einkommen wesentlich stärker belastet werden als ein durchschnittlicher Haushalt. Um dies zu untersuchen, kann z. B. eine Rechnung mit einer Umlage von 5 ct/kWh für 2013 des IdW (2012, S. 17) herangezogen werden. Die prozentuale Belastung des Äquivalenzeinkommens durch diese Umlage liegt für Durchschnittshaushalte im untersten Einkommensdezil bei 1,48 %, im zweitniedrigsten Einkommensdezil bei 0,96 % und im drittniedrigsten Einkommensdezil bei 0,79 %. Darüber sinkt der Anteil mit steigendem Einkommen von 0,69 % auf 0,30 %. Insofern dürfte ein Ansteigen der Umlage zumindest für diese Haushalte kaum merkliche Real-einkommensverluste erzeugen. Die weiteren Analysen in IdW (2012) nach Haushaltstypen zeigen, dass insbesondere Alleinerziehende und allein lebende Rentner stärker betroffen sind.<sup>26</sup> Eine leicht regressive Wirkung einer Strompreiserhöhung kann also festgestellt werden. Will man diese abfedern, sollten Maßnahmen entwickelt werden, die zielgerichtet die einkommensschwachen betroffenen Haushalte unterstützen. Eine allgemeine Entlastung der Haushalte erscheint nicht erforderlich.

## Fazit

- Selbst wenn man von externen Kosten absieht, deren Reduktion durch den EE-Ausbau erreicht wird, sind die „EEG-Differenzkosten“ ein wenig geeigneter Indikator für die systemanalytischen Differenzkosten des EE-Ausbaus, da sie auf einem Vergleich aktueller kurzfristiger Grenzkosten mit einer Summe aus über die Zeit variablen Vollkosten beruht.
- Die EEG-Umlage ist als Anhaltspunkt für Differenzkosten aufgrund erheblicher Begünstigungen einzelner Verbrauchergruppen noch schlechter geeignet.
- Die sinkenden Börsenpreise am aktuellen Rand dürften auch durch den Ausbau Erneuerbarer Energien bewirkt sein.
- Für industrielle Großverbraucher ist kein Anstieg der Strompreise im internationalen Vergleich zu erkennen.
- Die Strompreise für Haushaltskunden sind im letzten Jahrzehnt gestiegen. Der Anstieg bewegt sich dabei für Haushaltskunden im Rahmen der Preiserhöhungen für andere Energieträger.
- Die Anteile der Stromkosten an den Verbrauchsausgaben der Haushalte und an den Bruttoproduktionswerten deuten darauf hin, dass Strompreisanstiege auch im kleinen zweistelligen Prozentbereich nur geringfügige Auswirkungen haben.
- Bei den Haushalten könnten für die Haushalte mit sehr niedrigen Einkommen (z. B. die 10–20 % einkommensschwächsten) aufgrund der degressiven Wirkung von

<sup>26</sup> GWS (2013) verwendet andere Haushaltstypen und nicht das Äquivalenzeinkommen und kann damit für eine vertiefende Analyse der besonders betroffenen Haushalte herangezogen werden.

Strompreiserhöhungen und des geringen disponiblen Einkommens kompensatorische Maßnahmen erwogen werden.

- Einzelne Branchen und Unternehmen können erheblich höhere Stromkostenanteile aufweisen. Sofern sie in starkem internationalen Wettbewerb stehen, können Vergünstigungen sinnvoll sein.

## 3 Finanzierungsmodelle für Erneuerbare Energien

### 3.1 Notwendigkeit

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien erfordert Investitionen. Ein Investor wird dann eine Investition tätigen, wenn die Investition zzgl. einer dem Risiko entsprechenden Prämie mindestens die Rendite vergleichbarer Anlagen erreicht.

In einem vereinfachten Modell lassen sich die Investitionskosten von FEE-Anlagen in €/kW darstellen und die Erlöse als gleichbleibende Annuität.<sup>27</sup> Bei einem Zins von 6 %<sup>28</sup> und einer Laufzeit von 20 Jahren ergeben sich entsprechend der durchschnittlichen Vollbenutzungstunden von 966 für PV<sup>29</sup> und 2.500 für Windenergie an ertragreichen Standorten die nachfolgenden Investitionskosten-Erlös-Relationen. Hieraus kann abgeleitet werden, bei welchen Investitionskosten je kW welcher Betrag je kWh erwirtschaftet werden muss, damit sich die Investition refinanziert bzw. rentabel ist (s. folgende Abbildung).

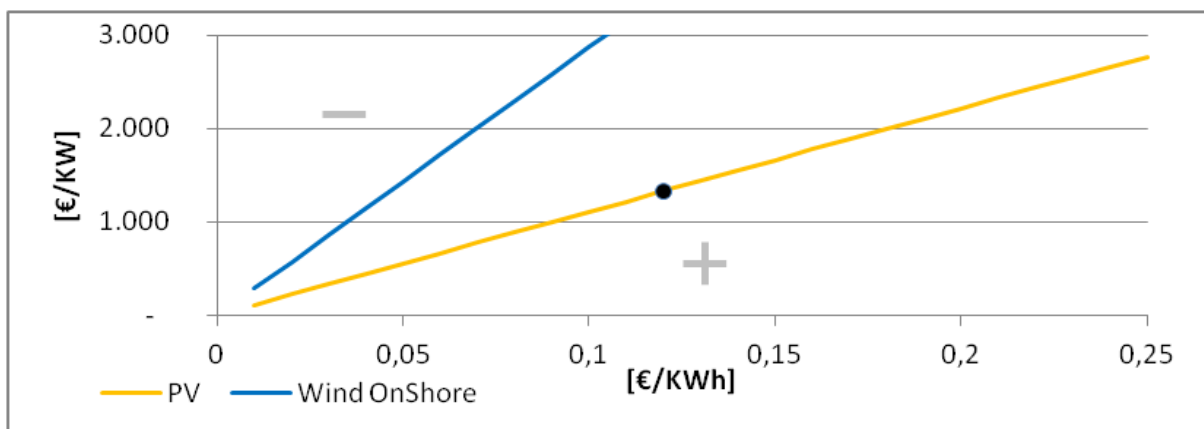


Abbildung 8: Relation Investitionskosten und Erlöse; eigene Darstellung

Liegt das Investitionskosten-Erlös-Paar oberhalb der jeweiligen Gerade (PV und Wind-Onshore), wird dies bei der vorliegenden Kapitalverzinsungsanforderung keine Investitionsbereitschaft hervorrufen. Liegt das Paar darunter, erscheint aus Investorensicht die Investition vorteilhaft. Indifferenz bzgl. der Investitionsentscheidung wird durch Paare auf der Geraden angezeigt. Im Ergebnis müssen bspw. für eine Solaranlage mit Investitionskosten von rund 1.300 €/kW mindestens durchschnittlich über 20 Jahre 12 ct/kWh erwirtschaftet werden. Im Rahmen der Investitionsentscheidung müssen für diese Betrachtung bei teilweiser oder voller Marktintegration Erwartungen für den resultierenden Marktpreis in der Erlösperiode gebildet werden.

#### 3.1.1 Erlöse von FEE-Anlagen

Für die Investitionsentscheidung maßgeblich ist die Erlösprognose. Diese basiert, sofern kein Finanzierungsmechanismus existiert, auf dem (potenziellen) Wert des Stromes durch Veräußerung auf den einzelnen Märkten, potenziellen Erlösen aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen oder ersparten Aufwendungen durch Eigenverbrauch.

<sup>27</sup> Weitere Kosten sind für die Argumentation in diesem Abschnitt nicht entscheidend und bleiben daher unberücksichtigt.

<sup>28</sup> Als Mischzins für Eigen- und Fremdkapital.

<sup>29</sup> Entsprechend (ÜNB 2013).

## **Erlösbeitrag Eigenverbrauch**

Wird der Strom eigenverbraucht, so werden derzeit nicht nur die reinen Stromerzeugungskosten eingespart, sondern auch alle an den Strombezug geknüpften Steuern, Abgaben, Umlagen und Entgelte. Es handelt sich somit um einen indirekten Finanzierungsmechanismus, der zwar nicht auf einem EE-Finanzierungsmechanismus beruht, aber bspw. aus dem Bundeshaushalt (StromStG), den kommunalen Haushalten (Konzessionsabgabe) oder von den sonstigen Letztverbrauchern (Netzentgelte) bezahlt werden muss, da dort Mindereinnahmen kompensiert werden müssen. Eigenverbrauch ist somit als Refinanzierungsmechanismus aufzufassen, der in dieser Form jedoch keine langfristig verlässliche Basis für ein Investitionskalkül darstellt (s. dazu auch Kapitel 8.1). Für PV-Anlagen könnte dieser einen signifikanten Erlösbeitrag ausmachen, sodass dessen Vernachlässigung im weiteren Verlauf eine eher konservative Betrachtung darstellt.

## **Erlösbeitrag Terminvermarktung**

Erste Analysen zeigen, dass sich durch geeignete Vermarktungsstrategien, die auf dem empirisch zu beobachtenden Aufschlag zwischen Terminpreisen und Spotpreisen aufbauen, für FEE-Anlagen ein im Mittel höherer Erlös als bei einer reinen Spotvermarktung erzielen lässt (Monate und Quartalsnotierungen werden im Schnitt höher notiert als die resultierenden Spotpreise der Lieferperiode).<sup>30</sup> Dieser Erlös ist jedoch nicht sicher, sondern unterliegt vorher nicht exakt bestimmbar Schwankungen, da die Spotpreise ex-ante unsicher sind und somit auch die Differenz zu den kurzlaufenden Terminpreisen.

## **Erlösbeitrag Regellenergievermarktung**

Die Bereitstellung von Regelleistungen im derzeitigen Regelleistungsmarktdesign kann ebenfalls keine verlässliche Basis für Erlöse darstellen, da das heutige Marktvolumen unter 4 % der FEE-Vergütungen liegt und damit wenig zu den Erlösen beitragen kann.

Die obigen Erlöspotenziale werden in der weiteren Diskussion nicht weiter betrachtet, um eine Fokussierung auf die momentane Haupterlöskomponente in Form des Spotmarktes für FEE-Anlagen zu ermöglichen und um den Sachverhalt möglichst transparent und einfach darzustellen.

## **Erlösbeitrag Spotvermarktung**

Die erforderlichen Erlöse müssen somit in erster Linie durch den Verkauf von Arbeit am Spotmarkt erzielt werden. Dabei sind für FEE-Anlagen sowohl der durchschnittliche Strompreis als auch der relative Marktwert zu beachten. Da FEE dargebotsabhängig erzeugen, bestimmt sich der Marktwert als Verhältnis der resultierenden dargebotsabhängigen Erlöse zum durchschnittlichen Preis. Im Gegensatz zu steuerbaren Erzeugungstechnologien können FEE-Anlagen den Marktwert nicht durch eine Verschiebung der Erzeugung beeinflussen, allenfalls durch die Verwendung von Speichern.

---

<sup>30</sup> Interne Analysen von BET zeigen: Um von diesen im Mittel höheren Terminpreisen zu profitieren, muss zunächst eine stundenscharfe Langfristprognose der FEE erstellt werden. Dieser Prognoseelastgang wird dann in die verfügbaren Terminprodukte zerlegt und zu deren Preisen verkauft. Die verbleibende Residualposition wird später dann am Spotmarkt glattgestellt.

Die mittelfristige Markterwartung hinsichtlich der zukünftigen durchschnittlichen Großhandelspreise (Spotmarkt) spiegelt sich in der Entwicklung der Futures wider.<sup>31</sup>

Folgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Liquidationspreise (Settlement) der Jahres-Base-Futures für Lieferungen in Deutschland, jeweils Mitte September.

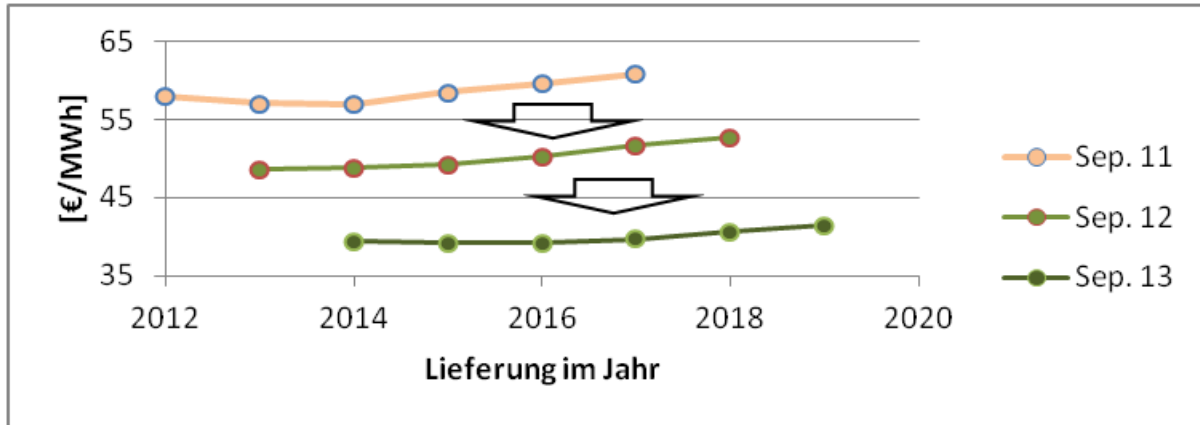


Abbildung 9: Entwicklung Settlement Jahres-Future Phelix Base; eigene Darstellung, Daten: EEX

Die Entwicklung der Jahres-Futures macht deutlich, dass die Erwartungen an die zukünftigen Strompreise seit 2006 hohen Schwankungen unterlegen sind und sich in den letzten Jahren deutlich reduziert haben. Ging man im Jahr 2011 noch davon aus, dass der Strompreis 2014 um die 56 €/MWh liegen würde, lag die Erwartung an den durchschnittlichen Strompreis für 2014 im September 2013 nur noch bei rund 40 €/MWh.

Hauptursachen dieses Preisverfalls sind neben dem Verfall der CO<sub>2</sub>-Preise und dem durch die europäische Wirtschaftskrise verursachten Nachfrageeinbruch in den Nachbarländern auch der in Deutschland deutliche Zubau der regenerativen Erzeugungskapazitäten und der damit nicht synchron verlaufende Abbau der thermischen Erzeugungskapazitäten. In Summe führte dies zu einem Marktzustand mit aktuellen Überkapazitäten.

Neben dem durchschnittlichen Marktpreis sind für die Bewertung zukünftiger Markterlöse der relative Marktwert und dessen Entwicklung von wesentlicher Relevanz, um die energieträgerspezifischen Erlöse abzuschätzen.

Die Entwicklung der relativen Marktwerte von 2011 bis 08/2013 zeigt Abbildung 10.<sup>32</sup>

<sup>31</sup> Zwar zeigen einzelne langfristige Szenarien steigende Preise, jedoch lässt die Bandbreite keine hinreichend sichere Erlösprognose aus Investorensicht zu. Wohingegen der derzeitige Ausblick auf die Entwicklung der nächsten 5 Jahre keine Steigerung der Großhandelspreise erwarten lässt.

<sup>32</sup> Die Berechnung der Marktwerte erfolgte ohne Berücksichtigung des unterjährigen Zubaus.

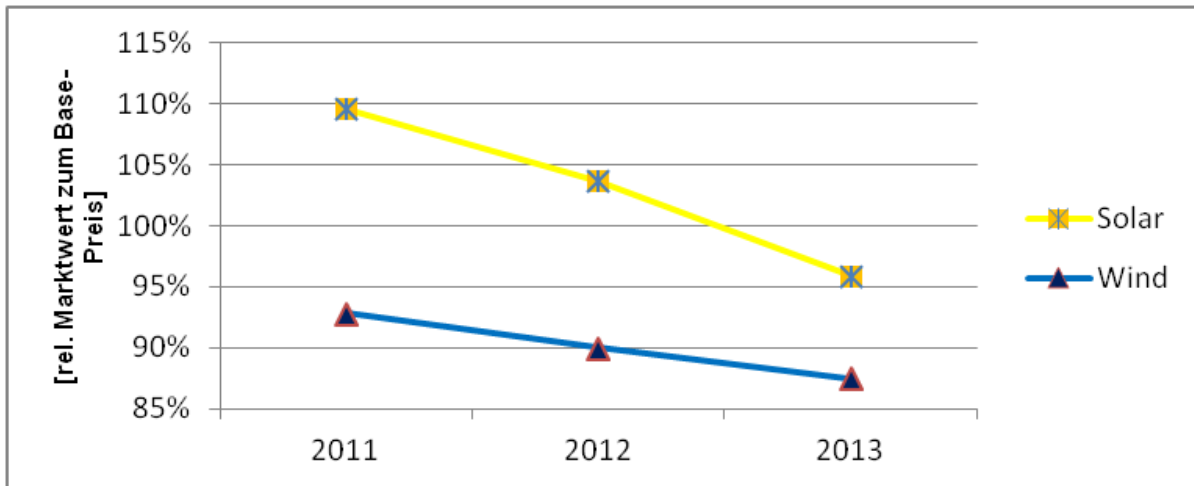


Abbildung 10: Relative Marktwerte FEE; eigene Darstellung, Daten: EEX

Wie man sieht, ist der relative Marktwert – insbesondere von Solarenergie – aufgrund des hohen Zubaus (seit Ende 2010 über 20 GW) deutlich rückläufig und lag für 2013 bereits unter 100 % des durchschnittlichen (Base-)Preises. In dieser Berechnung ist aber noch nicht das Winterhalbjahr integriert, in dem i. d. R. ein höherer relativer Marktwert als im Sommer zu beobachten ist. Der relative Marktwert von Windenergie ist ebenfalls rückläufig. Die Entwicklung des Marktwertes verläuft aufgrund des Merit-Order-Effektes umgekehrt proportional zum Zubau, da die FEE dann den Strompreis besonders senken, wenn sie viel einspeisen. Abbildung 11 zeigt die Preise am Day-Ahead-Markt und die jeweilige Produktion von Wind- bzw. Solarstrom in Deutschland.

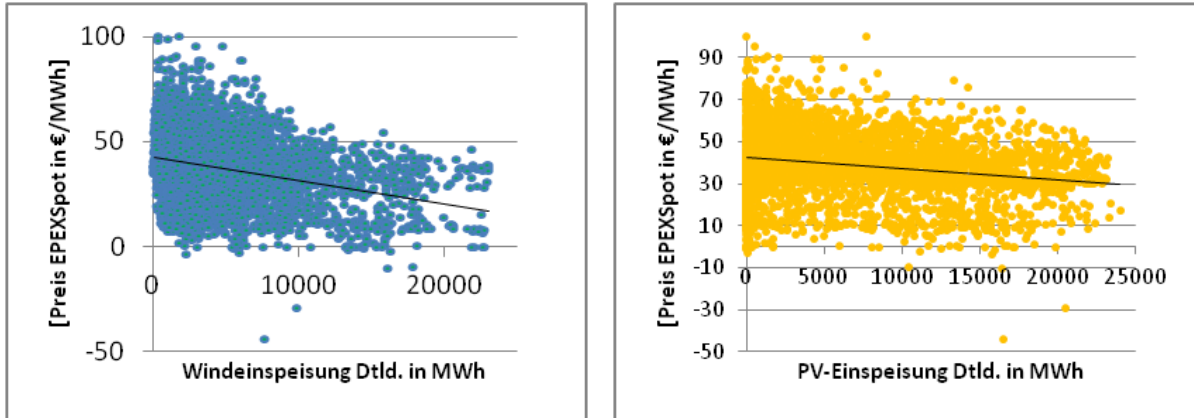


Abbildung 11: Scatterplot Einspeisung FEE und Spotpreis 01 bis 08/2013; eigene Darstellung, Daten: EEX

Zur Abhängigkeit von Marktwert und installierter Gesamtleistung der Energieträger vgl. auch Kopp et al. (2012), Hirth (2013). Die zukünftige Entwicklung dieses Effektes wird insbesondere abhängen von der Entwicklung der Elastizität der Nachfrage und der installierten Speicherkapazität sowie dem Grad an Überkapazitäten konventioneller Erzeugung im Markt.

Für die Abschätzung der Erlösstrukturen einer Investition in FEE-Anlagen bedeutet dies, dass aktuell für Solarstrom  $40 \text{ €/MWh} \cdot 95 \% = 38 \text{ €/MWh}$  sowie für Windenergie  $40 \text{ €/MWh} \cdot (\text{knapp}) 90 \% = 36 \text{ €/MWh}$  bei optimistischen, nicht mehr fallenden Marktwerten Erlöst werden könnten.



Auch wenn die Stromgroßhandelspreise steigen, führt dies erst dann zu höheren Erlösen, wenn die Steigerung stärker ausfällt, als der relative Marktwert von FEE mit zunehmendem Ausbau sinkt.

Aus dem obigen vereinfachten Modell ergibt sich, dass eine Investition zu Erlösen aus Vermarktung nach obigen Preisen erst ab Investitionskosten von kleiner 450 €/kW für Solar bzw. 900 €/kW für Windenergie rentabel ist.

### Investitionskosten von FEE-Anlagen

Laut BSW (2013) lagen die Investitionskosten für Solaranlagen bis 10 kWp im zweiten Quartal 2013 bei ca. 1.700 €/kW.<sup>33</sup> Berücksichtigt man, dass die Investitionskosten für Solaranlagen einer Lernkurve folgen (Wirth 2013), so ist davon auszugehen, dass sich die Kosten zwar verringern, sich jedoch zeitnah nicht mal ansatzweise den aus der Erlösabschätzung ergebenden 450 €/kW annähern werden.<sup>34</sup>

Die Investitionskosten für Windanlagen mit 2.500 Vbh liegen mit 1.400 €/kW (Kost et al. 2012) ebenfalls deutlich über den 900 €/kW, die nach obiger Erlösabschätzung notwendig wären, um eine Investition aus heutiger Sicht zu tätigen, wenn eine Refinanzierung ausschließlich über den Markt erfolgen muss.

#### 3.1.2 Folgen für die Investition bei einer reinen Refinanzierung über den Markt

Das Modell für die Investitionsentscheidung zeigt die Abhängigkeit zwischen Investitionskosten je kW und Erlösen je kWh, die notwendig sind, damit FEE-Anlagen errichtet werden bzw. sich die Investition rentiert. Für die beiden FEE-Technologien zeigt sich ein differenziertes Bild:

##### Photovoltaik

Die derzeitigen Aussichten hinsichtlich der potenziellen prognostizierbaren Vermarktungserlöse auf der einen Seite, sowie die Investitionskosten auf der anderen Seite lassen selbst bei Erwartung eines anziehenden Großhandelspreises keine zukünftige rentable Investition in PV-Anlagen zu, sofern Erlöse allein durch Vermarktung entstehen.

##### Wind-Onshore

Bei Investitionskosten von 1400 €/MWh kann bei aktuellem Preisniveau von 40 €/MWh bereits eine Refinanzierungsquote von 74 %<sup>35</sup> ohne Berücksichtigung weiterer Erlöspotenziale, aber auch ohne Berücksichtigung weiterer Kostenbestandteile, wie bspw. Marktanbindungs- und Wartungskosten, sowie ggf. notwendiger Risikoaufschläge<sup>36</sup> erreicht werden. Es ist aktuell nicht erkennbar, dass alle Erlösbestandteile in Summe ausreichen werden, um bei

<sup>33</sup> Die Vergütung für Kleinanlagen im 2. Quartal 2013 lag im Mittel bei 15,35 ct/kWh. Das vereinfachte Modell liefert ca. 15 ct/kWh.

<sup>34</sup> Allein die reinen Großhandelsodulpreise betragen im September 2013 580€/kWp für Kristallin, China (pvXchange 2013).

<sup>35</sup> Bei einem Zins von 6 % und einer Laufzeit von 20 Jahren ergibt sich ein Annuitätenfaktor (ANF) von 0,087185. Mit einer konstanten Vollbenutzungsstundendauer von 2.500h p.a. und Erlösen von 40 €/MWh \* 0,9 (optimistischster Marktwert Wind), also 36 €/MWh, ergibt sich mit  $(2.500 \text{ h} * 0,036 \text{ ct/kWh}) / \text{ANF}$  eine Rückzahlung von rund 1.032 €/kW. Die Refinanzierungsquote beträgt somit  $1.032 / 1.400 = 74 \%$ . Dabei ist jedoch zu beachten, dass zusätzliche, noch zu berücksichtigende Kosten wie Marktanbindung, Wartung etc. die Refinanzierungsquote absinken lassen.

<sup>36</sup> Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit, die durch „starke“ und „schwache“ Jahre den Barwert der Rückzahlung beeinflussen, oder auch der Entwicklung der Strompreise sowie der Marktwertentwicklung.

aktueller Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Erlöse eine Investitionsbereitschaft bei reiner Marktvergütung zu erreichen.

Da auf absehbare Zeit nicht ersichtlich ist, dass sich die Investitionen in FEE-Anlagen aus Investorensicht sicher refinanzieren können, müssen – um dennoch einen Ausbau zu erreichen – durch Finanzierungsmechanismen entweder die Erlöse entsprechend den Investitionskosten angehoben oder die Investitionskosten unter Berücksichtigung der zu erwartenden Erlöse übernommen werden.

## 3.2 Bewertung der grundlegenden Modelle zur Finanzierung von EE-Anlagen

In diesem Kapitel werden die grundlegenden Finanzierungsmodelle, die gegenwärtig in der öffentlichen Diskussion sind, behandelt. Dabei werden diese zuerst mikroökonomisch auf Basis der im volkswirtschaftlichen Kontext allgemein verwendeten Kriterien untersucht. Damit wird ein unmittelbarer Vergleich mit anderen volkswirtschaftlichen Untersuchungen ermöglicht. Anschließend werden weitere Kriterien für die Bewertung herangezogen. In einem ersten Abschnitt werden die Kriterien zuvor vorgestellt.

Auch wenn es im Zuge der Bewertung nicht explizit ausgeführt wird, ist zu beachten, dass verschiedene Finanzierungsmechanismen innerhalb einer Neugestaltung eines Regenerativwirtschaftsgesetzes auch nebeneinander – z. B. für verschiedene Technologien, Leistungsklassen oder als Option, wie im gegenwärtigen EEG – eingesetzt werden können. D. h. es ist in diesem Abschnitt keine Entscheidung für *das* beste Modell erforderlich und möglich. Inhalte der folgenden Kriteriendiskussion werden dann auch in der späteren Detailuntersuchung, bei der konkrete Handlungsoptionen der Akteure und verschiedene Technologien betrachtet werden, herangezogen, um dort dann Vorschläge abzuleiten.

### 3.2.1 Übersicht über die Kriterien

Die Kriterien wurden aus einer Literaturübersicht zusammengestellt<sup>37</sup>, wobei versucht wurde die mitunter unterschiedlichen Begrifflichkeiten zusammenzuführen. Zur Übersicht werden sie nach Sachbereich in vier Kriteriengruppen gegliedert:

- Technisch-ökologisch
- Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit
- Gesellschaftliche Einbettung
- Ökonomische Eigenschaften/Wirkungen

Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Kriterien.<sup>38</sup> Ihr jeweiliger Gehalt wird nun geordnet nach Kriteriengruppen kurz dargelegt.

<sup>37</sup> Z. B. Langniß et al. (2007), Diekmann, J. (2008), Öko-Institut et al. (2001), Springmann, J.-P. (2006).

<sup>38</sup> Eine Rangordnung oder Gewichtung der Kriterien wird nicht gegeben. Sie werden im weiteren Verlauf (insb. Kapitel 5) der Untersuchung argumentativ abgewogen und begründen dann eine Diversifizierung der Finanzierungsmechanismen.

Tabelle 4: Übersicht der Kriterien; eigene Darstellung

Kriteriengruppen	Kriterien / Ziele
Technisch-ökologisch	Effektivität
	Versorgungssicherheit
	Umweltwirkungen und Ressourcenschonung
Umsetzbarkeit/ Steuerbarkeit	Konformität
	Kontinuität
	Flexibilität
	Praktikabilität
Gesellschaftliche Einbettung	Akzeptanz
	Unmittelbare Partizipation
Ökonomische Eigenschaften / Wirkungen	Dynamische Effizienz
	Kosteneffektivität
	Transaktionskosten
	Verteilungswirkung
	Stärkung von Wettbewerb

### 3.2.1.1 Technisch-ökologische Kriterien

Die technisch-ökologischen Kriterien umfassen Effektivität, Versorgungssicherheit und Umweltwirkungen und Ressourcenschonung:

- Effektivität bedeutet, dass die EE-Ausbauziele möglichst genau erreicht werden.
- Versorgungssicherheit beinhaltet erzeugungs- und netzseitige Versorgungssicherheit. Erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist erfüllt, wenn die Stromnachfrage zu jeder Zeit durch die Stromerzeugung gedeckt werden kann. Netzseitige Versorgungssicherheit bedeutet eine Stabilität des Netzbetriebs.
- Unter Umweltwirkung und Ressourcenschonung fallen alle die Umwelt betreffenden Ziele. In der Energieversorgung kommt den Treibhausgasemissionen eine besondere Bedeutung zu. Unter Ressourcenschonung wird fossilen Energieressourcen ein besonderes Augenmerk geschenkt. In der Literatur werden aber vielfältige andere zu beachtende Indikatoren genannt.<sup>39</sup>

### 3.2.1.2 Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit

Unter Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit werden juristische und verwaltungstechnische Kriterien vereint:

- Konformität fordert, dass die Regelung mit übergeordnetem Recht, insbesondere EU-Recht, vereinbar sein soll. Da das übergeordnete Recht nicht als flexibel anzusehen ist, ist ohne Erfüllung von Konformität eine schnelle Umsetzung nur schwer vorstellbar.

<sup>39</sup> S. z. B. Löschl et al. (2012).

- Kontinuität fordert, dass ein Ausbau ohne zeitliche Unterbrechung und für die Investoren möglichst vorhersehbar fortgesetzt wird. Dadurch kann ein Aufbau und eine Entwicklung von Technologie und Organisationen erreicht werden, was Investitionen erfordert, die ohne eine Kontinuität nicht erfolgen. Zudem kann ein Stop-and-go gewünschte dynamische Entwicklungen, wie Lerneffekte, verhindern.
- Flexibilität: Da langfristige Planungen notwendigerweise auf unsicheren Annahmen über zukünftige Entwicklungen aufbauen, ist es wichtig, auf unerwartete Entwicklungen oder neue Erkenntnisse reagieren und Refinanzierungsinstrumente anpassen zu können.
- Praktikabilität erfordert eine Widerspruchsfreiheit und innere Konsistenz einer Regelung sowie deren Verständlichkeit für die Akteure. Den mit der Umsetzung Betrauten sowie den Akteuren müssen auch die erforderlichen Informationen vorliegen. Ebenso sollte eine Kontrolle der Umsetzung möglich und eine Evaluation beherrschbar sein. Generell wird Praktikabilität durch eine Einfachheit von Regelungen gefördert.

### 3.2.1.3 Gesellschaftliche Einbettung

Gesellschaftliche Einbettung enthält psychologisch oder soziologisch relevante Kriterien:

- Unter Akzeptanz wird hier sowohl eine generelle gesellschaftliche Zustimmung zum Finanzierungsmechanismus als auch eine lokale Zustimmung zu jeweiligen Investitionsvorhaben potenzieller Betreiber verstanden. Dabei sind die Interessen verschiedener Gruppen – z. B. unmittelbar Beteiligter wie Netzbetreiber, Anlagenbetreiber, oder verschiedener NGO – zu beachten, darüber hinaus sind aber auch Gerechtigkeitsvorstellungen relevant.
- Unmittelbare Partizipation: Sie ist umzusetzen, indem Bürger direkt in Entscheidungsprozesse einbezogen werden und setzt transparente und als fair empfundene Verfahren der Entscheidungsfindung voraus. Ein solcher Einbezug ist insbesondere auf lokaler Ebene vorzusehen. Darüber hinaus sollte Bürgern die Möglichkeiten gegeben werden, sich vor Ort auch am Ausbau Erneuerbarer Energien zu beteiligen.

### 3.2.1.4 Ökonomische Eigenschaften/Wirkungen

- Unter ökonomische Eigenschaften/Wirkungen werden folgende Kriterien vereint:
- Das Ziel der Wirtschaftlichkeit wird über die dynamische Effizienz erfasst, die grundsätzlich aus dem Vergleich von langfristigen Vollkosten des Stromsystems zu prüfen ist. Dabei sind im Gegensatz zur statischen Effizienz auch intertemporale Kostensenkungseffekte, die sich z. B. aus Lerneffekten ergeben, zu beachten.
- Kosteneffektivität: Das Ausbauziel soll mit möglichst geringen Kosten erreicht werden. Im Gegensatz zur dynamischen Effizienz werden keine intertemporalen Kostensenkungseffekte beachtet. In Abgrenzung zur statischen Effizienz erfordert Kosteneffektivität z. B. möglichst geringe Renditen für Anlagenbetreiber, also eine Abschöpfung der Produzentenrente.
- Transaktionskosten, die in den bisherigen Kostenkategorien typischerweise nicht beachtet werden, sind möglichst gering zu halten. Dabei sind neben der Umsetzung im eigentlichen Sinn insbesondere auch Informationspflichten, Datenerhebung und -verarbeitung zu berücksichtigen.

- Je nach Ausgestaltung eines Refinanzierungsmechanismus werden unterschiedliche Akteure im Stromsektor aktiv und sich die Marktanteile gegenwärtig aktiver Akteure verändern. Eine Refinanzierungsmethode, die den Markteintritt nicht hemmt und den Wettbewerb fördert, ist generell wünschenswert, da durch größere Akteursvielfalt und den Druck durch potenzielle Konkurrenten generell geringere Kosten zu erwarten sind und bestehende Markt- und sonstige Macht reduziert werden könnte.
- Verteilung berücksichtigt, wer die Kosten trägt und wer profitiert. Zu unterscheiden ist insbesondere zwischen personeller und räumlicher Verteilung. Bei personeller Verteilung wird z. B. die Last, die (bestimmte) Haushalte tragen, diskutiert. Unter räumliche Verteilung fällt die Induktion von regionaler Wertschöpfung: Refinanzierungsinstrumente können einen Beitrag zur Angleichung von regionalen Lebensbedingungen – ein auch im Grundgesetz Artikel 72 Absatz 2 verankertes Ziel für den Bund – leisten.

Grundsätzlich können zwischen den Kriterien sowohl Komplementaritäts- als auch Konfliktbeziehungen bestehen, z. B. kann eine bessere Kosteneffektivität über niedrigere Belastungen der Haushalte die Akzeptanz verbessern und gleichzeitig die regionale Wertschöpfung in ländlichen Räumen reduzieren.

Eine Gewichtung der Kriterien wird nicht vorgenommen. Vielmehr werden die Kriterien für die grundlegenden Refinanzierungsmechanismen einzeln betrachtet und die Resultate zu einer Gesamtschau verdichtet.

### 3.2.2 Mikroökonomische Untersuchung

Zuerst werden im Folgenden verschiedene Mechanismen der Finanzierung von Erneuerbaren Energien im Strombereich allein anhand ausgewählter ökonomischer Kriterien mit mikroökonomischen Methoden untersucht.<sup>40</sup> Die Auswahl erfolgt anhand von in einflussreichen volkswirtschaftlichen Veröffentlichungen häufig ähnlich gewählten Kriterien.<sup>41</sup> Wie in der genannten Literatur wird hier nicht das gesamte Stromsystem betrachtet, sondern allein der Zubau Erneuerbarer Energien. Damit wird sowohl methodisch als auch bei der Bewertung eine unmittelbare Vergleichbarkeit der Argumentationen erreicht.

Inhaltlich werden grundlegende Eigenschaften und Vor- und Nachteile der Finanzierungsmechanismen herausgearbeitet, die unabhängig von Detaillausgestaltungen Bestand haben.

Aus der obigen Kriterienliste werden entnommen:

- Kosteneffektivität: möglichst kostengünstige Erreichung des Ziels. Diese wird zur Verdeutlichung der Argumentation in zwei Unterpunkte aufgedgliedert:
  - Vermeidung von Überrenditen bei den Anlagenbetreibern,
  - Sicherheit für Investoren, da dies zu niedrigen Risikoprämien beiträgt, die angesichts der hohen Kapitalintensität Erneuerbarer Energien einen wesentlichen Beitrag für geringe Kosten des EE-Zubaus leisten.
- Effektivität: möglichst genaue Erreichung der Ausbauziele.

Hinzu kommt das Kriterium „Marktintegration“, das entsprechend der Anwendung in der genannten volkswirtschaftlichen Literatur wie folgt zu bestimmen ist: Der Fördermechanismus

<sup>40</sup> Es handelt sich um eine Zusammenfassung des in der Anlage zu findenden Papiers von Prof. Bofinger.

<sup>41</sup> S. z. B. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2012), Haucap/Kühling (2012, S31ff. und S.77).

sollte so beschaffen sein, dass die Anbieter auf Preissignale des Energy-Only-Marktes (EOM) reagieren. Über die Verbindung verschiedener Märkte wird dann auch von einer effizienten Systemintegration ausgegangen. „Marktintegration“ taucht nicht in der Kriterienliste auf, da sie entsprechend der Ausführung in Kapitel 2.2<sup>42</sup> als Mittel für die Erreichung von Zielen dienen kann, kein Selbstzweck ist und die Frage, inwieweit und unter welchen Bedingungen sie der Erreichung welcher Ziele dient, zu untersuchen ist. Deshalb wird nur in diesem Abschnitt Marktintegration als Kriterium herangezogen, wiederum um eine Vergleichbarkeit der Argumentation mit der genannten volkswirtschaftlichen Literatur zu gewährleisten.

Das letzte Kriterium thematisiert die Verbindung zu den Kurzfristmärkten, während die anderen langfristige Kosten – also Stromgestehungskosten – zugrunde legen.

Betrachtet werden hier<sup>43</sup> aktuell vorgeschlagene, grundlegend verschiedene Finanzierungsmechanismen:<sup>44</sup>

- die *Einspeisevergütung*, nach der ein konstanter Betrag pro erzeugter Arbeit unabhängig vom Zeitpunkt der Erzeugung entgolten wird;
- die *fixe Marktprämie*, die ex-ante festgelegt und pro vermarkteter Arbeit gezahlt wird, wobei der Anlagenbetreiber zusätzliche Erlöse durch die Vermarktung der Erzeugung generiert;
- das *Quotenmodell*, nach dem ein Anlagenbetreiber seinen Strom zu vermarkten hat und zudem ein handelbares Zertifikat erhält, für das eine Nachfrage über die staatliche Festlegung eines Mindestanteils an Grünstrom (z. B. am Stromverbrauch), der durch Zertifikate nachzuweisen ist, geschaffen wird. Durch die geschaffene Nachfrage entsteht ein Preis für Grünstromzertifikate, die dem Anlagenbetreiber neben seinem Vermarktungserlös eine zweite Einnahmequelle verschafft;
- eine *Kapazitätsprämie*, die dem Anlagenbetreiber auf die installierte Leistung und unabhängig von der erzeugten Arbeit gezahlt wird, wobei er seine Erzeugung vermarkten muss;
- die Höhe der Kapazitätsprämie kann auch über eine Ausschreibung bestimmt werden (Ausschreibung).<sup>45</sup>

### 3.2.2.1 Vermeidung von Überrenditen

Das Kriterium einer **Vermeidung von Überrenditen** als wichtiger Beitrag zur Kosteneffektivität wird umso besser erfüllt, je vollständiger die Produzentenrenten potenzieller Anlagenbetreiber abgeschöpft werden. Dass dies grundsätzlich möglich ist, ergibt sich daraus, dass der Staat unabhängig vom Finanzierungsmechanismus den Ausbau anstrebt und als einziger Nachfrager im Wettbewerb stehenden potenziellen Anbietern gegenübersteht. Er kann also als Monopsonist aufgefasst werden, der seine Ausgaben für eine bestimmte Gegenleistung

<sup>42</sup> Dort wird Marktintegration auf Grundlage von systemanalytischer Literatur vertiefter bestimmt.

<sup>43</sup> Im ausführlichen Text in der Anlage werden weitere Varianten von Finanzierungsmechanismen betrachtet. Durch die hier erfolgende Fokussierung gehen keine entscheidenden Elemente verloren.

<sup>44</sup> Auf die explizite Betrachtung der gleitenden Marktprämie wird hier verzichtet, da sie zwischen der Einspeisevergütung und der fixen Marktprämie angesiedelt ist und insofern keine spezifischen Merkmale aufweist, die für die Bewertung der unterschiedlichen Modelle wichtig wären.

<sup>45</sup> Auch für eine Einspeisevergütung und feste Marktprämie sind Ausschreibungsmodelle möglich. Sie werden in der Kurzfassung zur Vereinfachung weggelassen. Dadurch gehen keine für die weitere Argumentation der Studie entscheidenden Erkenntnisse verloren.

minimiert. Die Bedeutung seiner Stellung als Monopsonist kann unter der vorläufigen Annahme vollkommener Information anhand der folgenden Grafik verdeutlicht werden, in der eine Technologie – z. B. Windkraft – betrachtet wird. Dort ist an der x-Achse die Menge<sup>46</sup> und an der y-Achse der Preis angetragen. Es wird unterstellt, dass es sieben Investoren (A–G) gibt, die für die Bereitstellung einer bestimmten Leistung an Erneuerbaren Energien unterschiedliche Kosten aufweisen. Zur Vereinfachung wird angenommen, dass in den Kosten auch eine Rendite in Höhe einer sicheren Investition sowie eine Risikoprämie eingerechnet sind.<sup>47</sup> Die daraus resultierende aggregierte langfristige Angebotsfunktion beschreibt die Handlungsmöglichkeiten des als Monopsonisten agierenden Staates, der grundsätzlich jeden Punkt auf dieser Angebotskurve realisieren kann.

Der Staat, der stellvertretend für die Verbraucher als monopsonistischer Nachfrager auftritt, verfolge im Rahmen seiner energiepolitischen Zielsetzungen ein bestimmtes quantitatives Ausbauziel für die Leistung an Erneuerbaren Energien ( $M^*=4$ ). Der Staat kann dieses Ausbauziel grundsätzlich mit jedem der vier Basismodelle erreichen, indem er entweder die Menge von 4 (Quote, Kapazitätsprämie, Ausschreibung) oder den Preis von 4,5 (Einspeisevergütung) festlegt. Auch im Falle einer fixen Marktprämie kann das Ziel erreicht werden, falls der Staat den Barwert der Börsenpreiseerlöse bestimmt und die Prämie so festlegt, dass insgesamt wiederum ein Preis von 4,5 erreicht wird. Insofern sind die Instrumente als äquivalent anzusehen.

Eine Vermeidung von Überrenditen kann erreicht werden, falls der Staat die Produzentenrenten abschöpft, also preisdiskriminierend agiert, d. h. falls er jeden Anbieter (A–D) entsprechend seiner Grenzkosten bezahlt. Die Frage ist nun, inwieweit ihm das mit den verschiedenen Finanzierungsmechanismen möglich ist.

<sup>46</sup> Die Menge ist hier in Leistung und nicht in Arbeit angegeben. Um eine Grafik für eine Erläuterung des Sachverhalts verwenden zu können, wird die Leistung gewählt. Das Argument ist unabhängig von der Wahl. Für die hier besonders bedeutsamen fluktuierenden Erneuerbaren Energien, ist der streng genommen erforderliche eindeutige Zusammenhang zwischen Leistung und Arbeit näherungsweise dann gegeben, wenn die Kapazitätsprämie so gestaltet ist, dass sie keine Fehlanreize für Standort, Technik und Betrieb der Anlagen erzeugt. Wie dies zu erreichen ist, wird in Kapitel 5 diskutiert. In diesem Abschnitt wird vereinfachend von einer eindeutigen Beziehung ausgegangen.

<sup>47</sup> Es handelt sich dabei also um die langfristigen Grenzkosten.

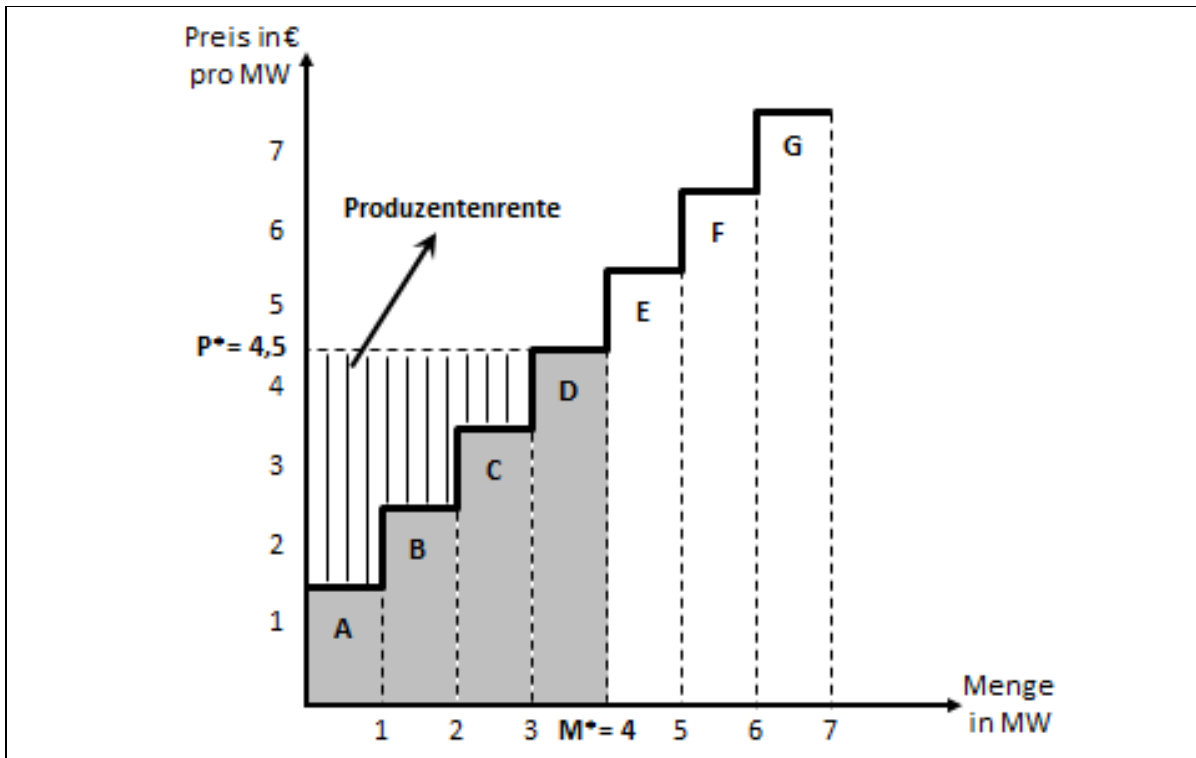


Abbildung 12: Langfristige Grenzkosten, Produzentenrente und Überrenditen; eigene Darstellung

Ein Quotenmodell arbeitet mit einem Zertifikatmarkt, der einen einheitlichen Preis generiert. Damit wird zwischen den Anbietern A–D nicht diskriminiert und die Anbieter A–C erzielen Überrenditen. Das Quotenmodell erfüllt deshalb das Kriterium einer Vermeidung von Überrenditen nicht. Grundsätzlich sind Modifikationen des Quotenmodells möglich, die differenzieren. Eine Differenzierung nach einzelnen Anlagen, wie sie nach der Abbildung erforderlich wäre, um Überrenditen zu vermeiden, würde jedoch das Modell ad absurdum führen, da dann für jeden Anlagenbetreiber z. B. eine unterschiedliche Zertifikatmenge pro Arbeit so festgelegt werden müsste, dass er gerade einen Barwert der Einnahmen entsprechend der eigenen Stromgestehungskosten erwartet. D. h. man müsste individuelle Regelungen für jeden potenziellen Investor einführen. Auch eine Unterteilung der Quoten nach hinreichend vielen Standorten erscheint kaum praktikabel. Eine Differenzierung innerhalb einer Technik erscheint mit einem Quotenmodell also nicht durchführbar, die Produzentenrenten nicht gut abschöpfbar.

Für eine Einspeisevergütung, eine fixe Marktprämie und eine Kapazitätsprämie würde dann das gleiche gelten, sofern diese innerhalb einer Technik nicht differenziert festgelegt würden. Für alle drei Finanzierungsmechanismen kann die Höhe aber praktikabel differenziert werden, wie das Referenzertragsmodell für Wind-Onshore zeigt. Dieses Modell muss dabei aber – verglichen mit dem heutigen Stand – so weiterentwickelt werden, dass die Überrenditen an guten Standorten tatsächlich abgeschöpft werden. Entsprechende Überlegungen können auch in eine Kapazitätsprämie und eine fixe Marktprämie eingehen. Für Differenzierungen müssen bei diesen Mechanismen die langfristige Grenzkostenkurve – s. obige Abbildung – abgeschätzt werden.

Durch ein geeignet designtes Ausschreibungsverfahren erscheint es demgegenüber grundsätzlich möglich, die Bieter dazu zu bewegen, ihre Kosten zu offenbaren und die Höhe z. B.



der Kapazitätsprämie an die individuellen Kosten anzupassen. Damit würde eine Abschöpfung der Produzentenrente erreicht.

Wie es sich mit verschiedenen Technologien verhält, kann am Fall von zwei Technologien untersucht werden. Die entscheidende Frage ist dann, ob beide Technologien benötigt werden, um das staatlich festgelegte Ziel zu erreichen. Falls dies nicht der Fall ist, ist die Analyse für eine Technologie relevant. Die Frage ist dann nicht, welcher Finanzierungsmechanismus eingesetzt wird, sondern ob mehrere Technologien benötigt werden. Falls mehrere Technologien benötigt werden, kann in einer statischen Betrachtung die Analyse für eine Technologie ohne Beschränkung der Allgemeinheit so verändert werden, dass dem Grenzanbieter (D) eine andere Technologie als (A–C) zugeordnet wird. Dann kann wiederum die obige Argumentation übernommen werden. Zusätzlich zu einer Differenzierung innerhalb einer Technologie ist dann eine Differenzierung zwischen Technologien erforderlich, um Überrenditen zu vermeiden.

Wird in einer dynamischen Betrachtung unterstellt, dass eine gegenwärtig noch teure Technologie in den Markt eingeführt werden soll, um deren Kosten zu senken und langfristig geringere Ausbaurkosten zu erreichen, wird eine Technologiedifferenzierung notwendig, um gleichzeitig eine Markteinführung und das Mengenziel zu erreichen. Um dies zu sehen, sei angenommen, dass A–D die gegenwärtig günstigste Technologie repräsentieren und E die gegenwärtig noch teurere, das Mengenziel sei 4. Ohne Technikdifferenzierung ist kein Finanzierungsmechanismus in der Lage, eine wirtschaftliche Realisierung von E zu erreichen, ohne das Mengenziel zu überschießen (auf 5). Bei Mengenfestlegungen (Quote, Kapazitätsprämie) ist das unmittelbar einsichtig; es resultiert ein Preis von 5. Eine Einspeisevergütung oder eine fixe Marktprämie müsste so festgelegt werden, dass die Stromgestehungskosten von E gedeckt werden. Dann sind aber auch (A–D) rentabel, wodurch eine Menge von 5 umgesetzt wird. In allen Fällen steigt damit auch die Produzentenrente, die (A–D) gezahlt wird. Es entstünden also auch höhere Überrenditen.

Die Analyse mit zwei Technologien zeigt also, dass eine Differenzierung nach Technologien erforderlich ist, um Überrenditen zu vermeiden, sofern mehr als eine Technologie eingesetzt werden muss, um das Ausbauziel zu erreichen, oder aus Gründen der dynamischen Effizienz eingesetzt werden soll. D. h.: Sowohl eine Differenzierung zwischen Technologien als auch eine Differenzierung innerhalb von Technologien ist erforderlich, um Überschussrenditen zu vermeiden.

Grundsätzlich sind Modifikationen des Quotenmodells möglich, die nach verschiedenen Techniken differenzieren: Zum einen sind getrennte Quoten für einzelne Techniken möglich. Dann stellen sich für verschiedene Techniken verschiedene Zertifikatpreise ein. Damit lassen sich durch den Einsatz verschiedener Technologien entstehende Überrenditen abschöpfen, nicht aber Überrenditen innerhalb einzelner Technologien. Letzteres würde erst durch ein Nebeneinander zahlreicher Zertifikatmärkte erreicht, was hohe Informations- und Transaktionskosten verursacht und die Liquidität gefährdet. Dies ließe sich durch Gewichtungen von Zertifikaten nach Techniken beheben (z. B. für eine kWh aus Windkraftanlagen wird ein Zertifikat ausgegeben, für eine kWh aus PV zwei Zertifikate). Allerdings kann auch hier keine Abschöpfung von Überrenditen innerhalb einer Technologie erfolgen. Das häufig vorge-

schlagene Quotenmodell mit einheitlichem Preis generiert also systematisch Überrenditen.<sup>48</sup> Dies ist auch durch praktikable Modifikationen des Modells nicht zu ändern.

Für eine Einspeisevergütung, eine fixe Marktprämie und eine Kapazitätsprämie kann eine Differenzierung nach Technologien und innerhalb einer Technologie praktikabel eingeführt werden, wobei ein Vorgehen entsprechend der Beschreibung für eine Technologie für beide Technologien erforderlich ist. Dafür ist zusätzlich eine Ex-ante-Abschätzung der Stromgestehungskosten erforderlich.

Eine Ausschreibung kann grundsätzlich ebenfalls sowohl getrennt nach Technologien als auch nach Standorten erfolgen.

Nach dem Kriterium „Vermeidung von Überrenditen“ führt damit das Quotenmodell – und gerade im Falle eines einheitlichen Zertifikatmarktes – zu höheren Kosten als alle anderen Finanzierungsmechanismen.

### 3.2.2.2 Sicherheit für Investoren

Die Sicherheit für Investoren bestimmt die Risikoprämie, die für Eigenkapital erwartet und von Fremdkapitalgebern gefordert wird, wobei zudem wahrscheinlich ist, dass Fremdkapitalgeber bei einem höheren Risiko auch einen höheren Eigenkapitalanteil verlangen. Mit einem höheren Risiko steigt deshalb die zu erwirtschaftende Verzinsung, was die Kosten eines Ausbaus erhöht. Die Wirkung eines erhöhten Zinssatzes auf die Kosten ist umso höher, je höher die Kapitalintensität einer Technik ist, wobei die Kapitalintensität bei dargebotsabhängigen Erzeugungstechniken am höchsten ist. Z. B. erhöht eine bestimmte Zinssteigerung die Stromgestehungskosten von Wind- oder PV-Anlagen stärker als die von Biomasseanlagen.

Nun kann man die Finanzierungsmechanismen hinsichtlich der Risiken für Anlagenbetreiber vergleichen. Eine Einspeisevergütung belässt nur das Mengenrisiko, das überwiegend bei dargebotsabhängiger Erzeugung auftritt, bei den Anlagenbetreibern. Finanzierungsinstrumente, die eine Vermarktung durch die Anlagenbetreiber erfordern, verlagern das Preisrisiko, das aus der unsicheren Entwicklung der Börsenpreise entsteht, von den Trägern einer EEG-Umlage auf den Anlagenbetreiber. Dies gilt für die Preise auf den Erlösmärkten, aber auch für die Kosten für Ausgleichsenergie im Fall fehlerhafter Prognosen, die dann von den Anlagenbetreibern selbst zu tragen sind.

Wenn durch eine Kapazitätsprämie oder fixe Marktprämie das Mengenrisiko sehr stark reduziert und nicht durch die Vermarktungsrisiken ausgeglichen würde, läge das Nettorisiko der Anlagenbetreiber niedriger als bei einer festen Einspeisevergütung. Dies wäre dann der Fall, wenn die Prämien einen sehr hohen und die Vermarktungserlöse einen sehr niedrigen Anteil an der Deckung der Anlagenvollkosten hätten. In diesem Falle wären die Vermarktungserlöse für die Refinanzierung der Anlage jedoch nur noch von geringer Relevanz und das Dispatch- bzw. Investitionskalkül dieser Betreiber nähert sich einer Situation mit einem Investitionskostenzuschuss an. Spielen die Vermarktungserlöse dagegen eine bedeutsame Rolle für Dispatch- und Investitionsentscheidungen, liegen sie – zumal betrachtet über eine Anlagenbetriebszeit von 15 bis 20 Jahren – ggf. über dem Erzeugungsmengenrisiko. Investoren müssten in diesem Falle mehr Risiko tragen als im Falle der Einspeisevergütung, was zu höheren Risikoprämien und damit zu höheren Kalkulationszinssätzen und höheren Stromge-

<sup>48</sup> So ist theoretisch nachvollziehbar, dass Bergek und Jacobson (2010, S. 1266) das schwedische technologie-neutrale Quotensystem als „rent-generating-machine“ bezeichnen.

stehungskosten führt. Im Falle einer Quote entsteht ein zusätzliches Preisrisiko, da der Zertifikatspreis unsicher ist. Deshalb ist bei einer Quote unter den hier betrachteten Modellen mit den höchsten Kosten eines Ausbaus von Erneuerbaren Energien zu rechnen.

Bei der Risikoverteilung ist zu beachten, wer das Risiko trägt, da verschiedene Akteure ein Risiko verschieden gut tragen können. Hier gibt es eine grundlegende Unterscheidung zwischen der Einspeisevergütung und den anderen Finanzierungsmechanismen. Im Falle der Einspeisevergütung werden Risiken – insbesondere das eines ungeplant starken Ausbaus – durch die Stromverbraucher getragen und allgemein Risiken von den Anlagenbetreibern auf die Verbraucher verlagert. Das ist bei den anderen Finanzierungsmechanismen nur teils der Fall: Durch die Direktvermarktung sind wesentliche Risiken von den Anlagenbetreibern zu tragen. Die Risiken entstehen aus dem Anlagenbetrieb. Deshalb wird mitunter erwartet, dass die Risikozuordnung auf die Anlagenbetreiber ihnen Anreize gibt, die Risiken in ihren Entscheidungen zu berücksichtigen und dies zu einer optimalen Risikoallokation führt. Wie ausgeführt ist das höhere Risiko mit höheren zu erwartenden Ausbaurkosten verbunden. Im Falle der Einspeisevergütung tragen Stromverbraucher ein größeres Risiko. Dadurch ist das Risiko bereits gut alloziert, da hierdurch eine Risikodiversifizierung erreicht wird: Für die Haushalte stellen die Ausgaben für Strom an den Verbrauchsausgaben nur ca. 2,5 % und davon die EEG-Umlage ca. 0,3 % dar. Durch diesen geringen Anteil wird das Risiko breit gestreut und für den einzelnen Haushalt tendenziell leicht zu tragen. Dies gilt im Prinzip auch für den Unternehmenssektor, dessen gesamte Energiekosten nur 2 % der Bruttowertschöpfung ausmachen. Insofern wird in der Einspeisevergütung im Gegensatz zu den anderen Mechanismen durch ihre Ausgestaltung eine gute Risikodiversifizierung erreicht.

### 3.2.2.3 Effektivität (Zielerreichung)

Hinsichtlich der Effektivität unterscheiden sich die Finanzierungsmechanismen erheblich.

Für eine feste Marktprämie und eine Einspeisevergütung hängt der induzierte Ausbau im Vergleich zum Ziel davon ab, ob die langfristige Kostenfunktion (s. oben) korrekt geschätzt wurde und die Höhe der Einspeisevergütung oder der Marktprämie so gewählt wurde, dass ein Zubau gerade in der gewünschten Menge resultiert. Aufgrund der unsicheren Kostenfunktionen ist dies schwierig zu erreichen. Eine Erhöhung der Treffsicherheit kann geschaffen werden, wenn die Höhe z. B. der Einspeisevergütung erhöht oder gesenkt wird, wenn der Ausbau hinter dem gewünschten Pfad zurückbleibt bzw. diesen übersteigt („atmender Korridor“). In die Höhe einer festen Marktprämie müssen zudem die zukünftigen erwarteten Markterlöse sowie ein Risikoaufschlag aufgrund der unsicheren Erlöse einer Direktvermarktung einkalkuliert werden. Beides muss bei einem „atmenden Korridor“ in einer festen Marktprämie zusätzlich berücksichtigt werden, was aber keine grundsätzlichen Probleme aufwirft.

Die Effektivität einer Kapazitätsprämie ist zunächst einmal ähnlich einzuschätzen wie die einer festen Marktprämie. Ihre Höhe ist ebenfalls auf Basis geschätzter Kostenfunktionen und der möglichen Vermarktungserlöse sowie einer Risikoprämie festzulegen. Hinzu kommt im Falle der Kapazitätsprämie allerdings eine weitere Unsicherheit, da sie auf installierte Leistungen gezahlt wird und die Erzeugung pro installierter Leistung variiert. Auch dies kann in einem „atmenden Korridor“ berücksichtigt werden. Im Falle einer Ausschreibung und einer darauf basierenden Kapazitätsprämie kann grundsätzlich ein zielgenauer Leistungsausbau erreicht werden. Die Frage, welche Arbeit mit der installierten Leistung erbracht wird, bleibt aber ebenfalls offen. Das weist auch auf das grundsätzliche Problem hin, dass bei Kapazi-

tätzahlungen zusätzlich Anreize zu setzen sind, die bei Technik-, Standortwahl und Betrieb eine effiziente Erzeugung gewährleisten (s. hierzu Kapitel 5).

Für ein Quotenmodell wird ein zieladäquater Zubau als Vorteil genannt.<sup>49</sup> Das ist naheliegend, da eine Mengensteuerung eingesetzt wird und die Quote entsprechend dem Ausbauziel unmittelbar festgelegt werden kann. Dies ist bei vollkommener Information aller Akteure korrekt. Berücksichtigt man aber, dass Investoren die zeitgleichen und späteren Investitionsentscheidungen anderer Investoren nicht kennen und diese in ihrer Erlöswirksamkeit auf die eigenen Investitionen über- oder unterschätzen können bzw. um Risikofaktoren korrigieren, dann kann es auch im Falle der Quote zu einer Abweichung von den Zielen kommen.

Insofern ist bei allen Finanzierungsmechanismen eine genaue Erreichung des Ausbauziels fraglich. Die Ausschreibung hat aufgrund der unmittelbaren Mengensteuerung jedoch Vorteile im Vergleich zu anderen Mechanismen. Ansonsten ist für eine Zielerreichung eine Feinsteuerung erforderlich, durch die auf Abweichungen vom Ausbaupfad reagiert wird.

### 3.2.2.4 Marktintegration

Eine Marktintegration im Sinne einer möglichen Reaktion der FEE-Anlagenbetreiber auf Preissignale des Energy-Only-Markts findet bei einer Einspeisevergütung naturgemäß nicht statt. Ist eine Reaktion erwünscht, müssen andere Finanzierungsmechanismen gewählt werden. Finanzierungsmechanismen, die an der Arbeit ansetzen – eine Marktprämie und eine Quote –, verändern dadurch die Opportunitätskosten für einen Verkauf und verzerren die Reaktionen auf Strompreise. Verdeutlicht werden kann dies anhand der Frage, ob ein Windkraftanlagenbetreiber, dessen Grenzkosten technikbedingt null sind, auch tatsächlich einen Anreiz hat, bei negativen Börsenpreisen abzuschalten. Im Falle einer Abschaltung entgeht dem Anlagenbetreiber die Marktprämie bzw. er verzichtet auf ein Zertifikat, für das er einen positiven Preis Erlösen kann. Er wird deshalb so lange anbieten, bis die negativen Preise betragsmäßig die Prämie bzw. den erwarteten Zertifikatspreis übersteigen. Insofern wird durch arbeitsbezogene Zahlungen die strompreisabhängige Entscheidung verzerrt.<sup>50</sup> Dies kann durch Fördermechanismen verhindert werden, die nicht an der Arbeit ansetzen, wie eine Kapazitätsprämie. Ob die Höhe der Kapazitätsprämie durch staatliche Stellen festgelegt oder durch eine Ausschreibung ermittelt wird, ist in dem Kontext unerheblich. Insofern wird eine Marktintegration am besten durch eine leistungsabhängige Vergütung erreicht, während arbeitsabhängige Vergütungen die Marktintegrationsanreize abschwächen und eine Einspeisevergütung keine Marktintegration gewährt.

### 3.2.2.5 Zusammenfassung zur mikroökonomischen Analyse

Nach den Kriterien Kosteneffektivität, Effektivität (Zielerreichung) und Marktintegration schneidet eine Quotenregelung von allen betrachteten Instrumenten am schlechtesten ab, sofern sie nicht technikspezifisch ausgestaltet wird und/oder auch Unterschiede der Kosten innerhalb einzelner Techniken nicht berücksichtigt. Besonders Letzteres ist kaum mit der

<sup>49</sup>S. dazu Frontier Economics (2012, S. 2): „Das Modell bewirkt, dass über Marktanreize letztlich genau die EE-Quote erfüllt wird.“ Ebenso RWI (2012, S. 35): „Nicht zuletzt würde die Quotenlösung im Einklang damit stehen, dass für den Ausbau der Erneuerbaren explizite Mengenziele vorgegeben sind. Beim EEG ist hingegen nicht davon auszugehen, dass die politischen Ziele für die Erneuerbaren punktgenau erreicht werden. Vielmehr ist vollkommen unklar, ob die Ziele deutlich verfehlt oder aber erheblich überschritten werden.“

<sup>50</sup> Grundsätzlich kann man bei einer fixen Marktprämie versuchen, dieses Verhalten durch zusätzliche Regelungen einzuschränken. Z. B. indem bei negativen Börsenpreisen keine Marktprämie gezahlt wird oder indem nur eine beschränkte Anzahl von Stunden im Jahr eine Marktprämie gezahlt wird. Die Regelungen würden dadurch deutlich komplizierter.

Etablierung eines funktionierenden Zertifikatmarktes zu vereinbaren. D. h. unabhängig von der Gewichtung dieser Kriterien konnte in der mikroökonomischen Analyse kein Grund identifiziert werden, eine Quotenregelung zu bevorzugen. Zwischen einer Einspeisevergütung und den anderen Mechanismen ist ein Trade-off zu beobachten: Eine Einspeisevergütung kann wegen niedriger Risikoprämien eine höhere Kosteneffektivität erreichen, leistet aber keine Marktintegration. Insofern ist hier im Weiteren zwischen den Vorteilen einer Marktintegration und einer Kosteneffizienz abzuwägen. Diese Abwägung erfolgt in der Detailanalyse in Kapitel 5.

Da steuerbare EE-Techniken auf Preise besser reagieren können und auch Möglichkeiten auf verschiedenen Märkten des Stromsystems besser ergreifen können, sind für diese Techniken die Vorteile einer Marktintegration als größer anzusehen als für dargebotsabhängige EE. Vergleicht man eine feste Kapazitätsprämie und Marktprämie, so ist darauf zu verweisen, dass die Marktprämie im Gegensatz zur Kapazitätsprämie eine schlechtere Marktintegration leistet, da die auf Arbeit basierende Vergütung die Reaktionen der Anlagenbetreiber auf kurzfristige Strompreise verzerrt. Insofern ergeben sich für eine Kapazitätsprämie im Vergleich Vorteile, sofern eine Kapazitätsprämie so gestaltet wird, dass eine effiziente Technik- und Standortwahl sowie ein effizienter Betrieb gesichert ist. Durch eine Ausschreibung, auf deren Basis die Kapazitätsprämie bestimmt wird, kann grundsätzlich die Abhängigkeit der Festsetzung einer Kapazitätsprämie auf Basis von Ex-ante-Kostenschätzungen vermieden werden und versucht werden, die Ausbaumenge besser zu steuern.

### 3.2.3 Weitere Kriterien zur Instrumentendiskussion

Nun werden die Refinanzierungsmechanismen nach denjenigen der bereits vorgestellten Kriterien, die in der mikroökonomischen Analyse keine Berücksichtigung fanden, diskutiert. Die Diskussion folgt dabei der bereits verwendeten Einordnung der Kriterien in folgende Gruppen:

- weitere technisch-ökologische Kriterien (sofern nicht im vorigen Abschnitt behandelt)
- weitere ökonomische Kriterien (sofern nicht im vorigen Abschnitt behandelt)
- Kriterien zur gesellschaftlichen Einbettung
- Kriterien zur Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit.

#### 3.2.3.1 Technisch-ökologische Kriterien

Als technisch-ökologische Kriterien sind neben der bereits behandelten Effektivität die Ziele Versorgungssicherheit sowie Umweltwirkungen und Ressourcenverbrauch zu beachten.

Aspekte der **Versorgungssicherheit** werden anderweitig genauer untersucht. Allgemein können gegenwärtig keine unterschiedlichen Wirkungen der Finanzierungsmechanismen auf die Versorgungssicherheit abgeleitet werden, da die Versorgungssicherheit jeweils durch anderweitige Maßnahmen gesichert werden kann.

Im Hinblick auf die **ökologischen Wirkungen und den Ressourcenverbrauch** kann in einer ersten Näherung unterstellt werden, dass durch das gleiche Ausbauziel ähnliche Wirkungen zu erwarten sind. Allerdings ist eine unterschiedliche Verdrängung von fossilen Kraftwerken zu erwarten, wenn der Einspeisevorrang aufgegeben und durch eine Vermarktung ersetzt wird. Dann werden Erneuerbare Energien entsprechend ihres Preisgebots auf Basis kurzfristiger Grenzkosten und einer eventuellen Prämie abgeregelt. Bei einem Preis

kleiner null werden im Fall der Kapazitätsprämie und einer Ausschreibung Erneuerbare Energien abgeregelt. Im Quotenmodell und bei der fixen Marktprämie erst bei einem negativen Preis, der dem Betrag nach dem Zertifikatspreis bzw. der Prämie entspricht. Deshalb ist im Fall einer Einspeisevergütung eine höhere Einspeisung Erneuerbarer Energien zu erwarten als im Fall einer Quote und Marktprämie und dort wiederum eine höhere als bei einer Kapazitätsprämie oder einer Ausschreibung.

Die hauptsächliche Wirkung verschiedener Finanzierungsinstrumente und deren konkreter Ausgestaltungen wird jedoch über einen anderen Technikmix und andere Standortwahlen erzielt. Insofern ist auch mit unterschiedlichen ökologischen Auswirkungen zu rechnen. Diese werden hier jedoch nicht weiterbehandelt, da sie eine eigenständige Untersuchung erfordern, deren Voraussetzung eine detaillierte Kenntnis der eingesetzten Refinanzierungsoptionen ist.

### 3.2.3.2 Weitere ökonomische Kriterien

Als noch nicht behandelte, *weitere ökonomische Kriterien* sind Verteilungsaspekte, Transaktionskosten, Stärkung des Wettbewerbs sowie die dynamische Effizienz zu nennen.

**Verteilung:** In Bezug auf die personelle Verteilung wird kein merklicher Unterschied erwartet. Zudem ist zu vermuten, dass unerwünschte Wirkungen – z. B. auf Haushalte mit niedrigem Einkommen – grundsätzlich durch andere Maßnahmen – z. B. teilweise Befreiung von der Stromsteuer – aufgefangen werden können. Aspekte einer räumlichen Verteilung, hier zur regionalen Wertschöpfung, werden unter „gesellschaftliche Einbettung“ besprochen.

**Transaktionskosten:** Im Vergleich zu einer Einspeisevergütung muss im Fall einer Vermarktung ein Bündel neuer Dienstleistungen privat angeboten werden. Zu nennen sind hier insbesondere Vermarktungswege, detaillierte Langfristprognosen der Erzeugung und Kurzfristprognosen, die von Anlagenbetreibern oder Direktvermarktern in Auftrag zu geben sind. Dabei sind auch die Kosten für entsprechende Verträge, deren Überwachung und ggf. juristische Klärungen zu beachten. Bei einer Direktvermarktung entfallen dafür entsprechende Dienste der Übertragungsnetzbetreiber, die bisher keine Anreize zu effizientem Handeln hatten. Da insbesondere die Erstellung von Prognosen, aber auch Bewirtschaftung von Strommarktprodukten für die Gesamtheit aller FEE-Einspeisungen mit niedrigeren Gesamtkosten verbunden sind als im Fall einer Aufteilung auf zahlreiche Einzelportfolien, dürften die Transaktionskosten durch eine Direktvermarktung steigen. Der Wettbewerb im Falle einer Direktvermarktung könnte dem tendenziell entgegenwirken. Allerdings ist dort u. U. mit Konzentrationsprozessen zu rechnen (s. „Stärkung des Wettbewerbs“). Im Falle einer Quote ist mit vergleichsweise hohen Transaktionskosten zu rechnen, da zusätzlich ein Markt für Zertifikate einzurichten, entsprechende Handelstätigkeiten zu bezahlen und Prognosen über die zukünftige Entwicklung des Zertifikatspreises erforderlich sind. Eine Einschätzung der Kosten für die Ausführung, Überwachung und juristische Klärung von Streitfragen bezüglich der Gesetzesauslegung kann nicht gegeben werden.

Eine *Stärkung des Wettbewerbs* wird durch eine Akteursvielfalt gefördert und insbesondere dann gehemmt, wenn an entscheidenden Stellen eine Konzentration der Marktakteure zu erwarten ist. Bei Finanzierungsmechanismen mit Direktvermarktung ist an der Position zwischen Anlagenbetreibern und Märkten mit Skalenerträgen zu rechnen, was zu einer Marktkonzentration führen kann. Hier kann der Wettbewerb gehemmt werden, falls nicht ausreichend Aggregatoren vorhanden sind, was die Vorteile einer Marktintegration reduzieren würde. Insbesondere können die Hemmnisse dazu führen, dass Mittel für die Anlagenbetreiber

von den Direktvermarktern abgeschöpft werden, was die Kosten der Finanzierungsmechanismen erhöht. Allerdings könnte je nach Ausgestaltung der Finanzierungsmechanismen schon auf der Anlagenbetreiberseite eine Konzentration entstehen, da durch eine Vermarktung auch dort höhere Fixkosten zu erwarten sind und das erhöhte Risiko der Vermarktung den Fremdkapitalzugang gerade kleinerer Akteure einschränkt oder erheblich verteuert. Nach den Überlegungen im vorhergehenden Abschnitt ist dies in einem Quotenmodell besonders ausgeprägt.

Hinsichtlich der *dynamischen Effizienz* ist der gegenwärtige Stand der jeweiligen Technik zu beachten. Dieser erstreckt sich von noch am Anfang der Entwicklung stehenden Techniken wie der Geothermie bis zu ausgereiften Techniken wie bei der Wasserkraft. Insofern erfordert eine dynamische Effizienz Finanzierungsmechanismen entsprechend des Reifegrades der Technologien. Eine solche Zuordnung von Techniken zu Finanzierungsmechanismus wird im Rahmen der Entwicklung eines konkreten Ausgestaltungsvorschlags (Kapitel 5) unten diskutiert.

### 3.2.3.3 Gesellschaftliche Einbettung

In Rahmen der gesellschaftlichen Einbettung sind Akzeptanz und unmittelbare Partizipationsmöglichkeit zu beachten, die aufgrund ihrer Verbindung zusammen abgehandelt werden.

Hier ist die Akzeptanz mit Bezug auf den allgemeinen Ausbau relevant. Häufig wird angeführt, dass eine kosteneffiziente Umsetzung auch die Akzeptanz fördert. Zusätzlich fördern Orientierung an herrschenden Gerechtigkeitsvorstellungen, eine Beteiligung an der Entscheidung sowie allgemein eine Berücksichtigung der verschiedenen gesellschaftlichen Interessen eine Akzeptanz. Eine Mitsprache im Rahmen der üblichen politischen und exekutiven Entscheidungsprozesse allein reicht dabei nicht aus, da z. B. im Rahmen der Raumplanung nur gegen die konkrete Planung gerichtete Bedenken beachtet werden. Darüber hinaus ist eine Beteiligungsmöglichkeit sinnvoll, der als unmittelbare Partizipationsmöglichkeit auch ein Eigenwert zugesprochen werden kann. Eine solche kann besonders durch eine lokale Entwicklung von Projekten gefördert werden. Von den Finanzierungsmechanismen ist die Einspeisevergütung besonders gut für eine lokale Entwicklung geeignet, weil sich die möglichen Erlöse und die Risiken relativ einfach kalkulieren lassen. Daneben sind die Risiken überschaubar, was zu einer guten Möglichkeit der Gewinnung von Eigen- und Fremdkapitalgebern beiträgt. Die entsprechenden größeren Unsicherheiten bei einer verpflichtenden Direktvermarktung und besonders in einem Quotenmodell, in dem auch Zertifikaterlöse unsicher sind, können hingegen lokale Projektentwicklungen hemmen.

Grundsätzlich ist nicht auszuschließen, dass in einer Direktvermarktung Aggregatoren entstehen, die kleine Anlagen bündeln und teils Risiken übernehmen, wodurch auch für Betreiber kleiner Anlagen ein umsetzbares Geschäftsmodell entstehen kann. Darüber hinaus sollte die Möglichkeit von lokalen Projekten bei der konkreten Ausgestaltung von Finanzierungsmechanismen berücksichtigt werden. Lokale Projektentwicklungen erhöhen auch die Möglichkeiten einer Berücksichtigung lokaler Interessen und eine Einbindung lokaler Akteure in die Entscheidungen.

Gerechtigkeitsvorstellungen werden verletzt, wenn der Ausbau Anlagenbetreibern oder anderen Beteiligten hohe Renditen gewährt. Dies spricht für Finanzierungsmechanismen, die eine Technikdifferenzierung und eine Differenzierung innerhalb von Techniken sowie Rentenabschöpfung erlauben und dem Entstehen von Marktmacht entgegenwirken. Daneben wird mitunter argumentiert, dass Ergebnisse des Marktes als gerecht angesehen werden,

was für entsprechende Finanzierungsmechanismen spricht. Schließlich wird auch eine Prozedur der Entscheidungsfindung, die alle Interessen einbindet und beachtet, als gerecht angesehen. Auch dies können lokale Verfahren besonders gut ermöglichen. Insofern hat hier die Einspeisevergütung einen Vorteil, da sie die Akteursvielfalt erhält und lokale Projekte gut ermöglicht. In geringerem Ausmaß ist dies bei einer Marktprämie, einer Kapazitätsprämie und einer Ausschreibung zu erwarten, die – sofern marktliche Mechanismen als gerecht eingeschätzt werden – Gerechtigkeitsvorstellungen besser erfüllen könnten. Für ein Quotenmodell sind im Vergleich zu anderen Finanzierungsmechanismen keine Vorteile zu erkennen.

#### 3.2.3.4 Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit

Zur Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit sind die Konformität mit übergeordnetem Recht, eine Praktikabilität und eine Kontinuität wichtig, die gleichzeitig eine Flexibilität ermöglicht.

Die Frage der Konformität mit übergeordnetem Recht wird für die erarbeiteten konkreten Vorschläge an anderer Stelle geprüft.

Zur Praktikabilität kann angemerkt werden, dass jeder der Finanzierungsmechanismen weltweit bereits umgesetzt wird, sodass eine Praktikabilität nicht grundsätzlich bestritten werden kann. Eine besonders große Umsicht erfordern Ausschreibungsverfahren und Quotenmodelle, da hier jeweils ein neuer Markt einzurichten ist, dessen Funktionsfähigkeit von einer Vielzahl von Regelungsdetails abhängt. Ein kompletter Übergang zu einem dieser völlig neuen Modelle bedarf darüber hinaus einige Zeit, da die jeweiligen Regelungen auch mit den Akteuren abgesprochen werden müssen, und birgt das Risiko eines vorübergehenden Abbruchs des Ausbaupfades. Falls eines dieser Modelle umgesetzt werden soll, ist deshalb ein Übergang zu planen. Möglichkeiten für einen Übergang bieten sich für eine Ausschreibung in einer Anwendung in ausgewählten Teilbereichen und in einer Einführung einer Kapazitätsprämie, mit der die verschiedenen Akteure Erfahrungen sammeln können, auf deren Basis dann über eine breitere Einführung eines Ausschreibungsmodells und dessen Ausgestaltung entschieden werden kann. Ein allmählicher Übergang ist im Quotenmodell problematisch, da eine breite Einführung erforderlich ist, um einen hinreichend liquiden und dadurch erst funktionsfähigen Zertifikatmarkt zu ermöglichen, der eine notwendige Voraussetzung für dieses Modell ist.

Ein weiteres Indiz für Praktikabilität sind die Informationen, die der Gesetzgeber über die Technologien benötigt, um eine Regelung zu entwerfen, die die Potenziale der Modelle ausnutzt. Für ein nicht nach Technik oder Standort differenziertes Quotenmodell benötigt er relativ geringe Informationen. Letztlich müsste er nur die Quote festlegen. Im Gegensatz dazu erfordert eine Einspeisevergütung, die Produzentenrenten abschöpft, eine Ex-ante-Einschätzung technologie- und standortdifferenzierter Stromgestehungskosten. Im Falle einer fixen Marktprämie und einer fixen Kapazitätsprämie muss er zusätzlich die künftige Entwicklung der Strompreise sowie die erforderliche Risikoprämie abschätzen. Mit einer Ausschreibung kann er dies am besten umgehen, da das Verfahren grundsätzlich so gestaltet werden kann, dass die Bieter ihre Kosten im Vergabeprozess zumindest annähernd offenbaren. Die jeweiligen hohen Informationserfordernisse können teils kompensiert werden, wenn die Regelung flexibel ist und neue Informationen in ihre Ausgestaltung einfließen können. Dies kann z. B. auch teils automatisch über „atmende Korridore“ geschehen, wonach eine Einspeisevergütung, eine Marktprämie oder eine Kapazitätsprämie bei Über- oder Unterschreitung von Zwischenzielen des Ausbaus gesenkt bzw. erhöht werden.



Eine Kontinuität des Ausbaus lässt sich nur beschränkt sichern, da der Gesetzgeber zukünftig stets anders entscheiden kann. Allerdings ist ein Quotenmodell besonders anfällig für zukünftige Änderungen, da diese Änderungen die Preise auf den Zertifikatmärkten und damit den erwarteten Ertrag aus den Zertifikaten beeinflussen. Bereits eine öffentliche Diskussion zukünftiger Änderungen könnte deshalb z. B. zu einem Zubaustopp führen.

Eben deshalb ist auch die Flexibilität eines Quotenmodells eingeschränkt: Im Gegensatz zu den anderen Finanzierungsmechanismen führt eine Änderung des Quotenmodells unmittelbar zu Änderungen der Erlöse im Bestand. Im Gegensatz dazu ist in den anderen Finanzierungsmechanismen der Ertrag im Bestand über einen Bestandschutz zumindest teilweise gesichert. In ihnen können auch für Neuanlagen die Höhen der Vergütungen bzw. Prämien oder Ausschreibemenge relativ schnell angepasst werden. Zu beachten sind dabei nur die Planungszeiträume für potenzielle Anlagenbetreiber, um zu vermeiden, dass langfristig geplanten und bereits weit entwickelten Projekten die Rentabilität entzogen wird.

### 3.2.4 Modellempfehlung

In diesem Kapitel wurden die grundlegenden Finanzierungsmodelle verglichen:

- Einspeisevergütung
- fixe (ex-ante) Marktprämie
- Quotenmodell
- (ex-ante administrativ festgelegte) Kapazitätsprämie und
- Kapazitätsprämie auf Basis von Ausschreibungen.

Die Besonderheiten der aktuell gültigen *gleitenden* Marktprämie – die überwiegend als Mischung von Einspeisevergütung und fixer (ex-ante) Marktprämie aufgefasst werden kann – soll an dieser Stelle kurz ergänzend diskutiert werden.

Die Zahlung, die ein Direktvermarkter in der gleitenden Marktprämie pro MWh erhält, errechnet sich als:

Einspeisevergütung (EV) zuzüglich der Managementprämie (MP) und des erzielten Preises aus dem Verkauf (P) minus dem rückwirkend berechneten tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts (MW).

MW wird dabei ex-post für den Vormonat berechnet. Dazu wird zuerst z. B. für Wind-Onshore der zu jeder Stunde des Monats sich ergebende Day-Ahead-Preis multipliziert mit der Summe der gesamten Wind-Onshore-Erzeugung in dieser Stunde in Deutschland. Diese Stundenwerte werden dann addiert und durch die gesamte Wind-Onshore-Erzeugung im betrachteten Monat dividiert.<sup>51</sup>

Die Managementprämie wird als feste zusätzliche Vergütung auf die vermarktete Arbeit gezahlt, wobei sie für fluktuierende Erzeugung – PV, Wind-Onshore, Wind-Offshore – erhöht ist, falls die Anlage für den Direktvermarkter fernsteuerbar ist. Diese Art der Bezahlung für eine Fernsteuerung ist höchst problematisch: Die wesentlichen zusätzlichen Erträge aus einer Fernsteuerbarkeit kommen aus einem zusätzlichen Erlös der Arbeit. Sie hängen also nicht mit der Nutzung der Fernsteuerbarkeit zusammen. Zudem erhöhen sie die Prämie auf

<sup>51</sup> Die Berechnung für Photovoltaik und Wind-Offshore erfolgt entsprechend. Für die anderen erneuerbaren Energieträger wird der tatsächliche Monatsdurchschnitt des Day-Ahead-Preises herangezogen.

die eingespeiste Arbeit, wodurch sich der negative Preis betragsmäßig erhöht, ab dem Anlagen, die fernsteuerbar sind, abregelt werden. Damit einher geht der ungewollte Effekt, dass die Investition in eine Fernsteuerbarkeit umso lohnender wird, je seltener sie für eine Abschaltung genutzt wird. Da in eine Fernsteuerbarkeit investiert werden muss, ist darüber hinaus damit zu rechnen, dass längerfristige Verträge zwischen Direktvermarktern und Anlagenbetreibern entstehen, was die Wechselmöglichkeiten der Anlagenbetreiber reduzieren und damit den Wettbewerb einschränken würde.

Nach der Tabelle unten ist die gleitende Marktprämie mit Ausnahme der beiden Punkte zur Direktvermarktung – „unverzerrte Reaktion auf Börsenpreise“ und „Häufigkeit der Abregelung“ – ähnlich wie eine Einspeisevergütung einzuschätzen. Dort ist sie der fixen Marktprämie ähnlich: Ein Direktvermarkter wird bei vollkommener Konkurrenz eine Anlage dann abregeln, wenn der Preis aus dem Verkauf  $-(EV+MP-MW)$  unterschreitet. Er wird also nicht bereits abregeln, wenn der Börsenpreis null marginal unterschreitet, und eine Abregelung ist damit seltener als z. B. bei einer Kapazitätsprämie und ähnlich häufig wie z. B. bei einer (ex-ante) fixen Marktprämie zu erwarten.

Ein sehr wesentliches Problem der gleitenden Marktprämie ist, dass der Marktwert von den Akteuren beeinflusst werden kann. So senkt ein Verkauf bei negativen Preisen den Marktwert und erhöht somit die Einnahmen der Einspeisung in allen anderen Stunden des Monats. Da bei Direktvermarktern bereits eine Marktkonzentration vorliegt und aufgrund der Fixkosten einer Direktvermarktung auch eine zunehmende Konzentration zu erwarten ist, ist das grundlegende Design der gleitenden Marktprämie sehr problematisch.

Die oben aufgeführten grundlegenden Finanzierungsmodelle wurden mit Hilfe von ausgewählten Kriterien aus dem technisch-ökologischen und ökonomischen Bereich hinsichtlich ihrer gesellschaftlichen Einbettung sowie der Umsetzbarkeit und Steuerbarkeit bewertet. Die folgende Tabelle gibt einen zusammenfassenden Überblick über die wesentlichen Unterschiede, die die Kriteriendiskussion für die Modelle aufzeigte.

Tabelle 5: Übersicht über die Bewertung grundlegender Finanzierungsmodelle<sup>52</sup>; eigene Darstellung

	Nicht stark differenziertes Quotenmodell	Fixe Marktprämie	Kapazitätsprämie (administrativ)	Ausschreibung einer Kapazitätsprämie	Einspeisevergütung (FIT)
Vermeidung von Überrenditen	Nein	Möglich	Möglich	überwiegend	Möglich
Wer trägt wesentliche Risiken?	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber	Anlagenbetreiber	Stromverbraucher
Vermarktung: unverzerrte Reaktionen auf Börsenpreise	Nein	Nein	Ja	Ja	Keine Vermarktung
Häufigkeit der Abregelung von EE (im Vergleich zum FIT)	Häufig	Häufig	Merklich häufiger	Merklich häufiger	
Akteursvielfalt	Kleine Betreiber stark gefährdet	Kleine Betreiber gefährdet	Kleine Betreiber gefährdet	Kleine Betreiber gefährdet	gewahrt
Zielerreichung	eingeschränkt	„atmender Korridor“	„atmender Korridor“	Grundsätzlich möglich	„atmender Korridor“
Informationserfordernisse für Regulierer	Gering	Sehr hoch (bei Differenzierung)	Sehr hoch (bei Differenzierung)	Mittel	Hoch (bei Differenzierung)
Flexibilität	Sehr gering	Hoch	Hoch	Hoch	Hoch
Schnelle Umsetzbarkeit	Eingeschränkt	Ja	Ja	Nein	Ja

In der Gesamtschau erfüllt eine Einspeisevergütung einige Kriterien am besten: Vornehmlich die Akteursvielfalt sowie die insbesondere durch die Risikoverteilung begründeten geringsten Risikoprämien<sup>53</sup> sind zu nennen. Deshalb erscheint es angezeigt, die Einspeisevergütung nicht vorschnell aufzugeben. Mögliche Chancen einer Direktvermarktung nutzt sie allerdings nicht.

Bei den Instrumenten mit einer Direktvermarktung stellt sich das Quotenmodell als problematisch heraus: Zwar kann es relativ einfach gestaltet werden, allerdings nur ohne eine Differenzierung nach Technologien und innerhalb einer Technologie. Unter dieser Bedingung wären auch Einspeisevergütung, fixe Marktprämie und Kapazitätsprämie relativ einfach. Eine Differenzierung ist aber erforderlich, um eine Kosteneffektivität und eine dynamische Effizienz zu erreichen, insbesondere durch Minimierung der Produzentenrenten und Vermeidung von kostspieligen Technologiesprüngen. Vor diesem Hintergrund sind keine Vorteile einer Quote im Vergleich zu anderen Finanzierungsmechanismen mit Direktvermarktung zu erkennen. Das Quotenmodell wird deshalb im Weiteren nicht näher betrachtet.<sup>54</sup>

<sup>52</sup> Ein sehr stark differenziertes Quotenmodell wird als unpraktikabel eingeschätzt, da es die essenzielle Voraussetzung für einen funktionierenden Zertifikatmarkt zerstört.

<sup>53</sup> Das Risiko staatlicher Fehleinschätzungen bei der administrativen Ermittlung einer angemessenen Einspeisevergütung besteht verstärkt im Fall einer fixen Kapazitäts- oder Marktprämie, da deren staatliche Festlegung zusätzlich zur Investitionskostenabschätzung auch eine Prognose der Vermarktungserlöse erfordert.

<sup>54</sup> Das gilt im Übrigen auch für alle anderen technologieneutralen Finanzierungsmodelle wie z. B. die technologie-neutrale fixe Marktprämie.

Aus den anderen Modellen mit Direktvermarktung sticht die Ausschreibung durch die Abschöpfung von Überrenditen und eine theoretisch relativ sichere Zielerreichung hervor. Das Design einer Ausschreibung muss aber sehr gut geplant werden, da kleine Unterschiede ihre Funktionsfähigkeit stark beeinflussen. Die Ausgestaltung muss deshalb sehr gründlich untersucht werden. Ein unmittelbarer zeitnaher Übergang wäre sehr risikoreich und aufgrund der erforderlichen Informationen für die genaue Festlegung des Verfahrens auch kaum möglich (vgl. dazu ausführlich IZES-Papier in der Anlage).

Eine fixe Kapazitätsprämie könnte ein geeigneter Übergang sein. Sie unterscheidet sich von der fixen Marktprämie v. a. dadurch, dass sie wie die Ausschreibung die Reaktionen von EE-Anlagenbetreibern auf Preissignale nicht verzerrt. Die Marktprämie hingegen hat den Vorteil, dass eine größere EE-Strommenge untergebracht werden kann (vgl. dazu auch die weitergehenden Ausführungen zur Vermarktung in Kapitel 5.3). Eine Auswahl zwischen diesen beiden Modellen kann nur nach detaillierter, technikspezifischer Analyse erfolgen, zumal einige Überlegungen bereits zeigten, dass bestimmte Kriterien – z. B. dynamische Effizienz – am besten durch eine technologiespezifische Ausgestaltung erfüllt werden können und differenzierte Finanzierungsmechanismen für das EE-Technologieportfolio nahelegen. Die Frage einer technikspezifischen Ausgestaltung ist nicht Gegenstand dieser Grundsatzdiskussion; sie wird im Rahmen der Entwicklung eines Vorschlags für die künftige Ausgestaltung aufgenommen (Kapitel 5).

Tabelle 6: Übersicht über das Spektrum aller Modelle für die Finanzierung von EE; eigene Darstellung

technologiespezifische / regional differenzierte Modelle						technologieneutrale Modelle						
Einspeisevergütung		Prämienmodelle						Prämienmodelle				Quote
		Marktprämie (in ct/kWh)				fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)		fixe Marktprämie (in ct/kWh)		fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)		
		gleitend		fix (ex-ante)		administrativ festgelegt	Ausschreibung	administrativ festgelegt	Ausschreibung	administrativ festgelegt	Ausschreibung	
		administrativ festgelegt	Ausschreibung	administrativ festgelegt	Ausschreibung							
phys. Wälzung	treuhänderische Vermarktung											

## 4 Weitere Finanzierungssegmente des künftigen Stromsystems: Systemdesign

### 4.1 Vier Segmente und ihre Interdependenzen

Das künftige, auf regenerativen Energien basierende Stromsystem besteht im Wesentlichen aus vier Segmenten, welche die Refinanzierung der notwendigen technischen Optionen leisten müssen:

- der Refinanzierungsmechanismus für fluktuierende Erneuerbare Energien (FEE), welche die Besonderheit einer nahezu grenzkostenfreien Stromerzeugung aufweisen. Aufgrund dessen und des damit verbundenen Merit-Order-Effekts ist eine ausschließliche Finanzierung an den grenzkostenbasierenden Energy-Only-Märkten im Falle einer unelastischen Nachfrage nicht möglich (s. Kapitel 3.1).
- die sogenannten Dispatchmärkte, welche die Optimierung des Einsatzes der verfügbaren Stromerzeugungsanlagen und der kurzfristig flexiblen Nachfrage leisten. Hierzu zählen insbesondere die Großhandelsmärkte mit den Intraday-, Spot- und Terminmärkten. Weiter gefasst sind die Regelenergiemärkte für den sehr kurzfristig zu organisierenden Kraftwerks- und Lasteneinsatz zuständig, der für die Aufrechterhaltung der Systemstabilität notwendig ist. Mit Ausnahme der Regelenergiemärkte wird an den Dispatchmärkten ausschließlich das Gut „Energie“ gehandelt und vergütet, daher werden diese als „Energy-Only“-Märkte (EOM) bezeichnet.
- Kapazitätsmechanismen zur sicheren Finanzierung von Flexibilitätsoptionen, welche die FEE-Stromerzeugung künftig flankieren soll. Hierunter fallen nicht nur konventionelle Kraftwerke, sondern auch regelbare EE sowie steuerbare Lasten. Im Gegensatz zu den Dispatchmärkten, welche die kurzfristige Koordination der vorhandenen Erzeugungsleistung und des Verbrauchs erfüllen sollen, aber auch perspektivisch keine ausreichenden Erlöse zur Deckung der Kapitalkosten erwarten lassen, dienen Kapazitätsmechanismen der Generierung von flankierenden Investitionssignalen außerhalb der Energy-Only-Märkte in die nötigen Flexibilitätsoptionen.
- die Erbringung und Vergütung systemtechnischer „Must-Run“-Funktionen durch Stromerzeugungsanlagen, welche aus netztechnischer Sicht unerlässlich sind.<sup>55</sup>

<sup>55</sup> Darüber hinaus kann ein Kraftwerk aus technisch-ökonomischen Gründen sowie aus weiteren Versorgungspflichten (z. B. Wärme/Kälte) einen „Must-Run“-Charakter aufweisen.

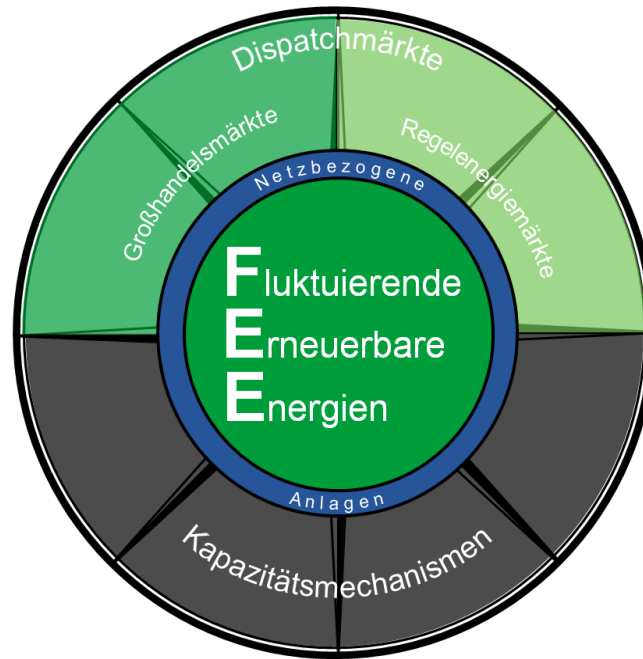


Abbildung 13: Benötigte Finanzierungssegmente für ein FEE-zentriertes Stromsystem; eigene Darstellung

Nach heutigem Wissensstand kann voraussichtlich auf keines der genannten Finanzierungssegmente (vgl. Abbildung 13) verzichtet werden, ohne die Systemstabilität und Versorgungssicherheit zu gefährden. Auf Erzeugungsseite stehen im künftigen Stromsystem langfristig die FEE und deren Refinanzierung im Mittelpunkt – die übrigen Erzeuger und Nachfrager übernehmen dementsprechend die Rolle von Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der wetterabhängigen Einspeisung der FEE (vgl. IZES 2012). Flexibilitätsoptionen umfassen nicht nur die in der Diskussion häufig genannten flexiblen Erdgaskraftwerke, sondern grundsätzlich bestehende und neue konventionelle Stromerzeugungsanlagen

- im In- und Ausland
- mit oder ohne Wärmeauskopplung
- auf der Basis fossiler oder biogener Brennstoffe
- sowie Maßnahmen der Nachfragesteuerung und Speicher, sofern sie eine ausreichende Flexibilität aufweisen.

Flexibilitätsoptionen können auch Wärmespeicher bzw. Power-to-Gas darstellen, um eine flexiblere Fahrweise wärmegesteuerter Systeme zu erreichen bzw. Strom in Form von Gas saisonal zwischenspeichern zu können. In Kapitel 7 wird näher auf die Charakteristika von Flexibilitätsoptionen zur Flankierung der FEE eingegangen.

Die Dispatchmärkte sind direkt durch die FEE-Stromerzeugung betroffen. Zum einen sorgt deren nahezu grenzkostenfreie und dargebotsabhängige Erzeugung für eine mengenmäßig tendenziell abnehmende, zum anderen für eine tendenziell zunehmend volatile Residuallast. Infolgedessen sinken die Einsatzzeiten der restlichen Teilnehmer an den Dispatchmärkten, welche mit einer entsprechend hohen Erzeugungsflexibilität darauf reagieren müssen. Inwieweit steigende Knappheitspreise in Zeiten niedriger FEE-Erzeugung dem preissenkenden

Merit-Order-Effekt entgegenwirken können, ist eine offene Frage, die für zusätzliche Unsicherheit bei Investitionen in Flexibilitätsoptionen sorgt.

Neben dem Einfluss der FEE-Einspeisung auf die Bereitstellung langfristig ausreichender Erzeugungskapazität ist generell nicht gesichert, ob ein rein grenzkostenorientierter Energy-Only-Markt hinlänglich hohe und häufige Knappheitspreise erzeugt (vgl. Joskow 2006). Dies hängt auch insbesondere von einer Erhöhung der Nachfrageelastizität ab und der damit verbundenen möglichen Preissetzung durch die marginale Zahlungsbereitschaft der Nachfrage. Der noch zu großen Teilen in Deutschland bestehende Kraftwerkspark ist aktuell technisch nur bedingt in der Lage, die Herausforderung einer FEE-Flankierung zu bewältigen. Hier stehen demnach hohe Investitionen in Flexibilitätsoptionen an.

Für die sichere Refinanzierung der Flexibilitätsoptionen können perspektivisch gesehen Kapazitätsmechanismen notwendig sein, um die Erlöse aus den Energy-Only-Märkten zu ergänzen. Da aus netztechnischen Gründen ein Großteil der Netznutzer nicht einzeln vom Netz getrennt werden kann, ist für diese Gruppe kein Unterschied in der Versorgungssicherheit feststellbar (Nicht-Ausschließbarkeit). Aus diesem Grund offenbaren solche Netznutzer nicht ihre komplette Zahlungsbereitschaft für eine unterbrechungsfreie Versorgung mit Elektrizität. Das Gut der Versorgungssicherheit weist somit Eigenschaften eines öffentlichen Gutes auf und es existiert kein Marktpreis.

Insbesondere Atom- und Braunkohlekraftwerke sorgen durch lange Anfahrtszeiten, langsame Laständerungsgeschwindigkeiten und eine hohe Mindestlast sowie die verbundenen An- und Abfahrkosten für Inflexibilität im bestehenden Kraftwerkspark. Perspektivisch führt der beschriebene Einfluss der steigenden FEE-Erzeugung zu wirtschaftlichem Druck auf solche Erzeugungsanlagen. Langfristig sollten demnach die Preissignale des Dispatchmarkts entweder zu einem Marktaustritt dieser Kraftwerke oder zu umfassenden Investitionen in deren Flexibilisierung führen.

Anlagen für die Sicherstellung der Netzstabilität werden auch in einem Regenerativsystem benötigt. Daher besteht dringender Forschungsbedarf hinsichtlich der Einsatzmöglichkeit von FEE-Stromerzeugungsanlagen für netztechnisch notwendige Funktionen, um die Must-Run-Erzeugung aus fossilen Anlagen im Stromsystem zu minimieren. Hierfür gibt es mit der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen, Vorgaben bezüglich der Wirk- und Blindleistungseinspeisung von PV-Anlagen sowie der 50,2-Hertz-Regelung zur sukzessiven Netzabtrennung von PV-Anlagen erste Ansätze und Umsetzungen.

## **4.2 Versorgungssicherheit im künftigen Stromsystem / Kapazitätsmechanismen**

Die Gewährleistung einer sicheren Versorgung mit Elektrizität ist eines der energiepolitischen Hauptziele. Die Versorgungssicherheit in Deutschland, im Sinne einer unterbrechungsfreien Versorgung mit elektrischer Energie der am Stromnetz angeschlossenen Verbraucher, ist im weltweiten Vergleich eine der höchsten. Selbst kurzzeitige Unterbrechungen der Stromversorgung können sehr hohe volkswirtschaftliche Kosten verursachen. Der Erhalt dieses hohen Niveaus hat daher einen sehr hohen Stellenwert. Neben Netzengpässen und der mangelnden Verfügbarkeit von Brennstoffen können Erzeugungsengpässe aufgrund zu

wenig bereitstehender Erzeugungskapazität die Gründe für eine Versorgungsunterbrechung sein.

FEE-Stromerzeugungsanlagen, v. a. PV- und Onshore-Windenergieanlagen, besitzen aus einer konservativen Sicht einen sehr niedrigen Leistungskredit (vgl. Ketterer 2012, S. 4; Ackerman et al. 2013, S. 122 f.). Während der Lastspitzen kann also davon ausgegangen werden, dass FEE-Anlagen nur einen kleineren Anteil ihrer Nennleistung als sicheren Beitrag zur Deckung der Nachfrage leisten können. Ein Mindestniveau an Versorgungssicherheit ist demzufolge durch die Verfügbarkeit regelbarer Erzeugungs-, Speicher- oder Lastverschiebekapazität in ausreichender Höhe zu gewährleisten. Die Bundesnetzagentur sieht auf Grundlage der bundesweiten Plandaten der Kraftwerksbetreiber insgesamt einen Rückgang bei steuerbaren Kapazitäten bis 2020 in der Höhe von ca. 2,5 GW (BNetzA 2013, S. 37 f.). Während dies für die bundesweite Höhe der regelbaren Kraftwerksleistung als erträglich bewertet wird, sieht die BNetzA aufgrund der ungleichen regionalen Verteilung Probleme für die Situation der Versorgungssicherheit in Süddeutschland bis 2020.

Aus systemischer Sicht ist zur Residuallastdeckung der Übergang zu einem deutlich flexibleren Kraftwerkspark nötig, da die bestehenden Inflexibilitäten nicht mit dem zukünftigen System vereinbar sind. Es ist jedoch unsicher, ob die im Energy-Only-Markt erzielbaren Erlöse bzw. die Erwartung darüber ausreichend sind, um die entsprechenden ökonomischen Anreize für Investitionen in die nötige Stromerzeugungskapazität und geeignete Flexibilitätsmaßnahmen zu generieren. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn folgende Tatbestände vorliegen:

- bei weiterhin geringer Preiselastizität der Stromnachfrage und den damit zu niedrigen Strompreisen in Knappheitssituationen. Um hier Abhilfe zu schaffen, müssten einzelne Stromverbraucher vom Netz getrennt werden können, sobald der Strompreis deren Zahlungsbereitschaft übersteigt. Das Fehlen von ausreichend sicher antizipierbaren Knappheitspreisen innerhalb eines Jahres in der Häufigkeit, um auch die Fixkosten der Spitzenlastkraftwerke zu decken, wird als „Missing-Money“-Problem bezeichnet (Cramton und Stoft 2006).
- das Missing-Money-Problem könnte durch die zunehmende FEE-Stromerzeugung verstärkt werden, wenn der Zubau die Systemadaption übertrifft und dadurch Überkapazitäten zu weiter sinkenden Durchschnittspreisen auf den Großhandelsmärkten führen. Zu den schon vorhandenen Unsicherheiten über die Preise auf den kurzfristigen Strommärkten kommt eine zusätzliche, starke Wetterabhängigkeit dazu, die ggf. zu einer höheren Risikokompensationsanforderung führt.
- Preisobergrenzen (aktuell +/- 3000 €/MWh für Preisgebote auf dem Day-Ahead Handel der EPEX Spot) für die Ergebnisse des börslichen Stromhandels. In den Preisbildungsregeln der Börse festgelegte Restriktionen dienten ursprünglich dazu, die Ausübung von Marktmacht zu verhindern (Grimm et al. 2008). Faktisch sind hierunter auch politische Maßnahmen zu verstehen, um häufige hohe Strompreise zu verhindern. Bereits die Möglichkeit, dass hier staatliche Maßnahmen ergriffen werden könnten, erhöht die Unsicherheit von Kraftwerksinvestitionen und behindert das Zustandekommen von notwendigen Preissignalen bei extremer Knappheit.

Aus diesem Grund kann perspektivisch ein Bedarf nach Instrumenten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bestehen, welche die Bereitstellung von Kapazitäten flankierend durch Erlöse außerhalb des Energy-Only-Markts entlohnen. Bei deren Ausgestaltung ist da-



rauf zu achten, dass die angereizten Anlagen eine ausreichende Flexibilität vorweisen, wie es die Flankierung der FEE-Stromerzeugung erfordert. Daneben ist eine Kannibalisierung des Energy-Only-Marktes zu verhindern. Mitnahmeeffekte für inflexible Bestandskraftwerke, die zu deren weiterem Erhalt führen, sind hingegen zu vermeiden.

## 4.3 Weiterentwicklung Stromhandelsplätze

### 4.3.1 Vortägiger Stromhandel

Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit und der immer erst kurzfristig guten Prognostizierbarkeit der FEE-Stromerzeugung stellen im aktuellen Systemdesign insbesondere die Day-Ahead-, Intraday- sowie die Regelenergiemärkte die relevanten Märkte für die Refinanzierung und – sofern eine Marktintegration angestrebt wird – den Einsatz der FEE-Anlagen dar. Einer verbesserten oder erst ermöglichten Teilnahme (im Fall der Regelenergiemärkte) von FEE-Anlagen an diesen Handelsplätzen stehen jedoch strukturelle Hindernisse im Weg.

Im Day-Ahead-Markt erfolgt der Handel derzeit in stündlichen Tranchen, ergänzt um die Möglichkeit von Blockgeboten. Im Gegensatz zu steuerbaren Stromerzeugungsanlagen unterliegt die Produktion von FEE-Strom teilweise steilen Gradienten (d. h. großen Leistungsveränderungen in relativ kurzer Zeit), die eine Vermarktung anhand von Mittelwerten notwendig macht. Hieraus resultiert ein systematischer, zusätzlicher Prognoseausgleich gegenüber einem Handel mit kürzeren Produktionszeiträumen.<sup>56</sup> Dieser Ausgleich muss im nachfolgenden, untertägigen Handel (Intraday-Markt) gedeckt werden, welcher jedoch gegenüber dem Day-Ahead-Markt hinsichtlich Preisfindung und -sicherung in diesem Zusammenhang nachteilig konzipiert ist.<sup>57</sup> Durch verkürzte Handelstranchen könnten schon bekannte, u. U. sehr steile Gradienten (bspw. vor und nach der Leistungsspitze bei der PV-Einspeisung) besser berücksichtigt werden. Darüber hinaus lassen sich auch Rampenproblematiken im Netz durch einen viertelstündlichen Handel verringern, welche aus dem stündlichen Handel und unabhängig von der FEE-Erzeugung resultieren.

Für die Prognosegüte von FEE gilt grundsätzlich, dass diese umso besser wird, je kürzer der Abstand zwischen Prognoseerstellung und Zeitpunkt der prognostizierten Einspeisung ist. Grundsätzlich ist der Stromhandel auch am Intraday-Markt möglich, hier findet ein kontinuierlicher Handel und keine Einheitspreisauktion statt.

Neben den theoretischen Vorteilen durch eine Anpassung der Handelsbedingungen zur Optimierung der FEE-Einbindung sind für eine Umsetzung jedoch unbedingt europäische bzw. europarechtliche Restriktionen zu beachten. Der vortägige Stromhandel in Deutschland ist derzeit über das sogenannte Market Coupling mit den diversen europäischen Märkten verbunden. Eine Einführung von viertelstündlichen Handelstranchen ist auch aus europäischer Sicht durchführbar und vorteilhaft. Eine allein nationale Regelung im Blick auf die Handels-

<sup>56</sup> Die Prognose lässt sich als stetige Funktion darstellen. Werden stündliche Tranchen gehandelt, so entstehen aufgrund der Steigung der Funktion zwangsweise Abweichungen gegenüber den Mittelwerten über Viertelstunden.

<sup>57</sup> Der Handel auf dem Day-Ahead-Markt findet über eine Einheitspreisauktion statt und ist somit dazu konzipiert, den Kraftwerkseinsatz entsprechend der Stromerzeugungsgrenzkosten zu optimieren. Durch die stündliche Auflösung werden Teilmengen der FEE-Stromerzeugung, resultierend aus den Gradienten, am Intraday-Markt gehandelt, obwohl sie grundsätzlich in die Einheitspreisauktion des Day-Ahead-Marktes passen, da sie in ihrer Art schon am Vortag bekannt sind.

zeiten würde hingegen den deutschen Markt vom europäischen entkoppeln. Hinsichtlich der Optimierung der FEE-Systemeinbindung hätte dies den negativen Effekt einer Reduzierung der Nachfrage zu Zeiten hoher FEE-Einspeisung. Der innerhalb Europas großflächige Ausgleich der verfügbaren FEE-Erzeugung würde somit erschwert. Ebenfalls würden sich europarechtliche Probleme ergeben, welche an dieser Stelle nicht näher aufgeführt werden.

Neben strukturellen Änderungen der Stromhandelsplätze können auch neuartige Stromgroßhandelsprodukte die Vermarktung von FEE-Strom unterstützen. Denkbar sind hier bspw. Wetterderivate zur Absicherung gegen Dargebotsrisiken oder Terminmarktprodukte, deren Profile und/oder Zeiträume an die Erzeugungsprofile von FEE-Anlagen angepasst sind. Weitere Möglichkeiten wären Gradientenprodukte, die die Brücke zwischen FEE-Erzeugungsprofil und (kurzfristiger) Bandfahrweise schlagen und Flexibilität belohnen könnten. Inwieweit sich neue Produkte herausbilden und zu einer verbesserten Vermarktung führen werden, kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden. Die Ankündigung der Einführung des „Phelix Sun-Futures“ durch die EPEX<sup>58</sup> zeigt jedoch eine entsprechende Entwicklungsrichtung bei den Strommarktprodukten.

#### 4.3.2 Regelenergiemärkte

Eine Teilnahme von EE an den Regelenergiemärkten ist grundsätzlich ein Schritt in Richtung der energie- und klimapolitischen Ziele, da so fossile Stromerzeugung verdrängt und konventionelle Must-Run-Kapazität nach und nach verzichtbar wird. Die Erbringung von Systemdienstleistungen durch EE-Anlagen wird in einem vollständig regenerativen Stromsystem ohnehin unentbehrlich. Die Identifikation und Verringerungen bestehender Hemmnisse stellen somit eine wichtige Weichenstellung dar.

Bei einer erfolgreichen Öffnung der Regelenergiemärkte für EE und des damit verbundenen, erhöhten Wettbewerbs sind geringere Preise für Regelenergie zu erwarten. Um eine breite Teilnahme von EE, auch von FEE, an den Regelenergiemärkten zu ermöglichen, müssen Teilnahmebedingungen geändert werden. Diese lassen sich grundsätzlich in Teilnahmevoraussetzungen (Präqualifikation), ausgeschriebene Mindestverfügbarkeitsdauern (Zeitscheiben) sowie, als sekundärer Einfluss, arbeitsbasierte Finanzierungszahlungen unterteilen.

Damit die Anpassung von technischen Präqualifikationsanforderungen an die notwendige Kommunikations- und Steuertechnik nicht die Kernaufgabe der Regelenergiemärkte, die Gewährung der Netzstabilität, negativ beeinflusst, sind weitere Untersuchungen nötig. Bereits identifizierte, technisch unbedenkliche Anpassungen, die eine Einbindung von EE-Anlagen ermöglichen, sollten jedoch schnellstmöglich genutzt werden. Kosten für die Präqualifikation sind Bestandteil der Fixkosten von Anlagen und können entsprechend speziell für kleine Anlagen die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten verhindern. Somit liegen mitunter erhebliche Kostensenkungspotenziale vor, die durch gezielte Untersuchungen gehoben werden können.

Zu lang definierte Zeitscheiben können gerade für FEE-Anlagen eine Bereithaltung verfügbarer Leistung und Vergütung über die Regelenergiemärkte unmöglich machen. Bspw. umfassen im Rahmen der Sekundärregelleistung die Zeitscheiben fünf Tage (peak) bzw. eine Woche. Für diesen Zeitraum nimmt die Prognosegenauigkeit über die FEE-Stromerzeugung rapide ab, eine Teilnahme nach aktuellen Bedingungen ist somit kaum möglich. Die ausgeschriebenen Produkte sollten überprüft und entsprechend auf deutlich kürzere Zeiträume

<sup>58</sup> EPEX 2013.

bezogen werden, um die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch FEE-Anlagen in den Regelenergiemärkten zu ermöglichen.

Von der Bereitstellung von Regelenergie, insbesondere negativer Regelenergie, bleiben kaufvertragliche (Liefer-)Pflichten des Anlagenbetreibers im sonstigen Stromhandel unberührt. Für konventionelle Anlagen hat dies zur Folge, dass beim Abruf negativer Regelleistung Brennstoffkosten, bei gleichzeitigen Erlösen aus der Stromveräußerung, entfallen. EEG-Anlagen haben hingegen (neben u.U. marginalen Grenzkostensparnissen) nicht unwesentlich höhere Opportunitätskosten, da sie beim Abruf als Regelenergie auf Zahlungen aus der Einspeisevergütung bzw. anderen einspeisebasierten Refinanzierungselementen (gleitende oder fixe Marktprämie) verzichten müssen, die an die tatsächliche Einspeisung geknüpft sind. Um dies zu ändern, müssten die EEG-Zahlungen im Rahmen der Bereitstellung von Regelenergie an eine bilanzielle Einspeisung gebunden werden. Oder alternativ von der tatsächlichen Arbeit losgelöste Refinanzierungselemente, wie bspw. Kapazitätzahlungen, eingeführt werden.

## 5 Vorschläge zur künftigen Finanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien

### 5.1 Erfolge, Stärken und Schwächen des bestehenden EEG

Der Finanzierungsmechanismus für EE-Anlagen nach dem bestehenden EEG zeichnet sich im Wesentlichen durch folgende Eigenschaften aus:

- technologiespezifische, fixierte Einspeisevergütungen pro erzeugter Energieeinheit unabhängig von Zeit und Ort über einen festen Zeitraum
- degressive Ausgestaltung der fixen Vergütungen
- vorrangiger Netzanschluss von EEG-Anlagen an das Stromnetz und Abnahmeverpflichtung des erzeugten Stroms für den örtlichen Netzbetreiber
- Einspeisevorrang für EEG-Strom<sup>59</sup>
- Freistellung von der Bilanzverantwortung für EE-Erzeuger ohne Direktvermarktungsoption nach fixiertem Tarif, was für die Anlagenbetreiber eine einfache Steuerung und ein geringes Risiko bedeutet. Das Risiko für Ausgleich von Fahrplanabweichungen durch Prognosefehler trägt der Übertragungsnetzbetreiber.
- alternativ zur fixen Vergütung die Option einer Direktvermarktung durch den EE-Erzeuger plus eine zusätzliche Markt- und Managementprämie, wobei sich die Marktprämie an der Festvergütung orientiert.

Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 stieg der Anteil des Stroms aus regenerativen Energiequellen von etwa 7 % auf knapp 23 % im Jahr 2012. Damit hat sich das EEG als ein effektives Instrument zur Verfolgung der Ausbauziele erwiesen. Dabei haben die genannten Eigenschaften – Anschlusszwang, Einspeisevorrang, kein Bilanzkreisrisiko – mit den bereits in Kapitel 3.2 ausgeführten Vorteilen einer Einspeisevergütung zusammengewirkt: Durch die relativ geringen Risiken für Anlagenbetreiber konnte eine hohe Investitionssicherheit erreicht und eine Vielzahl von Akteuren aktiviert werden. Durch die Technologiedifferenzierung konnte ohne hohe Produzentenrenten eine technologische Vielfalt erreicht und eine technische Entwicklung vorangetrieben werden, wobei die Degression der Vergütung eine Verschiebung von Investitionen nach hinten unattraktiv machte. Allerdings zeigte sich, dass der Ausbaupfad nicht genau abgeschätzt werden konnte und z. B. bei PV zeitweise ein Zubau stattfand, der weit über den Erwartungen lag. Zudem konnten Überrenditen erzielt werden, da die Vergütungen nicht entsprechend den standortabhängigen Bedingungen oder nicht schnell genug an Kostendegressionen angepasst wurden. Schließlich wird gerade aufgrund des gewachsenen Anteils Erneuerbarer Energien mitunter als Manko des gegenwärtigen EEG angesehen, dass keine oder nur sehr geringe Anreize für Anlagenbetreiber bestehen, den Betrieb, die Technik- oder Standortwahl an Preissignalen zu orientieren.

Die Stärken und Schwächen des bestehenden EEG sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

<sup>59</sup> Durch die Einführung der Direktvermarktung zum 1. Januar 2012 ist der absolute Einspeisevorrang aufgegeben worden; durch eine entsprechende Zahlungsbereitschaft der Betreiber inflexibler Kraftwerke kann EE-Anlagen der Einspeisevorrang nunmehr „abgekauft“ werden.

Tabelle 7: Stärken und Schwächen des bestehenden EEG; eigene Darstellung

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Hohe Investitionssicherheit</li> <li>+ Hohe Effektivität</li> <li>+ Niedrige Produzentenrenten durch Technologiedifferenzierung</li> <li>+ Hohe Technologievielfalt durch Differenzierung der Vergütung</li> <li>+ Förderung von innovativen Technologien in einem frühen Stadium</li> <li>+ Hohe Akteursvielfalt aufgrund niedriger Risiken und Transaktionskosten für Betreiber</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zwischenzeitlich überhöhte Renditen durch verspätete Tarifierungen bei unvorhergesehener großer Kostendegression</li> <li>- Keine exakte Mengensteuerung aufgrund unvollkommener Information</li> <li>- Bei Investitions- und Betriebsentscheidungen keine Reaktionen von (F)EE-Anlagen auf Strompreissignale im festen Einspeisetarif (und bisher auch kaum bei der gleitenden Marktprämie)</li> </ul>

## 5.2 Ziele der Novellierung des EEG

Mit dem EEG wird das Ziel verfolgt, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2020 auf einen Anteil von 40 % am Stromverbrauch zu erhöhen. Bereits durch den erfolgten Ausbau können Erneuerbare Energien in der Stromerzeugung nicht mehr als Nischenerzeugung aufgefasst werden. Deshalb und aufgrund der im vorigen Abschnitt genannten Schwächen des gegenwärtigen EEG wird in der aktuellen Diskussion um die Novellierung des EEG (s. u. a. Kopp et al. 2013, VKU 2013, Monopolkommission 2013, Agora 2013) ein erheblicher Handlungsbedarf gesehen. Dabei werden für die Novellierung folgende Ziele genannt:

- Ein möglichst kosteneffizienter Ausbau der Erneuerbaren Energien und insbesondere die Vermeidung überhöhter Renditen sollen zu einer Absenkung bzw. einem langsameren Anstieg der EEG-Umlage führen.
- Die EE-Technologien sollen weiterentwickelt und die Kostendegression von EE-Technologien soll fortgeführt werden.
- Durch die vielfältigen Befreiungen von Industriebetrieben und des Eigenverbrauchs entstehen falsche Anreize, die einen effizienten Umgang mit Energie konterkarieren und die Belastung von nicht privilegierten Haushalten und Unternehmen erhöhen. Die Befreiungen sind deshalb auf das Notwendige zu begrenzen.
- Die Menge des Zubaus an EE-Anlagen soll besser gesteuert werden als bisher, um einerseits eine Zielverfehlung, andererseits aber auch eine stärkere Belastung durch einen zu schnellen Ausbau zu vermeiden.
- Eine verstärkte Marktintegration der Erneuerbaren Energien, d. h. eine stärkere Teilnahme an bestehenden Märkten und Koordination mit der konventionellen Erzeugung (vgl. Kapitel 2.2) wird gefordert. Dies soll möglichst zu einer systemdienlichen Auslegung und Betriebsweise der EE-Anlagen führen.

- Eine verbesserte Koordination zwischen dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und des nötigen Ausbaus der Stromnetze ist erforderlich, um sowohl einen unnötigen Netzausbau als auch eine aus netztechnischen Gründen erforderliche Abregelung/Abschaltung von EE-Anlagen zu vermeiden
- Gleichzeitig muss auch die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gewährleistet werden, was ausreichende Erlöse für Reservekapazitäten und andere Flexibilitätsoptionen erfordert.

Im Zentrum der Novellierungsdiskussion steht demnach die Frage, wie diese Ziele „am besten“ erreicht werden können. Die im Folgenden entwickelten Vorschläge versuchen, diese Frage möglichst umfassend zu beantworten.

## 5.3 Zur Vermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen

Eine verstärkte Vermarktung von Erneuerbaren Energien wird zunehmend gefordert, um über eine Orientierung der Erzeugung und der Investitionen in EE-Anlagen an Marktpreisen eine bessere Systemintegration derselben zu erreichen. Dass eine solche Orientierung bei regelbaren Erneuerbaren Energien gelingen kann, ist unstrittig, da kein grundsätzlicher Unterschied zu fossil befeuerten Kraftwerken vorliegt. Entsprechend werden regelbare und nicht regelbare Erneuerbare Energien in diesem Abschnitt getrennt betrachtet.

### 5.3.1 Regelbare Erneuerbare Energien

Zu den Flexibilitätsoptionen gehören auch die regelbaren Erneuerbaren Energien, in erster Linie also die Biomasse. Stromerzeugungsanlagen zur Nutzung von Biomasse verhalten sich perspektivisch dann zu jedem Zeitpunkt systemdienlich, wenn sie entgegengesetzt zum Wind- und Solardargebot eingesetzt werden: reduzierter Einsatz bei hohem Dargebot, voller Einsatz bei niedrigem Dargebot. Insbesondere wenn eine Abschaltung von Wind- und/oder PV-Anlagen droht, ist es sinnvoll, vorher Biomasseanlagen abzuregulieren/abzuschalten und dadurch wertvollen Brennstoff einzusparen. Zudem kann eine Flexibilisierung dazu beitragen, dass die Bioenergie Systemdienstleistungen übernimmt. Dann sind entsprechend weniger fossile bzw. nukleare Kapazitäten hierfür erforderlich.

Wenn man davon ausgeht, dass Preise an der Strombörse unterhalb der Brennstoffkosten der günstigsten nuklearen/fossilen Kraftwerke bestehenden Inflexibilitäten geschuldet sind, die kurzfristig nicht abbaubar sind, so ist zu überlegen, in welcher Weise diese Preise auf den Betrieb von bestehenden Biomasseanlagen im Rahmen der Direktvermarktung wirken sollen.

Da der Strom aus Biomasseanlagen nach dem EEG aktuell mit Ausnahme der Anlagen in der Direktvermarktung unlimitiert in den Spotmarkt (Day-Ahead) geboten wird, hat er nach Merit-Order Vorrang gegenüber den inflexiblen konventionellen Kraftwerken, die limitiert negativ oder positiv bieten, und diese müssen unbeschadet ihrer Zahlungsbereitschaften abgeschaltet werden, solange die Systemsicherheit dadurch nicht gefährdet wird. Müssten Biomasseanlagen mit ihren eigenen Grenzkosten in den Markt bieten, würden sie häufig aus der Merit-Order herausfallen, da diese i. d. R. höher sind als die der fossilen Kraftwerke (Braun-

und Steinkohle, Gas).<sup>60</sup> Ein entsprechend hoher CO<sub>2</sub>-Preis wäre ein wirksames, effizientes und verursachungsgerechtes Steuerungsinstrument, um eine Verschiebung der Merit-Order zu erreichen, um damit eine höhere Vollbenutzungsdauer der Biomasse im Rahmen einer vollständigen Marktintegration zu erzielen. Bei aktuellen CO<sub>2</sub>-Preisen kann aber keine Steuerungswirkung hierdurch erzielt werden. Würden die Brennstoffkosten hingegen anderweitig finanziert und könnten die Biomasseanlagen ihren Strom somit unterhalb der Brennstoffkosten des günstigsten fossilen oder nuklearen Kraftwerks in den Markt bieten, würden sie theoretisch nur dann herausfallen und ihre Anlagen abschalten, wenn der Preis unter 2 ct/kWh<sup>61</sup> fällt, spätestens jedoch, wenn er negativ wird.<sup>62</sup> Ein Vermarktungsmodell für Biomasseanlagen, das sie zwingt, zu einem höheren Preis in den Markt zu bieten, würde demnach dazu führen, dass ihr Einspeisevorrang gegenüber konventionellen Kraftwerken aufgehoben würde.

Ohne Beachtung möglicher Erlöse konventioneller Kraftwerke aus den Regelenergiemärkten könnte ein Vermarktungsmodell für regelbare Erneuerbare Energien so ausgestaltet werden, dass sie gerade erst unterhalb dieses Preises abschalten, wenn man gleichzeitig eine hohe Vollbenutzungsdauer dieser Anlagen politisch anstrebt. Erlöse von konventionellen Kraftwerken aus den anderen Märkten wären bei der Festlegung eines Grenzpreises zu berücksichtigen. Daneben sollte bei der Festlegung des Grenzpreises berücksichtigt werden, dass je niedriger dieser angesetzt wird, desto höhere Kosten entstehen in der EEG-Umlage.

Dabei ist allerdings zu beachten, dass sich diese Forderung je nach Vermarktungsmodell ändern kann:

- Bei der aktuell gültigen gleitenden sowie bei der fixen Marktprämie werden die Anlagen abgeschaltet, wenn der Börsenpreis negativer ist als die Differenz zwischen Markt- plus Managementprämie und den eingesparten Brennstoffkosten, vorausgesetzt die Wärme kann anderweitig bereitgestellt werden. Bei hohen Brennstoffkosten führt die Marktprämie dazu, dass die Anlagen schon bei moderat negativen oder sogar bei leicht positiven Preisen abgeschaltet werden.
- Bei der fixen Kapazitätsprämie würden die Anlagen bei Preisen unterhalb der eigenen Grenzkosten abgeschaltet, sie würden also aktuell ohne eine ergänzende Vorschrift im Hinblick auf ihren Einsatz nur bei äußerst günstigen Brennstoffkosten oder bei hohen Wärmegutschriften laufen. Freilich hätten sie die Möglichkeit, positive Regelleistung anzubieten, dies allerdings in Konkurrenz zu fossilen und nuklearen Kraftwerken.
- Bei einer Ausschreibung mit einer auf €/kW festgelegten Pay-as-Bid-Zahlung würden die Anlagen ebenfalls nicht zu Preisen unterhalb der eigenen Grenzkosten betrieben und daher allenfalls in den Regelenergiemärkten fossile oder nukleare Kraftwerke ersetzen können.

Insgesamt kann daher festgehalten werden, dass ein Marktprämienmodell eher mit dem Einspeisevorrang für regelbare Erneuerbare Energien kompatibel ist als ein Kapazitätsprämienmodell.

<sup>60</sup> Außer bei hohen Wärmeerlösen, die gegen die Grenzkosten gerechnet werden können, sowie bei speziellen Reststoffen wie z. B. Altholz.

<sup>61</sup> Mit einer Grenze von rund 2 ct/kWh würde Biomasse Atom- und neue Braunkohlekraftwerke gerade verdrängen.

<sup>62</sup> Die Möglichkeit einer positiven Regelenergie- bzw. einer Terminvermarktung soll hier zunächst ausgeklammert werden.

### 5.3.2 Fluktuierende Erneuerbare Energien

In diesem Abschnitt soll der Frage nachgegangen werden, welche grundlegenden Vermarktungsmodelle für FEE-Anlagen existieren und wie ihre Chancen und Risiken sowie ihre Auswirkungen auf die Investitionsbereitschaft zu beurteilen sind. Die Frage der Vermarktung fluktuierender Erneuerbarer Energien wird aufgrund ihrer Andersartigkeit im Vergleich zur fossilen Erzeugung ausführlich diskutiert. Dabei werden erst die Prämissen für die folgende Diskussion erläutert. Anhand dieser Prämissen werden dann die Vermarktungsmodelle diskutiert.

#### 5.3.2.1 Prämissen der Systemtransformation

Handlungsleitend für die Systemtransformation ist es, die Ausbauziele der Erneuerbaren Energien mindestens zu erreichen und unter Beachtung auch der mittel- und langfristigen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele inflexible durch flexible Optionen zu ersetzen. Vor diesem Hintergrund können die folgenden Prämissen für die Phase der Systemtransformation formuliert werden:

##### 1) Optimale Nutzung von FEE-Anlagen

(Nahezu) grenzkostenfreie Bestandsanlagen sind ökonomisch i. d. R. solchen Anlagen vorzuziehen, die Grenzkosten aufweisen. Da die fluktuierenden Erneuerbaren Energien nur sehr geringe Grenzkosten aufweisen, ist es im Rahmen der Systemtransformation wünschenswert, dass sie eine möglichst hohe Vollbenutzungsdauer erzielen. Eine Abregelung von FEE-Anlagen kommt aber aus zwei Gründen in Betracht:

##### A] Systembedingte Abregelung

- Die bundesweite Nachfrage ist geringer als das EEG-Angebot plus netztechnisch notwendige Must-Run-Anlagen.<sup>63</sup> In diesem Fall sind zunächst steuerbare EEG-Anlagen abzuregeln, vorzugsweise Biomasseanlagen, um wertvollen Brennstoff zu sparen.
- Vorhandene Netzengpässe verhindern den Abtransport von regenerativem Überschussstrom und einen Redispatch konventioneller Kraftwerke. Hier sollte die Abregelung der EEG-Anlagen jedoch nicht dazu führen, die Netzbetreiber aus ihrer Verantwortung zu entlassen, die Netze bedarfsgerecht auszubauen. Es müssen in diesem Zusammenhang allerdings die Netzausbaukosten ins Verhältnis zur vermiedenen Abregelung gesetzt werden, um eine optimal ausgelegte Netztopologie zu erhalten (vgl. Kapitel 6.2).

Diese in den beiden obigen Punkten betrachtete Form der Abregelung wird durch die Wahl des Vergütungsmodells nicht beeinflusst und in diesem Zusammenhang nicht nähergehend erläutert).

##### B] Gebotsbedingte Abregelung Erneuerbarer Energien im Rahmen der Direktvermarktung

- Im Rahmen der Direktvermarktung kann eine Abregelung von FEE-Anlagen bei Erreichung eines bestimmten Spotpreinsniveaus betriebswirtschaftlich sinnvoll sein, insbesondere bei negativen Preisen. Die Direktvermarktung hebt damit den

<sup>63</sup> Streng genommen wären hier auch noch die erneuerbaren Anlagen wie große Wasserkraftwerke zu berücksichtigen, die nicht durch das EEG erfasst werden, sowie KWK-Anlagen, die im Hinblick auf die Wärmebereitstellung Inflexibilitäten aufweisen.



Einspeisevorrang aus. Je nach Modell unterscheidet sich die Höhe des Spotpreises, ab dem eine Abregelung betriebswirtschaftlich sinnvoll ist.

- Im Hinblick auf die Systemtransformation und bei Zugrundelegen des Kriteriums der dynamischen Effizienz erscheint die gebotsbedingte Abregelung von FEE-Anlagen als problematisch. Bei allen Finanzierungsmodellen sollte es daher das Ziel sein, diese Art der Abregelung von FEE-Anlagen zu minimieren.

## 2) Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks und Erhöhung der Elastizität der Nachfrage

Legt man die Annahme zugrunde, dass das künftige Stromsystem durch die Dargebotsabhängigkeit von Wind- und Solaranlagen geprägt werden wird, so ist aus Gründen der Versorgungs- und Systemsicherheit deren Flankierung durch flexible Optionen sicherzustellen. Der Fokus der Betrachtung hier liegt auf der Erhöhung des negativen Flexibilitätspotenzials, welches u. a. durch Demand Side Management hinsichtlich einer Lasterhöhung bzw. in einer Verringerung der „Must-Run“-Kapazitäten liegt.

Bis 2016 wird das „Must-Run“-Potenzial konventioneller Kraftwerke laut einer aktuellen Studie mit ca. 15.000 MW abgeschätzt.<sup>64</sup>

Must-Run hat folgende Ursachen:

- inflexible Kraftwerke zur ausschließlichen Stromerzeugung (z. B. alte Braunkohle-KW)
- wärmegeführte KWK-Anlagen
- zur Netzstabilität erforderlich Kraftwerke.

Das Gesamtsystem sollte anreizen:

- zur Flexibilisierung (Retrofit) inflexibler Kraftwerke (oder Stilllegung und Ersatz, falls Retrofit nicht möglich oder zu teuer)
- zur Flexibilisierung der Fernwärmeerzeugung (Wärmespeicher, Power-to-Heat etc.)
- zur Erbringung von Systemdienstleistungen zunehmend durch EE-Anlagen.

Je länger signifikante Inflexibilitäten im System vorliegen, desto häufiger kommt es beim weiteren Zubau von EEG-Anlagen zu Situationen, in denen diese abschalten müssen. Ziel muss es daher sein, den Abbau der Inflexibilität mit dem Zubau der EEG-Anlagen mindestens zu synchronisieren.

Ziel des Transformationsprozesses muss es insgesamt sein, über das Preissignal der Märkte Anreize zur bedarfsgerechten Einspeisung der konventionellen Kraftwerke und damit zur Flexibilitätserhöhung zu gewährleisten. Die Anreize werden über das Marktsignal gesteuert, wobei geringe bzw. negative Preise einen höheren Anreiz zur Flexibilisierung des Systems erwirken. In diesem Zusammenhang ist zu beachten, inwieweit das Finanzierungsmodell für Erneuerbare Energien die Systemtransformation und Ausweitung der Flexibilität anreizt.

## 3) Gewährleistung von Akteursvielfalt

<sup>64</sup> Vgl. IAEW, consentec, FGH e. V. (2012).

Eine Veränderung des Finanzierungsmodells hat Rückwirkungen auf die Investitionsbereitschaft der Investoren. Es ist hierbei zu beachten, wie die unterschiedlichen Finanzierungsmodelle das Chancen- und Risikoverhältnis der Investoren beeinflussen. Da Risiken die Akteursstruktur und damit -vielfalt maßgeblich beeinflussen, sind diese so zu verteilen, dass sie das Ziel einer breiten Akteursvielfalt im Segment der fluktuierenden Erneuerbaren Energien nicht gefährden.

### 5.3.2.2 Mögliche marktorientierte Finanzierungsmodelle

Die obigen drei Prämissen dienen im Folgenden als Kompass für die Ausgestaltung und Beurteilung der unterschiedlichen Vermarktungsmodelle für FEE-Anlagen. Im Folgenden soll diskutiert werden, wie die Marktintegration der FEE-Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung ausgestaltet werden könnte und wie sich dies auf oben genannte Prämissen auswirkt.

Die Marktintegration Erneuerbarer Energien ist im Lichte der Systemtransformation kein Selbstzweck, sondern Mittel zum Zweck, sie zu unterstützen und dazu beizutragen, sie möglichst kosteneffizient zu bewältigen. Dabei sind folgende vier Grundmodelle der Vermarktung zu unterscheiden, wobei jeweils von einer technologiespezifischen Differenzierung ausgegangen wird.<sup>65</sup>

- Das Modell „gleitende Marktprämie“ bedeutet einen variablen Aufschlag pro kWh auf den Vermarktungserlös auf den einzelnen Marktstufen.
- Das Modell „fixe<sup>66</sup> Marktprämie“ bedeutet einen festen Aufschlag pro Kilowattstunde auf den Vermarktungserlös auf den einzelnen Marktstufen.
- Das Modell „fixe Kapazitätsprämie“ ist eine leistungsbezogene Zahlung in €/kW, die noch mit einer Verfügbarkeitsrestriktion verknüpft werden muss, um den Anlagenbetrieb abzusichern.
- Das Ausschreibungsmodell ist mit einer auf €/kW festgelegten Pay-as-bid-Zahlung zusätzlich zu den Vermarktungserlösen auf den einzelnen Marktstufen verbunden.

### 5.3.2.3 Chancen/Vorteile und Risiken/Nachteile einer Vermarktung von FEE-Anlagen

Die aktuell gültige gleitende Marktprämie federt die Vermarktungsrisiken dadurch ab, dass ihre Höhe monatlich in Abhängigkeit vom durchschnittlichen Marktwert der jeweiligen Technologie angepasst wird. Sie eröffnet nur begrenzte Chancen auf höhere Gewinne durch überdurchschnittliche Erfolge bei der Vermarktung gegenüber der Referenzanlage. Bei Spotmarktvermarktung ist diese aber auch nur durch begrenzte Risiken begleitet. Die Risiken konzentrieren sich hierbei insbesondere auf Ausgleichsenergieisiken. Das Modell eignet sich besonders für risikoaverse Investoren mit geringer Marktaffinität. Es werden von den Investoren geringe Risikoprämien zur Risikoübernahme verlangt. Die Investitionsbereitschaft wird hierbei insbesondere durch die Höhe des EEG-Satzes beeinflusst und reagiert damit sensitiv gegenüber dessen Veränderungen. Zur Vermeidung einer Überförderung und zum Erreichen der Ausbauziele muss die Festlegung des EEG-Satzes entsprechend eines iterativen Anpassungsmechanismus staatlich gesteuert werden.

Die Chancen und Risiken durch eine aktive Bewirtschaftung in den einzelnen Handelsstufen sind bei den anderen Modellen deutlich ausgeprägter. Diese führen dazu, dass die Marktteil-

<sup>65</sup> Zur Ablehnung einer technologieneutralen Ausgestaltung vgl. Kapitel 3.2.

<sup>66</sup> Fix bedeutet in diesem Zusammenhang auch immer ex-ante.

nehmer sich intensiv mit den Chancen und Risiken auf den einzelnen Marktstufen auseinandersetzen und entsprechend ihrer individuellen Risikopräferenz die Vermarktung durchführen. Die Investitionsbereitschaft bei der „fixen Marktprämie“ und der „fixen Kapazitätsprämie“ hängt insbesondere von der Kombination aus der staatlichen Prämie und den erwarteten Markterlösen ab. Zukünftig erwartete Marktpreise haben in diesem Modell somit direkte Steuerungswirkung.

Da die Prämien extern fixiert werden, ist zur Zielerreichung ein iterativer Suchprozess notwendig, um Überförderung bzw. Investitionszurückhaltung zu vermeiden. Hierbei muss der Staat auch die Anforderungen an Risikokompensation der Akteure bei der Prämienfestlegung abschätzen, um Investitionsbereitschaft auszulösen. Bei stark schwankenden Markterwartungen ist bei diesen Fördersystemen auch von einer deutlichen Zunahme der Schwankungsbreite der Zubautätigkeit auszugehen, wenn die staatliche Prämie sich hieran nicht adaptiert. Die notwendigen Informationen zur Festlegung einer adäquaten Prämienhöhe erfordern somit viele Informationen, die nicht unmittelbar für den Staat ersichtlich sind.

Bei dem Modell der Ausschreibung in Form des Pay-as-bid können die Marktteilnehmer passgenaue Gebote entsprechend der individuellen Investitionskalküle abgeben, welche die Anforderung an Risikokompensation und Marktpreiserwartung enthalten. Da die somit dezentral individuell festgelegten Prämienanforderungen dem Staat im Rahmen der Auktion übermittelt werden, muss dieser diese Informationen nicht selbst erheben. Es muss staatlicherseits somit auch kein Suchprozess für die Festlegung der adäquaten Förderhöhe vorgenommen werden, da dies die Auktion übernimmt.

#### 5.3.2.4 Grundsätzliche Aspekte der Direktvermarktung

Im Rahmen der Systemtransformation kommt es zukünftig zu einer deutlichen Erhöhung der Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien. Bei den unterschiedlichen Fördersystemen im Rahmen der Direktvermarktung wird der Einspeisevorrang indirekt über die Gebotsstellung aufgehoben. Jede Form der Direktvermarktung verringert das Potenzial negativer Preise. Die unterschiedlichen Ausgestaltungsformen wirken hierbei leicht unterschiedlich. Es gibt je nach Ausgestaltungsvariante einen unterschiedlichen Schwellenwert des Spotpreises, ab dem es zu einer Abregelung/Abschaltung kommt.

*Tabelle 8: Abschaltung von FEE-Anlagen in verschiedenen Marktmodellen; eigene Darstellung*

Vermarktungsmodell	Gleitende Marktprämie	Fixe Marktprämie	Kapazitätsprämie	Kapazitätsauktion
<b>Schwellenwert zur Abregelung der FEE</b>	negativer Referenzwert	negative fixe Marktprämie	„Null“	„Null“

Je nach Vermarktungsmodell ergeben sich hierbei wiederum unterschiedliche Reaktionen:

- Bei der gleitenden Marktprämie würden die Anlagen erst abgeschaltet, wenn der Börsenpreis negativer ist als die Differenz zwischen festgelegter EEG-Vergütung und dem durchschnittlichen monatlichen Spotmarkterlös plus Managementprämie. Während diese bei Windkraftanlagen an guten Standorten relativ gering ist, ist sie für PV-Anlagen größer.

- Bei der fixen Marktprämie würden die Anlagen erst dann abgeschaltet, wenn die Börsenpreise negativer sind als diese Marktprämie, vorausgesetzt die Einspeisung ist Bedingung für ihren Erhalt. Es gilt die gleiche Argumentation wie für die gleitende Marktprämie.
- Bei der fixen Kapazitätsprämie oder bei einer Ausschreibung mit einer auf €/kW festgelegten Pay-as-bid-Zahlung würden die Anlagen bei Preisen unterhalb der eigenen Grenzkosten abgeschaltet, also bei Preisen von null oder leicht darüber (entsprechend der eigenen Grenzkosten).

Bei den beiden erstgenannten Modellen würden somit i. d. R. nicht die Anzahl der negativen Preise gegenüber einer Vorrang einspeisung, sondern nur das maximale negativ erreichbare Spotpreisniveau gedeckelt. Im Rahmen der beiden letztgenannten Modelle würde durch eine optimale Bewirtschaftung das Auftreten negativer Spotpreise deutlich reduziert werden.

### **Bei allen Modellen kommt es gegenüber dem Einspeisevorrang zu einer Zunahme der Abregelung/Abschaltung bei FEE-Anlagen**

Alle Direktvermarktungsmodelle führen gegenüber dem Einspeisevorrang zur Zunahme der Abregelung, da hier nicht nur bei Vorliegen systemrelevanter Ereignisse, sondern auch entsprechend des Preissignals des Spotmarktes die Abregelung erfolgt. Bei den Marktprämien würde die Abregelung geringer ausfallen, da sie dort erst bei Erreichen des negativen Niveaus vollzogen werden würde. Dies würde somit eine höhere Ausnutzung der FEE-Einspeisung gegenüber den Kapazitätsmodellen zur Folge haben.

### **Direktvermarktung senkt die EEG-Umlage**

Gegenüber einer unlimitierten Gebotsstellung bei zentraler Vermarktungstätigkeit, welche notwendig wäre, um den Einspeisevorrang vor inflexiblen Anlagen zu gewährleisten, führt die Limitierung der Gebote im Rahmen der Direktvermarktung zu einer Entlastung der EEG-Umlage. Da an der EEX theoretisch auch Preise von  $-3.000$  €/MWh möglich sind, wird hierdurch auch eine deutliche Risikoreduzierung für die EEG-Umlage hervorgerufen, da in diesem Zusammenhang die maximal möglichen Differenzkosten in einzelnen Stunden gedeckelt werden.

### **Die Kapazitätsmodelle führen zu minimalen kurzfristigen Gesamtsystemkosten**

Unflexible Kraftwerksbetreiber sind kurzfristig zur Vermeidung von An- und Abfahrkosten bereit, die damit verbundenen Opportunitätskosten im Rahmen der Gebotserstellung zu berücksichtigen. Hierdurch kommt es in einzelnen Stunden zu Geboten unterhalb der Grenzkosten, die je nach Opportunität auch negativ ausfallen können. Aus Sicht der kurzfristigen volkswirtschaftlichen Systemkosten führt das auf dem Marktpreissignal basierte Abschalten der FEE-Anlagen zu einer Verringerung der kurzfristigen Gesamtsystemkosten gegenüber dem Zustand des Einspeisevorrangs, da hier die günstigsten abzuschaltenden Systemelemente entsprechend der Merit-Order gezogen werden. Die ansonsten anfallenden Kosten für An- und Abfahrt können bei den Kraftwerken, welche durch das Abregeln der FEE-Anlagen am Markt bleiben, somit eingespart werden. Bei den Kapazitätsmodellen bieten die FEE-Anlagen entsprechend ihrer realen kurzfristigen Grenzkosten, sodass es in diesem Fall über das Marktpreissignal zu einem optimalen Gesamtdispatch kommt, was wiederum die damit verbundenen kurzfristigen Gesamtsystemkosten minimiert. Bei den Marktprämienmodellen wird dies über den Referenzwert bzw. die Marktprämie künstlich verzerrt, sodass nur ein Suboptimum erzielt wird.

## **Alle Direktvermarktungsmodelle schwächen den Anreiz zur Flexibilisierung der konventionellen Systemelemente**

Bei Vorliegen eines Einspeisevorranges für FEE-Anlagen würde es auf den kurzfristigen Märkten bei Unterschreitung der Residuallast unterhalb der „Must-Run“-Kapazität zu einer deutlichen Zunahme der negativen Preise kommen. Dies erzeugt einen hohen betriebswirtschaftlichen Druck zur Flexibilisierung oder Stilllegung inflexibler konventioneller Bestandskraftwerke. Resultierend könnte es zu einer schnelleren Transformation des Gesamtsystems kommen. Im Rahmen der Direktvermarktung wird in allen vorgestellten Modellen über die Verringerung der Anzahl und der Ausprägung der negativen Preise der Druck zur Flexibilisierung abgeschwächt. Der Druck zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerksparks ist bei den Kapazitätsprämien geringer, da negative Spotpreise i. d. R. durch die Abregelung bei Spotpreisen nahe null vermieden werden. Bei den Marktprämien hängt der Druck insbesondere von der Höhe der Marktprämie bzw. des Referenzwertes ab:

- Durch die gebotsabhängige Abschaltung der FEE-Anlagen wird nicht das volle Einspeisepotenzial genutzt.
- Durch die Verringerung der Anzahl der negativen Spotpreise wird Transformationsdruck anhand des Preissignals zur Flexibilisierung des Must-Run-Potenzials abgeschwächt.

## **Die Direktvermarktung führt zu einer teilweisen Übernahme der Kosten aus Inflexibilität der Betreiber durch die Endkunden über gestiegene Risikoprämienanforderungen der FEE-Investoren**

Die Direktvermarktung führt einerseits zu einer Verringerung der kurzfristigen Gesamtsystemkosten, welche insbesondere den konventionellen „Must-Run“-Kapazitäten zugutekommt. Im Gegenzug erhöht sich im Rahmen des Investitionskalküls für FEE-Anlagen in den Modellen (jenseits der gleitenden Marktprämie) aber das Risikopremium für die Vermarktungsrisiken durch erhöhte marktorientierte Abschaltung auf Seiten der FEE-Anlagen. Da dies in einer Erhöhung der geforderten Markt- bzw. Kapazitätsprämien mündet, ergibt sich hierdurch im Endeffekt eine Mehrbelastung der von der EEG-Umlage betroffenen Endkunden. Kosten der Systeminflexibilität werden somit von Produzenten der konventionellen Kraftwerke (Verursachern) auf die Endkunden über gestiegene Risikoprämienanforderungen der Investoren gewälzt.

## **Der verringerte Transformationsdruck zur Flexibilisierung der konventionellen Kraftwerke könnte bei Direktvermarktungsmodellen flankierend regulatorisch ausgeglichen werden**

Der Transformationsdruck zur Flexibilisierung des konventionellen Kraftwerkspark und die hierdurch hervorgerufene Verschiebung der Belastung aus der Inflexibilität des Systems könnte bei Wahl eines Direktvermarktungsmodells durch eine entsprechende Regulierungsmaßnahme „künstlich“ vorgenommen werden. Hierbei sollte eine Umverteilung der Einsparungen aufseiten der konventionellen „Must-Run“-Kapazitäten auf die von der EEG-Umlage betroffenen Endkunden vorgenommen werden.

Dies könnte durch eine Erhebung einer entsprechenden „Anpassungsumlage“ für die betroffenen inflexiblen Kapazitäten vorgenommen werden. Dabei ist darauf zu achten, dass keine Umgehungsmöglichkeiten, Arbitragemöglichkeit oder unerwünschten Anreize entstehen.

Dies wird in dem Vorschlag der Ausgestaltung einer Anpassungsumlage beachtet. Sie könnte wie folgt aufgebaut werden:

Die Grundidee ist, dass die Zahlung, die für die abgeschalteten FEE-Anlagen erforderlich wäre, um sie in den Spotmarkt zu bringen, von den inflexiblen konventionellen Kraftwerken getragen und für die zusätzliche Senkung einer EEG-Umlage verwendet wird.

Die Anpassungsumlage wird dann relevant, wenn nicht alle FEE-Mengen, die zu einer bestimmten Stunde angeboten werden, einen Zuschlag an der Strombörse erhalten und gleichzeitig inflexible konventionelle Anlagen im Betrieb sind. Das ist dann der Fall, wenn sich ein Börsenpreis von maximal null einstellt.<sup>67</sup> Die Situation ist in der folgenden Abbildung zu sehen, die die Angebots- und Nachfragefunktion auf dem Day-Ahead-Markt enthält: Es stellt sich ein Preis von null ein, zu dem die Menge „Mkon“ + „Mfee“ eingespeist wird, wobei Mkon die konventionell erzeugte Menge bezeichnet und Mfee die eingespeiste fluktuierende Erzeugung. Die abgeregelte Menge aus fluktuierender Erzeugung kann als „Mfeeab“ bestimmt werden, die Strecke zwischen Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve und der maximalen Menge, die zu einem Preis von null angeboten wird. Die Bedeutung der Rationierung von FEE kann über das Minimum von Mfeeab und Mkon und die Stärke der Inflexibilitäten über  $p^*$  indiziert werden. Das Minimum wird deshalb wichtig, da abgeregelte Mengen der FEE, welche ansonsten das System überspeisen würden, nicht in der Anpassungsumlage berücksichtigt werden sollen. Eine Indikation der Bedeutung von Inflexibilitäten kann dann als Produkt von Mfeeab und  $p^*$  erfolgen. Um eine Beseitigung von Inflexibilitäten verstärkt anzureizen, wird nun vorgeschlagen, dass die inflexible Erzeugung diese Summe zahlen soll, und dass die Summe verwendet wird, um die Umlage zu reduzieren. Pro eingespeister MWh müsste für jede konventionell erzeugte Menge  $(\text{Min}[M_{\text{kon}}; M_{\text{feeab}}] \times p^*) / M_{\text{kon}}$  gezahlt werden. Die Höhe dieser Zahlung, die nur erhoben wird, falls FEE aus dem einzigen Grund, dass sie am Spotmarkt nicht zum Zuge kommen, abgeregelt werden, wird ex-post berechnet und dann z. B. monatlich oder jährlich erhoben. Der Vorschlag vereint insbesondere drei Vorteile:

- 1) er verzerrt die Angebote der FEE-Anlagenbetreiber nicht (aus diesem Grund ist auch von einer Zahlung an FEE-Anlagenbetreiber abzuraten),
- 2) er reduziert die EEG-Umlagezahlungen,
- 3) er verstärkt den Druck auf inflexible Anlagen, ihre Flexibilität zu erhöhen oder die Anlage still zu legen.

Zudem könnte er trotz der Ex-post-Berechnung dazu führen, dass inflexible Anlagenbetreiber die Anpassungsumlage als (unsichere) Kostenposition berücksichtigen und deshalb bei ihrer Angebotseinstellung an der Börse höhere Preise fordern. Daraus könnte auch eine – schwer zu quantifizierende – höhere FEE-Einspeisung resultieren.

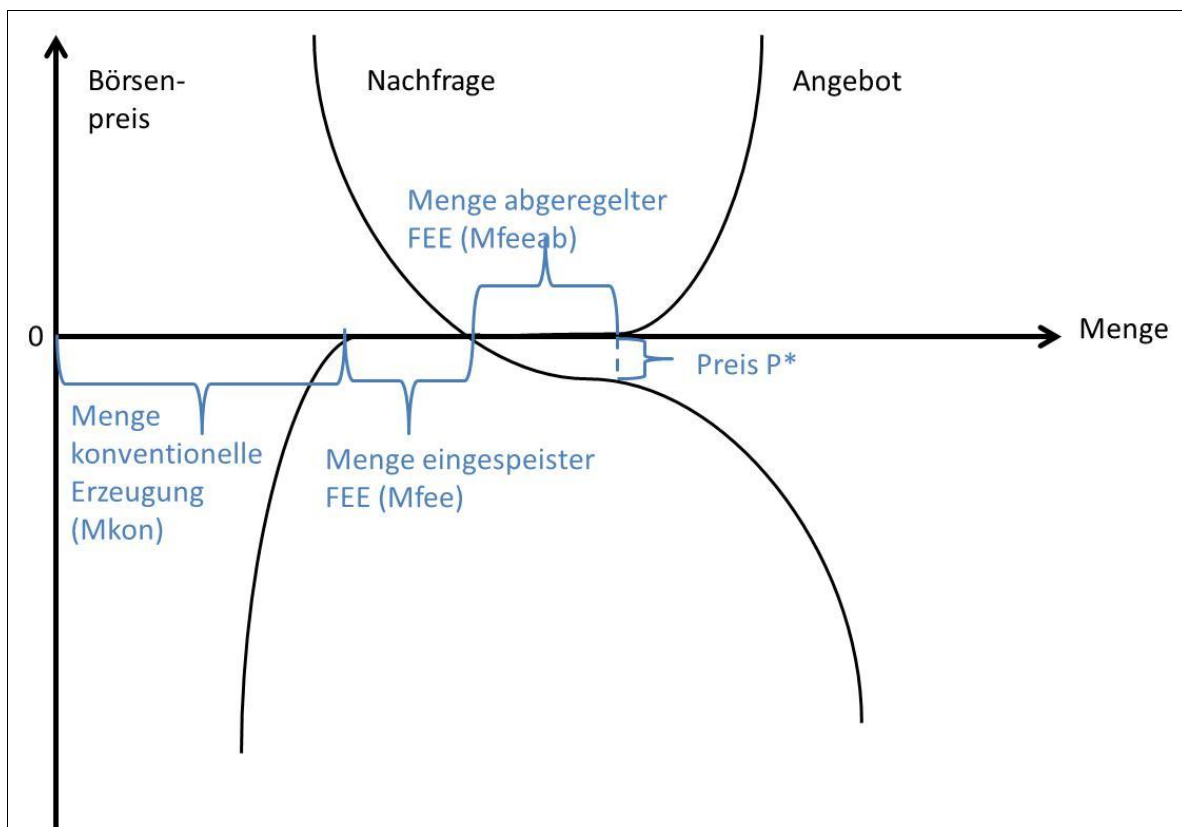
D. h. im Vermarktungsmechanismus kann der durch die Abkehr vom Einspeisevorrang verursachte geringere Anreiz, Inflexibilitäten zu beseitigen, kuriert und eine tendenziell erhöhte FEE-Einspeisung bewirkt werden.

<sup>67</sup> Je nach Finanzierungsmodell und Technikdifferenzierung kann der entsprechende Preis auch kleiner null sein, und es könnte auch eine innerhalb der FEE-Anlagen gestufte Angebotskurve entstehen, in der diese und konventionelle Erzeugung durchmischt sein können. Der Vorschlag wird, um eine gut nachvollziehbare Darstellung zu erreichen, für eine Kapazitätsprämie, identische Gebote zum Preis von null für alle FEE-Anlagen und keinem Gebot von konventionellen Kraftwerken zum Preis von null erläutert. Er lässt sich aber auf andere Rahmenbedingungen und Situationen verallgemeinern.

Für die Umsetzbarkeit werden in den Fällen, in denen FEE-Anlagen abgeregelt werden, folgende Daten benötigt:  $M_{kon}$ ,  $M_{feeab}$  und  $P^*$ .  $M_{kon}$  kann ex-post aus dem Kraftwerkeinsatz bestimmt werden. Zur Bestimmung von  $p^*$  liegt die Nachfragekurve vor. D. h. wenn  $M_{feeab}$  bestimmt werden kann, kann die Umlage berechnet werden.  $M_{feeab}$  kann über die Börsengebote bestimmt werden. Eine Umgehung ist für Betreiber von konventionellen Kraftwerken nicht möglich, da der Ex-post-Einsatz herangezogen wird. Damit dürften auch Arbitragemöglichkeiten wirksam ausgeschlossen werden. Auch Marktmacht einzelner konventioneller Erzeuger dürfte die Funktionsfähigkeit des Mechanismus nicht beeinträchtigen. Ein Teil der konventionellen Anlagenbetreiber, die Gebote mit negativen Preisen einstellen, dürfte notwendig sein, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Deren Kosten werden durch die Umlage erhöht. Als Reaktion ist zu erwarten, dass sie auf die Kostenerhöhung mit einer entsprechenden Erhöhung ihrer Preisgebote für Systemdienstleistungen reagieren. Die Dienstleistungen dürften also teurer werden. Andererseits wird deutlich, dass die „Anpassungsumlage“ auch die Systemstabilität nicht beeinträchtigt. Grundsätzlich könnte erwogen werden, den systemnotwendigen Betrieb aus  $M_{kon}$  herauszurechnen. Hierfür erforderliche Daten dürften allerdings nicht zur Verfügung stehen. Eine Verwendung von  $M_{kon}$  bietet aus Sicht der Endverbraucherpreise auch keinen Nachteil für die Endverbraucher im Aggregat: Die Verteuerung der Systemdienstleistungen wird zwar über die Netzentgelte an die Endverbraucher weitergegeben, dafür reduziert sich die EEG-Umlage aber entsprechend.

Für Anlagenbetreiber erscheint eine Änderung ihres Bietverhaltens nicht plausibel, da die Gesamtregelung ihnen keine Möglichkeit gibt, ihren Gewinn durch ein verändertes Verhalten zu beeinflussen.

Das vorgeschlagene Verfahren ist aber noch genauer auf mögliche Nachteile zu überprüfen.



*Abbildung 14: Möglicher Mechanismus zum Ausgleich des Flexibilisierungsdrucks auf konventionelle Kraftwerke bei Direktvermarktungsmodellen; eigene Darstellung*

Der Vergleich der vier betrachteten Finanzierungsmechanismen mit Direktvermarktung – gleitende Marktprämie, fixe Marktprämie, Kapazitätsprämie und Ausschreibung (einer Kapazitätsprämie) – zeigt erhebliche Unterschiede:

- Das Risiko der Investoren ist bei einer gleitenden Marktprämie am geringsten, während es bei anderen Finanzierungsmodellen höher ist, sofern die Vermarktungserlöse einen wesentlichen Anteil an den Gesamterlösen ausmachen und das Preisrisiko für die Erzeugung zusätzlich zu tragen ist. Eine Einspeisevergütung birgt auch im Vergleich zu einer gleitenden Marktprämie geringere Risiken für Investoren. Sie ist damit besonders geeignet, eine Akteursvielfalt zu wahren, auch kleine lokale Projekte zu ermöglichen und so auch zu einer höheren regionalen Wertschöpfung beizutragen.
- Mit dem höheren Risiko geht eine stärkere Anreizwirkung durch die Börsenpreise einher. Eine verzerrungsfreie Reaktion auf negative Preise ist nur bei der Kapazitätsprämie und der Ausschreibung zu erwarten. Im Fall einer festen Marktprämie werden die Reaktionen auf negative Preise durch die Prämie verzerrt. Im Falle der gleitenden Marktprämie gehen wesentliche Anreizwirkungen verloren, in der Einspeisevergütung haben Börsenpreise keine Anreizwirkung. Will man eine Direktvermarktung, die die möglichen Vorteile einer Börsenpreiseorientierung möglichst gut nutzt, ist deshalb eine Kapazitätsprämie mit oder ohne Ausschreibung zu bevorzugen. Beide Mechanismen führen zu minimalen kurzfristigen Systemgrenzkosten, woraus freilich nicht minimale langfristige Systemkosten abgeleitet werden können.
- Der Regulierer benötigt für eine fixe Marktprämie oder eine Kapazitätsprämie neben Informationen zu Kosten der Techniken auch Abschätzungen über die Entwicklung der Börsenpreise sowie Risikoprämien. Im Unterschied dazu kann es prinzipiell gelingen, potenzielle Anbieter durch eine intelligent ausgestaltete Ausschreibung zu einer Offenbarung der relevanten Informationen zu bewegen. Bei einer gleitenden Marktprämie benötigt der Regulierer im Wesentlichen die gleichen Informationen wie bei einer Einspeisevergütung: Die Kosten der Techniken auch an verschiedenen Standorten sind erforderlich. Die gleichen Informationen werden für eine Einspeisevergütung benötigt.
- Sämtliche Direktvermarktungsoptionen heben den in einer Einspeisevergütung geltenden Vorrang für Erneuerbare Energien auf. Sie reduzieren damit die Einspeisung aus FEE-Anlagen und reduzieren den Druck zur Flexibilisierung (bei Auftreten von marktorientierten Abschaltungen) im Vergleich zu einer Einspeisevergütung. Die Unterschiede zwischen den Direktvermarktungsoptionen sind graduell, wobei Kapazitätsprämie und Ausschreibung die geringste FEE-Einspeisung und den geringsten Druck auf Flexibilisierung erzeugen, die fixe Marktprämie einen etwas stärkeren und die gleitende Marktprämie den relativ größten. Um diese Schwächen zu reduzieren, wurde ein Modell entwickelt, das in Abschnitt 5.5 vorgestellt wird.



## 5.4 Rationalität einer Diversifizierung der Finanzierungsmodelle

In Kapitel 3.2 wurden grundlegende Finanzierungsmodelle bewertet. Dabei wurde darauf hingewiesen, dass erst technologiespezifische Ausgestaltungen oder Eigenschaften der Techniken die Erfüllung von Kriterien ermöglicht bzw. eine Abwägung erlaubt.

In diesem Abschnitt soll begründet werden, warum es sinnvoll ist, die Finanzierungsmodelle für Erneuerbare Energien zu diversifizieren und sie stärker auf die unterschiedlichen Technologien zuzuschneiden. Dem dient die folgende Tabelle, die die Technologien anhand ausgesuchter Eigenschaften charakterisiert.

Tabelle 9: Charakteristika Erneuerbarer Energien; eigene Darstellung

	PV	Wind-Onshore	Wasserkraft	Wind-Offshore	Biomasse	Geothermie
Steuerbar mit gesicherter Verfügbarkeit?	Nein	Nein	Teilweise und eingeschränkt	Nein	Ja	Ja
Stand der Technik	Starke Lerneffekte bereits erzielt	Mittlere Lerneffekte bereits erzielt	Ausgereift	Am Anfang der Lernkurve	Überwiegend ausgereift	Noch nicht routinemäßig beherrscht
Kosten aus technischen Risiken der Anlageninvestition	Gering	Gering	Gering	Hoch	Gering	Sehr hoch
Kapitalintensität	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch	Weniger hoch	Sehr hoch
Größe der Anlagen	Sehr klein bis groß	Klein bis sehr groß	Klein bis sehr groß	Sehr groß	Klein bis groß	Groß

Entsprechend den Überlegungen im vorherigen Abschnitt eignen sich steuerbare Erneuerbare Energien – Biomasse und Geothermie – grundsätzlich für eine Direktvermarktung, sofern nicht andere Gründe dagegen sprechen.

*Biomassennutzung* ist technisch schon sehr ausgereift, sodass hier Fragen der Technikentwicklung keine grundlegende Rolle mehr spielen.<sup>68</sup> Gleichzeitig ist die Kapitalintensität relativ gering, was mögliche Kostensteigerungen und Risikoerhöhungen – und deren weitere negative Folgen – durch eine Direktvermarktung begrenzt. Insoweit kann auch für kleinere Anlagen – die im Falle einer Vermarktung relativ hohe spezifische Transaktionskosten aufweisen – eine Direktvermarktung anvisiert werden. Bei der Ausgestaltung der Regelungen ist zu berücksichtigen, dass eine KWK-Nutzung von Biomasse aus Effizienz- und damit Umweltgründen obligatorisch ist. Zudem ist zu beachten, dass eine Verdrängung von Strom aus Biomasse-KWK-Anlagen durch den aus fossilen Kraftwerken die CO<sub>2</sub>-Minderungsziele beeinträchtigen würde.

*Geothermie* ist zwar steuerbar, unterscheidet sich aber von Biomasse dadurch, dass bei der konkreten Projektentwicklung hohe technische Risiken vorliegen, die Technik bisher nicht ausgereift ist und die Kapitalkosten hoch sind. Die daraus resultierenden bedeutenden Investitionsrisiken, die als ein wesentliches Hemmnis anzusehen sind, können z. B. durch einen

<sup>68</sup> Eine Entwicklung neuer Technologien ist im Bereich der Biomasse allerdings aktuell zu beobachten. Wie diese im Vergleich zu ausgereiften Technologien zu behandeln sind, muss noch näher untersucht werden.

Investitionszuschuss reduziert werden, der durch eine Auszahlung im Zeitraum der Projektentwicklung die Kapitalkosten effektiv senkt (vgl. dazu Kapitel 5.8). Gleichzeitig könnte eine Direktvermarktung erwogen werden, um die Steuerbarkeit zu nutzen. Zudem ist zu erwägen, ob Pilotprojekte sinnvoll sein können, um die Technologie zu entwickeln und Voraussetzungen für eine breitere Anwendung zu untersuchen.

Betrachtet man die nicht steuerbaren Erneuerbaren Energien, dann fällt *Offshore-Windenergie* deutlich heraus: Die Technologie weist bei einer hohen Kapitalintensität ein sehr hohes, auch technisch bedingtes Risiko auf und steht am Anfang der Lernkurve. Aufgrund der Höhe der Anlagenkosten ist davon auszugehen, dass nur große Unternehmen zu den erforderlichen Investitionen in der Lage sind. Die hohen Kapitalkosten und das hohe Risiko sowie die langen Planungszeiten machen eine verlässliche Schätzung der langfristigen Kostenkurven durch staatliche Stellen für eine Festlegung einer Einspeisevergütung oder Kapazitätsprämie heute (noch) sehr schwierig. Aus Investorensicht ist daneben mit der von staatlicher Seite vorgegebenen Degression der Vergütungssätze für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme ein hohes Risiko durch die Planungsunsicherheit verbunden, was zu einer deutlichen Zurückhaltung bei der Projektierung neuer Windparks geführt hat. Deshalb kann hier ein Verfahren, das die Kostenabschätzungen potenzieller Betreiber für konkrete Anlagen enthüllt – also eine Ausschreibung – relativ große Unsicherheiten beseitigen (vgl. dazu Abschnitt 5.7). Große Energieunternehmen haben üblicherweise bereits Erfahrungen mit Ausschreibungsverfahren, ebenso wie mit der Vermarktung der Erzeugung. Da in diesem Segment ohnehin nur große Unternehmen aktiv sind, wird durch eine Ausschreibung und eine verpflichtende Direktvermarktung wahrscheinlich auch die Akteursvielfalt nicht noch weiter reduziert. Sofern es gelingt, Marktmachtausübung in der Ausschreibung zu verhindern, sind die Nachteile einer Ausschreibung für diese Technik (insbesondere die damit verbundenen Transaktionskosten) als relativ gering einzustufen, denen u. a. ein großer Vorteil aufgrund einer Offenlegung der Kostenschätzungen der Investoren gegenübersteht.

Die restlichen nicht-steuerbaren Erneuerbaren energien – *PV, Wind-Onshore und Wasserkraft* – sind sich in den zentralen Attributen untereinander sehr ähnlich: Die technologischen Risiken sind gering, sie sind sehr kapitalintensiv, die Leistung der Anlagen ist weit gestreut und reicht von klein bis sehr groß (s. Tabelle oben). Aufgrund der Ähnlichkeiten können die drei Technologien jedoch zusammen diskutiert werden. Wie in Kapitel 3.2 erläutert, ist im Falle einer Direktvermarktung im Vergleich zu einer Einspeisevergütung je nach Ausgestaltung des jeweiligen Prämienmodells mit höheren Unsicherheiten für Investoren zu rechnen.

Die höhere Unsicherheit muss durch Risikoprämien kompensiert werden, was bedeutet, dass Kapitalgeber höhere erwartete Renditen fordern. Dies erhöht die Stromgestehungskosten. Die Kostenerhöhung fällt für die fluktuierenden Erneuerbaren Energien – z. B. im Vergleich zu Biomasse – aufgrund deren höherer Kapitalintensität vergleichsweise stark ins Gewicht. Zudem werden bei allen drei Technologien auch kleine Anlagen betrieben und geplant. Die größere Unsicherheit könnte gerade für kleinere Anlagen im Falle einer fixen (ex-ante) Prämie zu einer Rationierung auf dem Kapitalmarkt führen, da Fremdkapitalgeber höhere Sicherheiten verlangen, die kleinere Akteure nur schwer beibringen können. Hinzu kommt, dass sie auch aufgrund des höheren, nicht diversifizierten Risikos und von Fixkosten einer Direktvermarktung mit steigenden Kosten zu rechnen haben. Deshalb droht im Falle eines fixen Prämienmodells mit obligatorischer Direktvermarktung eine Verdrängung kleinerer Investoren und eine Gefährdung der Akteursvielfalt. Um die möglichen Chancen einer Direktvermarktung dennoch zu nutzen, ohne dabei die gegenwärtige breite Akteursstruktur

zu gefährden, wird im Folgenden für diese Technologien ein Optionenmodell vorgeschlagen, das den noch vorhandenen Unsicherheiten Rechnung trägt.

## 5.5 Optionenmodell für Wind-Onshore-, PV- und Wasserkraftfinanzierung

### 5.5.1 Grundsätze für beide Optionen im Optionenmodell

Aus den weiter oben diskutierten Gründen wird für den avisierten Gültigkeitszeitraum einer EEG-Novellierung (EEG 2.0 für einen Zeitraum von 4 bis 5 Jahren) ein Optionenmodell vorgeschlagen. Für beide Optionen gemeinsam sollen die nachfolgend beschriebenen grundsätzlichen Ausgestaltungsmerkmale gelten.

#### 5.5.1.1 Differenzierung nach Technologien

Es wurde bereits gezeigt, dass eine Differenzierung der Finanzierung in einem Monopson kosteneffizient ist, da sie die Produzentenrenten minimiert.

Zu differenzieren sind zunächst folgende grundlegenden Technologien:

- Wasserkraftanlagen (Laufwasser)
- Photovoltaik
- Wind-Onshore

Im folgenden Abschnitt wird auf die Notwendigkeit und Anforderungen einer stärkeren Differenzierung der Vergütung für Wind-Onshore-Anlagen eingegangen. Ob eine stärkere Differenzierung auch bei PV-Anlagen über die bestehenden vier Größenklassen des EEG hinaus und möglicherweise auch regional sinnvoll ist, wäre durch Abwägung der dadurch verbesserten Kosteneffizienz gegenüber dem damit verbundenen Aufwand zu ermitteln.

#### 5.5.1.2 Standortspezifische Vergütung bei Windenergieanlagen

In beiden Optionen des Optionenmodells ist eine deutlich differenziertere Standortvergütung von Wind-Onshore-Anlagen vorzusehen. Das wesentliche Leitmotiv dafür ist die stärkere Abschmelzung von Produzentenrenten gemäß der Grundphilosophie des EEG, wonach niedrige Risiken auch mit niedrigen Renditen einhergehen sollen. Entgegen der mitunter vertretenen Auffassung, dass Windanlagen nur an den besten Standorten errichtet werden sollten – in Deutschland vorzugsweise im Nord- und Ostseebereich – wird hier argumentiert, dass eine breite Streuung von Anlagen im gesamten Bundesgebiet anzustreben ist:

- Eine Konzentration an den „besten“ Standorten bringt im Vergleich zu einer verbrauchsnahe Erzeugung keine Gesamtkostenvorteile (Kosten für Erzeugung und Netz).<sup>69</sup>
- Der Netzausbaubedarf von Nord nach Süd kann reduziert werden.
- Die Akzeptanz für die Anlagen kann weiter verbessert werden, da eine zu hohe Konzentration von Windenergieanlagen in einer Region vermieden wird.

<sup>69</sup> Vgl. z. B. Studie der Agora: Kostenoptimaler Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland, Berlin 2013.

- Eine breite Bürgerbeteiligung bei der Finanzierung der Anlagen „vor Ort“ wird ermöglicht.

Als Untergrenze für zu nutzende Standorte sollte auch in Zukunft ein Referenzwert festgelegt werden, der eine hinreichend große Anzahl von Standorten und eine breite geografische Streuung erlaubt.

Die aktuellen Regelungen für Onshore-Wind im EEG führten zu einem kontinuierlichen Zubau um die 2-2,5 GW pro Jahr. Weiterhin führte die technologie neutrale standortdifferenzierte Vergütung über das Referenzertragsmodell zur konstanten Verbesserung von Windkraftanlagen (höhere Erträge, niedrigere Stromgestehungskosten) sowie zur gezielten technologischen Optimierung auf die verschiedenen Windverhältnisse (Starkwind- und Schwachwindanlagen). Durch das Modell wurden die Einnahmen von Windkraftanlagen bei verschiedenen Standortqualitäten (Windangebot) an-, aber nicht ausgeglichen. Dabei bestand weiterhin ein Anreiz, Anlagen eher an guten, windreichen Standorten zu bauen. Die Finanzierung für Wind-Onshore nach dem Referenzertragsmodell war somit effektiv und förderte eine technologische Weiterentwicklung von Windkraftanlagen. Weiterhin wurde Kosteneffizienz angestrebt, indem die Zahlungen an Windkraftanlagenbetreiber an die jeweilige Standortqualität angepasst wurden.

Konkret bestehen in der Ausgestaltung des Referenzertragsmodells jedoch noch gravierende Mängel, die seine grundsätzliche Überarbeitung notwendig machen:

- Es besteht für sehr gute Standorte offenbar ein finanzieller Anreiz, Kapazitäten innerhalb der ersten 5 Jahre („erste Vergütungsstufe“) temporär zurückzuhalten, um den Zeitraum der Anfangsvergütung zu verlängern.<sup>70</sup>
- Daneben bestehen Wechselwirkungen zu den später eingeführten Direktvermarktungsoptionen. Eine alternative Vermarktung unter Zuhilfenahme des Grünstromprivilegs führt zu höheren Einnahmen als über die zweite Vergütungsstufe des Referenzertragsmodells. Darüber werden zusätzliche Einnahmen für Anlagenbetreiber generiert, die zu einer geringeren Senkung der EEG-Kosten führen. Über das Marktprämienmodell wird ein Steuern von Windstromerzeugung angestrebt. Steuern von dargebotsabhängiger Erzeugung bedeutet jedoch abregeln/abschalten, was innerhalb der ersten 5 Betriebsjahre von Windkraftanlagen zu einer unvorhersehbaren Erhöhung von Vergütungsansprüchen (Verlängerung Anfangsvergütung) in der Zukunft führt.
- Weiterhin führen die verschiedenen Boni (SDL-Bonus, Managementprämie, Fernsteuerbonus) dazu, dass keine wirkliche Degression der Vergütungshöhe stattfindet, und es mehren sich die Anzeichen, dass an sehr guten Standorten v. a. in Norddeutschland höhere Vergütungen gezahlt werden, als nötig wäre (Indiz dafür sind z. B. die stark gestiegenen Pachten).

Vor diesem Hintergrund sollte das Referenzertragsmodell wie folgt weiterentwickelt werden:

- Abschaffung der zwei Vergütungsstufen zugunsten einer einzigen
- Beachtung der Wechselwirkungen mit etwaigen Direktvermarktungsoptionen mit dem Ziel, den angestrebten Renditekorridor nicht zu verlassen

<sup>70</sup> Der Grund dafür liegt darin, dass diese Anfangsvergütung deutlich höher ist als die Vergütung für die restlichen Jahre.

- Abschaffung aller Boni, da die standortdifferenzierte Vergütung den notwendigen Renditen bereits Rechnung trägt.

Aktuell wird auch über spezielle Anreize zur Förderung von Windkraftanlagen mit bestimmten technischen Eigenschaften (z. B. hohe Zahl von Volllaststunden) diskutiert.<sup>71</sup> Primäres Optimierungskriterium für die technologische Weiterentwicklung von Windkraftanlagen sollte jedoch unserer Ansicht nach auf absehbare Zeit die Minimierung der Stromgestehungskosten und damit der notwendigen Vergütung sein, da Aussagen über die „optimale“ Dimensionierung der Netzinfrastruktur angesichts der rasanten Veränderung des Gesamtsystems durch den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, den zunehmenden grenzüberschreitenden Handel und die Ungewissheit über Standortentscheidungen der Back-up-Kapazitäten kaum belastbar sind. Hinzu kommen die bereits bestehenden Signale der Netzbetreiber an die Investoren, Netzengpasssituationen möglichst zu antizipieren und entsprechende Standortentscheidungen zu treffen (vgl. Kapitel 6).

### 5.5.1.3 Administrative Festlegung oder Ausschreibung der Vergütung bzw. der Prämie

Grundsätzlich kann der staatlich organisierte Refinanzierungsanteil für EE administrativ oder wettbewerblich festgelegt werden. Aus einer abstrakten Betrachtung erscheint eine wettbewerbliche Prämienermittlung überlegen, da die Marktakteure über bessere Informationen verfügen und ihre eigenen Risiken bewerten müssen.

Wie bereits in Kapitel 3.2 diskutiert (vgl. auch Anlagen), kann eine Auktionierung des staatlich zugesicherten FEE-Refinanzierungselementes grundsätzlich zu einer Senkung der Kosten und einer präziseren Steuerung des Ausbaus beitragen. Der Grund liegt darin, dass die Anbieter ihre Gebote bei hohem Wettbewerb entsprechend ihrer erwarteten Stromgestehungskosten mit einer als angemessen bewerteten Rendite gestalten. Dadurch wird dieser Wert für den Regulierer transparent (mikroökonomisch ausgedrückt: die Angebotskurve zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung wird enthüllt), und er kann die günstigsten Bieter kontrahieren, die gerade noch benötigt werden, um das ausgeschriebene Mengenziel zu erfüllen.<sup>72</sup> Dies entspricht einer besseren Informationslage des Regulierers, verglichen mit der bei einer staatlichen Festsetzung einer Einspeisevergütung, Markt- oder Kapazitätsprämie, wo der Regulierer auf Experteneinschätzungen angewiesen ist. Die zum Zeitpunkt der Auktion festgelegte Menge und Auswahl der Anbieter kann zudem dazu beitragen, dass die angestrebte Erreichung der Ausbauziele präziser gelingt als bei einer administrativen Steuerung. Zusätzlich lässt sich bei gelungener Ausgestaltung des Modells durch technologisch und geografisch differenzierte Auktionen steuern, welche Mengen welcher Technologie in welchen Regionen gebaut werden, ohne dass es zu Mitnahmeeffekten kommt.

In der praktischen Ausgestaltung sind für ein solches System noch zahlreiche Anforderungen zu erfüllen, damit sich die erwarteten Vorteile einstellen können. Diese beziehen sich insbesondere auf Maßnahmen, die tatsächliche Erreichung der FEE-Ausbauziele und eine ausreichend breite Akteurs- sowie Technologiestruktur sicherzustellen und zu verhindern, dass durch Transaktionskosten oder die Ausübung von Marktmacht in der Auktion vermeidbare Kosten entstehen. Nicht nur grundsätzliche Überlegungen, auch zahlreiche Beispiele aus-

<sup>71</sup> Z. B. ist die Orientierung an dem Median der stündlichen Einspeisungsleistung der Windkraftanlagen, wie sie in Matthes (2013, Folie 10) erwogen wird, so aufzufassen.

<sup>72</sup> Ob die Auktion tatsächlich bessere Ergebnisse erzielt, ist stark vom konkreten Auktionsdesign abhängig.

ländischer Ausschreibungssysteme für EE legen nahe, hier Vorsicht walten zu lassen (vgl. z. B. Kopp et al 2013, Anlage D).

Die wesentlichen, aus heutiger Sicht zu erfüllenden Anforderungen werden im Folgenden aufgezeigt. Die Grundprinzipien des diskutierten Ausschreibungssystems für FEE sind (vgl. auch VKU 2013):

- Der Staat bestimmt eine zu erreichende Arbeit (kWh/a) an EE (mit oder ohne Technologie- bzw. regionaler Differenzierung). Hierfür wird von einer zentralen Stelle die Höhe einer Kapazitätsprämie abgeleitet und als staatlich organisierter Anteil an der Deckung der Anlagenvollkosten ausgeschrieben.
- In der Auktion erfolgreich kontrahierte FEE-Anlagen erhalten diese Kapazitätsprämie (€/MW), um die fehlenden Erträge bis zur Deckung ihrer Vollkosten und Rendite auszugleichen. Erst die Kombination der beiden Erlösströme stellt den ausreichenden Investitionsanreiz dar. Jeder erfolgreiche Bieter erhält die von ihm geforderte Kapazitätsprämie (Pay-as-bid) als Vergütungsrecht und ist verpflichtet, die kontrahierte Anlage zu bauen.
- Neue FEE-Anlagen vermarkten ihren Strom selbst, d. h. sie haben keine garantierte Stromabnahme und genießen keinen gesetzlichen Einspeisevorrang.
- Im Fall der Nichterfüllung der Verpflichtung, die kontrahierte Anlage zu errichten, fällt eine Pönale an.

Eine typische Schwierigkeit bisher im Ausland realisierter Ausschreibungssysteme war, dass Auktionen zwar genug interessierte Bieter angezogen haben, jedoch nur ein – teils sehr – geringer Anteil der kontrahierten Anlagen gebaut wurde, u. a. weil sich die Errichtung als schwieriger bzw. teurer erwies als zum Zeitpunkt der Auktion antizipiert.

Das Risiko, in einer Auktion zu niedrig anzubieten, um auf jeden Fall einen Zuschlag zu erhalten, kann dazu führen, dass Investoren die kontrahierten Anlagen bei im Verlauf der Projektentwicklung genauer werdender Kosteneinschätzung nicht mehr errichten wollen. Ein wesentlicher Parameter im Umgang hiermit ist eine wirksame Pönalisierungsregelung, die einen hohen Anreiz setzt, die kontrahierten Anlagen auch (termingerecht) zu errichten. Hierbei entsteht vor dem Hintergrund der mit dem EE-Ausbau verbundenen Ziele allerdings ein Zielkonflikt: Einerseits muss eine Pönale ausreichend hoch angesetzt werden, um eine starke Abschreckungswirkung zu entfalten. Durch eine stark abschreckende Pönalisierung kann andererseits die Akteursstruktur stark auf sehr finanzstarke Unternehmen eingeeengt werden, womit eine zentrale Errungenschaft der bisherigen EE-Politik verloren ginge. Ob es ein Niveau bzw. eine Organisationsform der Pönale gibt, die zugleich stark abschreckend wirkt und dennoch nicht als Markteintrittsbarriere für kleine Akteure wirkt, ist bisher offen.

Auktionen können dann zu niedrigen Preisen führen, wenn ausreichend Wettbewerb unter den Bietern besteht. Technologisch und regional stark differenzierte Ausschreibungen können allerdings zu einer starken Beschränkung des Bieterkreises führen, mit dem Risiko einer einfacheren Marktmachtausübung.

Zugleich ist zu klären, wie mit z. B. Genehmigungsrisiken umzugehen ist, die nach Kontrahierung der Anlagen nach gewonnener Auktion auftreten können. Auch um große und kleine Bieter gleichermaßen an der Auktion teilnehmen lassen zu können (als wesentliche Voraussetzung dafür, dass die Energiewende weiterhin eine breite gesellschaftliche Akzep-

tanz hat), sollten die Vorbereitungskosten für die Teilnahme an der Auktion gering gehalten werden. Eine mögliche Option könnte im Fall von Wind-Onshore darin bestehen, dass staatliche Stellen dafür sorgen, dass ausreichend „genehmigungsfähige“ Standorte zur Verfügung stehen, deren Nutzung ausgeschrieben wird. Ebenfalls relevant für einen Erhalt der breiten Betreiberstruktur ist es, wie kleine Anbieter, z. B. Privatpersonen, die durch ein Auktionsverfahren entstehende „Zutrittsbeschränkung“ in das System des Refinanzierungsmodells bewerten und ob hieraus möglicherweise eine generell abschreckende Wirkung für diese Akteursgruppe entsteht.

Schätzen Investoren die Vermarktungserlöse auf dem EOM als sehr unsicher ein, ist wahrscheinlich, dass sie in der Auktion einen hohen bis sehr hohen Anteil der Anlagenvollkosten fordern werden. Die hieraus möglicherweise entstehenden Windfall-Profite stellen genau betrachtet kein Charakteristikum von Ausschreibungsverfahren dar, sondern liegen in der fixen Kapazitäts-, im Vergleich zu einer gleitenden Marktprämie oder einem Einspeiseverfahren, begründet. Sie lassen sich allerdings durch die Festlegung von Preis- oder Erlösbergrenzen vermeiden.

Auch auf den Staat kommen neue Aufgaben zu: Bevor – regional oder bundesweit – FEE-Leistung ausgeschrieben werden kann, sind entsprechend differenzierte Mengenziele festzulegen, die einerseits die Durchführung der Auktionen selbst ermöglichen und andererseits für die Investoren die wichtige Information liefern, welche weiterer Zubau (der die erzielbaren Vermarktungserlöse beeinflusst) wann zu erwarten ist. Weiterhin ist es erforderlich, dass staatliche (bzw. beauftragte) Stellen den Fortschritt bei der Errichtung der kontrahierten Anlagen überwachen – auch um im Fall absehbarer Projektverzögerungen oder -ausfälle einen Ausgleich organisieren zu können, damit die Gesamtausbauziele weiterhin erreicht werden können.

Falls alle diese Anforderungen zufriedenstellend erfüllt werden können, ist der Übergang zu einer wettbewerblichen Ermittlung der Prämie ratsam. Bis zur Ausarbeitung eines handhabbaren Ausschreibungsmodells erscheint es jedoch vertretbar, die Vergütungshöhe und die daraus abgeleitete Prämie weiterhin administrativ festzulegen, wobei eine schnellere Anpassung an wesentliche Kostentreiber sicherzustellen ist (z. B. an Preise der Solarmodule, Stahlpreise, Zinssätze etc.).

#### **5.5.1.4 Modellwechsel**

Bei beiden Optionen besteht keine Möglichkeit des Wechsels in die jeweils andere Option, d. h. die Entscheidung für ein Modell wird einmal abschließend getroffen.

#### **5.5.2 Option A: Das Bürgermodell**

Ziel des bisherigen EEG war es auch, eine deutlich breitere Akteursstruktur im Bereich der Stromerzeugung zu schaffen und sie an den Verdienstmöglichkeiten partizipieren zu lassen, um u. a. die Akzeptanz für die meist dezentralen Anlagen weiter zu stärken. Aktuell befindet sich rund ein Drittel der installierten EEG-Leistung im Besitz von Privatpersonen, 14 % in gewerblichen Händen und 11 % bei Landwirten (vgl. Agentur für Erneuerbare Energien, [www.unendlich-viel-energie.de](http://www.unendlich-viel-energie.de), Grafiken 2013). Weit über 600 Energiegenossenschaften und sonstige Bürgerbeteiligungsgesellschaften wurden in den letzten 5 Jahren gegründet, die vor Ort häufig in Kooperation mit lokalen und regionalen Kreditinstituten Anlagen errichteten und dadurch die Wertschöpfung in der Region stärkten und Arbeitsplätze sicherten.

Ziel eines novellierten EEG muss es sein, diese Akteursstruktur weiterhin zu adressieren und sie für die Finanzierung der Energiewende zu nutzen. Viele dieser Akteure sind eher risikoscheu, haben nur begrenzte finanzielle Möglichkeiten und wollen ein überschaubares Investment ohne vertiefte Marktkenntnisse tätigen.

Insbesondere für diese Akteursstruktur, aber auch für alle anderen Akteure, auf die diese Charakteristika zutreffen, sollte im novellierten EEG ein Modell mit folgenden Elementen verankert werden:

1. Fester Einspeisetarif über 20 Jahre, differenziert nach Technologien und Standorten (s. vorheriger Abschnitt)
2. Automatische monatliche oder quartalsweise Anpassung der Einspeisetarife an wesentliche Kostentreiber, z. B. PV-Modulpreise
3. Abnahmepflicht des eingespeisten Stroms durch die Netzbetreiber oder einen Dritten
4. Zahlung der Vergütung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) oder einen Dritten
5. Online-Steuerungsmöglichkeit der ÜNB für alle neuen Anlagen ab einer festzulegenden Mindestgröße mit der Möglichkeit, diese bei entsprechenden Preissignalen stundenweise abzuschalten; die Abschaltstunden verlängern automatisch den Vergütungszeitraum von 20 Jahren
6. Restriktionen:
  - keine Entschädigung bei Abregelung der Anlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG
  - keine Entschädigung bei Netzengpässen, soweit die abgeregelte Einspeisung einen noch festzulegenden Prozentwert der Jahreserzeugung (des jeweiligen Jahres) nicht überschreitet.<sup>73</sup>

Bei der Festlegung des Einspeisetarifs sollte der Grundgedanke des EEG leitend sein, wonach niedrige Risiken mit niedrigen Renditen einhergehen müssen. Ziel sollte es sein, die Eigenkapitalverzinsung der Projekte unterhalb eines festzulegenden angemessenen Wertes zu halten. Dadurch würde das Dargebotsrisiko der Anlagen angemessen abgebildet.

Bei der „Verwertung“ des eingespeisten Stroms durch die ÜNB sind grundsätzlich zwei Ausgestaltungsoptionen vorstellbar:

- Die ÜNB vermarkten den Strom bestmöglich und werden dazu durch eine Erfolgsbeteiligung angereizt. Dazu benötigen sie die Möglichkeit, den Strom über den Day-Ahead-Markt hinaus auf allen Märkten wie z. B. im Intraday-Markt und auf den Termin- sowie Regelenergiemärkten vermarkten zu können, auf letzteren nur durch Dritte, da die ÜNB selbst die entsprechenden Ausschreibungen durchführen. Den Benchmark für die Erfolgsbeteiligung bilden die durchschnittlichen Markterlöse am Day-Ahead-Markt. Zusätzliche Markterlöse minus Erfolgsbeteiligung mindern die

<sup>73</sup> Damit soll erreicht werden, dass EEG-Anlagenbetreiber bei der Standortwahl auch das mögliche Netzengpassrisiko in die Standortsuche einbeziehen. Dazu ist es erforderlich, dass seitens der Anschlussnetzbetreiber aussagefähige Informationen zu Häufigkeit und Dauer möglicher Netzengpässe zur Verfügung gestellt werden. Unbenommen davon bleibt die generelle Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau, die durch eine Beteiligung der Netzbetreiber an Abregelungsentschädigungen unterstrichen werden könnte. Dabei soll die Möglichkeit der auf einen Prozentsatz der Jahreserzeugung begrenzten Abregelung in die Netzausbauplanung mit einfließen. Vgl. auch Kapitel 6.2.



EEG-Umlage. Um keine Fehlanreize in Form einer zu hohen Risikoposition einzugehen, müsste der ÜNB aber auch über Pönalen an Mindererlösen beteiligt werden.

- Alternativ dazu wäre zu prüfen, ob die ÜNB den eingespeisten Strom als Gesamtprofil viertelstündlich anteilig an die Vertriebe wälzen könnten („Echtzeitwälzung“; vgl. dazu ausführlich IZES 2013).

Insgesamt sollte das Bürgermodell maximale Anreize für eine maximale Erzeugung in den jeweiligen Anlagen geben, um den Prämissen der Systemtransformation zu genügen.

### 5.5.3 Option B: Integrationsmodell

Die Zielsetzung der Option „Integrationsmodell“ ist es, praktische Erfahrungen zu erlangen, in welchem Umfang durch die Direktvermarktung von Strom aus FEE-Anlagen insgesamt Vorteile und eine Effizienzsteigerung erzielt werden können.<sup>74</sup> Zielgruppe dieser Option sind v. a. professionelle Projektentwickler, Anlagenbetreiber, Finanzinvestoren und weitere Akteure, welche insgesamt Vorteile in dem Chancen- und Risikoprofil einer obligatorischen Direktvermarktung in Kombination mit einer fixen Kapazitätsprämie sehen. Wie bereits in Kapitel 3.2 ausgeführt, bietet eine fixe (ex-ante) Kapazitätsprämie den maximalen Anreiz für eine umfassende Vermarktung.

Als weitere Zielstellung sollte die Preisfindung für die Kapazitätsprämie im Integrationsmodell in der Perspektive über ein Ausschreibungsverfahren ermittelt werden (zu den Ausgestaltungsherausforderungen und Problemen von Ausschreibungsverfahren s. ausführlich Kapitel 5.5.1.3).

Eine Möglichkeit, einen Teil der Probleme zu vermeiden, könnte darin bestehen, dass durch eine Projektentwicklungsgesellschaft genehmigungsfähige Standorte vorentwickelt werden, für die der Gesetzgeber das Genehmigungsrisiko übernimmt.<sup>75</sup> In einem Bieterwettbewerb können sich dann Projektentwickler mit ihren jeweiligen technischen Anlagenkonzeptionen um die Standort- und Vergütungsrechte bewerben. Die Durchführung eines solchen Ausschreibungsmodells bedarf einer sorgfältigen Planung, um erfolgreich zu sein. Daher wird vorgeschlagen, zunächst eine gesetzlich vorgegebene Vergütung der Kapazitätsprämie vorzusehen, die durch ein Ausschreibungsmodell ersetzt werden sollte, wenn die Prüfung der Ausgestaltung eines solchen Modells zu dem Ergebnis führt, dass dieses praktikabel umgesetzt werden kann.

Aus Investorensicht maßgeblich für die Investitionsentscheidung ist der Barwert der zu erwartenden Erlöse aus dem Integrationsmodell. Die Erlöse setzen sich zusammen aus den abdiskontierten Barwerten der Direktvermarktungserlöse sowie der jährlichen fixen Kapazitätsprämie. Die fixe Kapazitätsprämie soll über einen Zeitraum von 20 Jahren zu gleichen Teilen ausgezahlt werden. Im Rahmen der Direktvermarktung sollen die FEE-Anlagen die Möglichkeit erhalten, grundsätzlich an allen Strommärkten teilnehmen zu können. Obligatorisch ist die Einstellung der Stromerzeugung in einen Bilanzkreis. Der Anlagenbetreiber soll die Möglichkeit haben, selbst oder über einen Dienstleister die Anlage am Day-Ahead-Spot-Markt, am Intraday-Markt und Terminmarkt sowie an den Regelenergiemärkten zu vermark-

<sup>74</sup> Das derzeitige Direktvermarktungsmodell wird insbesondere durch die Managementprämie (Margenaufschlag) und die gleitende Marktprämie (Abregelung erst bei negativen Strompreisen oberhalb der gleitenden Marktprämie) verzerrt.

<sup>75</sup> Es muss an dieser Stelle offen bleiben, ob sich diese Gesellschaft in öffentlicher oder privater Trägerschaft befindet, ob die Entwicklung national oder regional koordiniert wird und wer für die Kosten der Vorentwicklung aufkommt.

ten. Dabei sind die Präqualifizierungsbedingungen z. B. der Regelenergiemärkte so anzupassen, dass FEE-Anlagen unter Berücksichtigung ihres nur kurzfristig prognostizierbaren Dargebots realistisch teilnehmen können, d. h. dass die Ausschreibungszeitpunkte möglichst kurz zu wählen sind.

Um die Höhe der fixen jährlichen Kapazitätsprämie administrativ zu bestimmen, ist der Barwert der Stromerlöse an den Strommärkten abzuschätzen. Dieser Barwert unterliegt naturgemäß einem hohen Preisrisiko. Im Ausschreibungsmodell bliebe es dem Markt überlassen, das Preisrisiko in die fixe Prämie einzupreisen. Bei einer administrativen Festlegung muss der Barwert der Stromerlöse mit einem angemessenen Chancen-Risiko-Profil abgebildet werden. Zur Bestimmung der Prämie sind daher Modellrechnungen mit unterschiedlichen Szenarien auf der Basis von fundamentalen Strommarktmodellen erforderlich. Es ist zu überlegen, ob ggf. ein Renditekorridor für die Investoren durch Erlösober- und -untergrenzen abgesichert wird, um die Risikoprämie als Teil der Kapazitätsprämie zu begrenzen und zudem Überrenditen durch unvorhersehbare hohe Börsenstrompreise zu vermeiden. Letzteres könnte dadurch erreicht werden, dass eine Börsenpreisobergrenze festgelegt wird, deren Überschreiten mit der Kapazitätsprämie des Folgejahres verrechnet wird. Bei Unterschreitungen der Untergrenze des Börsenstrompreises erfolgt entsprechend eine Aufstockung der Kapazitätsprämie für das Folgejahr.

Des Weiteren muss bei einer administrativ festgelegten Kapazitätzahlung das Risikopremium ermittelt werden. Grundsätzlich zeichnet sich das Integrationsmodell durch ein höheres Chancen-Risiko-Profil im Vergleich zum Bürgermodell aus. Diese Risiken werden sich ausdrücken durch einen höheren Anteil Eigenkapital und vermutlich einer höheren Zinsmarge auf das verbleibende Fremdkapital. Beides zusammen wird dazu führen, dass im Integrationsmodell eine höhere Gesamtkapitalrendite (Weighted Averaged Costs of Capital – WACC) als im Bürgermodell erforderlich ist.

Eine Schwierigkeit bei der administrativen Festlegung der jährlichen fixen Prämie besteht darin, dass die Zahlung der Prämie in €/kW pro Jahr einen unerwünschten Anreiz bietet, Billiganlagen mit schlechter Verfügbarkeit zu errichten. Um dies zu vermeiden, ist eine Mindestverfügbarkeit der Anlagen festzulegen und regelmäßig zu überprüfen. Dazu wird ein Stromerzeugungskonto je Anlage geführt.

Die beschriebenen Flankierungsmaßnahmen für die Phase, in welcher die jährliche fixe Kapazitätzahlung administrativ festgelegt wird, entfallen, wenn zu einem Ausschreibungsmodell übergegangen wird. Deshalb ist es sinnvoll und notwendig, die Umsetzbarkeit eines geeigneten Ausschreibungsverfahrens möglichst zeitnah zu prüfen, um Fehlanreize durch administrative Fehleinschätzungen auszuschließen.

Zusammengefasst besteht das Integrationsmodell aus folgenden Kernelementen:

- Zahlung einer jährlichen fixen (ex-ante) Kapazitätzahlung
- obligatorische Direktvermarktung, Recht des FEE-Anlagenbetreibers, grundsätzlich an allen Teilmärkten tätig zu werden, soweit technisch möglich; Fristigkeiten und Präqualifizierungsbedingungen sind dem Charakter der kurzfristigen Prognostizierbarkeit der FEE angemessen anzupassen
- Kürzung der administrativ festgelegten jährlichen Kapazitätsprämien, sobald eine Mindestverfügbarkeit unterschritten wird

- keine Entschädigung bei Abregelung der Anlagen nach § 13 Abs. 2 EnWG
- keine Entschädigung bei Netzengpässen, soweit die abgeregelte Einspeisung einen noch festzulegenden Prozentwert der Jahreserzeugung (des jeweiligen Jahres) nicht überschreitet
- zeitnahe Prüfung eines Ausschreibungsmodells zur Vermeidung der administrativen Flankierungsmaßnahmen oder etwaiger Fehleinschätzungen.

Tabelle 10: Zusammenfassende Darstellung Wind-Onshore, PV, Wasserkraft; eigene Darstellung

Technologie	Reifegrad	Risiken	Finanzierungsmodell
Wind-Onshore PV Wasserkraft	hoch	gering	Optionenmodell

Die folgende Abbildung fasst das Optionenmodell noch einmal auf einen Blick zusammen:



Abbildung 15: Zusammenfassende Übersicht zum Optionenmodell; eigene Darstellung

## 5.6 Modell für Biomasse

Biomasse zeichnet sich durch eine große Vielfalt an genutzten Ausgangsstoffen, aber auch durch vielfältige energetische Einsatzmöglichkeiten aus. Diese Vielseitigkeit ermöglicht nicht nur die sehr effiziente gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme, sondern auch weitreichende Möglichkeiten der Flexibilisierung der energetischen Nutzung.

Diese Flexibilität in der Nutzung kann zum gegenwärtigen Zeitpunkt kaum ein anderer erneuerbarer Energieträger aufweisen. Dies soll jedoch nicht über grundsätzliche Unterschiede zu den konventionellen Energieträgern hinwegtäuschen: Während die fossilen Energieträger mit ihren hohen Energiedichten das Resultat einer viele Jahrtausende währenden erdgeschichtlichen Entwicklung sind und deswegen auch als „nicht erneuerbar“ gelten, besitzt die Bioenergie den Status des „erneuerbaren“ Energieträgers, da ihre Regeneration in Zeitspannen unterhalb einer Menschengeneration erfolgen kann. Dem damit häufig verbundenen Nachteil der geringeren Energiedichte der erzeugten Rohenergieträger steht somit eine Energieumwandlung (oder -nutzung) mit generell weitaus geringeren negativen externen Effekten als bei den konventionellen fossilen Energieträgern gegenüber.

Das EEG in seiner heutigen Form vergütet diese Form der nachhaltigen Produktion steuerbarer Energieträger (mit wenigen Ausnahmen) dann, wenn eine *vollständige* Energiegewinnungskette vorliegt. Das heißt, ein Anlagenbetreiber muss den Brennstoff (v. a. beim Biogas) selbst erzeugen oder von Dritten erwerben und getrennt von konventionellen Energieträgern energetisch nutzen. Dieser bislang notwendige Nachweis führt dazu, dass getrennte Infrastrukturen zur hocheffizienten Stromerzeugung v. a. in KWK, aber auch in Gasturbinen mit hohen Wirkungsgraden für Bioenergie bzw. für Erdgas errichtet und unabhängig voneinander betrieben werden müssen.

Es ist zu fragen, inwieweit diese strikte Trennung der Energieträger Erdgas und Biogas bzw. der anderen Bioenergieträger heute noch aus technischer und ökonomischer Sicht gerechtfertigt ist:

- Biogas kann (als aufbereitetes Gas) ins Erdgasnetz eingespeist oder als Rohgas mit einer niedrigeren Energiedichte genutzt und dadurch in seiner räumlichen und zeitlichen Nutzung flexibilisiert werden.
- Viele der hocheffizienten Stromerzeugungsanlagen könnten mit mehreren Brennstoffen betrieben werden.
- Auch die Speichertechniken oder Transportnetze der Koppelprodukte Dampf bzw. Wärme oder Kälte unterscheiden sich nicht voneinander, so dass eine gemeinsame Nutzung dieser Netz- und Speicherinfrastrukturen ermöglicht werden könnte.

Somit lassen sich zwei Regelungsinhalte im Hinblick auf die Nutzung der Biomasse unterscheiden: die Herstellung und Aufbereitung hochwertiger Bioenergieträger und der Aufbau der entsprechenden hocheffizienten Kapazitäten zu ihrer Nutzung.

### 5.6.1 Herstellung und Aufbereitung

Es werden stabile gesetzliche Rahmenbedingungen benötigt für die Finanzierung der „Herstellung“ der Bioenergie (Anbau, biologisch-chemische Umwandlungsprozesse, Reinigung und Aufbereitung der Brennstoffe, Verdichtung des Biogases). Ziel sollte es sein, die Herstellung technologisch und ökologisch hochwertiger Brennstoffe (unter Beachtung ökonomischer

Effizienzkriterien) bis genau zu dem Punkt zu fördern, an dem sie technisch den fossilen Energieträgern gleichgestellt sind.

In diesem Prozess wird ökonomischer und gesellschaftlicher Nutzen generiert, der weit über die Energiewirtschaft hinaus reicht:

- zielgerichtete Reststoffverwertung zur Unterstützung der abfallpolitischen Ziele
- Landschaftspflege durch gezielte Nutzung von Flächen
- Wald- und Forstpflge zur nachhaltigen Waldbewirtschaftung.

Die folgende Abbildung fasst die profitierenden Sektoren und die möglichen Finanzströme zusammen:

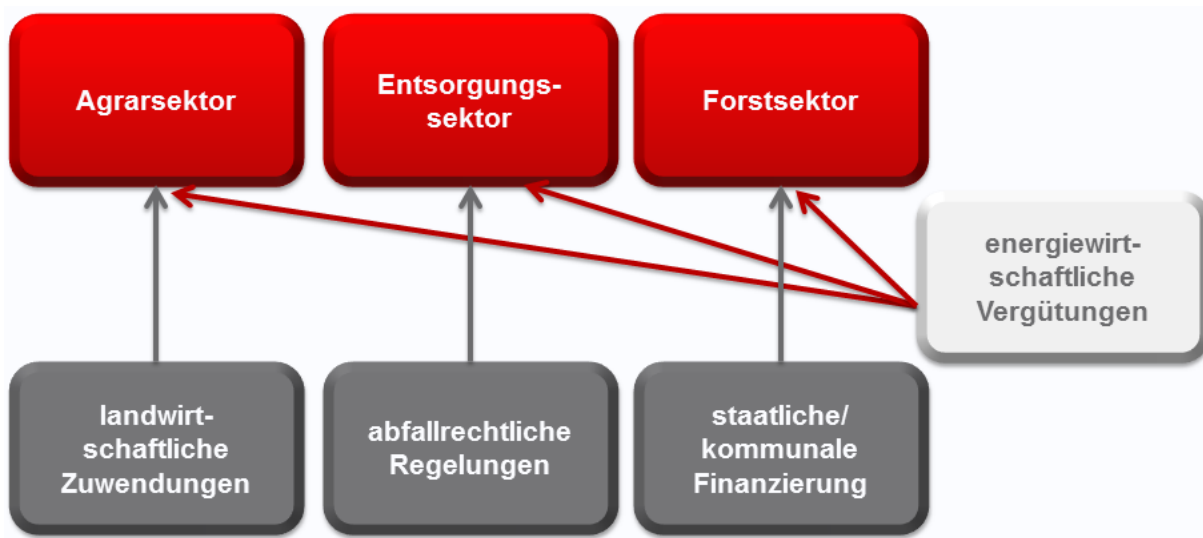


Abbildung 16: Einsatzsektoren und mögliche Erlösquellen für die Bioenergie; eigene Darstellung

Insgesamt wäre zu überlegen, für die Finanzierung der Herstellung und Aufbereitung der Biomasse einen gemeinsamen Topf zu schaffen, in dem die Finanzströme der beteiligten Sektoren zusammenlaufen.

### 5.6.2 Verstromung

Der Einsatz der Biomasse/des Biogases erfolgt aktuell in aller Regel in KWK-Anlagen. Das sollte auch in Zukunft zwingend so bleiben, da nur so ein hocheffizienter Einsatz dieses wertvollen Rohstoffs garantiert werden kann. Daher sind die folgenden Anwendungen durch entsprechende regulatorische Vorkehrungen auszuschließen:

- Einsatz der im Sinne von Abschnitt 5.6.1 aufbereiteten und finanzierten Bioenergie im Wärme- oder Verkehrssektor
- Einsatz der im Sinne von Abschnitt 5.6.1 aufbereiteten und finanzierten Bioenergie zur Mitverstromung in fossilen Kondensationskraftwerken bzw. in fossilen KWK-Anlagen, die das Hocheffizienzkriterium der europäischen KWK-Richtlinie nicht erfüllen.

Insgesamt bietet es sich an, das bestehende Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWK-G) dahingehend zu erweitern, dass es die Verstromung der Biomasse/des Biogases mit abdeckt.

Dieses besitzt bereits einige innovative Elemente, die dann auch auf die energetische Nutzung der Bioenergieträger angewendet werden könnten:

- eine Vergütungsdauer nach Vollbenutzungsstunden, die eine flexibilisierte Fahrweise der Anlagen zulässt bzw. fördert
- einen Vergütungsanspruch für die Modernisierung von Bestandsanlagen, sofern wesentliche Teile der Stromerzeugungsanlage modernisiert (und in Bezug auf ihren Wirkungsgrad verbessert) werden
- eine gesetzlich fixierte Förderung der notwendigen Kälte- und Wärmespeicher sowie der Kälte- und Wärmenetze.

U. a. folgende Voraussetzungen müssen jedoch bei einer Integration der Biomasse in ein erweitertes KWK-G erfüllt sein:

- Es muss ein Bestandsschutz (im Sinne einer Weiterführung der bestehenden Vergütungen) für Altanlagen gewährleistet sein.
- Die gegenwärtige Deckelung der Fördersumme, die sich ja auf die Förderung nur der KWK bezieht, muss aufgehoben oder angepasst werden.
- Die Wälzung der Kosten auf die Stromverbraucher muss an die entsprechende EEG-Regelung angepasst werden.
- Die Modernisierung bestehender Biogasanlagen und ggf. ihre partielle Flexibilisierung sollten, sofern notwendig, spezifisch adressiert werden.
- Die vergüteten Vollbenutzungsstunden müssen spezifisch an die einzelnen Formen der fossilen bzw. biogenen Stromerzeugung und die damit verbundenen Investitionskosten, aber auch die jeweils spezifisch möglichen Wärmenutzungen angepasst werden.
- Es sollten Lösungen für den effizienten Umbau von Altanlagen (mit geringen Wirkungsgraden) angeboten werden, z. B. partielle (mittels innovativer Wärmespeicher) oder räumliche Flexibilisierungen.

### 5.6.3 Gesetzliche Regelungen für den Zubau von Bioenergieanlagen

Eine gesetzliche Trennung der aufgezeigten Regelungsinhalte für einerseits die Herstellung und Aufbereitung des Energieträgers und andererseits die Verstromung wäre aus folgenden Gründen zielführend für eine Flexibilisierung der Bioenergieanlagen:

- Die Biomethaneinspeisung könnte eigens adressiert und die Umrüstung des Bestandes ggf. beschleunigt werden.
- Die FEE-Anlagen zum einen und die Bioenergieanlagen als regelbare Erneuerbare Energie (REE) zum anderen könnten durch gezielte Anpassungen der Gesetze an ihre Bedürfnisse und Stärken besser adressiert werden
- Durch die gesetzliche Trennung der Brennstoffherstellung und -aufbereitung von seiner Nutzung bestünde auch die Möglichkeit, neue Vergütungskomponenten der Bioenergieträger aus anderen Sektoren als aus dem EEG zu nutzen. Dabei können jeweils eigene Vergütungsschemata für NaWaRo einerseits und biogene Abfälle andererseits entwickelt werden.

- Mittelfristig bietet der Mechanismus des heutigen KWK-G, den KWK-Zuschlag an die Vollbenutzungsstunden zu koppeln, eine Grundlage für eine an die spezifischen Bedürfnisse der Bioenergie angepasste Kapazitätskomponente, die ggf. mit den bestehenden Instrumenten der Flexibilitätsprämie und der Markt- und Managementprämie weiterentwickelt werden kann, um die jeweils spezifischen Anforderungen der Flexibilisierung, u. a.
  - unterschiedliche Brennstoffe (Erdgas, Rohgas, Biomethan, feste oder flüssige biogene Energieträger)
  - unterschiedliche Techniken (diverse Kolbenmotoren, Stirlingmotoren, Brennstoffzellen oder die zu Beginn der Serienreife befindliche Technologie der thermochemischen Vergasung)
  - Alt- oder Neuanlagen
  - BHKW-Ersatz oder -Erweiterung
  - ggf. auch die Teilnahme an verschiedenen Märkten oder Segmenten des Stromsektors
 gezielt adressieren zu können.

Im Vordergrund jeglicher (kombinierter) Weiterentwicklungen beider Regelungen sollte jedoch die inhaltliche Dimension stehen, d. h. eine verlässliche Weiterentwicklung des Rechtsrahmens für die in vieler Hinsicht sehr ähnlichen Flexibilitätsoptionen Bioenergie und KWK.

Wie in Kapitel 5.3.1 angesprochen, ist es im Falle vermehrter FEE-Überschüsse sinnvoll, dass Bioenergie nicht mehr unlimitiert an der Börse angeboten wird, sondern nachrangig nach Wind und PV, jedoch vorrangig vor den günstigsten nuklearen und fossilen Kraftwerken. Entsprechend sollten sie dann nicht zu ihren tatsächlichen Grenzkosten anbieten, die in aller Regel deutlich über denen von Erdgaskraftwerken liegen, sondern z. B. zu 2 ct/kWh, wodurch sie gerade noch Atomkraftwerke oder neuere Braunkohlekraftwerke in der Merit-Order verdrängen würden. Dies kann nicht durch eine pauschale Kapazitätsprämienzahlung erreicht werden, die über die Anlagenlebenszeit nicht nur die Kapital- und sonstigen Fixkosten, sondern noch einen zusätzlichen Betrag für die anteilige Deckung der Brennstoffkosten umfassen müsste, da in diesem Fall kein Anreiz bestünde, die Anlage überhaupt zu betreiben. Ebenso wenig erscheint es sinnvoll, die Kapitalkosten allein über eine Marktprämie je kWh zu refinanzieren, da in diesem Fall das Flexibilitätspotenzial von Bioenergieanlagen bei Weitem nicht ausgeschöpft würde.

Daher wird für die Verstromung von Bioenergie eine Prämienkombination vorgeschlagen, die noch exakt zu parametrisieren wäre:

- eine fixe (ex-ante) Marktprämie<sup>76</sup> auf jede eingespeiste kWh in Höhe der Differenz zwischen dem angestrebten maximalen Gebotsniveau (z. B. 2 ct/kWh als Grenzkosten der ganz links in der Merit-Order befindlichen fossilen oder nuklearen Kraftwerke) und den tatsächlichen (prognostizierten) Brennstoffkosten<sup>77</sup> der Anlage
- eine zusätzliche Kapazitätsprämie, die unter Berücksichtigung der prognostizierten Wärmeerlöse und der Vermarktung in den Regulenergiemärkten den Bau der Anlagen ermöglicht.

<sup>76</sup> Die entspricht der aktuellen Regelung im KWK-G.

<sup>77</sup> Entsprechend den Ausführungen in Abschnitt 5.6.1 sind diese Grenzkosten deutlich niedriger als die tatsächlichen Brennstoffkosten der jeweils eingesetzten Bioenergie.

Dadurch soll erreicht werden, dass die Anlagen immer dann betrieben werden, wenn der Börsenpreis – ergänzt um die fixe Marktprämie – höher ist als die Brennstoffkosten. Sinkt der Preis unter dieses Niveau, reicht die Marktprämie nicht mehr aus, die Brennstoffkosten zu decken, und die Anlage wird dementsprechend abgeschaltet (sofern für eine notwendige Wärmebereitstellung Speicher existieren).

Zusätzlich wäre zu beachten:

- Durch die Zahlung der Marktprämie besteht für die Anlagenbetreiber ein hoher Anreiz, ihre Anlage zu vermarkten. Vor dem Hintergrund der erwünschten Teilnahme der Bioenergieanlagen an den Regelenergiemärkten (s. unten) erscheint die Verpflichtung einer obligatorischen Direktvermarktung auf den Großhandelsmärkten entbehrlich.
- Um Windfall-Profits aus unerwartet hohen Börsenpreisen zu vermeiden, ist bei der Fixprämie zudem ein Abschöpfungsmechanismus vorzusehen.
- Da die Regelenergie möglichst rasch zu höheren Anteilen durch EE gedeckt werden soll, um den fossil-nuklearen Must-Run-Sockel zu reduzieren, sollte bei der Parametrisierung der beiden Prämien darauf geachtet werden, dass der Anreiz der Bioenergieanlagen zur (zusätzlichen) Regelenergievermarktung maximal hoch ist.<sup>78</sup>

Tabelle 11: Zusammenfassende Übersicht zu Bioenergie-KWK-Anlagen; eigene Darstellung

Technologie	Reifegrad	Risiken	Finanzierungsmodell
Bioenergie-KWK-Anlagen	hoch	gering	a) fixe (ex-ante) Marktprämie b) Kapazitätsprämie

### Exkurs: Überlegungen für Bestandsanlagen und deren Erweiterungen

Für die bestehenden Bioenergieanlagen besteht Bestandsschutz, wobei bei größeren Erweiterungsinvestitionen der rechtliche Status einer Neuanlage erreicht werden kann; insofern sind die Grenzen hier fließend.

Kurzfristig wären für Bestandsanlagen die folgenden Regelungen zu erwägen, die für eine Übergangszeit, in der noch kaum Überschüsse aus FEE-Einspeisungen vorkommen, gelten könnten. Ein solcher Zeitraum böte die Möglichkeit, die Regelungen des KWK-G und des EEG bzgl. Bioenergie einander anzunähern und innerhalb beider Gesetze die Rahmenbedingungen für die Schaffung neuer Kapazitäten und Speicher bzw. die Flexibilisierung des Bestandes zu gestalten und ihre Wirkung zu evaluieren.<sup>79</sup>

- Eine kurzfristig umsetzbare Maßnahme wäre, die bestehende Netzentgeltspflicht bei Erbringung positiver Regelleistung durch Bioenergieanlagen aufzuheben.

<sup>78</sup> Sofern der derzeit in Erarbeitung befindliche Network Code on Electricity Balancing der Organisation der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) für einen integrierten europäischen Regelenergiemarkt dem nicht entgegensteht.

<sup>79</sup> Dabei sollte mindestens eine erste Evaluation der mit dem EEG 2012 geschaffenen Flexibilitätsprämie abgewartet werden, die über einen mehrjährigen Zeitraum die Wirkungen in Bezug auf den Kapazitätsausbau und die erzielte Flexibilisierung bilanziert.



- Weiterhin wäre zu überlegen, relativ kurzfristig den Marktwert der Bioenergie nicht mehr am durchschnittlichen monatlichen (ex-post berechneten) Marktwert für steuerbare Energieträger zu ermitteln, sondern auf eine neue Basis zu stellen: Hierfür empfiehlt sich seine Ausrichtung z. B. am Settlement Price des Phelix Week Base Futures der Folgeweche zum Handelsschluss am Montag vor Lieferbeginn.<sup>80</sup>

Damit besäßen die Vermarkter der steuerbaren EEG-Anlagen eine Möglichkeit, ihr Portfolio zu einem im Voraus bekannten Preis in den sich daran anschließenden Regelernergieauktionen<sup>81</sup> und im anschließenden Spotmarkt-Handel zu optimieren; die jeweiligen Opportunitätskosten für die Teilnahme in den kurzfristigeren Märkten könnten dann im Voraus berechnet werden. Somit verlöre der EPEX-Day-Ahead-Preis seinen Rang als ausschließliche Optimierungsgröße für die Vermarktung des Bioenergiestroms. Gleichzeitig würden die Anlagenbetreiber durch den Erwerb der Futures selbst in die Lage versetzt, kurzfristige Make-or-buy-Entscheidungen zu treffen, und sie erhalten ggf. hierdurch einen weiteren Anreiz zur Investition in diverse Flexibilisierungsmaßnahmen.

Die spezifische Berechnung des Marktwertes könnte wiederum noch kurzfristiger ausgestaltet werden, wenn z. B. die Lieferzeiträume für die Regelernergie verkürzt würden. Hierzu könnten (v. a. für die Sekundärreserve, in einem zweiten Schritt aber auch für die Primärreserve) eigene Auktionen für die Wochenenden eingeführt werden. Analog könnte dann der spezifische Marktwert auf der Basis der Phelix Weekend Futures berechnet werden.

Sollten diese Maßnahmen greifen und sich ein intensivierter Handel der Bioenergieanlagen in den Regelergiemärkten einstellen, könnte eine (für die Vermarkter einplanbare) Anpassung der Managementprämie vorgenommen werden. Diese könnte aufgrund der bestehenden Möglichkeit der Bioenergieanlagen, Make-or-buy-Entscheidungen zu treffen, im Day-Ahead-Markt vollständig entfallen und in den Sekundärreservemärkten in Abhängigkeit von der Poolgröße (inklusive eines Abschlagfaktors für die notwendige Überdimensionierung des Pools im Vergleich zur Losgröße) und dem jeweils gewählten Markt (positive oder negative) Reserve variabel ausgezahlt werden. Dies würde es ermöglichen, die Teilnahme von Bioenergieanlagen an den Märkten für positive Regelleistung stärker zu honorieren.

## Exkursende

## 5.7 Modell für Offshore

Im Vergleich zu PV und Onshore-Wind findet der Ausbau von Offshore-Wind unter anderen Bedingungen statt. Die Vorteile gegenüber Onshore-Wind sind zum einen die i. d. R. besseren Windverhältnisse sowie i. d. R. weniger Proteste von Naturschützern. Dem gegenüber stehen eine Reihe von Nachteilen: Umweltauflagen teilweise noch in der Entwicklung (z. B. Schutz der Schweinswale bei der Fundamenterrichtung), aufwendigere Baumaßnahmen, längere und unsichere Bauzeiten, Koordinierung mit dem Netzanschluss (die Planungs- und Realisierungszeiträume der Offshore-Netzanbindung umfassen einen längeren Zeitraum als für den Offshore-Windpark selbst). Die zur Wahl stehenden Standorte sind begrenzt auf die

<sup>80</sup> Als aktuelles Beispiel seien die Phelix Week (Base) Futures für die KW 42/2013 genannt. Diese werden seit dem 16.9.2013 gehandelt, der letztmögliche Handelszeitpunkt wird der 18.10.2013 um 18 Uhr sein. Dieser Future betrifft Lieferungen für die KW 42, d.h. von Montag, den 14.10.2013, bis einschließlich Sonntag, den 20.10.2013. Der wöchentliche Marktwert der steuerbaren EE könnte dann durch den Settlement-Preis, der sich zum Handelsschluss am Montag, den 7.10.2013, einstellt, ermittelt werden.

<sup>81</sup> Im genannten Beispiel wäre das die PRL-Auktion am Dienstag, den 8.10., und die SRL-Auktionen am Mittwoch, den 9.10., jeweils für die KW 42.

vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ausgewiesenen Gebiete und können von den Investoren nicht frei gewählt werden.

Die bisherigen Erfahrungen bei der Errichtung von Offshore-Projekten in Deutschland haben gezeigt, dass die Projektrealisierung mit deutlich höheren Risiken im Vergleich zu Onshore-Projekten verbunden ist. Im Wesentlichen sind folgende Risikotreiber zu nennen:

- große Ungewissheiten bei der Realisierungsgeschwindigkeit der Anlage und des Netzanschlusses; bei nicht zeitgerechter Realisierung des Netzanschlusses entstehen erhebliche zusätzliche betriebliche Risiken (Betrieb mit Notstromdieseln) und Mehrkosten
- wenig Erfahrungswerte bei Bau und Betrieb, wodurch die Versicherungskosten höher sind als bei anderen Erneuerbaren Energien
- die aufgrund des großen Aufwands von Projekten für Offshore-Wind nur sehr kleine Anzahl von Projektentwicklern, Herstellern und Investoren erschwert die Wahl des Realisierungspartners.

Das große Risiko schreckt viele kleine Investoren ab, die dieses nicht tragen können. Dieser Umstand wurde von der Bundesregierung erkannt und versucht, im Rahmen des Offshore-Netzentwicklungsplans das Risiko von Verzögerungen beim Netzanschluss zu verringern.

### 5.7.1 Steuerungselement Offshore-Netzentwicklungsplan

„Ziel des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) ist es, alle Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Offshore-Netzes zu ermitteln, die unter Berücksichtigung der im Szenariorahmen und im Bundesfachplan Offshore definierten Rahmenbedingungen innerhalb der nächsten zehn bzw. 20 Jahre erforderlich sind. Dabei soll sichergestellt werden, dass der Ausbau des Offshore-Netzes schrittweise, bedarfsgerecht und wirtschaftlich erfolgt“ (Übertragungsnetzbetreiber 2013).

Jedes Jahr wird vom BSH ein Bundesfachplan Offshore erstellt. In diesem Dokument werden die Trassenführungen, Standorte der Umspannwerke und Transformatorplattformen festgelegt. In diesem Schritt werden die beiden Genehmigungsbereiche ausschließliche Wirtschaftszone und das Küstenmeer zusammengeführt.

Die Kapazitätsmengen für Offshore-Wind, die im Szenariorahmen festgehalten sind, werden unter Berücksichtigung des Bundesfachplans Offshore im O-NEP auf die Cluster in der Nord- und Ostsee aufgeteilt. Daraufhin wird der bedarfsgerechte und wirtschaftlich effizienteste Ausbau in zeitlicher Auflösung ermittelt. Entsprechend den hinterlegten Szenarien werden die notwendigen Ausbauten geplant und auf die dem Netzentwicklungsplan (NEP) entsprechenden Anknüpfungspunkte angepasst. Der NEP ist 2013 nach Konsultation in den Bundesbedarfsplan gemündet und damit rechtswirksam geworden und verbindlich. Die Planung auch auf den Netzausbau Offshore auszuweiten, ist nur folgerichtig. Der dortige Ausbau hat entsprechende Auswirkungen auch auf den Netzausbaubedarf des Inlandes.

Die Übertragungsnetzbetreiber als Autoren des O-NEP geben in den drei betrachteten Szenarien einen Ausblick für den Zustand in 10 Jahren. Die betrachteten Szenarien sind:

- a) moderater Ausbau (Gesamt 10,3 GW in 2023)
- b) Leitszenario mit mittlerem Ausbau (Gesamt 14,1 GW in 2023)

- c) ambitionierter Ausbau entsprechend den Zielen der Bundesländer (Gesamt 17,8 GW in 2023).

Für das Leitszenario wird zudem ein Ausblick bis in 20 Jahren gegeben. Entsprechend dem erwarteten Ausbau ergeben sich erhebliche Unterschiede bei den Investitionskosten zur Herstellung des Offshore-Netzes. Als Vergleichswert für den Umfang des Leitungsaubaus dient die folgende Abbildung (Übertragungsnetzbetreiber 2013, S. 93).

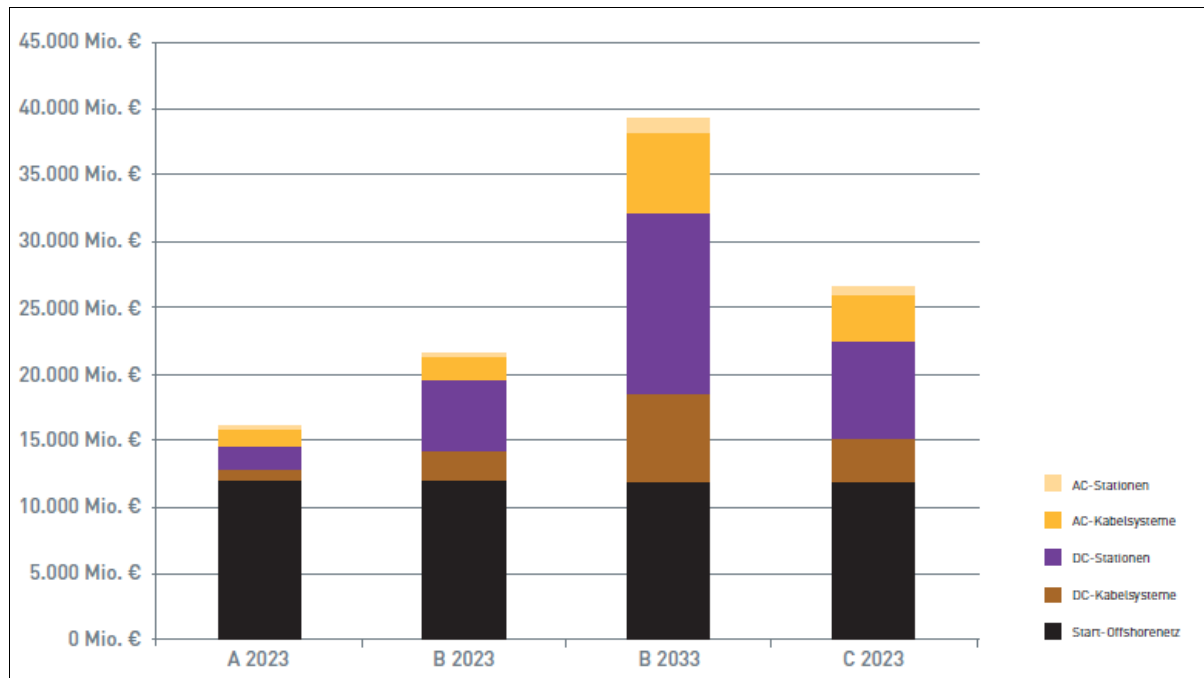


Abbildung 17: Schätzung des Investitionsvolumens im Rahmen des O-NEP 2013; eigene Darstellung

Die zu erwartenden Kosten des Ausbaus für Offshore-Wind sind über das Instrument O-NEP transparent geworden. Dadurch lässt sich die gesamte Kostenentwicklung durch den Offshore-Ausbau wesentlich besser abschätzen.

Die derzeitige Situation im Offshore-Bereich ist dadurch gekennzeichnet, dass die im Bau befindlichen Projekte deutliche Verzögerungen bei der Projektrealisierung aufweisen. Neue Projekte sind derzeit „on Hold“ gesetzt, da die Refinanzierungsbedingungen für weitere Projekte, die erst nach 2016 fertiggestellt werden und ans Netz gehen können, unklar sind bzw. in der Höhe nicht ausreichen. Es sind Ausbauziele von der Bundesregierung definiert, jedoch wird durch kein Instrument sichergestellt, dass diese erreicht oder eingehalten werden. Die tatsächliche Mengenentwicklung ist ungewiss und damit auch die zu erwartenden Belastungen für die Verbraucher. Im Vergleich zu Onshore-Projekten ist allerdings eine verlässliche Mengenplanung von erheblicher Bedeutung, um die sehr großen Gewerke der Netzanbindung und der Offshore-Windparks effizient zu planen und zu koordinieren. Daher wird im folgenden Abschnitt der Versuch unternommen, das Finanzierungsmodell für Offshore-Wind so anzupassen, dass mehr Planungssicherheit für alle Beteiligten besteht.

### 5.7.2 Vorschlag für ein verbessertes Finanzierungsmodell

Bei der Entwicklung eines neuen Finanzierungsmodells für Offshore-Wind bedarf es einer sorgfältigen Abwägung zwischen den folgenden Aspekten:

- Kosteneffizienz; derzeit liegen die Stromgestehungskosten von Offshore deutlich über denen von Onshore-Projekten
- Erreichung der Offshore-Ziele unter Berücksichtigung der bisherigen Erfahrungen und erforderlichen Lernkurven
- angemessenes Chancen- und Risikoprofil für die Investoren
- zentrale Koordination, um größtmögliche Effizienz zu erlangen.

„Beim Ausbau der Windenergie auf See besteht ein zentraler Planungsbedarf. Nur so kann garantiert werden, dass die vorhandene Fläche auch unter Umweltgesichtspunkten so effektiv wie möglich genutzt wird. Zudem kann der mit dem Ausbau der Offshore-Windenergie verbundene Netzausbau und -umbau effizient gestaltet werden, indem mehrere Parks an Knotenpunkten zusammengeschlossen werden“ (Sachverständigenrat für Umweltfragen 2011).

Um weder die Finanzierung noch die Wirtschaftlichkeit der bestehenden Anlagen zu gefährden, sollen die zugesagten Vergütungen für Projekte, die bereits in der Planung und Realisierung sind, nicht verändert werden. Sollten sich in Bau befindliche Projekte bzw. solche, die bereits über eine Netzanbindungszusage verfügen, aus nicht von den Projektentwicklern zu vertretenden Gründen (z. B. verzögerter Netzanschluss) über das Jahr 2017 hinaus hinziehen, sollte dennoch für diese Anlagen die Vergütung nach dem aktuellen EEG gewährt werden. Damit sind diese Projekte anders zu behandeln als noch zu entwickelnde Projekte.

Daraus ergibt sich ein zweistufiges Vorgehen für die Anpassung des Finanzierungsmodells für Offshore-Wind. Die Differenzierung wird in den folgenden beiden Abschnitten erläutert.

### 5.7.3 Neuentscheidung

Für Offshore-Windparks wird grundsätzlich eine obligatorische Direktvermarktung vorgesehen. Da als Betreiber von Offshore-Windparks v. a. große, professionelle Projektentwickler und Betreiber in Betracht kommen, kann davon ausgegangen werden, dass ein entsprechendes Know-how grundsätzlich vorhanden ist.

Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass sich Offshore-Wind-Investitionen auch im beispielhaften Zeitraum der nächsten 10 Jahre nicht alleine aus der Direktvermarktung in den relevanten Strommarktsegmenten refinanzieren können. Daher wird auch mittelfristig eine Vergütung zusätzlich zu den Erlösen am Energy-Only-Markt notwendig sein. Entsprechend der Option B für die anderen fluktuierenden EE-Anlagen wird auch hier aus den oben dargelegten Gründen eine Kapazitätszahlung in fixen Raten über einen Zeitraum von 20 Jahren empfohlen. Für den Ausbau und die Mengensteuerung wird allerdings unmittelbar der Übergang zu einem Auktionsmodell vorgeschlagen.<sup>82</sup> In dieser Ausgestaltung wird eine staatliche zentrale Instanz die dann noch zur Verfügung stehenden genehmigungsfähigen Standorte ausschreiben.<sup>83</sup> Die Standorte werden dementsprechend staatlich vorentwickelt und mit dem zeitgerechten und passenden Netzanschluss unter Investoren in einem Bieterwettbewerb versteigert. An dieser Stelle ist eine enge Abstimmung zwischen zentraler Instanz und den Übertragungsnetzbetreibern sowie dem Offshore-Netzentwicklungsplan notwendig.

<sup>82</sup> Für eine Abwägung weiterer Vergütungsmodelle vgl. Paper von Prof. Bofinger in der Anlage.

<sup>83</sup> Es ist davon auszugehen, dass heute bereits ein größerer Teil der zur Verfügung stehenden Flächen gesichert ist, wenn auch noch nicht endgültig genehmigt.

Die zentrale Instanz wird für entsprechend vorentwickelte Standorte die notwendige Prämienhöhe abfragen, die ein Investor zusätzlich zu den Erlösen aus der Vermarktung benötigt. Die Investoren werden die Erlöse aus der obligatorischen Vermarktung abschätzen für die technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer ihrer Anlage und daraus den Barwert ermitteln. Die Differenz zu den Investitionskosten zzgl. einer angemessenen Rendite, die auch das Erlösrisiko abdeckt, ist ihr Gebot in der Auktion. Die Prämie ist eine jährliche, über einen Zeitraum von 20 Jahren in gleichen Raten gewährte Kapazitätsszahlung (€/MW/Jahr) und damit nicht direkt abhängig von der Produktion. Damit ist kein Anreiz gegeben zur alleinigen Produktionsmaximierung, sondern es wird systemdienliches Verhalten entsprechend der Preissignale auf den Strommärkten angereizt.

Eine Kopplung an die produzierte Menge ist jedoch notwendig, um Missbrauch zu vermeiden. Daher wird analog der Option B (vgl. Kapitel 5.5) eine entsprechende Mindestverfügbarkeit gefordert. Wird diese nicht eingehalten, erfolgt eine entsprechende ratielle Kürzung der jährlichen Kapazitätsszahlung.

Alle Bieter geben verschlossene Gebote ab („sealed auction“). Das Angebot muss eine nachvollziehbare Dokumentation der geplanten Anlage, den Preis für die geforderte jährliche Kapazitätsszahlung sowie die erwartete jährliche Stromerzeugung auf Basis von 2 unabhängigen Windgutachten unter Berücksichtigung der geplanten technischen Verfügbarkeit enthalten. Die zentrale Instanz wertet alle Gebote aus. Den Zuschlag erhält jeweils das Gebot, das auf Basis der geforderten jährlichen Kapazitätsszahlung (€/kW) zu den niedrigsten spezifischen Refinanzierungskosten in (ct/kWh) führt. Beispiel:

- Bieter A: 400 MW, 1,2 TWh/a, Kapazitätsszahlung 300 €/kW jährlich.  
Daraus resultieren spezifische Refinanzierungskosten von 10 ct/kWh.
- Bieter B: 400 MW, 1,6 TWh/a, Kapazitätsszahlung 320 €/kW jährlich.  
Daraus resultieren spezifische Refinanzierungskosten von 8 ct/kWh.
- Obwohl Bieter A die niedrigere Kapazitätsszahlung verlangt, erhält Bieter B den Zuschlag, da er aufgrund der optimaleren Auslegung der Anlage mit höheren Vollbenutzungsstunden (am gleichen Standort!) niedrigere Refinanzierungskosten aufweist (8 statt 10 ct/kWh).

Aufgrund der begrenzten Anzahl von Projektentwicklern, die in der Lage sind, Projekte mit dem Chancen- und Risiko-Profil von Offshore-Windparks zu realisieren, besteht allerdings die Gefahr der Ausübung von Marktmacht. Daher sind Maximalpreise für die Kapazitätsszahlung zu definieren. Werden diese Obergrenzen in der Auktion nicht unterboten, muss politisch entschieden werden, ob die Ausbauziele angepasst werden (z. B. mehr Onshore und weniger Offshore), oder aber Mehrkosten für die Realisierung der Offshore-Ausbauziele akzeptiert werden. Die zentrale Instanz könnte bei diesem Vorgehen auch verschieden große Tranchen (MW) abbilden und versteigern, wobei jedoch eine Mindestgröße erforderlich ist, um Kosteneffizienz zu gewährleisten. Auf diese Weise könnten auch kleinere Investoren einbezogen werden.

In einer vordefinierten angemessenen Bauzeit müssen dann die Investoren ihre Offshore-Anlagen bauen. Falls es in dieser Zeit zu von den Investoren zu vertretenden Verzögerungen kommt, muss eine angemessene Pönale verhängt werden.

Zielführend hierfür ist ein definierter Rahmen. Vom zentralen Entwickler werden bspw. Windenergie-Erzeugungseinheiten (bspw. definiert über Leistungsklassen, noch zu benennende

technische Vorgaben und in Abhängigkeit des O-NEP) gesetzt. Dies geschieht in Abhängigkeit des Standortes (Windhöffigkeit, benachbarte Projekte). Dieses Vorgehen gewährleistet weiterhin die freie Wahl von Anlagenherstellern für den Investor.

Durch die staatliche Vorentwicklung wird ein Teil des exogenen Risikos vom Investor verlagert auf die zentrale Projektentwicklungsgesellschaft. Die Koordination mit dem O-NEP führt weiterhin dazu, dass es zu keinem Zeitverzug mehr kommt aufgrund von zu langsamem Netzausbau. Im Moment des Zuschlages an den Bieter des Offshore-Windparks muss zeitgleich der in der Ausschreibung vorgesehene Netzanschlussstermin verbindlich durch den ÜNB gewährleistet werden. Dies führt insgesamt zu einer effizienteren Umsetzung. Die passende räumliche Koordination von Stationen und Netzausbau zum Ausbau der Offshore-Windenergie ist ein wesentlicher Fortschritt. Damit ist nicht nur sichergestellt, dass ausreichend Netzinfrastruktur rechtzeitig gebaut wird, sondern auch, dass diese nicht wesentlich überdimensioniert wird, weil in der Vergangenheit geplante Offshore-Wind-Projekte nicht realisiert wurden.

Als zentrale Instanz bietet sich bspw. das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie an, das heute auch schon für die Genehmigung zuständig ist. Als mögliche Alternative wäre auch die Bundesnetzagentur zu nennen.

#### 5.7.4 Übergangsphase

Aktuell haben sich viele Investoren bereits Standorte gesichert. Diese sind teilweise noch am Anfang ihrer Planungen. Für diese Investoren wäre obig beschriebener Mechanismus nicht geeignet, da die zentrale Instanz nicht im Besitz der Standorte ist und diese nicht versteigern kann. Als Bezugsbasis für den Entwicklungsstand eines Projektes wird die Genehmigung bzw. die Netzanbindungszusage genommen. Bei Realisierung des derzeit geplanten Baubeginns<sup>84</sup> kann davon ausgegangen werden, dass diese Projekte noch im bisher gültigen Vergütungssystem bleiben werden. Eine Anpassung ist somit für Projekte ab geplantem Baubeginn ca. 2018 notwendig, die sich im ersten Planungsstadium befinden.

Zur Integration in das oben beschriebene Finanzierungsmodell müssten sie übergehen auf die zentrale Instanz. In einem objektiven Vergütungsprozess müssten die derzeitigen Besitzer dem Projektstatus entsprechend für ihre getätigten Aufwendungen inklusive einer angemessenen Rendite entschädigt werden. Die Felder würden dann von der zentralen Instanz auf dieser Basis fertig entwickelt und dann in dem oben beschriebenen Auktionsverfahren versteigert.

Bei der dann folgenden Auktion haben die ehemaligen Besitzer ein Vorkaufsrecht auf die Standorte. So haben sie die Möglichkeit, mit dem ermittelten Auktionsergebnis gleichzuziehen und den Zuschlag zu erhalten. Würde Investor A im Auktionsverfahren nicht zum Zuge kommen bei seinem Standort, da Investor B ihn unterbietet, könnte er sich im Anschluss an die Auktion überlegen, ob er bereit ist, zu dem ermittelten Preis B zu bauen.

Dieses Vorgehen ist keine Schlechterstellung für den Investor, weil dessen bisherige Ausgaben inklusive einer Rendite vergütet werden, und gleichzeitig stellt es sicher, dass keine Überrenditen erzielt werden.

<sup>84</sup> Eine Zusammenstellung findet sich auf: <http://www.offshore-windenergie.net/windparks/genuehmigt> (Stand 29.7.2013).

Ein weiterer Vorteil ist, dass es durch dieses Vorgehen nicht zu stranded investments<sup>85</sup> kommen kann. Der Gefahr eines überhöhten Netzausbaus und einer Nicht-Realisierung von ursprünglich geplanten Windparks würde mit dem vorgeschlagenen Verfahren entgegengewirkt.

### 5.7.5 Zusammenfassung

Der Ausbau der Offshore-Windanlagen verläuft heute deutlich langsamer als der Ausbau aller anderen Erneuerbaren Energien. Derzeit besteht eine erhebliche Unsicherheit im Markt. Bauentscheidungen werden aus vielfältigen Gründen nach hinten geschoben. Netzausbau und tatsächlicher Ausbau von Offshore-Wind müssen besser verzahnt werden.

Mit dem Aufstellen des Offshore-Netzentwicklungsplans haben die Übertragungsnetzbetreiber den Anforderungen an eine verbesserte Koordination Rechnung getragen. Das Vorgehen hat jedoch bspw. die Schwäche, dass sich in den drei betrachteten Szenarien zwangsläufig drei unterschiedliche Netzausbauten ergeben. Bei geringerem Ausbau von Windanlagen als erwartet ist somit zu viel Netz ausgebaut worden. Sollten zu früh zu viele Windparks realisiert werden und der Netzausbau nicht nachkommen, ergäbe sich ebenfalls eine unerwünschte Situation. Daher ist eine engere Abstimmung absolut sinnvoll.

Dies geschieht im beschriebenen Modell durch eine zentrale Instanz, die in enger Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern agiert. Das heute schon für den Bundesfachplan Offshore zuständige BSH könnte diese Aufgabe übernehmen oder müsste zumindest mit einbezogen werden.

In einem Auktionsverfahren würde die zentrale Instanz entwickelte Standorte in einem Bieterwettbewerb versteigern. Dort würde der Investor dann den Zuschlag erhalten, der die geringste jährliche Kapazitätszahlung (€/MW/Jahr) über einen Zeitraum von 20 Jahren als Zusatzerlös fordert neben dessen erwarteten Erlösen aus der Vermarktung.

Dieses Vorgehen nimmt Risiko aus der gesamten Offshore-Wind-Branche, da der Ausbaupfad zeitlich deutlich planbarer wird. Andererseits wird die erforderliche Vergütung für die Finanzierung wettbewerblich ermittelt und ein Anreiz für Innovation und die Hebung von Kostensenkungspotenzialen geschaffen.

Durch das Vorgehen ist eine direkte Mengensteuerung möglich, womit die beschlossenen Ziele der Bundesregierung möglicherweise besser erreicht werden können. Außerdem stehen die Anlagen durch die obligatorische Direktvermarktung im Wettbewerb auf dem Dispatchmarkt, wodurch die dortigen Preissignale auf ihren Einsatz zurückwirken. Des Weiteren können mit dem beschriebenen Verfahren Erkenntnisse über die Wirksamkeit von Auktionsverfahren gewonnen werden.

Tabelle 12: Zusammenfassende Übersicht zu Wind-Offshore; eigene Darstellung

Technologie	Reifegrad	Risiken	Finanzierungsmodell
Wind-Offshore	mittel / noch hohe Lernkurvenenerwartungen	hoch / hohe technische Herausforderungen	fixe (ex-ante) Kapazitätsprämie im Pay-as-bid-Ausschreibungsverfahren

<sup>85</sup> Fehlinvestitionen, die in diesem Zusammenhang als überdimensionierter Netzausbau gelten gegenüber dem nicht realisierten Windparkausbau.

## 5.8 Modell für Geothermie

Geothermie lässt sich grundsätzlich in zwei Teilbereiche untergliedern: Nutzung von Umgebungswärme durch Wärmepumpen („oberflächennahe Geothermie“) und Tiefengeothermie, die insbesondere zur Stromgewinnung genutzt werden kann und dann in den Anwendungsbereich des EEG fällt.

Der Ausbau von Wärmepumpen wird über das Marktanreizprogramm unterstützt und ist mit 265.000 Anlagen<sup>86</sup> im Jahre 2012 erfolgreich. Im Folgenden werden jedoch nur zur Stromgewinnung geeignete tiefengeothermische Anlagen betrachtet.

Derzeit sind 21 tiefengeothermische Anlagen in Betrieb, die alle nach dem sogenannten hydrothermalen Prinzip arbeiten, bei dem natürliche, ausreichend warme Wasservorkommen in der Tiefe genutzt werden. Das Gesamtpotenzial wird auf ca. 480 MW<sub>e</sub> für Gesamtdeutschland geschätzt.<sup>87</sup>

Die Installation von tiefengeothermischen Anlagen ist nahezu ausschließlich von hohen Investitionskosten geprägt. Im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energieträgern lassen sich jedoch die Erträge erst nach der Bohrung und Bestimmung der (tatsächlich) verfügbaren Schüttung – dem „Wärmeertrag“ – hinreichend bestimmen. In der Folge muss aufgrund der Explorationsrisiken ein hoher Anteil der Investitionskosten aus Eigenkapital aufgebracht werden. Eine anteilige Bürgschaftsübernahme durch Länder oder Bund würde das Risiko von Fremdkapitalgebern reduzieren und sollte durch dann günstigere Fremdkapitalkonditionen Investitionen erleichtern.

Aufgrund der Explorationsrisiken ist auch eine arbeitsbezogene Vergütung zu hinterfragen. Können bei oberirdischen EE-Anlagen die Erträge im Voraus durch Gutachten hinreichend bestimmt und entsprechend kostenoptimale Anlagen gebaut werden, so ist dies bei der Tiefengeothermie nur eingeschränkt möglich. Daher sollten Investitionszahlungen auf Leistungsbasis in Betracht gezogen werden, um den Eigenschaften der Tiefengeothermie und den Zielen des EEG, auch technische Entwicklungen zu fördern, angemessen Rechnung zu tragen. Dabei gilt es, eine angemessene Bemessungsgrundlage der (anteiligen) Investitionszuschüsse zu finden, wobei aufgrund des geringen Reifegrades der Technologie ein Zuschuss auf Ertragsgutachten nach dem jeweiligen Stand der Technik als angemessen erscheint.

Fraglich ist hingegen, ob eine Finanzierung der Geothermie über das EEG als strombezogenes Anreizinstrument sachgerecht ist. So werden geothermische Anlagen grundsätzlich nicht zur reinen Stromgewinnung, sondern immer als Heizkraftwerke konzipiert. Auch befindet sich die Technologie noch in einer Erprobungsphase. Es erscheint daher erwägenswert, die Investitionszuschüsse über ein (gedeckeltes) Anreizprogramm zu vergeben, das z. B. über einen Fonds gespeist wird und entsprechend der Entwicklung der Technik anzupassen wäre.

Das für Deutschland mit Abstand größte Potenzial der Tiefengeothermie liegt in der sogenannten petrothermischen Geothermie, bei der kein oder nicht ausreichend natürliches Thermalwasser verfügbar ist. Um die Erdwärme nutzbar zu machen, müssen künstliche Kanäle in den unterirdischen Schichten mit sogenannten Stimulationsverfahren – ähnlich dem

<sup>86</sup> Quelle: geothermie-dialog.de.

<sup>87</sup> Quelle: WFG (2011).



Fracking – angelegt werden. Diese Verfahren sind derzeit in einem frühen Stadium der Forschung, und es ist kaum abzusehen, wann und ob alle derzeitigen technischen Probleme und (Umwelt-)Risiken in den Griff zu bekommen sind. Es erscheint daher nicht zielführend, petrothermische Verfahren allgemein und gesondert zu fördern, sondern es sollten vielmehr bis zum Erreichen eines Stadiums der Marktreife gezielt einzelne Forschungsvorhaben gefördert und die derzeitige Regelung des § 28 Abs. 2 EEG gestrichen werden.

Tabelle 13: Zusammenfassende Übersicht zur Geothermie; eigene Darstellung

Technologie	Reifegrad	Risiken	Finanzierungsmodell
Tiefengeothermie / hydrothermale Anlagen	mittel / noch nicht routinemäßig beherrscht	hoch / insb. Explorationsrisiken	c) Übernahme von Bürgschaften d) Investitionszuschüsse

## 5.9 Zusammenfassende Empfehlungen zu den Finanzierungsmodellen

Auf der Grundlage von Kapitel 3, wo die Notwendigkeit für eigenständige Finanzierungsmodelle für Erneuerbare Energien über die bestehenden Markterlösmöglichkeiten im Stromsektor hinaus begründet wurde und wo auf der Grundlage eines ausgewählten Kriterienkataloges grundsätzliche Empfehlungen für als geeignet empfundene Modelle abgegeben wurden, wurde in diesem Kapitel die Rationalität einer Abkehr vom einheitlichen Vergütungsmodell des EEG aufgezeigt. Zudem wurde analysiert, dass bei sämtlichen Vermarktungs-/Prämienmodellen Abwägungen zwischen unterschiedlichen Zielsetzungen vorgenommen werden müssen, die sich unseres Erachtens möglichst weitgehend an wesentlichen Prämissen der Systemtransformation orientieren sollten.

Diese Analysen führten dann zu Empfehlungen für Finanzierungsmodelle, die auf folgende Technologien bzw. Technologiecluster zugeschnitten wurden:

- Wind-Onshore-, PV- und Wasserkraftanlagen als dezentrale, relativ ausgereifte und mit geringen technischen Risiken behaftete Technologien, die zudem dargebotsabhängig sind und Grenzkosten nahe null aufweisen
- Bioenergieanlagen als ebenfalls dezentrale, relativ ausgereifte und mit geringen technischen Risiken behaftete Technologien, die jedoch regelbar sind und zudem relativ hohe Grenzkosten aufweisen
- Wind-Offshore-Anlagen als zentrale Anlagen mit noch relativ hohen technischen Risiken und einer bislang gering ausgenutzten Lernkurve
- tiefengeothermische Anlagen als ebenfalls relativ zentrale Anlagen mit hohen technischen Risiken und einem überschaubaren Potenzial in Deutschland.

Die künftige Finanzierung von Anlagen, die Gruben-, Deponie- oder Klärgas nutzen, wurde in dieser Studie nicht thematisiert, da die Zubaupotenziale hier als eher gering eingeschätzt werden.

Konkret wurden für die einzelnen Technologien bzw. Technologiecluster folgende Empfehlungen abgegeben:

- Die Finanzierung neuer Wind-Onshore-, PV- oder Wasserkraftanlagen lässt den Investoren die Wahl zwischen zwei Optionen: Option A bietet als „Bürgermodell“ risikoscheuen Investoren eine feste Vergütung, die technologiespezifisch und z.T. regional differenziert ist, an wesentliche Kostentreiber automatisch angepasst wird und ihnen die Vermarktung abnimmt; die Renditen sollen hier entsprechend moderat ausfallen. Option B bietet als „Integrationsmodell“ professionellen, risikooffenen Investoren die Möglichkeit, ihre Anlagen über eine fixe Kapazitätsprämie teilzufinanzieren und die weiteren notwendigen Erlöse über eine (obligatorische) Direktvermarktung zu generieren. Die Prämie soll zunächst administrativ bestimmt und festgelegt werden, bis sie in noch dafür zu entwickelnden Ausschreibungsverfahren wettbewerblich ermittelt werden kann.
- Die Finanzierung neuer Bioenergieanlagen sollte mit einer Kombination aus einer fixen Markt- und einer fixen Kapazitätsprämie abgesichert werden: Die Marktprämie auf jede eingespeiste kWh würde in Höhe der Differenz zwischen dem angestrebten maximalen Gebotsniveau (z. B. 2 ct/kWh) und den tatsächlichen (prognostizierten) Brennstoffkosten der Anlage festgelegt, die Kapazitätsprämie in €/kW soll dann unter Berücksichtigung der prognostizierten Wärmeerlöse und der möglichen Vermarktung in den Regelenergiemärkten den Bau der Anlagen ermöglichen.
- Die Finanzierung neuer Wind-Offshore-Anlagen sollte mit einer fixen (ex-ante) Kapazitätsprämie abgesichert werden, die in Pay-as-bid-Ausschreibungsverfahren ermittelt wird. Eine staatliche zentrale Instanz stellt entwickelte, genehmigungsfähige Standorte für die Ausschreibungen zur Verfügung.
- Die Finanzierung neuer tiefengeothermischer Anlagen sollte mit einem Investitionszuschuss abgesichert werden, der das Delta zwischen den Investitionskosten und den erwarteten Vermarktungserlösen abdeckt. Zur Abfederung der Explorationsrisiken erscheinen anteilige Bürgschaftsübernahmen zielführend.

Die folgende Übersicht fasst die Empfehlungen dieses Kapitels zu den Finanzierungsmodellen der unterschiedlichen Technologien für den Zubau Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung noch einmal grob zusammen:

Tabelle 14: Übersicht der Finanzierungsmodelle; eigene Darstellung

	Wind-Onshore	PV	Wasser-kraft	Biomasse	Wind-Offshore	Geothermie
<b>Einspeisevergütung</b>	X	X	X			
<b>fixe Marktprämie</b>						
* administrativ festgelegt				X		
* durch Ausschreibung						
<b>Kapazitätsprämie</b>						
* administrativ festgelegt	X	X	X	X		
* durch Ausschreibung					X	
<b>obligatorische DV</b>	X	X	X	X	X	X
<b>Investitionszuschuss</b>						X
<b>(Bürgschaft)</b>						X

■ Option A: Bürgermodell

■ Option B: Integrationsmodell

## 6 Schnittstelle Netze: Aus- und Rückwirkungen von Systemtransformation und Stromnetzen und deren Regelungen

### 6.1 Einleitung

Mit der Energiewende soll in Deutschland eine nachhaltige, primär auf regenerativen Energien basierende Energieversorgung erreicht werden.

Die angestrebten Veränderungen in der Erzeugungsstruktur und beim Verbrauchsverhalten haben massive Auswirkungen auf das Netz, das Erzeugung und Verbrauch verbindet. Die Veränderungen in der Erzeugungsstruktur werden dabei durch den genannten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung getrieben, deren Förderung im Wesentlichen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erfolgt. Wesentliche Elemente dieser Förderung sind die garantierte Einspeisevergütung, der Einspeisevorrang und die Anschlusspflicht ans Netz durch den Netzbetreiber.

Durch den steigenden Anteil dezentraler regenerativer Erzeugungsanlagen kommt es sowohl zu Veränderungen bei der geografischen Verteilung der Erzeugungsanlagen als auch bei der Anschlussebene der Erzeugung im Netz. Unterschiedliche Untersuchungen haben bereits die Auswirkungen der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) und den daraus resultierenden Aus- und Umbaubebedarf in den Netzen untersucht (BDEW 2011, dena 2012, VKU 2013). Aus dem in § 1 EEG festgelegten Ziel einer Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung und der nach § 1 EnWG geforderten preisgünstigen und effizienten Versorgung folgt das Ziel der Minimierung der Gesamtkosten aus Zubau der EE und des damit verbundenen notwendigen Um- und Ausbaus der Netze. Es müssen also Möglichkeiten einer besseren Koordinierung von EE-Ausbau und Netzmaßnahmen in einem zukünftigen EEG wie auch Maßnahmen im Netz zur Vermeidung möglicher Behinderungen des EE-Ausbaus bzw. zusätzlich entstehender Opportunitätskosten<sup>88</sup> betrachtet werden. Ein nicht hinreichender Netzausbau führt zwar zu geringeren Kapitalkosten im Netz, aber auch zu Ersatzzahlungen an Anlagenbetreiber für nicht eingespeiste Energie und zusätzlich entstehenden Aufwendungen für die stattdessen erforderliche konventionelle Erzeugung. Die Verzögerung oder Reduktion des erforderlichen Netzausbaus führt zu erheblich höheren Gesamtkosten (VKU 2013).

Durch zunehmende dezentrale Einspeisungen und dem damit verbundenen Anschluss in der Verteilnetzebene ergeben sich weiterhin Herausforderungen für die Systematik der Netznutzungsentgelte. Zukünftig wird in vielen Regionen die Dimensionierung der Netzkapazität und somit der Netzausbau nicht mehr durch den entnahmeseitigen Verbrauch, sondern durch die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien bestimmt.

### 6.2 Auswirkungen des EE-Ausbaus auf das Stromnetz

Die Veränderungen in den Netzen durch den EE-Ausbau sind schematisch in der folgenden Abbildung dargestellt. Die Stromerzeugung erfolgte bisher in Großkraftwerken, die überwie-

<sup>88</sup> Hier: Kosten, die in Zukunft zusätzlich entstehen, da bestimmte Investitionen nicht oder zu spät erfolgen.

gend in der Transportnetzebene angeschlossen sind. Der Standort der Kraftwerke wurde dabei abhängig von der Infrastruktur zum Bezug von Primärenergie und von der Nähe zu den Verbrauchsschwerpunkten gewählt. Das Transportnetz ermöglicht mit einem stark vermaschten Netz den großräumigen Transport elektrischer Energie zu den Verbrauchsschwerpunkten und stellt als Teil des europäischen Verbundnetzes die Infrastruktur für eine sichere und zuverlässige Versorgung und für den nationalen und internationalen Stromhandel zur Verfügung.

Aus dem Transportnetz werden in vertikaler Richtung überregionale Verteilnetze bis hin zu lokalen Versorgungsnetzen versorgt. Da in diesen Ebenen zum Zeitpunkt der Netzplanung und des Baus i. d. R. nur wenige Erzeugungsanlagen angeschlossen waren, wurden diese Netze lediglich zur Verteilung der Energie bis zum Endkunden ausgelegt.

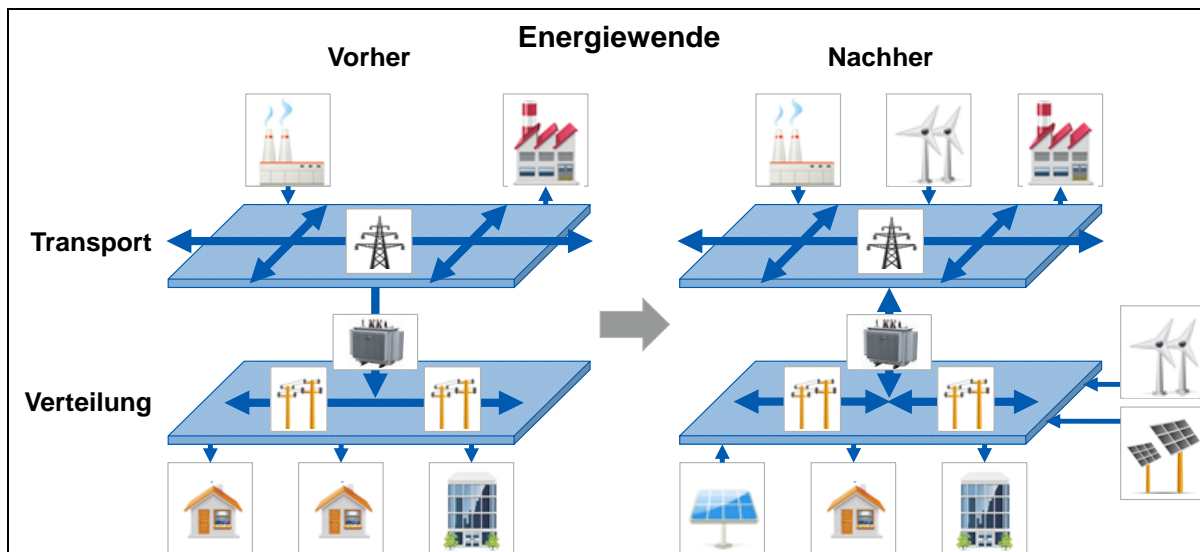


Abbildung 18: Auswirkung des Ausbaus der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien auf das Stromnetz; eigene Darstellung

Die Förderung durch das EEG in Kombination mit der Anschlusspflicht und dem Einspeisevorrang führt i. d. R. bei der regenerativen Erzeugung (Wind- und PV-Anlagen) zu einer primär dargebotsabhängigen Standortwahl. Die Stromerzeugung aus Windenergie konzentriert sich somit im Wesentlichen auf Norddeutschland, während die Erzeugung aus Sonnenenergie in Süddeutschland konzentriert ist (BDEW 2013). Der Konzentrationseffekt hat in Kombination mit dem Einspeisevorrang und der begrenzten Steuerbarkeit in Abhängigkeit des Verbrauchs nennenswerte Auswirkungen für die Transportnetzebene. Es ergibt sich ein steigender Transportbedarf zwischen Nord- und Süddeutschland, für den das bestehende Netz nicht ausgelegt ist. Neben einem Ausbau auf Basis konventioneller Techniken wird auch im Übertragungsnetz zudem der Einsatz neuer Übertragungstechnologien (z. B. HGÜ) geprüft.

Gegenüber der zentralen konventionellen Erzeugung ist die Anlagengröße erneuerbarer Erzeugungsanlagen deutlich geringer. Dies führt u. a. zu einer anderen Anschlusssituation im Netz. Während Großkraftwerke meist in der Höchstspannungsebene angeschlossen sind, erfolgt der Anschluss regenerativer Erzeugungsanlagen überwiegend in der Verteilnetzebene und dort zu einem hohen Anteil in der Mittel- und Niederspannung.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien macht es erforderlich, dass diese selbst zukünftig deutlich stärker zur Systemstabilität beitragen müssen. Sie müssen – vergleichbar mit heutigen konventionellen Kraftwerken – Systemdienstleistungen bereitstellen und stärker entsprechend dem aktuellen Bedarf gesteuert werden. Dies gilt in besonderem Maße für regelbare Erneuerbare Energien, wie z. B. Biomasse. Aus der Regelung des § 13 (2) EnWG folgt bereits heute die Anpassungsmöglichkeit von Einspeisungen zur Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs. Das „Einspeisemanagement“ ist eine speziell geregelte Netzsicherheitsmaßnahme gegenüber EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen (§ 13 Abs. 2, 2a S. 3 EnWG i. V. m. §§ 11, 12 EEG, für KWK-Anlagen auch i. V. m. § 4 Abs. 1 S. 2 KWK-G). Der verantwortliche Netzbetreiber kann unter besonderen Voraussetzungen die bevorrechtigte Einspeisung aus diesen Anlagen vorübergehend abregeln, wenn die Netzkapazitäten nicht ausreichen, um den insgesamt erzeugten Strom abzutransportieren. Der für den Netzengpass verantwortliche Netzbetreiber ist zu einer Entschädigung des Betreibers der abgeregelten Anlage verpflichtet. Er kann die Entschädigungszahlungen über seine Netzentgelte sozialisieren, soweit das Einspeisemanagement erforderlich war und er die Maßnahme nicht – bspw. durch mangelnden Netzausbau – zu vertreten hat. Die Bundesnetzagentur hat am 12.7.2013 eine Überarbeitung eines diesbezüglichen Handlungsleitfadens zur Konsultation gestellt.

Die Schaffung der Möglichkeit, in begrenztem Umfang entschädigungslos durch den Netzbetreiber abzuregeln, um Netzausbaubedarf zu vermeiden, kann einen Anreiz darstellen, sich bei ansonsten c. p. konstanten Bedingungen als Anlagenbetreiber in dem Netz anzuschließen, in dem das Risiko der entschädigungslosen Abregelung nicht besteht. Voraussetzung hierfür ist, dass im Vorfeld von Investitionen durch die Netzbetreiber entsprechende Informationen bezüglich der Wahrscheinlichkeit des Eintritts dieses Sachverhalts veröffentlicht werden.

Das vorliegende Papier geht im Weiteren schwerpunktmäßig auf die Auswirkungen und insbesondere auf die erforderlichen Rahmenbedingungen ein. Betrachtet man insbesondere die Situation in den Verteilnetzen genauer, so sind zwei wesentliche Treiber für die anstehenden Veränderungen in den Verteilnetzen zu identifizieren:

- direkte Auswirkungen durch an die Stromverteilnetze angeschlossene Erneuerbare Energien-Anlagen und andere dezentrale Einspeiser
- indirekte Auswirkungen durch neue Aufgaben von Verteilnetzbetreiber (VNB) für das Gesamtsystem, d. h. Steuerung dezentraler Verbraucher und Erzeuger sowie Elektromobilität.

Bisher waren Verteilnetze meist rein passiv konzipiert, d. h. die in Großkraftwerken erzeugte Energie wurde vom Höchstspannungsnetz ausgehend an die Verbraucher in den unteren Spannungsebenen weitergeleitet. Die Planung und der Betrieb der Verteilnetze waren ausgehend vom Bedarf der Letztverbraucher relativ statisch. Selbst in seltenen Extremsituationen traten meist keine Netzengpässe auf und auf steuernde Maßnahmen hinsichtlich Verbraucher, Erzeuger und Netzkomponenten konnte weitgehend verzichtet werden. Mit beginnendem Ausbau der erneuerbaren Erzeugung waren in der Vergangenheit oft nur geringe Anpassungen erforderlich (Netzanschluss). Durch den erheblichen Zuwachs an dezentralen Einspeisungen gewinnen sie bei der Netzauslegung an Bedeutung und können sogar zum dominierenden Faktor werden.

Durch den Ausbau Erneuerbarer Energien wird die Situation in den Verteilnetzen deutlich komplexer. Lastflussrichtungen können sich je nach Verbrauchs- und Erzeugungssituation häufiger umkehren. Um dennoch die bestehenden technischen Grenzen hinsichtlich Spannungsqualität und thermischer Belastbarkeit einhalten zu können, müssen die Netze zukünftig aktiv dynamisch gesteuert werden (Smart Grids). Dies betrifft zunächst die Netzkomponenten selbst, anschließend auch die dezentralen Erzeuger und ergänzend – soweit hierfür das Potenzial besteht und erschlossen werden kann – die steuerbaren Verbraucher.

Diese Veränderungen führen zum Abrücken von einem auf eine statische Aufgabe ausgelegten eher passiven Netz hin zu einem beobachtbaren und steuerbaren und somit „intelligenten“ Netz. Die damit entstehende Betriebsflexibilität erhöht die Aufnahmefähigkeit für neue Einspeisungen bzw. die Reaktionsfähigkeit auf mögliche Veränderungen in der Anlagenstruktur.

Engpässe im Hoch- und Höchstspannungsnetz entstehen im Wesentlichen durch die thermischen Übertragungsgrenzen der Leitungen, während sie in Mittel- und Niederspannungsnetzen i. d. R. durch die zulässigen Spannungsgrenzen bedingt sind. Bei der Beherrschung der Engpässe kann der Netzbetreiber durch dezentrale Mechanismen bzw. Anlagen unterstützt werden. Oft reicht dies allerdings nicht aus, um die zulässigen Grenzwerte einzuhalten. Dann muss der Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität beobachten, steuern und bei Bedarf auch agieren können. Er muss im Notfall auch in den Betrieb von Erzeugern (inklusive regenerativen Erzeugern) und Verbrauchern steuernd eingreifen können.<sup>89</sup>

Die Integration Erneuerbarer Energien löst beim Verteilnetzbetreiber in mehrfacher Hinsicht Zusatzaufwand aus:

- Einmalaufwand für die Planung, Abwicklung und Errichtung des Netzanschlusses
- laufender Abwicklungsaufwand für Steuerung von Erzeugern und steuerbarer Verbraucher (Administration, Leitsysteme) und die zugehörige Abrechnung
- allgemeiner Ausbau der Primärkomponenten des Netzes (Leitungen, Schaltanlagen, Umspannwerke und Ortsnetzstationen) zur Vermeidung von Netzengpässen
- Ausbau der Sekundärkomponenten und TK-Infrastruktur (Leit- und Schutztechnik, TK-Infrastruktur und Mess- und Zähleinrichtungen).

Der Regulierungsrahmen und dessen Anwendung sollte sicherstellen, dass die durch die beschriebenen Zusatzaufwendungen im Rahmen der Kostenprüfung bzw. Erlösobergrenzenbestimmung angemessen Berücksichtigung finden.

Der durch die Integration der Erneuerbaren Energien ausgelöste Zusatzaufwand wird zukünftig aufgrund zusätzlicher Erfahrungswerte immer besser vom klassischen Netzbetrieb abgrenzbar sein.

Um die dargestellten Herausforderungen zu bewältigen, ist ein Aus- und Umbau der Netze unvermeidbar. Im folgenden Kapitel werden aktuelle und zukünftige netz- und anlagenseitige Maßnahmen vorgestellt, die unter Beibehaltung der Ausbauziele eine Reduzierung der Kosten nach § 1 EEG ermöglichen.

<sup>89</sup> Enervis/BET (2013).

## 6.3 Mögliche Maßnahmen zur verbesserten Integration der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Wesentliche Treiber für den Aus- und Umbauebedarf der Netze sind die Verschiebung der Erzeugung in die Verteilnetzebene, die Allokation der Standorte der Erzeugungsanlagen und die hohe Dynamik des Ausbaus der Anlagen sowie der dynamische Wandel zwischen verbrauchsdominierten und erzeugungsdominierten Situationen. Diese Investitionsanforderungen gehen über ohnehin anfallende Reinvestitionsanforderungen hinaus, müssen aber in geeigneter Form verknüpft werden.

Bei den Lösungsansätzen existieren Unterschiede bei den Auswirkungen in den einzelnen Netzebenen und damit auch bei den möglichen Maßnahmen zur Verringerung des Ausbaubedarfs mit konventionellen Mitteln. Daher wird auf die einzelnen Funktions- bzw. Spannungsebenen des Netzes sowie weitere Elemente in den folgenden Kapiteln getrennt eingegangen.

Die Anschlusspflicht für Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien hat sich bewährt und sollte beibehalten werden. Die Anschlussebene der Anlagen wird i. d. R. nach technischen Gesichtspunkten z. B. aufgrund der zu erwartenden Einspeiseleistung gewählt. Durch den Mechanismus der vermiedenen Netznutzungsentgelte existiert tendenziell ein Anreiz zum Anschluss der Erzeugungsanlage in einer möglichst niedrigen Spannungsebene, sofern im Einzelfall die Wahlmöglichkeit besteht. Hierdurch möglicherweise entstehende Fehlanreize sollten vermieden werden.

Anders ist der Anschluss innerhalb der Netzebene zu bewerten. Hier ist die Anschlusspflicht der Netzbetreiber in Kombination mit der Regelung der Kostenaufteilung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber hinsichtlich ihrer Wirkung auf die gesamten Netzanschlusskosten zu betrachten. Anschlusskosten im engeren Sinn sind hierbei die Kosten für die Verbindung der Anlage mit dem bestehenden Netz. Mit dem Ziel Anschlusskostenminimierung unabhängig von der Aufteilung auf die zahlungspflichtigen Parteien ergäbe sich ein Einfluss des Netzes auf die Standortwahl.

Da die Standortentscheidung der Erzeugungsanlagen bisher unabhängig von der vorhandenen Netzkapazität war, dezentrale Einspeisungen gleichzeitig aber Auswirkungen auf die im Netz erforderlichen Investitionen haben, ist dieser Zusammenhang näher zu untersuchen. Sogenannte Allokationssignale können Anreize geben, die Einfluss auf die geografische Verteilung und die Zusammensetzung der Technologien an einem Standort ausüben, um Netzausbaukosten zu reduzieren und zu volkswirtschaftlich effizienten Gesamtkosten beizutragen. Ausgestaltungsformen von Allokationssignalen werden in den weiteren Abschnitten vertieft.

Im Kern geht es um die Frage, ob durch steuernde und allokativen Maßnahmen der Netzausbauebedarf reduziert werden kann oder ob ein Ausbau so erfolgen soll, dass keine netzbedingten Restriktionen auftreten werden („Kupferplatte“).

### 6.3.1 Transportnetz

Da im Transportnetz nur wenige EE-Anlagen direkt angeschlossen sind, ist die Anschlusssituation dieser Anlagen für den Netzausbauebedarf kaum relevant. Für das Transportnetz stellt die regionale und verbrauchsferne Konzentration einzelner Technologien das größte Problem dar (Windenergie in Norddeutschland und Sonnenenergie in Süddeutschland). Der re-



sultierende Ausbaubedarf des Transportnetzes wird durch die Übertragungsnetzbetreiber im Netzentwicklungsplan (aktueller NEP 2013) dargestellt und quantifiziert (50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW, o. J.).

Für das Transportnetz stellt eine technologiedifferenzierte *Beeinflussung des Standortes* von Erzeugungsanlagen über Allokationssignale das Potenzial zur Verringerung des Netzausbaubedarfs dar, insbesondere auf der Nord-Süd-Achse. Eine Studie im Auftrag von Agora zum kostenoptimalen Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland (Agora 2013), in der unterschiedliche Strategien für den Ausbau der Wind- und Solarenergie bis 2033 untersucht wurde, hat die Kosten bei einem EE-Ausbau am optimalen Ertragsstandort mit dem Ausbau in der Nähe zum Verbraucher und einer stärkeren Technologieverteilung verglichen. In dieser Untersuchung ergaben sich nur geringe Einsparpotenziale für den Netzausbau im Transportnetz. Es wird darauf hingewiesen, dass die in dieser Studie erarbeiteten Ergebnisse in der öffentlichen Diskussion oft verkürzt dargestellt werden. So ist insbesondere der Rückschluss, dass zwischen dem Ort der Einspeisung und den Ausbaurkosten kein Zusammenhang besteht, eine verkürzte Interpretation. Die Mehrkosten für zusätzliche Anlagen aufgrund ungünstiger Standorte bezogen auf das Dargebot können aus der Studie aufgrund der dort gewählten Szenarienbetrachtung nicht unmittelbar entnommen werden.

Im Sensitivitätsbericht der Übertragungsnetzbetreiber zu Einflussgrößen auf die Netzentwicklung wird die Frage der Standortwahl ebenfalls durch die Sensitivität der Regionalisierung behandelt (50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW 2013). Hier wird jedoch nur die Unsicherheit der Standorte zukünftiger Erzeugungsanlagen unter den aktuellen rechtlichen Rahmen- und Förderbedingungen betrachtet und nicht die Wirkung möglicher Allokationssignale. Es zeigt sich, dass trotz einer weiterhin bestehenden Konzentration der Technologien zusätzliche dargebotsbasierte Potenziale in anderen Regionen existieren, bspw. Windpotenzial in Bayern. Aufgrund der weiterhin bestehenden Konzentration der Technologien in Nord (Wind) und Süd (PV) ist in den Sensitivitätsuntersuchungen die Auswirkung auf den Ausbaubedarf des Transportnetzes gering.

Auch wenn die hier skizzierten Allokationssignale in beiden Untersuchungen nicht direkt betrachtet wurden, so zeigen die bisherigen Untersuchungen die Notwendigkeit zur Prüfung der Wirkung unterschiedlich ausgestalteter Allokationssignale im Transportnetz. Insbesondere der Nutzen für das Netz ist den Kosten für mehr Erzeugungsleistung sowie den Transfer- und Umsetzungskosten gegenüberzustellen.

Neben der Standortallokation können weitere Maßnahmen zur Reduzierung des Transportbedarfs ergriffen werden. Um einen kapazitätsbedingten Ausbau zu vermeiden, wird der *Ausbau von Speichern* (Pumpspeicher) diskutiert sowie die beim Letztverbraucher ansetzende Verbrauchssteuerung zur Verschiebung und Angleichung von Erzeugung und Last. Um eine signifikante Wirkung zu erzielen, sind große Speichervolumina bzw. eine flächendeckende Verbrauchssteuerung notwendig. Das Potenzial dieser Maßnahmen ist begrenzt und wird an dieser Stelle nicht tiefer gehend analysiert. Es ist Gegenstand der Forschung und Diskussion.

Um die bestehende Netzkapazität besser auszunutzen, kann das in der Transportnetzebene bereits vereinzelt eingesetzte *Freileitungsmonitoring* bei kritischen Leitungsverbindungen zukünftig intensiver eingesetzt werden (VDE 2011).

Eine *Abregelung* der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien stellt zwar eine technisch einfache Lösung zur Vermeidung von Überlastungen dar, ist aber nach dem aktuellen Rechts-

rahmen nur bei einer Gefährdung der Netzstabilität zulässig. Die Abregelung einzelner Leistungsspitzen wird derzeit diskutiert, da sie zur Reduktion des Netzausbaubedarfs beiträgt und da durch Abregelung keine nennenswerten Energiemengen verloren gehen. Andernfalls wird die Substitution der abgeregelten Energie erforderlich, meist aus konventionellen Kraftwerken. Dies steht den Zielen der Energiewende entgegen und verursacht die höheren volkswirtschaftlichen Kosten, wie es z. B. die Ergebnisse der „VKU-Studie“ zeigen (VKU 2013). Danach betragen bereits die Kosten für den Ersatz der abgeregelten Energie ein Vielfaches der Kosten eines intelligenten Netzausbaus. Ein frühzeitiger und intelligenter Netzausbau führt gemäß dieser Studie zu einer minimalen Kostenbelastung des Versorgungssystems.

Da Abregelungen primär in der Verteilnetzebene erforderlich sind, entsteht eine Koordinationsaufgabe zwischen dem abregelnden Verteilnetzbetreiber und dem Transportnetzbetreiber, der die konventionellen Kraftwerke zur Mehrerzeugung anweisen muss.

Die zuvor erläuterte positive Wirkung der Abregelung einzelner Lastspitzen kann im Zusammenhang mit einem großräumigen Lastmanagement noch weiter verbessert werden. Hierfür ist dann aber sicherzustellen, dass trotz hohem Koordinations- und Kooperationsaufwand zwischen den beteiligten Netzbetreibern und Einspeisern ein positives Aufwand-Nutzen-Verhältnis entsteht. Eine Konkretisierung dieser Vorgehensweise ist nicht Bestandteil dieser Studie gewesen und sollte noch erfolgen.

### **6.3.2 Verteilungsnetze**

In den Verteilungsnetzen unterschieden sich die Netzstrukturen und der Versorgungsbereich zwischen den Netzebenen deutlich, weshalb sie in der Folge separat betrachtet werden. Mit sinkender Spannungsebene wird der galvanisch zusammenhängende Versorgungsbereich im Netz immer kleiner und damit die Abhängigkeit der Netzauslegung von der lokalen Versorgungsaufgabe größer.

#### **6.3.2.1 Hochspannungsnetz**

Im Hochspannungsnetz treten wie in der Transportnetzebene Kapazitätsengpässe aufgrund von gestiegenem Transportbedarf auf, weshalb die gleichen technischen Maßnahmen wie für das Transportnetz gelten. Verursacht werden diese Engpässe durch eine Kombination von Einspeisungen aus EE-Großanlagen mit direktem Anschluss an die HS-Ebene und der Rückspeisung von erneuerbarer Erzeugung aus der unterlagerten MS-Ebene. Die Engpässe treten in Form von Leitungsüberlastungen oder Überlastungen der Transformatoren in den Umspannwerken zur Mittelspannung auf. Das Auftreten der Engpässe kann durch eine Berücksichtigung der Netzkapazität bei der Standortwahl von Einspeisern und Verbrauchern reduziert bzw. verzögert werden. Regionale bis überregionale Steuersignale sind notwendig, um Einspeisungen netzschonender zwischen unterschiedlichen HS-Netzen oder zwischen Netzknoten (Umspannwerken) eines Netzes zu verteilen. Die Anschlusssituation hat in der HS-Ebene bereits in einzelnen Regionen einen signifikanten Einfluss auf die Netzbelastung und den Ausbaubedarf.

In der Hochspannungsebene kann die zulässige Auslastung der Netzelemente durch den flächendeckenden Einsatz des Leitungsseil-Monitoring und die Verbesserung der Schutz- und Leitungstechnik erhöht werden, um den kostenintensiven Netzausbau zu begrenzen.

### 6.3.2.2 Mittel- und Niederspannung

In der Mittel- und Niederspannungsebene sind aktuell ca. 75–80 % der installierten Leistung erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen angeschlossen. Hinzu kommt eine von der Hoch- und Höchstspannungsebene abweichende Netzstruktur, die in der Vergangenheit ohne Einfluss dezentraler Einspeisungen aufgrund unidirektionaler Lastflüsse entstanden ist.

Ausgehend von der Umspannung aus der HS-Ebene ergab sich bisher ein gerichteter Lastfluss mit einer kontinuierlichen Reduzierung der Netzbelastung bis zum Letztverbraucher in der NS-Ebene. Zunehmende Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien führen insbesondere an den Enden der Leitungsabgänge zu Engpasssituationen, die neben Kapazitätsengpässen überwiegend durch eine Verletzung zulässiger Spannungsänderungen hervorgerufen werden. Abbildung 19 zeigt exemplarisch den Spannungsverlauf in der Mittel- und Niederspannungsebene ohne dezentrale Einspeisungen bei einem idealisierten offenen Ring- oder Strangnetz.

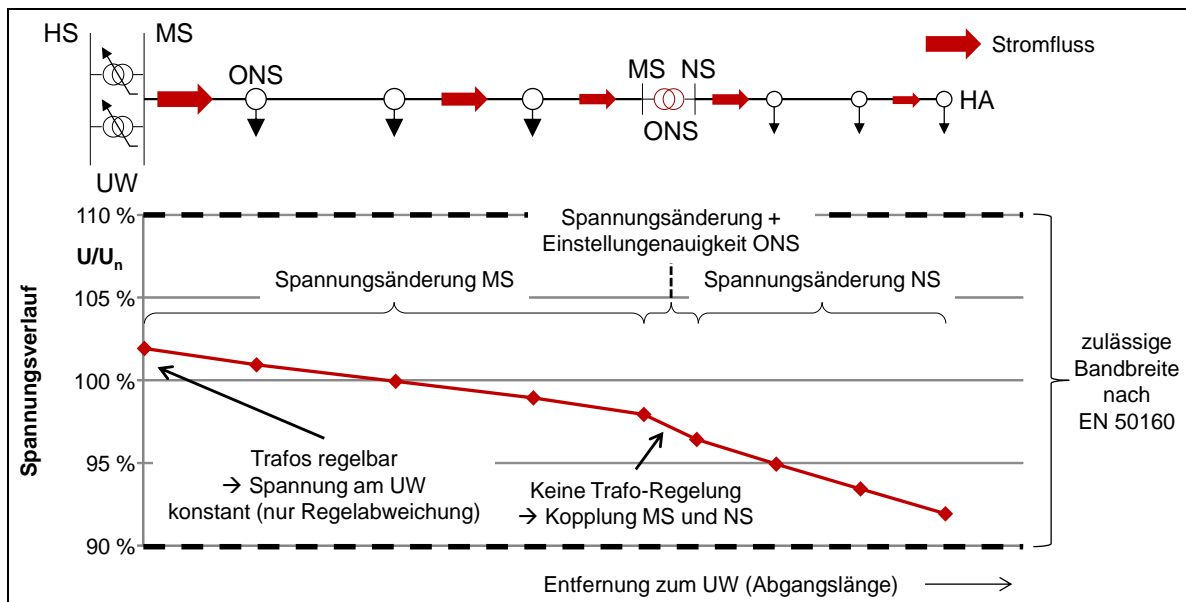


Abbildung 19: Schematischer Strom- und Spannungsverlauf in der MS- und NS-Ebene ohne dezentrale Einspeisung; eigene Darstellung

Die Netze wurden auf die lokale Versorgungsaufgabe derart ausgelegt, dass die Strombelastbarkeit am UW bzw. der Ortsnetzstation nicht überschritten und am Ende der Versorgungsleitung die Mindestspannung nicht unterschritten wurde.

Der Spannungsanstieg bei EE-Einspeisungen ist schematisch in Abbildung 20 dargestellt. Diese Situation tritt häufig in ländlichen Netzen mit schwachem Verbrauch und langen Versorgungsleitungen auf. Eine starke Durchdringung mit Erzeugung aus Erneuerbaren Energien führt zu einer Verletzung des oberen Spannungsbandes.

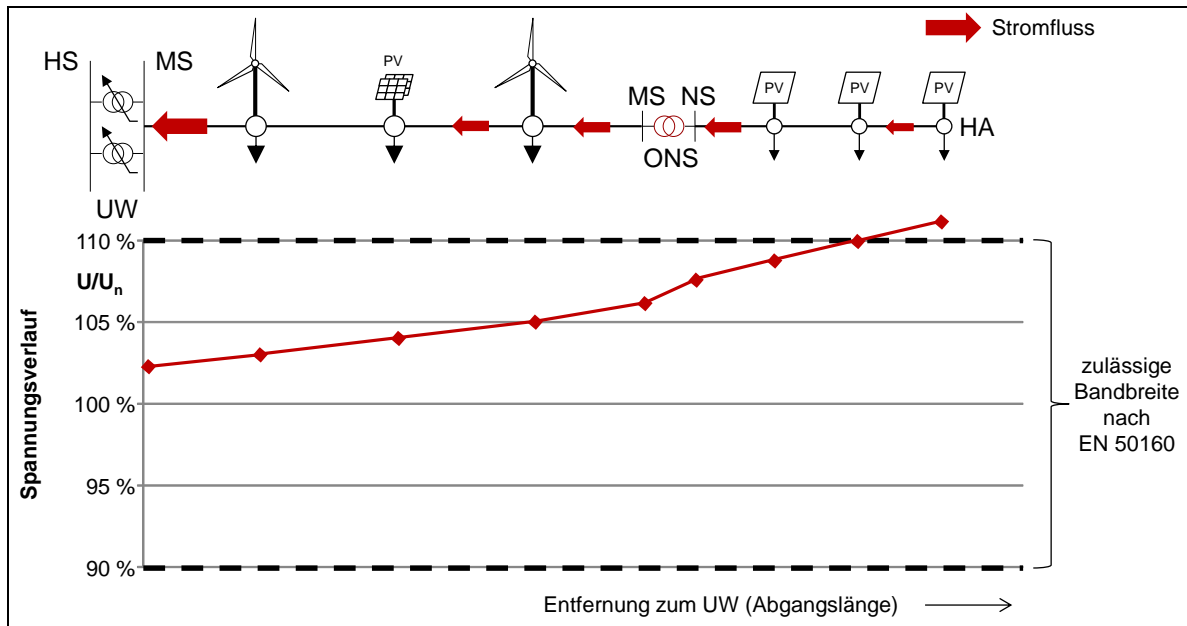


Abbildung 20: Schematischer Strom- und Spannungsverlauf in der MS- und NS-Ebene mit dezentraler Einspeisung; eigene Darstellung

Die Berücksichtigung der Netzauslegung bei der Standortwahl erfordert in der MS- und NS-Ebene eine starke lokale Differenzierung. Anders als in der Transportnetzebene wird ein typischer Engpass nicht von einer aggregierten Anzahl Erzeugungsanlagen über eine größere Fläche verursacht.

Neben Maßnahmen zur Standortbeeinflussung und dem klassischen leitungsgebundenen Netzausbau können zusätzliche technische Maßnahmen den Aus- und Umbauebedarf der Netze reduzieren:

- *Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage*  
Durch den Bezug von Blindleistung wird der Spannungsanstieg reduziert. Die Anschlussrichtlinien für Erzeugungsanlagen in MS- und NS-Netzen enthalten bereits heute Vorgaben und Umsetzungsoptionen für diese Maßnahmen (BDEW 2013, VDE 2008).
- *Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren*  
Regelbare Ortsnetztransformatoren können die Spannungsänderungen zwischen der MS- und NS-Ebene entkoppeln. Die in Abbildung 19 und Abbildung 20 schematisch dargestellte Beeinflussung der Spannung in einer Netzebene durch die jeweils andere Netzebene kann kompensiert werden. Zudem ermöglichen regelbare Ortsnetztransformatoren eine Anpassung an die sich im Tagesablauf wandelnde Einspeisesituation. Der Einsatz dieser Technologie ermöglicht die bessere Ausnutzung der existierenden Netzstruktur/-kapazität und reduziert bzw. verzögert damit den Netzausbau, was unter den gegebenen Unsicherheiten bei der Prognose des lokalen Zubaus von EE-Anlagen zu mehr Effizienz führt.
- *Steuernder Eingriff bei Erzeugern und Verbrauchern*  
Der Netzbetreiber muss zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität in ausreichendem Umfang beobachten, steuern und bei Bedarf auch agieren können. Er muss im Notfall auch in den Betrieb von Erzeugern und Verbrauchern steuernd eingreifen können.

– *Abregelung der Leistungsspitzen*

Analog zur Situation in der Transportebene geht durch Abregelung einzelner Leistungsspitzen nur ein geringer Anteil erneuerbarer Energieeinspeisung verloren. Das Netz kann auf eine geringere Maximalleistung ausgelegt werden und der Aus- und Umbaubedarf der Netze wird reduziert. Der Umfang von Abregelungen sollte dabei sicherstellen, dass lediglich temporäre kurzfristige Netzengpässe umgangen werden und sich daher mengenmäßig beschränken (z. B. max. 5 % der Jahreseinspeisung). Sinnvolle konkrete Grenzen müssen noch identifiziert und festgelegt werden. Im Falle regelmäßig bzw. dauerhaft auftretender Netzengpässe ist dieses Instrumentarium nicht mehr geeignet. In diesen Fällen sollte ein entsprechender Netzausbau erfolgen.

In den Richtlinien für Erzeugungsanlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz sind darüber hinaus in Anlehnung an den Transmission Code für die Übertragungsnetze Vorgaben zur Unterstützung der Systemstabilität enthalten (BDEW 2013, VDE 2008), da diesen Anlagen durch die große installierte Leistung und den weiterhin starken Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien eine steigende Systemrelevanz zukommt. Diese umfassen die Beteiligung an der statischen Stützung der Spannung (MS und NS) und die dynamische Netzstützung (MS). Anlagen in der Mittelspannung müssen in der Lage sein,

- sich bei Fehlern im Netz nicht vom Netz zu trennen
- im Netzfehlerfall die Spannung durch Einspeisung eines Blindstroms zu stützen und
- nach dem Fehler dem Netz nicht mehr induktive Blindleistung zu entnehmen als vor dem Fehlerfall.

In beiden Ebenen sind darüber hinaus Vorgaben zur Leistungsreduktion bei Überfrequenz – also einem Einspeiseüberschuss – enthalten. Um zu vermeiden, dass bei Überfrequenz sich alle Anlagen gleichzeitig vom Netz trennen, wird ab 50,2 Hz eine frequenzabhängige Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung vorgesehen.

Neben diesen an der technischen Funktion des Versorgungssystems orientierten Maßnahmen ist die erhebliche Wirkung der heute wirksamen Anreizregulierungsverordnung (ARegV) auf Netzinvestitionen, insbesondere durch die Wirkung des Zeitversatzes bei der Wirkung von Kapitalkosten auf Netzerlöse, zu beachten und in parallelen Maßnahmen zu ändern. Aktuell wirkt der Anreizmechanismus der ARegV so, dass bei identischer Versorgungsaufgabe ein Netzbetreiber, der nur geringfügig in Netzaus-/umbau investiert, deutlich höhere spezifische Gewinne erwirtschaften kann als ein Netzbetreiber, der zur Vermeidung einer überhöhten Abregelung erheblich in Netzaus-/umbau investiert. Die Ausweitung der Anwendung von Investitionsbudgets auf die HS-Ebene reicht hier nicht aus und die Anwendung des Erweiterungsfaktors ist hierbei weiterhin ungeeignet. Dieser strukturelle Fehlanreiz der ARegV führt zu deutlich höheren Systemkosten, da die Abregelungswirkung teurer ist als effiziente Maßnahmen des Netzausbaus. Grundlage einer Änderung der ARegV könnte das vom Wirtschaftsausschuss des Bundesrats empfohlene Investitionsmodell (Nr. 12 in BR-Drs. 447/1/13) sein. Dies stellt eine sinnvolle Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens dar und sollte weiter verfolgt werden.

## 6.4 Ausgestaltung einer Allokationssteuerung

Durch die Allokationssteuerung können Anreize geschaffen werden, Effekte aus dem entstehenden Aus- und Umbau der Netze bei der Standortentscheidung einer Erzeugungsanlage in geeigneter Form zu berücksichtigen.

Bezüglich der Netzbelastung ist es in Regionen nahe der Staatsgrenze häufig unerheblich, ob es sich um eine Überlastung durch eine Einspeisung diesseits der Staatsgrenze handelt oder durch einen Stromimport über eine angrenzende Verbindungsleitung aus dem benachbarten Ausland. Diese Fälle sollten daher gleich behandelt werden. Bei der Implementierung von Maßnahmen mit allokativer Wirkung ist eine europaweite Umsetzung anzustreben, da eine rein nationale Implementierung zu Verdrängungseffekten führen kann.

Es gibt unterschiedliche Maßnahmen, die eine allokativer Wirkung für Erzeugungskapazitäten mittels Einflussnahme durch Netzbetreiber entfalten. Dazu gehören:

- Nodal Pricing
- Market Splitting
- marktbasierter Redispatch
- Baukostenzuschuss und Anschlusskostenbeteiligung
- Bonus-/Malus-Modell
- ortsabhängige Einspeiseentgelte.

Die genannten Instrumente sind weithin bekannt und werden seit Beginn der Liberalisierung aus unterschiedlichen Blickwinkeln – hauptsächlich im Kontext der Transportnetze – diskutiert. Auf eine Beschreibung der Instrumente wird daher hier verzichtet.

Nodal Pricing und Market Splitting haben primär eine allokativer Wirkung zur Vermeidung des weiträumigen Energietransports auf der Nord-Süd-Achse im deutschen Transportnetz. Eine Übertragung auf die Verteilungsnetze würde die Komplexität der Instrumente massiv erhöhen und die Wirkungsweise bzw. Umsetzbarkeit beeinträchtigen.

Eine Teilnahme an einem marktbasierten Redispatch ist für Anlagen mit Erzeugung aus Erneuerbaren Energien aufgrund der überwiegend fehlenden Steuerbarkeit nur eingeschränkt möglich.

Mit Baukostenzuschüssen und der Anschlusskostenbeteiligung kann bei koordinierter Anwendung über alle Netzebenen hinweg eine differenzierte und lokale Standortsteuerung erfolgen. Die Baukostenzuschüsse umfassen eine einmalige Beteiligung des Anlagenbetreibers bei anfallenden Netzausbaukosten, können damit aber zu einer Ungleichbehandlung zwischen Bestandskraftwerken und neuen Anlagen bis hin zu einer diskriminierenden Markteintrittsbarriere führen.

Regional differenzierte Einspeiseentgelte sind Tarife für die Einspeisung elektrischer Energie für einen zeitlich fixierten Zeitraum. Diese haben Auswirkungen in der Wirtschaftlichkeit sowohl bei Neuanlagen als auch Bestandskraftwerken. Neben der Ausgestaltung als Arbeits- oder Leistungspreis können Zahlungen so ausgestaltet sein, dass durch Bonus- und Maluszahlungen die regional differenzierten Einspeiseentgelte aufkommensneutral sind.

Allokationssignale stellen also eine theoretische Möglichkeit dar, Anreize zur effizienten Standortwahl von neuen Erzeugungsanlagen zu geben. Hierdurch kann Netzausbau jedoch nicht grundsätzlich vermieden, aber punktuell reduziert werden. Die analysierten Ansätze von Allokationsinstrumenten für volkswirtschaftlich effiziente Kraftwerksstandorte weisen Vor- und Nachteile auf. Die zu erwartende Wirkung der Instrumente wäre hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Kosteneffizienz zu prüfen. Insgesamt ist die Einführung eines der genannten Instrumente kurz- bis mittelfristig aufgrund der Auswirkungen im europäischen Kontext, der Komplexität des Instruments bzw. der Wirkung und des Transferaufwands fraglich.

Im Kontext der Neugestaltung des EEG ergibt sich durch die Überarbeitung der Fördermechanismen eine zusätzliche Möglichkeit der indirekten Allokationssteuerung. Die Schaffung der Möglichkeit, in begrenztem Umfang entschädigungslos durch den Netzbetreiber abzuregeln, um Netzausbaubedarf zu vermeiden, kann einen Anreiz darstellen, sich bei ansonsten c. p. konstanten Bedingungen als Anlagenbetreiber in dem Netz anzuschließen, in dem das Risiko der entschädigungslosen Abregelung nicht besteht. Voraussetzung hierfür ist, dass im Vorfeld von Investitionen durch die Netzbetreiber entsprechende Informationen bezüglich der Wahrscheinlichkeit des Eintritts dieses Sachverhalts veröffentlicht werden. Durch diese Maßnahmen kann – zumindest ein schwaches – Allokationssignal gegeben werden. Eine genaue Ausgestaltung dieses Mechanismus sowie die Sicherstellung, dass es nicht zu missbräuchlichem Verhalten des Netzbetreibers durch Unterlassung des Netzausbaus kommt, wäre Gegenstand weiterer Untersuchungen.

## 6.5 Netzentgeltsystematik

Die Netzentgeltsystematik in Deutschland funktioniert nach dem Prinzip der Kostenwälzung. Jeder Netznutzer nutzt neben seiner Anschlussebene die jeweils vorgelagerten Netzebenen mit. Die Kosten eines Netzes inklusive der Kosten der vorgelagerten Netzebenen werden auf die unterlagerten Netze und die Endkunden verteilt bzw. gewälzt. Als Aufteilungsschlüssel dient bei Kleinkunden (SLP) die am Netzanschlusspunkt entnommene Arbeit und bei Großkunden sowohl die am Netzanschlusspunkt entnommene Arbeit als auch die maximale Leistungsspitze.

Die Vorgaben der §§ 15 bis 19 StromNEV enthalten die wesentlichen Grundsätze der Entgeltkalkulation, u. a.

- das transaktionsunabhängige Punktmodell
- das Prinzip der Entfernungunabhängigkeit (netzebenenspezifische Briefmarke) sowie
- die Netto-Wälzung<sup>90</sup> (Entgelt für die dezentrale Einspeisung: vermiedene Netzentgelte).

<sup>90</sup> Brutto- sowie Nettomethode als Kostenwälzungsmethoden unterscheiden sich dadurch, dass bei den Wälzungsschritten die Gesamtheit aller nachgelagerten Ebenen entweder nur über die direkte Abgabe an die unmittelbar nachgelagerte Ebene berücksichtigt wird (Nettomethode) oder über den Gesamtverbrauch in allen unterlagerten Netzen berücksichtigt wird (Bruttomethode). Die beiden Methoden unterscheiden sich somit durch die Berücksichtigung von Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen in allen unterlagerten Ebenen. Die Nettoentnahme der unmittelbar nachgelagerten Ebene (tatsächliche Entnahme) entspricht dem um diese dezentralen Einspeisungen verringerten Gesamtverbrauch durch Letztverbraucher in allen unterlagerten Ebenen. Bei

Die Entgeltermittlung beinhaltet dabei folgende Elemente:

- Für jede Netz- und Umspannebene wird eine Briefmarke errechnet als Quotient aus den Kosten der Ebene (inklusive der gewälzten Kosten vorgelagerter Netzebenen und dem Entgelt für dezentrale Einspeisungen) und zeitgleicher Jahreshöchstlast der jeweiligen Netzebene.
- Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren abhängig von der Benutzungsdauer zur Kompensation des Unterschieds zwischen Netzhöchstlast und Summe der individuellen zeitungleichen Höchstlasten. Durch Umformung werden abrechnungsrelevante Arbeits- und Leistungspreise ermittelt, die für Letztverbraucher ohne registrierende Leistungsmessung in Grund- und Arbeitspreise überführt werden.

Infolge der Förderung der Erneuerbaren Energien wächst der Anteil der Verbraucher, die über Eigenerzeugung verfügen. Damit sinkt für diese Netznutzer insbesondere die aus dem Netz entnommene Arbeit, wodurch sie nicht nur für sich selbst die Energiekosten, sondern auch die Netznutzungskosten senken. Die aus dem Netz entnommene Energie als Umlagebasis für die Netzkosten sinkt, was zu einer Erhöhung der (spezifischen) Netznutzungsentgelte führt.

Dieser Effekt ist nicht verursachungsgerecht, da wesentliche Bestandteile der Kosten für den Netz- und Systembetrieb nicht abhängig von der aus dem Netz entnommenen Energie, sondern von der Vorhaltung von Netzkapazität sind; hier sind zu nennen z. B. Frequenz- und Spannungshaltung, Netzsteuerung, Halten der stromlosen Betriebsbereitschaft. Bereits durch eine stärkere Gewichtung von Leistungsanteilen bei Netzentgelten oder analog Nutzung von Grundpreisen würde die Entgeltsystematik verursachungsgerechter werden. Ein Abrücken von der entnommenen Arbeit als alleinige Umlagebasis für die Netzkosten ist daher unter Beachtung der Ziele von EnWG und EEG inklusive der Wirkung auf bereits getätigte Investitionen zu prüfen. Während eine Abschaffung des Eigenerzeugungsprivilegs und eine Veränderung der Umlagebasis aus Netzperspektive Vorteile zeigt, so kann dies zu negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von dezentralen Erzeugungsanlagen führen, deren Investitionsentscheidungen oftmals unter Einbeziehung dieser wirtschaftlichen Effekte getroffen wurden.

Wie zuvor dargestellt kann in Netzen mit erheblicher Penetration durch dezentrale Erzeuger nicht mehr von einer netzentlastenden Wirkung der Einspeiser ausgegangen werden. Plan- und steuerbare Einspeiser (z. B. Biomasse) sind in der Lage, abhängig von der Netzsituation ihre Leistung anzupassen, um somit Belastungen reduzieren oder vermeiden zu können. Werden die Anlagen entsprechend eingesetzt/gesteuert, so ist dieser Umstand zu berücksichtigen.

Bei einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik sollten die folgenden drei Gesichtspunkte im Vordergrund stehen:

- Es ist damit zu rechnen, dass auch im Bereich der Kleinverbraucher zukünftig im verstärkten Maße eine Eigenerzeugung stattfindet. Die aus dem Netz entnommene Leistung und Arbeit wird daher als Schlüssel für die Verteilung der Netzkosten zunehmend ungeeignet.

---

der Bruttomethode haben Einspeisungen aus dezentralen Erzeugungsanlagen dagegen keinen Einfluss auf die Wälzungsparameter.



- Die Nettokostenwälzung auf Basis des Saldos aus Entnahme der unterlagerten Ebene und Einspeisung in die unterlagerte Ebene erscheint als maßgeblicher Schlüssel für die Kostenverteilung der vorgelagerten Netzkosten ebenfalls nicht mehr geeignet.
- Netze müssen regelmäßig aufgrund einer Vielzahl dezentraler Einspeisungen ausgebaut werden, die Netzkosten steigen dementsprechend an. Die Wälzung aller Kosten auf Letztverbraucher und an die der jeweiligen Netzebene angeschlossenen unterlagerte Netzebene ist ebenfalls nicht mehr sachgerecht.

Die folgenden Gesichtspunkte sind bei der Netzentgeltgestaltung zu berücksichtigen:

- Kostenverursachungsgerechtigkeit: Das Netzentgeltsystem soll die für die Netzauslegung und den Netzbetrieb wesentlichen Kostentreiber sachgerecht abbilden.
- Das Netzentgeltsystem soll ausreichende Anreize für eine effiziente Netznutzung setzen. Verbraucher und Einspeiser sollen dazu angeregt werden, die Netze möglichst wenig zu belasten bzw. möglichst sogar zu entlasten.
- Die Netzentgelte sollen diskriminierungsfrei für alle Netznutzer sein.
- Die Netzentgelte sollen transparent und für den Netznutzer einfach kalkulierbar sein.
- Geringe Transaktionskosten: Der für die Bestimmung und Abrechnung der Netzentgelte notwendige Aufwand soll minimiert werden. Dies betrifft insbesondere den Mess- und Abrechnungsaufwand.

## 7 Charakter und Finanzierung von Flexibilitätsoptionen zur Flankierung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien

Wie bereits das Bundesumweltministerium in einem Bericht der AG 3 Interaktion festgestellt hat, sollten Flexibilitätsoptionen vor dem Hintergrund volkswirtschaftlicher Effizienz gerade dazu eingesetzt werden, die Einspeisung von Strom aus zukünftig weiter steigenden dargebotsabhängigen Quellen mit dem Verbrauch abzustimmen. Ziel der Nutzbarmachung und des Einsatzes von Flexibilitäten muss es daher sein, die Erzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien auszugleichen (Plattform Erneuerbare Energien 2012). In diesem Sinne setzt sich dieses Kapitel mit Flexibilitätsoptionen insgesamt und deren Bedarf und Anreizstrukturen bis 2020 im Detail auseinander.

### 7.1 Überblick und Beschreibung von Flexibilitätsoptionen

Grundsätzlich kann eine Unterteilung von Flexibilitätsoptionen hinsichtlich ihrer Fähigkeit zur Beeinflussung der Erzeugungsleistung sowie zur Beeinflussung der Verbraucherlast vorgenommen werden. Lastmanagementmaßnahmen (kurz DSM) beeinflussen direkt die Höhe der Nachfrage, während die bedarfsgerechte EE-Stromerzeugung sowie der Einsatz konventioneller Kraftwerke die Erzeugungsseite direkt beeinflussen. Stromspeicher stehen nach dieser Systematik zwischen beiden Seiten. Kleinere Speicher, die im Besitz von Endkunden sind, dienen vordringlich der Eigenverbrauchsoptimierung und werden damit primär zur Beeinflussung der privaten Nachfrage herangezogen, während Großspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke als Bestandteil des Erzeugungsparks angesehen werden können.

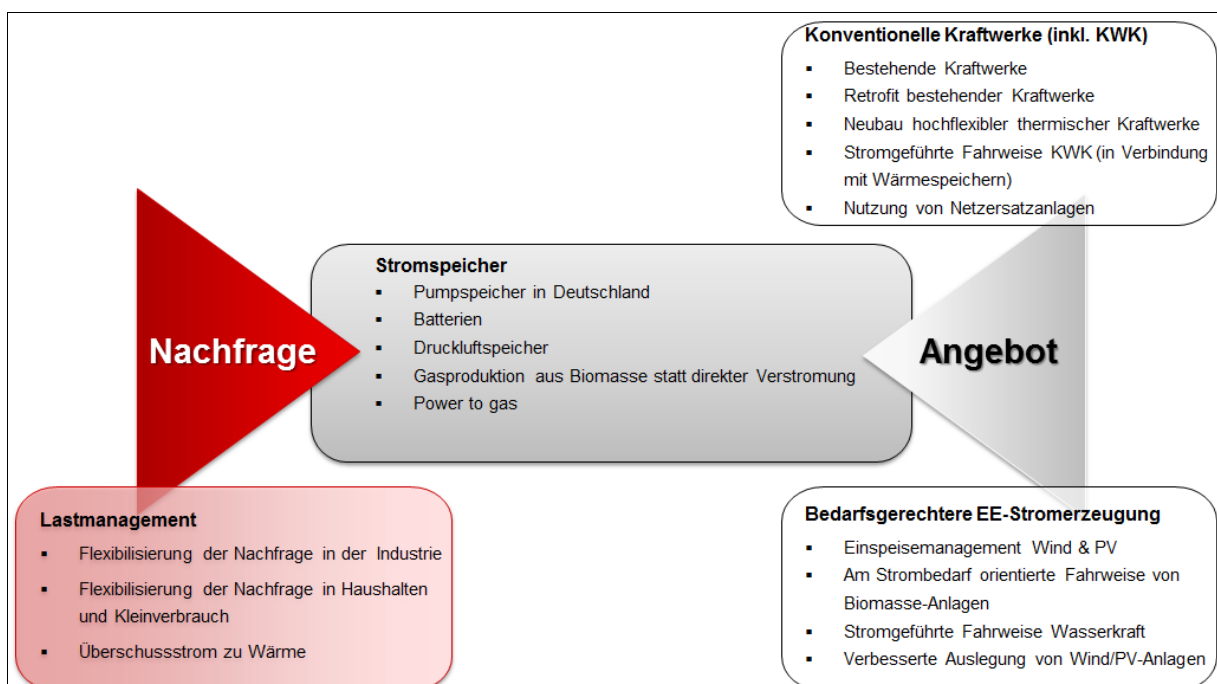


Abbildung 21: Überblick über Flexibilitätsoptionen; eigene Darstellung

Bestehende Transportengpässe bzw. angespannte Netzsituationen können zumindest temporär den Einsatz von Flexibilitäten an diesen Orten nahelegen. Berechnungen der BET<sup>91</sup> legen nahe, dass gerade der Netzausbau bzw. die Netzverstärkung die kostengünstigste Flexibilitätsoption darstellt, der vor dem Hintergrund des betrachteten Zeithorizontes dieses Papiers die oberste Priorität in Bezug auf die Nutzbarmachung und Umsetzung zukommen sollte.

## 7.2 Potenzialabschätzung des Bedarfs

Für die Herleitung des Bedarfs an Flexibilitäten für das Jahr 2020 werden nachfolgende Annahmen getroffen. Die installierte Leistung und hieraus resultierende Arbeit von EE sind in der folgenden Tabelle aufgeführt und orientieren sich an der Leitstudie des BMU und den Strommarktszenarien<sup>92</sup> der BET. Ersichtlich ist, dass insbesondere die Windenergie und die Photovoltaik mit knapp 88 % Anteil an der installierten Leistung der EE die zentrale Säule der Erneuerbaren-Energien-Erzeugung bilden. Die Steuerbarkeit dieser Energiequellen ist aufgrund ihrer Dargebotsabhängigkeit begrenzt und erhöht damit die Anforderungen an die übrigen Flexibilitäten des Energiesystems.

Tabelle 15: Ausbauszenario Erneuerbare Energien bis 2020; Quelle: BET Standardenergiemarktszenario in Anlehnung an BMU-Leitstudie 2012; eigene Darstellung

	2012			2020		
	Leistung [MW]	Volllaststunden	Arbeit [TWh/a]	Leistung [MW]	Volllaststunden	Arbeit [TWh/a]
<b>Wasserkraft</b>	4.400	4.818	21,20	4.700	4.745	22,30
<b>Windenergie onshore</b>	31.035	1.461	45,33	39.000	1.888	73,63
<b>Windenergie offshore</b>	280	2.429	0,68	6.000	3.243	19,46
<b>Photovoltaik</b>	32.643	858	28,00	54.000	890	48,06
<b>Geothermie</b>	12	2.500	0,03	150	5.533	0,83
<b>Biomasse</b>	7.647	5.342	40,85	9.000	5.544	49,90
<b>Summe EE</b>	76.017	-	136,09	112.850	-	214,18
<b>Stromverbrauch</b>	-	-	594,53	-	-	560,00
<b>EE-Anteil am Stromverbrauch</b>	-	-	22,89%	-	-	38,25%

Der Bedarf an Flexibilitäten für das 2020 wird anhand der Residuallastkurve ermittelt. Diese ergibt sich aus der Verbraucherlast abzüglich der Erzeugung aus EE für jede Stunde des Jahres 2020. Hierbei wird zunächst unterstellt, dass weder angebots- noch nachfrageseitig Maßnahmen zur Flexibilisierung der Erzeugung aus EE ergriffen werden.

<sup>91</sup> Vgl. Enervis/BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Berlin 2013.

<sup>92</sup> BET erstellt regelmäßig Szenarien über die weitere Entwicklung des Stromerzeugungsmarktes auf der Basis eines europäischen Strommarktmodells.

In der folgenden Grafik ist die Last in Blau, die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in Rot und die resultierende residuale Last in Grün dargestellt. Betrachtungszeitraum ist ein ganzes Jahr, wobei zusätzlich drei Zeitbereiche zur Verdeutlichung herausgegriffen wurden.

Das Auftreten einer negativen Residuallast bedeutet somit für die jeweilige Stunde, dass durch die Zuschaltung von Verbrauchsanlagen eine Erhöhung der Leistungsaufnahme herbeigeführt werden muss oder umgekehrt die Erzeugungsanlagen gedrosselt werden müssen, während beim Auftreten von positiver Residuallast umgekehrtes Verhalten erforderlich ist.

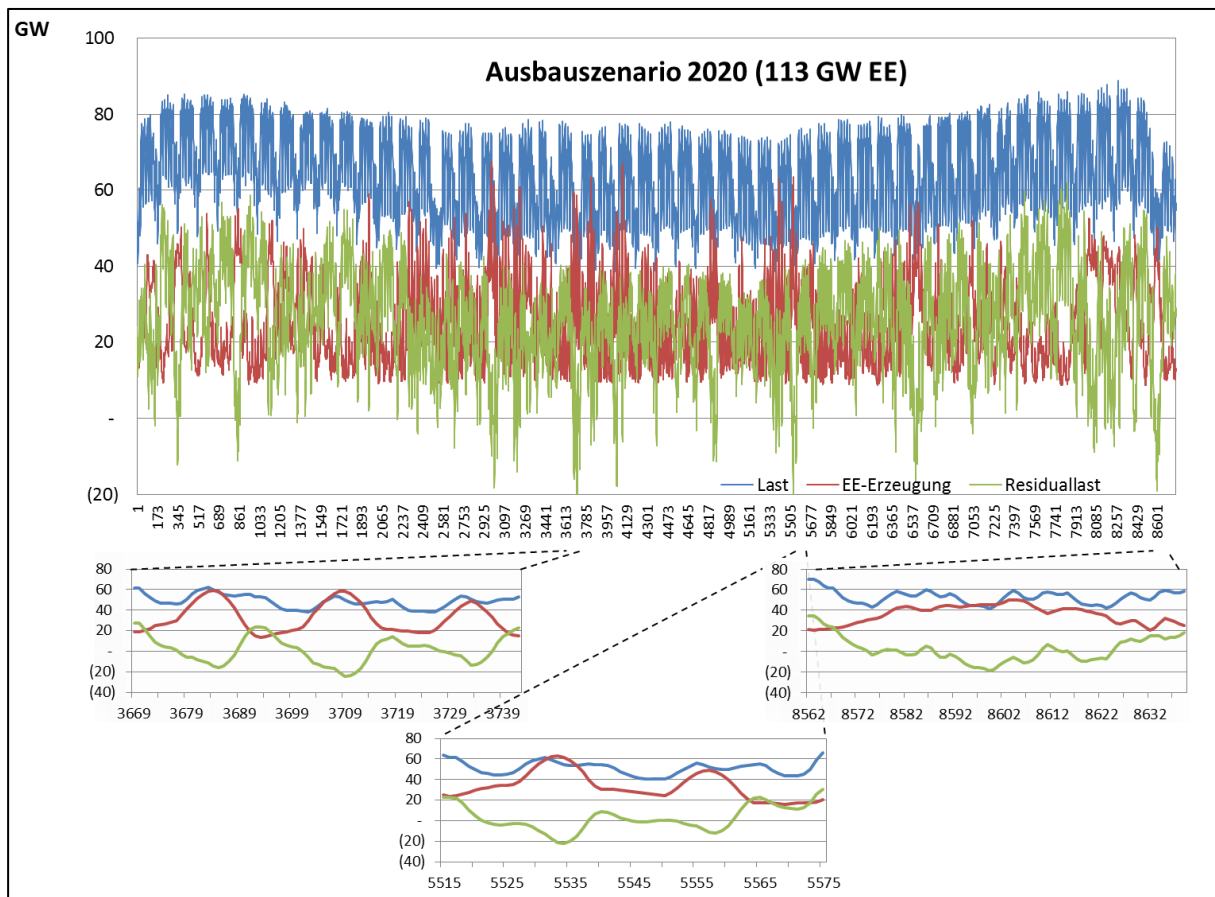


Abbildung 22: Verbraucherlast, EE-Erzeugung und Residuallast im Jahr 2020; BET EuroMod

Negative Residuallasten treten in 2020 in mehr als 150 Stunden auf, auch über mehrere zusammenhängende Stunden (bis zu 16 Stunden) hinweg.

Die Auswertungen in der folgenden Tabelle verdeutlichen, dass trotz des weiteren Ausbaus der EE mit einer installierten Leistung von mehr als 110 GW in 2020 sie nur einen geringen Beitrag zur Senkung der maximalen residualen Last leisten. Hieraus ergibt sich umgekehrt die Forderung, dass hinreichend konventionelle Kraftwerke verfügbar sein müssen, die zu einer Deckung der maximalen Residuallast herangezogen werden können. In 8.590 Stunden des Jahres muss auf die konventionellen Erzeugungseinheiten zurückgegriffen werden, da die Stromerzeugung aus EE-Anlagen nicht zur vollständigen Deckung des Bedarfs ausreicht. Hierbei kommt es zu Perioden von bis zu 40 zusammenhängenden Tagen, in denen die Erzeugung aus EE die Last nicht übersteigt.

Tabelle 16: Auswertungen der residualen Last für das Jahr 2020; BET EuroMo

	Residuale Last [GW]		Gradienten der Residualen Last			
	GW		GW/h		GW/4h	
	2012	2020	2012	2020	2012	2020
<b>Minimum</b>	+11,7	-24,1	-7,1	-8,0	-25,1	-27,2
<b>Maximum</b>	+80,0	+76,9	+12,9	+13,3	+31,2	+33,2

Die Annahme eines ideal ausgebauten Netzes führt zu einer Unterschätzung des Bedarfs an Flexibilitäten, weil sowohl in den Winderzeugungsschwerpunkten im Norden Deutschlands als auch in den Verbrauchsschwerpunkten im Süden ein höherer Flexibilitätsbedarf bestehen kann.

Der zunehmende Anteil der Stromerzeugung aus FEE führt dazu, dass die Einsatzzeit (Volllaststunden) der konventionellen Kraftwerke abnimmt und sie gleichzeitig immer häufiger starken Lastwechseln ausgesetzt sind. Insbesondere die älteren Bestandskraftwerke sind für einen solchen, immer stärker intermittierenden Betrieb technisch nur bedingt geeignet (zu geringe Laständerungsgeschwindigkeit, zu hohe Mindestleistung/schlechtes Teillastverhalten). Häufigeres Ab- und Wiederanfahren führt zu erheblichen Verschleißkosten. Trotz eines durch negative Preise angezeigten Überschusses des Stromangebotes gegenüber der Nachfrage erzeugen insbesondere Kern- und Braunkohlekraftwerke weiterhin Grundlaststrom, da sie hohe Mindestleistungen und langsame An- und Abfahrzeiten aufweisen, die eine starke Laständerung für eine oder wenige Stunden technisch erschweren. Überdies entstehen auch Kosten für die An- und Abfahrvorgänge, die höher sein können als die stundenweise Inkaufnahme von niedrigen oder negativen Börsenpreisen. Dies soll am Beispiel des 24.3.2013 dargestellt werden.

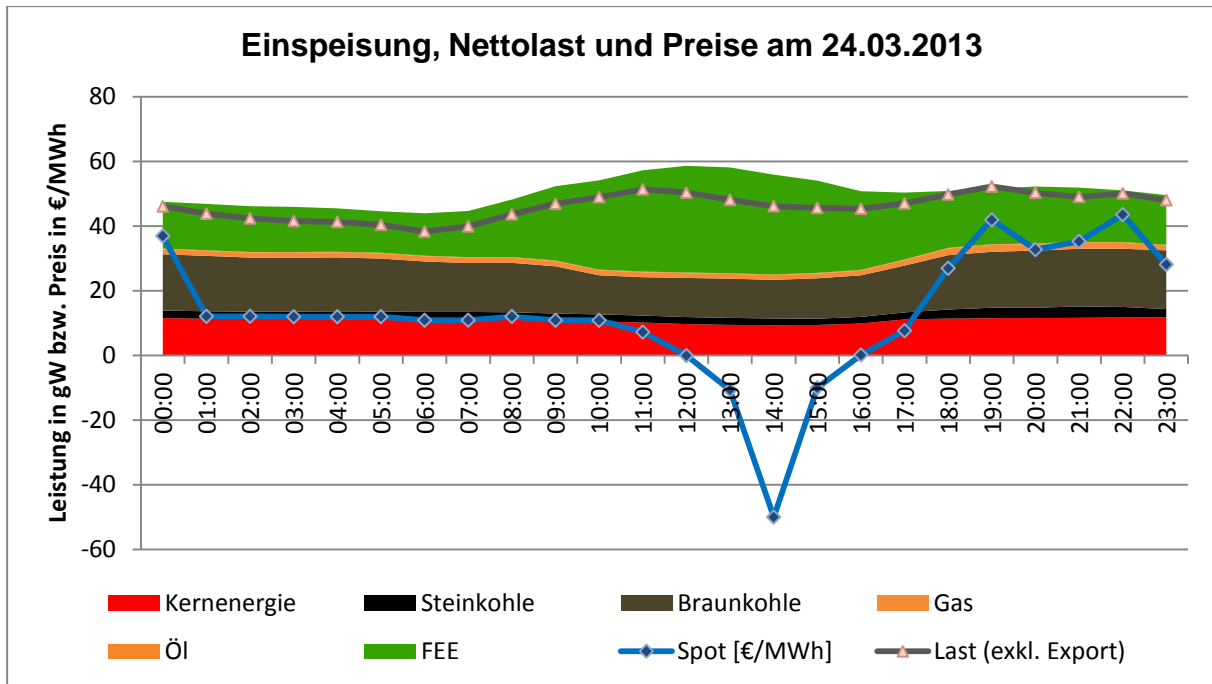


Abbildung 23: Einspeiseleistung Strom und Spotmarktpreise (Phelix-Base) am 24.3.2013

Es ist zu sehen, dass es eine tendenzielle Reduktion der Einspeisung von sowohl Braunkohlekraftwerken als auch Kernkraftwerken gegeben hat. Die Erzeugung aus Steinkohle- und Gaskraftwerken ist v. a. auf einen „Must-Run-Betrieb“ zur Wärmeauskopplung (wärmegeführter KWK-Betrieb) sowie Bereitstellung von Systemdienstleistungen zurückzuführen. Jedoch hat die Reduktion der konventionellen Stromerzeugung nicht ausgereicht, um ausreichend Kapazität aus dem System zu nehmen. Die hohe Einspeisung aus EE in der Mittagszeit in Kombination mit einer nur geringfügigen Leistungsreduktion der konventionellen Kraftwerke führte zu negativen Strompreisen, die über mehrere Stunden hinweg mit geringer Last akzeptiert wurden.

Negative Preise sind damit ein notwendiger Indikator für das Aufzeigen von fehlender Flexibilität, gleichzeitig aber auch ein Anreiz, diese Kraftwerke entweder durch Retrofit-Maßnahmen zu flexibilisieren oder aber still zu legen.

## 7.2.1 Technische Charakteristika

### 7.2.1.1 Zukünftige Flexibilitätsoptionen

Einen Überblick über die technischen Charakteristika einzelner Flexibilitätsoptionen gibt Tabelle 17. Betrachtet werden in der Tabelle das geschätzte Entwicklungspotenzial, die maximale Erbringungsdauer der Technologie bei Abruf bzw. Aktivierung sowie die Aktivierungszeit, d. h. wie schnell die jeweiligen Flexibilitäten zur Verfügung gestellt werden können.

Die nachfolgende nähere Beschreibung der Flexibilitätsoptionen beschränkt sich auf die bis 2020 relevanten Maßnahmen, die in Tabelle 17 nicht in Grau dargestellt sind. Die Liste enthält somit auch langfristige Optionen, die aber aufgrund des Zeitrahmens des Gutachtens (bis 2020) nicht näher betrachtet werden. Die Möglichkeiten der bis 2020 relevanten Technologien werden in Kapitel 7.3 unter der Nutzung der Residuallastanalyse detaillierter herausgearbeitet.

Tabelle 17: Technische und ökonomische Charakteristika von Flexibilitätsoptionen; eigene Darstellung

	Geschätztes Potenzial	Dauer	Schnelligkeit in %PN/min	Bemerkungen
<b>Demand Side Management (DSM)</b>				
DSM Industrie	+2 / -0,7 GW [DENA]; +0,5 / -4,4 GW [VDE]; kurzfristig	1 bis 4 Stunden	20-100%	kurzfristig und kostengünstig nutzbares Potenzial; höheres Potenzial für Abschaltungen im Minutenbereich bzw. zu hohen Kosten
DSM Haushalte	ca. +0,6 GW / -2,3 GW bis 2030	einige Stunden	100%	(ohne Wärmepumpen)
DSM Haushalte – elektrische Wärmepumpen	max. +0,45 GW (Winter) / -2,2 GW (Sommer) bis 2030	ca. 2 Stunden	100%	Dauer mit Wärmespeicher auch länger
Überschussstrom zu Wärme	mehr als -10 GW; kurzfristig	unbegrenzt	20-100%	nur negative Leistung, abh. vom Wärmebedarf
<b>Erneuerbare Energien</b>				
Strombedarfsorientierter Einsatz Biogas und feste Biomasse	max. +/- 16 GW bis 2030	4 bis 12 Stunden	5-20%	bei Einspeisung ins Erdgasnetz
Strombedarfsorientierter Einsatz Biomethan		Wochen bis Monate		
Einspeisemanagement Wind & PV	„unbegrenzt“	unbegrenzt	100%	nur negative Leistung; bei gedrosselter Fahrweise auch positive Regelleistung möglich
<b>Kraftwerke und KWK</b>				
Stromgeführter Einsatz KWK	max. +/- 25 GW bis 2020	4 bis 12 Stunden	5-20%	auf Basis des 25%-Ziel der Bundesregierung; davon ca. +9/-4,5 GW bereits flexibel eingesetzt
Nutzung bestehender Kraftwerke	heute ca. 80 GW	unbegrenzt	1-2%	Leistung abnehmend gemäß „Sterbelinie“
Retrofit bestehender Kraftwerke	ca. +3 GW Delta zw. Pmin und Pmax bis 2020	unbegrenzt	4-8%	Entscheidung für Retrofit nur, wenn wirtschaftlich
Nutzung Netzersatzanlagen	geschätzt 5-8 GW bis 2020	einige Stunden	20-100%	nur positive Leistung
Neubau flexibler Kraftwerke	unbegrenzt	unbegrenzt	4-10%	abh. von Technik, Gasturbinen auch schneller
<b>Stromspeicher</b>				
Pumpspeicher (Deutschland)	ca. 10 GW und 78 GWh bis 2020; langfristig bis zu 2 TWh	Stunden bis Tage	50-100%	geringe Energiedichte, einzige bewährte und kostengünstige Speichertechnologie, technisch auch als Langzeitspeicher geeignet, aber kein ausreichendes Potenzial
Batteriespeicher	unbegrenzt	Stunden bis Tage	100%	teure Option, hohes Entwicklungs- und Kostensenkungspotenzial
Druckluftspeicher („CAES“)	beliebig groß, ca. 0,8 – 2,5 TWh Bis 2030	Stunden bis Tage	20%	adiabate CAES (Wirkungsgrad ca. 60-70%) noch in der Entwicklungsphase, rel. kostengünstig, weniger effizient und teurer als Pumpspeicher
Power to Gas	unbegrenzt	Wochen bis Monate	Nicht relevant	aus heutiger Sicht einzige Langfristspeicheroption mit ausreichendem Potenzial, niedriger Wirkungsgrad (Strom zu Strom 30-45%), früherer Einsatz für Gaserzeugung für Verkehr

### 7.2.1.2 Kraftwerke und KWK

Die stromgeführte Fahrweise von KWK-Anlagen, die eine zeitliche Verlagerung der KWK-Stromerzeugung ermöglicht, bedarf ähnlicher Erweiterungsinvestitionen wie die bei Biogasanlagen. Ein Wärmespeicher in Verbindung mit einer Leistungserhöhung ist die Voraussetzung für eine Entkopplung der Stromerzeugung vom Wärmebedarf. Der Einsatz des Elektrokessels ermöglicht darüber hinaus die Nutzung von Überschussmengen aus EE-Anlagen und vermeidet den Einsatz fossiler Energieträger, sofern es sich um bundesweite EE-Überschüsse handelt; mithin vor 2020 nicht in relevant häufigem Maße. Exergetisch betrachtet sind Elektrokessel dann sinnvoll, wenn Überschüsse aus EE-Anlagen durch andere Fle-

xibilitätsoptionen wie z. B. das Lastmanagement (Anpassung der Nachfrage an das regenerative Dargebot) nicht genutzt werden können.

Entnahme-Kondensationsturbinen, größere Heizkraftwerke und Großkraftwerke mit Wärmeauskopplung (KWK-Anlagen mit Stromverlust) werden heute im Gegensatz zu BHKW, Gasturbinen oder Gegendruck-Dampfturbinen (KWK-Anlagen mit konstantem Strom-/Wärmeverhältnis) regelmäßig stromgeführt gefahren. Bei Unterschreitung eines kritischen Strompreises kommt ein Reserve- oder Spitzenkessel zum Einsatz, sofern der Vorrat im Wärmespeicher nicht ausreichend ist. Vorausgesetzt die energiepolitischen Zielsetzungen der Bundesregierung bis 2020 in Form der Erhöhung der KWK-Stromerzeugung auf 25 % gemessen am Bruttostromverbrauch werden erreicht, stünden 23 GW an flexibler KWK-Leistung zur Verfügung. Das Laständerungspotenzial der KWK-Anlagen läge dann etwa bei 15 bis 20 GW/h.

Fossile Kraftwerke erbringen heute zusammen mit Pumpspeicherkraftwerken Flexibilität und decken den Bedarf an positiver Residuallast. Die folgende Tabelle zeigt die Regelfähigkeiten bestehender Kraftwerke sowie die Möglichkeiten, durch Retrofits das Laständerungsverhalten zu verbessern und die Mindestlast zu reduzieren. Dies wird zukünftig auch deshalb an Bedeutung gewinnen, da bisher die Großkraftwerke auf einen maximalen Wirkungsgrad bei Volllast optimiert wurden und weniger hinsichtlich der Laständerungsgeschwindigkeit.

Tabelle 18: Flexibilität von Kraftwerken

Kraftwerkstyp		Steinkohle	Braunkohle	Gas- und Dampfkraftwerk (GuD)	Gasturbine solo
Lastgradient	%PN/min	1,5 / 4 / 6	1 / 2,5 / 4	2 / 4 / 8	8 / 12 / 15
im Bereich	%PN	40 – 90	50 - 90	40*) - 90	40*) - 90
Minimallast	%PN	40 / 25 / 20	60 / 50 / 40	50 / 40 / 30	50 / 40 / 20
Anfahrzeiten:					
Heiß (< 8 h)	h	3 / 2,5 / 2	6 / 4 / 2	1,5 / 1 / 0,5	< 0,1
Kalt (> 48 h)	h	10 / 5 / 4	10 / 8 / 6	4 / 3 / 2	< 0,1

Wert 1: heute übliche Durchschnittswerte

Wert 2: heutiger Stand der Technik

Wert 3: Potenzial bei neuen Anlagen und durch Retrofit

Quelle: VDE-Studie „Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020“, April 2012

Legt man die in der voranstehenden Tabelle angegebenen Werte für die Mindestleistungen des heutigen Kraftwerksparks zugrunde, ergibt sich ein Laständerungspotenzial von Braun-



kohle-, Steinkohle- und GuD-Kraftwerken i. H. v. 32 GW, das sich aufgrund von Kraftwerkstilllegungen bis 2020 auf 23,5 GW reduziert, je 15 Minuten können in 2020 etwa 21,9 GW an Leistung geregelt werden.

Unter Netzersatzanlagen werden v. a. Notstromaggregate, d. h. mit Gas oder Heizöl befeuerte Verbrennungsmotoren mit Generatoren verstanden, die im Falle eines Stromausfalls die Versorgung der Objekte sichern. Insbesondere Krankenhäuser oder Rechenzentren verfügen über solche Anlagen. Das Potenzial wird in Deutschland auf 5 bis 8 GW geschätzt<sup>93</sup>, die für die Erbringung positiver Reserveleistung eingesetzt werden können. Vergleichsweise niedrige Wirkungsgrade der Motoren von 30 bis 40 % führen zu hohen variablen Kosten, die den wirtschaftlichen Einsatz über mehrere Tage kaum ermöglichen.

### 7.2.1.3 Demand Side Management (Lastmanagement)

Das Lastmanagement der Industrie wird bereits heute insbesondere für die Erbringung von Systemdienstleistungen verwendet. Lastmanagement bedeutet, dass neben der Verbrauchssituation des Kunden weitere energiewirtschaftliche Sachverhalte in die Entscheidung über die Zu- oder Abschaltung von Lasten des Unternehmens einfließen. Grundsätzlich können Industrieunternehmen Lastreduktionen durch die zeitliche Verschiebung von Produktionsprozessen sowie Lasterhöhungen durch eine Auslastungserhöhung der Produktion vornehmen, wobei das Lastverschiebepotenzial (Angebot von positiver Regelleistung) deutlich über dem Potenzial zur Lasterhöhung (Angebot von negativer Regelleistung) liegt.

Je nach Quelle divergieren die Angaben über das maximale Potenzial der Industrie zur Bereitstellung von positiver und negativer Regelleistung, auch weil sie bereits innerhalb einer Branche stark variieren können.<sup>94</sup> Gemeinsam ist jedoch allen, dass die Potenziale mit steigender zusammenhängender Zeit (> 60 Minuten) deutlich abnehmen. Zu unterscheiden ist zwischen Lasten mit unverzüglicher Aktivierungszeit und hoher Verfügbarkeit sowie Lasten mit Aktivierungsdauern von bis zu 15 Minuten. Mit 137 TWh Stromverbrauch in 2012 stellen die privaten Haushalte eine Verbrauchsgruppe dar, die gleichfalls für die Nutzbarmachung von Lastmanagement von Bedeutung ist. Hierfür notwendige zeitlich variable Tarifstrukturen sind zwar grundsätzlich vorhanden, 91 der 100 größten Grundversorger boten diese Ende 2012 an. Die Nutzung dieser ist in Verbindung mit einem intelligenten Zähler jedoch vergleichsweise gering, was auch einem (noch) schlechten Kosten-Nutzen-Verhältnis geschuldet ist.

Bis 2020 kann von keiner signifikanten Änderung dieser Situation ausgegangen werden, da das heutige Preisgefüge voraussichtlich erhalten bleibt.<sup>95</sup>

### 7.2.1.4 Pumpspeicher

Pumpspeicherkraftwerke wandeln Überschussstrom in potenzielle Energie um, indem Wasser von einem Unterbecken in ein Oberbecken gepumpt wird. Bei Strombedarf wird das Wasser aus dem Oberbecken über Turbinen in das Unterbecken zurückgeleitet und zur Stromerzeugung genutzt. Die Wirkungsgrade neuer Pumpspeicherkraftwerke liegen bei 75–80 %. Pumpspeicher stellen damit eine erprobte und kostengünstige Flexibilitätsoption zur

<sup>93</sup> Quelle: BEE – Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien, 2013.

<sup>94</sup> Vgl. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.: Lastflexibilisierung in der Industrie in Konkurrenz zu weiteren funktionalen Speichern, 19./20.3.2013.

<sup>95</sup> Eine Analyse sowohl der Strom-Forward-Preise als auch Szenarioberechnungen auf Basis des BET-Fundamentalmodells zeigen, dass weder der Base-Peak-Spread noch die Volatilität der stündlichen Strompreise signifikant zunimmt. Eine wesentliche Ursache hierfür sind bis 2020 zu erwartende anhaltende Überkapazitäten.

Speicherung von Strom dar, haben jedoch in Deutschland ein beschränktes geografisches Potenzial und hohe Investitionskosten.

## 7.3 Aktuelle und grundsätzliche Refinanzierungsmöglichkeiten

Um die Nutzbarmachung von Flexibilitäten im heutigen Energiesystem finanziell anzureizen, wird auf verschiedene Modelle für einzelne Maßnahmen gesetzt. Die Anreizstrukturen reichen dabei von Mechanismen wie Marktsignalen oder Ausschreibungen bis zu Marktprämien und festen Vergütungssätzen. Im Folgenden erfolgt die Beschreibung anhand der jeweils angereizten Flexibilität.

Die Ausführungen verdeutlichen allerdings, dass durch die verschiedenen implementierten Anreizsysteme kein direkter Wettbewerb im effizienten Einsatz von Flexibilitäten gegeben ist. Es stellt sich eine Optimierung anhand der jeweils ausgestalteten Förderung ein, die nicht zwingend mit den Zielen der Systemtransformation übereinstimmt.

### 7.3.1 Wie wird die Nutzung von Flexibilitäten heute angereizt?

Die heutigen Anreizsysteme zur Nutzbarmachung von Flexibilitäten basieren in erster Linie auf den Preissignalen des Day-Ahead-Spotmarkts, des Intraday-Markts und des Markts für Reserveleistung.

#### 7.3.1.1 Stromspotmarkt

Bereits heute wird Lastmanagement in der energieintensiven Industrie betrieben. Beispiele hierfür sind die Stahlherstellung, Papier-/Pappeproduktion oder Zementherstellung. Notwendig ist ein direkter Zugang zum Stromspot- und Intraday-Handel. Bereits heute wird dies umgesetzt, indem eine Vortagesproduktionsplanung stattfindet und entsprechend die Produktion den Preissignalen angepasst wird.

#### 7.3.1.2 Direktvermarktung

Die Einführung der Direktvermarktung im Sinne des Marktprämienmodells im EEG 2012 kann als weitere Maßnahme zu einer bedarfsgerechten Einspeisung von EE-Strom angesehen werden (vgl. Klobasa et al. 2013). Durch die Anreizwirkung des Instrumentes wurden (Fern-)Steuerungs- und Regelungsmodule bei einer zunehmenden Anzahl EE-Anlagen nachgerüstet, um speziell in Situationen mit Stromüberschüssen und negativen Stromgroßhandelspreisen reagieren zu können. Gemäß den Angaben der ÜNB waren im August 2013 knapp 34,5 GW an EE-Erzeugungsleistung für die Direktvermarktung angemeldet, wovon etwa 33,3 GW auf das Marktprämienmodell entfallen<sup>96</sup>.

Um zusätzliche Anreize für eine bedarfsgerechte Einspeisung von Strom zu schaffen, wurde mit der Novellierung des EEG 2012 die Flexibilitätsprämie nach § 33 EEG eingeführt. Diese zusätzliche Zahlung hat zum Ziel, den Betrieb von Biogas- und Biomethananlagen stärker an den Strompreissignalen und damit dem Angebot und der Nachfrage nach Elektrizität auszurichten. Über eine Prämie, die die Leistungs- und Speichererweiterung unterstützt, sowie die

<sup>96</sup> Stand 8/2013; abrufbar unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung-August-Internet.pdf>.

hierdurch verbesserten Erträgen aus der direkten Vermarktung<sup>97</sup> soll die Refinanzierung der Kapazitätserweiterung ermöglicht werden.

Ebenfalls kann die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, die am 19.7.2012 in Kraft getreten ist, als Anreizsystem zur Förderung von Flexibilitäten im konventionellen Erzeugungsbereich angesehen werden. Neben der Erhöhung der Förderung der gekoppelten Erzeugung wurde auch die Förderung von Investitionen in Wärme- und Kältespeicher aufgenommen, um eine stärker bedarfsgerechte Erzeugung zu ermöglichen.

Auch die Erbringung von Systemdienstleistungen kann als ein weiteres Anreizsystem für Flexibilitäten, d. h. flexible fossile und biogene<sup>98</sup> Kraftwerkskapazitäten und steuerbare Lasten, angesehen werden. Regelenergie muss aufgrund von ungeplanten Abweichungen in der Erzeugung und dem Verbrauch von den ÜNB sowohl bei Unterspeisung (positiver Regelenergiebedarf) als auch bei Überspeisung (negativer Regelenergiebedarf) vorgehalten werden. Die in Summe durchschnittlich kontrahierten +/- 6 GW an Leistung teilen sich die in der folgenden Tabelle 19 ausgewiesenen Arten und Qualitäten von Regelenergie.

Tabelle 19: Arten von Regelenergie; eigene Darstellung

Produkt	Ausschreibungs- turnus	Mindestlos- größe	Aktivierung	Zeitscheiben	Vergütung
Primärregel- leistung	Wöchentlich	1 MW	<30 Sekunden vollautomatisch	1/Woche	Leistungspreis
Sekundärregel- leistung	Wöchentlich	5 MW	< 5 Minuten vollautomatisch	Peak & Off-peak	Leistungspreis & Arbeitspreis
Minutenreserve	(werk-)täglich	5 MW	<15 Minuten teilautomatisiert	6*4h/Tag	Leistungspreis & Arbeitspreis

Auch wenn die Ausschreibung von Regelenergie aufgrund der hohen Unsicherheit zur Prognosefähigkeit und Kurzfristigkeit für die Erbringung von Systemdienstleistungen nicht als direkter Refinanzierungsmechanismus von Kapazitäten angesehen werden kann, so stellt der Regelenergiemarkt zumindest prinzipiell eine weitere Erlösmöglichkeit von Flexibilitätsoptionen dar.

Seit dem Jahr 2013 ist den ÜNB die Ausschreibung von abschaltbaren Lasten gemäß der Verordnung zu abschaltbaren Lasten gesetzlich ermöglicht worden. Hierdurch soll die Nutzung von abschaltbaren Lasten in Industrieunternehmen, wie bspw. der Aluminium- und Chemieindustrie, zur Stabilisierung der Übertragungsnetze und damit übergeordnet der Versorgungssicherheit gefördert werden. Als abschaltbare Lasten werden hierbei große Verbrauchseinheiten gesehen, die (I) eine konstant hohe Leistung abnehmen, (II) einen einmal initiierten Prozess kurzfristig oder über einen definierten Zeitraum unterbrechen können, um die Verbrauchsleistung zu reduzieren, und (III) am Hoch- oder Höchstspannungsnetz (mindestens 110 kV) angeschlossen sind.

Die Abschaltverordnung kann als Ergänzung zu den Ausschreibungen von Systemdienstleistungen am Regelenergiemarkt verstanden werden.

Die Ausschreibung findet monatlich statt und ist auf eine Höchstmenge von 3.000 MW begrenzt, hälftig verteilt auf sofort abschaltbare Lasten (SOL) und schnell abschaltbare Lasten

<sup>97</sup> Die Direktvermarktung des erzeugten Stroms ist Voraussetzung zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie

<sup>98</sup> Sofern die EE-Anlagen für die Direktvermarktung angemeldet sind, da ansonsten das Doppelvermarktungsverbot gemäß § 56 EEG greift.

(SNL). Während SNL innerhalb von 15 Minuten ferngesteuert durch den ÜNB aktiviert werden, erfolgt die frequenzgesteuerte Aktivierung von SOL innerhalb von einer Sekunde. Ein Präqualifikationskriterium ist die Vorhaltung von mindestens 50 MW und maximal 200 MW abschaltbarer Last pro Netzknoten.

Die Vergütung für die zur Verfügung gestellten Lasten erfolgt ähnlich der Vergütungsstruktur der Sekundär- und Tertiärregelleistung. Die Bereitstellung von 1 MW Abschaltleistung wird mit 2.500 € je Monat honoriert, der Arbeitspreis bei Aktivierung der Last liegt zwischen 100 und 400 €/MWh.

Die durch die Nutzbarmachung der abschaltbaren Lasten verursachten Kosten werden von den Netzbetreibern auf die Netzentgelte umgelegt.

### 7.3.2 Wie viel an Flexibilität wird hierdurch zur Verfügung gestellt und nutzbar gemacht?

Eine Vielzahl von Flexibilitäten erhält ihre Anreizsignale zur Nutzung über Preissignale des Stromspotmarkts. Flexibilitäten wie der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken, direktvermarktete, regelbare Biogas- oder Biomethananlagen sowie Lastmanagement in Industrieunternehmen sind auf Preisspitzen ausrichtbar, die allerdings – wie die folgende Tabelle ausweist – seit 2009 stark rückläufig sind, sowohl was die Häufigkeit als auch die absolute Höhe der Preisspreads anbelangt.

Tabelle 20: Anzahl der Stunden-Preisspitzen in € über oder unter dem jeweiligen Monatsdurchschnitt des Spotmarktes EEX; eigene Darstellung

	Anzahl der Stunden-Preisspitzen in €/MWh über dem jeweiligen Monatsdurchschnitt des Spotmarktes				Anzahl der Stunden-Preisspitzen in €/MWh unter dem jeweiligen Monatsdurchschnitt des Spotmarktes			
	>500€	>250€	>100€	>50€	<-500€	<-250€	<-100€	<-50€
2002	0	5	24	85	0	0	0	0
2003	1	7	41	106	0	0	0	0
2004	0	0	1	10	0	0	0	0
2005	0	11	80	208	0	0	0	21
2006	9	14	52	147	0	0	0	65
2007	3	9	75	276	0	0	0	42
2008	0	1	31	227	0	0	4	188
2009	0	0	2	44	1	1	17	35
2010	0	0	0	4	0	0	0	12
2011	0	0	0	7	0	0	0	18
2012	0	0	8	53	0	2	20	26
2013	0	0	8	53	0	2	20	26

#### 7.3.2.1 Spotmarkt

Die derzeitige Marktsituation mit einem sehr niedrigen Spotmarktpreisniveau und niedrigen Spreads gegenüber den Jahren vor 2009 aktiviert zahlreiche bestehende Flexibilitätspotenziale nicht, noch werden dadurch weitere Potenziale verfügbar gemacht. Der Stromgroßhandelspreis ist deutlich gefallen, u. a. aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, der europaweit gesunkenen Nachfrage und des Preisverfalls bei CO<sub>2</sub>-Zertifikaten. In der folgenden Abbildung ist der Spotpreis für das Jahr 2008 dargestellt (links) und im Vergleich dazu die gleiche Zeit vier Jahre später (rechts).

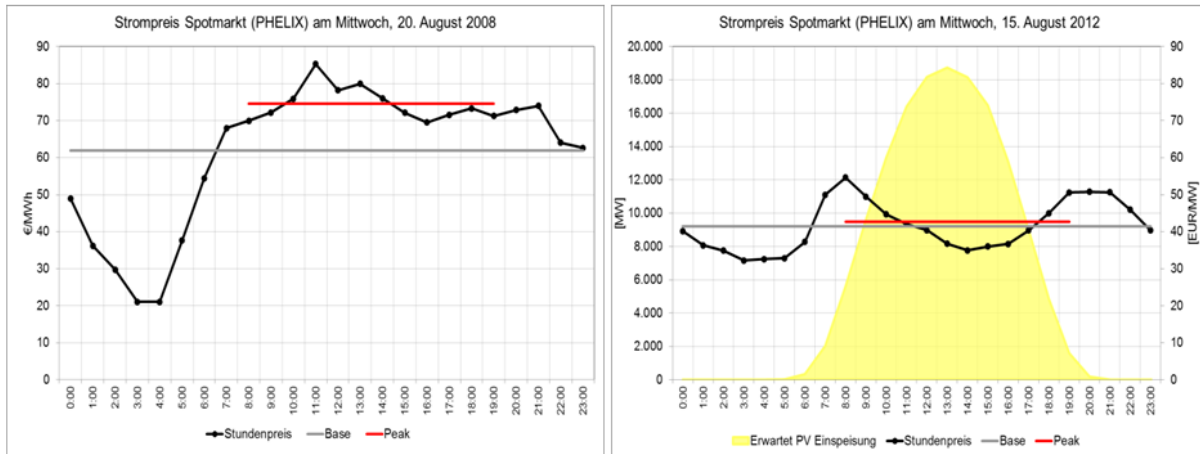


Abbildung 24: Vergleich der Spotpreise im August 2008 mit 2012; Quelle EEX, eigene Berechnungen

Zum einen ist klar ersichtlich, dass sich das Spotpreisniveau (Basepreis in Grau dargestellt) deutlich reduziert hat, getrieben, wie oben schon angedeutet, u. a. durch den hohen Anteil an Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien, hier im Diagramm symbolisiert durch den Einfluss der PV-Erzeugung in den Mittagsstunden (gelb). Ein weiterer Faktor ist der wesentlich einheitlicher gewordene Preisverlauf (schwarze Linie) während eines Tages. Daraus resultiert ein deutliches Annähern der Preise für Base und Peak (rot). Gerade diese untätigen Schwankungen – früher Peak-Off-Peak-Spread genannt – waren eine Haupteinnahmequelle von klassischen (Tages-)Speichern. Diese Preisdifferenzen gaben dem „zeitlichen Transport“ von Energie einen Wert. Derzeit wird Flexibilität im Spotmarkt dagegen nur ein sehr geringer Wert zugewiesen.

Gleichwohl kann der Spotmarkt grundsätzlich – bei einer Bereinigung des derzeitigen Überangebots an Kapazitäten – Signale zur Aktivierung und Nutzung von Flexibilitätsoptionen geben. Zukünftig kann ein knapper werdendes Angebot konventioneller Kapazitäten zusammen mit steigenden FEE-Kapazitäten auf dem Spotmarkt dazu führen, dass der Strompreis und seine Volatilität wieder deutlich zunehmen. Ob die hier erzielbaren Erlöse ausreichen, die Vollkosten der Flexibilitätsoptionen vollständig zu decken, wird derzeit unter dem Stichwort Mechanismen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit ausführlich diskutiert.

### 7.3.2.2 Intraday-Strommarkt

Die Marktstufe des Intraday-Marktes hat zukünftig eine weiter steigende Bedeutung. Mit zunehmendem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien nimmt die Wetterabhängigkeit der Erzeugung zu. Die Prognosequalität hat sich zwar deutlich verbessert, untätiger Nachhandel ist jedoch zum Ausgleich von Prognosefehlern bei Erzeugung und Nachfrage weiterhin sehr sinnvoll. In dieser kurzen Frist werden Flexibilitäten einen Wertbeitrag leisten können. Der Vorteil der Flexibilitätsoptionen liegt in kurzen Reaktionszeiten und diese kürzeste Marktstufe bietet den besten Rahmen, um hierfür Anreize zu setzen. Unflexible Erzeugungseinheiten werden nicht schnell genug auf Bedarf reagieren können und nur schwer auf diesem Marktsegment Erlöse erzielen.

### 7.3.3 Welche Weiterentwicklungen der Refinanzierungsmöglichkeiten sind denkbar?

Die Qualifikationskriterien zur Teilnahme am Regulenergiemarkt sind für die Nutzbarmachung von Flexibilitäten, wie das Lastmanagement in der Industrie oder die Teilnahme

von EE, noch vergleichsweise hoch. Hier böten sich Verbesserungen sowohl hinsichtlich der Verkürzung der Zeiten zwischen Ausschreibung und möglicher Erfüllung an (Vorlaufzeit) wie auch die Reduktion der Mindestmenge oder des Ausschreibungszeitraums, wie sie etwa in Kapitel 4 im Kontext Erneuerbarer Energien diskutiert wurden.

Einer stärkeren Nutzung industrieller Nachfragesteuerung stehen aktuell Regelungen zu Befreiungstatbeständen der Abgaben- und Umlagenstruktur des Strompreises, die sowohl einen beständig hohen Stromverbrauch als auch eine hohe Vollbenutzungszahl honorieren, entgegen. So sieht bspw. § 19 Abs. 2 Satz 2 der StromNEV die Reduktion auf bis zu 20 % des regulären Netzentgeltes für Unternehmen vor, sofern Kriterien wie mindestens 7.000 Vollbenutzungstunden und 10 GWh Mindeststromverbrauch eingehalten werden.

## 7.4 Folgerungen

Durch den weiteren Ausbau der FEE sind erheblich flexiblere konventionelle Kraftwerke als in der Vergangenheit erforderlich. Insbesondere ältere Bestandskraftwerke weisen die notwendigen Flexibilitätsmerkmale nicht auf und müssen entweder ertüchtigt (Retrofit) oder stillgelegt und durch neue flexiblere Kraftwerke ersetzt werden. Die Preissignale der Strommarktsegmente (insbesondere der Day-Ahead-Markt, der Intraday-Markt sowie die Regelenergiemärkte) reizen diesen Transformationsprozess grundsätzlich an. Die Zunahme negativer Preise am Spotmarkt ist ein Ausdruck bestehender Inflexibilitäten des konventionellen Kraftwerksparks. Sie führen allerdings auch zu einer Erhöhung der EEG-Umlage, sodass ein Zielkonflikt vorliegt. Dieser Zielkonflikt wird durch das in Kapitel 5.5 beschriebene Optionenmodell weitgehend aufgelöst: Einerseits erhält in Option A der ÜNB und in Option B der Direktvermarkter den Anreiz, Überschüsse aus EE-Anlagen abzuregeln. Andererseits werden inflexible Kraftwerke, die diesen Abregelungsbedarf ursächlich hervorrufen, pönalisiert. Perspektivisch müssen neue Flexibilitätsoptionen angereizt werden. Hierzu sind ergänzende Kapazitätsmechanismen erforderlich, da die derzeit beobachteten Preissignale eine Investition z. B. in neue hochflexible Erzeugungseinheiten nicht gewährleisten.

## 8 Weitere Aspekte eines EEG 2.0

### 8.1 Behandlung der Eigenstromerzeugung/des Eigenverbrauchs

Die derzeitige Regelung des § 37 Abs. 3 EEG sieht vor, dass Eigenstromerzeugung bzw. Eigenverbrauch von der EEG-Umlage befreit ist.<sup>99</sup> Ob und in wie weit diese Regelung überarbeitet werden sollte, soll im Folgenden diskutiert werden.

Im Rahmen des Eigenverbrauches lassen sich grundsätzlich drei Fälle unterscheiden:

- a) Eigenverbrauch von Strom aus EEG-Anlagen: ca. 1 bis 2 TWh/a
- b) Eigenverbrauch von Strom aus KWK-Anlagen: 30 TWh/a
- c) Eigenverbrauch von Stromerzeugungsanlagen als Betriebsstrom: ca. 30 bis 60 TWh/a.<sup>100</sup>

#### zu a)

Aus Sicht des Anlagenbetreibers ist eine Nutzung des Stroms aus EEG-Anlagen immer dann vorteilhafter, wenn die Erlöse einer Einspeisung niedriger sind als die Kosten des (Fremd-)Bezuges.

Insbesondere bei PV, bei der die Vergütung signifikant über der EEG-Umlage liegt, führt der Eigenverbrauch gegenüber einer vergüteten Einspeisung zu einer grundsätzlichen Ersparnis im Rahmen der EEG-Umlage.<sup>101</sup> Diese Betrachtungsweise erlaubt jedoch noch keine Gesamtbewertung, wie Eigenstromverbrauch behandelt werden sollte, da der Eigenverbrauch nicht nur von der EEG-Umlage, sondern auch von anderen Umlagen, Steuern und Abgaben befreit und nur deswegen derzeit wirtschaftlich attraktiv ist.<sup>102</sup> Die vermeintliche Ersparnis wird somit durch einen Einnahmenverzicht an anderer Stelle kompensiert bzw. quersubventioniert, sodass einer (grundsätzlichen) Absenkung der EEG-Kosten eine, mitunter wesentlich höhere, Umverteilung von Kosten (im Rahmen der Umlagen wie Netzentgelte, § 19 StromNEV, Offshore-Wind) bzw. staatliche Einnahmeverluste (Umsatzsteuer, Stromsteuer, Konzessionsabgabe) gegenüberstehen. Zudem ist zu beachten, dass die Aufgaben, für welche die Umlagen und staatlichen Abgaben erhoben werden, sich größtenteils nicht durch den Eigenstromverbrauch verringern oder von den Eigenstromverbrauchern weniger in Anspruch genommen werden. Eigenstromverbraucher verlassen sich bspw. weiterhin ganztägig auf die verlässliche Netzstromversorgung, auch wenn sie stundenweise keine Netzentgelte bezahlen.

Eine Befreiung des Eigenverbrauches aus Kostengründen ist somit aus gesamtsystemischer Perspektive nicht gerechtfertigt. Darüber hinaus sind Selbstverstärkungseffekte zu erwarten – nicht zwingend aus dem Einfluss des Eigenverbrauches auf die EEG-Umlage, jedoch aus

<sup>99</sup> Sofern er nicht durch das Netz durchgeleitet bzw. in räumlicher Nähe verbraucht wird.

<sup>100</sup> Da hierzu keine Daten vorliegen, wurde der Umfang unter der Annahme abgeschätzt, dass im Durchschnitt der Anlagen 5–10 % der Stromerzeugung als Betriebsstrom genutzt werden. Die Bruttostromerzeugung lag 2012 bei 628 TWh.

<sup>101</sup> Dies gilt nur bei einer arbeitsbezogenen Vergütung, und zwar solange (Einspeisevergütung – Markterlös ÜNB) < EEG-Umlage. Die EEG-Umlage ist der Quotient aus EEG-Differenzkosten und Letztverbrauch. (Grs. vergütbarer) Eigenverbrauch reduziert nun die Differenzkosten einerseits und auch den Letztverbrauch andererseits, dabei sinkt jedoch der Zähler relativ stärker als der Nenner – die EEG-Umlage als Quotient sinkt.

<sup>102</sup> Und auch nur dann Preisparität vorliegt. Bei einer vollen Belastung des Eigenverbrauches ist Preisparität dann erreicht, wenn die Erzeugungskosten gleich den reinen Energiebezugskosten sind und somit auch ein Finanzierungsmechanismus obsolet ist.

einer notwendigen Steigerung der sonstigen arbeitsbezogenen Umlagen und Abgaben: Je kleiner der (belastbare) Letztverbrauch, desto größer müssen die Umlagen/Abgaben werden, um die gleichen Summen zu erwirtschaften. Und je größer die (einsparbaren) Umlagen und Abgaben, desto lukrativer wird wiederum der Eigenverbrauch.

Vor diesem Hintergrund ist auch eine grundsätzliche Prüfung anzuraten, ob die Knüpfung aller Umlagen und Abgaben an die entnommene Arbeit aus dem öffentlichen Netz<sup>103</sup> künftig weiterhin angemessen ist.

#### zu b)

Um den zusätzlichen Eigenverbrauch im Rahmen der Solarstromerzeugung abzuschätzen, wurden die Prognosewerte von r2b (2012) hinsichtlich Zubau nach Klassen, generelle Eigenverbrauchsnutzung und -anteil bis 2020 fortgeschrieben. Für 2012 wurde der tatsächliche Zubau (rund 7,6 GW), für 2013 ein anhand der bisherigen Zahlen geschätzter Zubau 2013 (3,6 GW) unterstellt und die Erzeugung mit 966 Vbh über die Leistung skaliert. Abbildung 25 zeigt den so prognostizierten kumulierten Eigenverbrauch in Abhängigkeit des jährlichen, linearen Zubaus, der (zum Teil vergütete) Eigenverbrauch bis 2011 (ca. 250–400 GWh) ist nicht inkludiert.

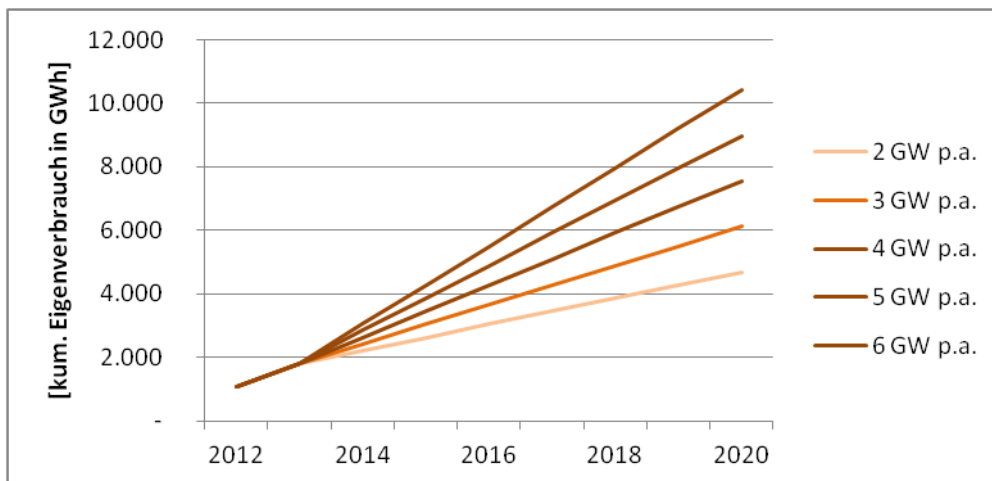


Abbildung 25: Prognostizierter kumulierter Eigenverbrauch Solar, Datenbasis r2b; eigene Darstellung

Neben dem Eigenverbrauch von EE-Strom ist auch die Eigenstromerzeugung aus KWK von der EEG-Umlage befreit. Dies führt zu einer nicht unerheblichen Wettbewerbsverzerrung zwischen Eigenverbrauch und Belieferung, da sich bspw. für KWK-Anlagen unter 50 kW Leistung die Förderung faktisch verdoppelt: Als KWK-Zuschlag erhalten sie 5,41 ct je er-

<sup>103</sup> § 5 Abs. 1 StromStG, § 1 Abs. 2 KAV, § 17 StromNEV etc.

Zwar kann der Eigenverbrauch, insb. im Rahmen von EE-Eigenverbrauch zu einer (nominalen) Entlastung im Rahmen der EEG-Umlage führen, jedoch nur aufgrund höherer Umverteilungen, anders als bspw. im Rahmen der Netzentgelte, bei denen der Eigenverbrauch zumindest unter sehr engen Bedingungen zu einer tatsächlichen Kostenreduktion führen kann. Voraussetzung für eine langfristige Kostenreduktion wäre ein merklicher Rückgang der Maximallast im Teilnetz. Die Kostenreduktion würde dann bei Ersatzinvestitionen im Netz realisiert, die aufgrund der geringeren Maximallast tendenziell geringer ausfallen könnten. Aufgrund der langen Lebensdauer von Netzen und Netzbetriebsmitteln ist mit einer erheblichen Zeitverzögerung zu rechnen. Abgesehen von der Zeitverzögerung ist zu fragen, ob sich durch einen Eigenverbrauch tatsächlich eine Reduktion der Maximallast einstellt. Gerade bei PV-Eigenverbrauch im Haushaltsbereich ist das zu bezweifeln. Es gibt keinen Grund anzunehmen, dass ein eigenverbrauchender Haushalt seinen Beitrag zur Maximallast systematisch reduziert. Dies würde erfordern, dass er zu diesem entscheidenden Zeitpunkt seinen Verbrauch auch reduziert, wenn seine PV-Anlage dann keinen Strom einspeist. Hierfür hat der Haushalt aber keinen Anreiz.



zeugter kWh, hinzu kommt dann die nicht zu zahlende EEG-Umlage in Höhe von derzeit 5,28 ct/kWh. Für größere Anlagen ist der wirtschaftliche Vorteil, der sich aus der Befreiung von der EEG-Umlage ergibt, aufgrund der geringeren KWK-Förderung pro eingespeister Arbeit (über 2 MW erhalten sie 1,8 ct/kWh) noch stärker ausgeprägt. In der Folge werden somit KWK-Anlagen indirekt über das EEG gefördert. Sicherlich hat die Befreiung von der EEG-Umlage für viele Anlagen derzeit eine erhebliche Relevanz für die Rentabilität. Eine zielgerichtete Förderung sollte jedoch zwischen Instrumenten zur Förderung von EE-Strom und KWK-Anlagen trennen (ausgenommen absichtsvoll gestaltete, sinnvolle Regelungen im Bereich der Biomasse).

Auch im Rahmen von KWK-Eigenverbrauch ist daher eine Prüfung der Befreiung von der EEG-Umlage grundsätzlich anzuraten. Dabei ist zu bedenken, dass eine Änderung erhebliche Auswirkungen auf die Rentabilität von Bestandsanlagen haben kann, wohingegen die KWK-Vergütungen für Neuanlagen entsprechend der gewünschten Lenkungswirkung angepasst werden können. Hier ist entsprechend vorzubeugen, damit die breitere Umlagebasis für EEG-Zahlungen nicht zu einer Entwertung von Investitionen in KWK führt.

#### **zu c)**

Die elektrische Arbeit, die in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungsanlage während des Betriebs verbraucht wird, gilt als Eigenverbrauch und ist u. a. von der EEG-Umlage befreit. Würde dieser Befreiungstatbestand aufgelöst, so sind hinsichtlich der EEG-Umlage grundsätzlich zwei positive Effekte zu erwarten: Zum einen würde sich der umlagefähige Letztverbrauch erhöhen und somit die EEG-Umlage als Quotient von Differenzkosten und Letztverbrauch sinken. Zum anderen erhöhen sich die Grenzkosten der Stromerzeugung aus diesen Anlagen und in der Folge steigt der Großhandelspreis, sodass auch ein Absinken der Differenzkosten zu erwarten ist, da die Erlöse für den EE-Strom steigen. Mithin erscheint auch die Befreiung des Betriebsstroms von Stromerzeugungsanlagen von der EEG-Umlage als wenig sinnvoll, da sie zu Marktverzerrungen führt, ohne einen entsprechenden energie-wirtschaftlichen Nutzen zu generieren. Allerdings erscheint in der aktuellen Situation, in der viele Kraftwerke aufgrund der niedrigen Börsenpreise in Schwierigkeiten geraten sind, eine Belastung ihres Eigenverbrauchs mit der EEG-Umlage als politisch heikel, auch wenn man nachweisen kann, dass sich die Situation der Kraftwerke durch die entsprechende Steigerung der Börsenpreise im Durchschnitt nicht verschlechtert.

#### **Fazit**

Entsprechend gibt es für alle drei Arten von Eigenstromerzeugung bzw. -verbrauch grundsätzlich gute Argumente, die Privilegierung bei der Zahlung der EEG-Umlage zu hinterfragen und die anfallenden Kosten auf den gesamten Stromverbrauch im in der Transformation befindlichen Stromsystem zu verteilen. Begrenzend wirkt hier allerdings die Möglichkeit, den Eigenverbrauch zu messen. Eine Nutzung etwa von selbst erzeugtem PV-Strom wird bisher nicht registriert, da der Anlagenbestand i. d. R. nicht mit entsprechenden Zählern ausgerüstet ist. Ein Eigenstromverbrauch wirkt hier genau wie ein verminderter Stromnetzbezug, etwa aufgrund von Energiesparmaßnahmen. Daher sind hier pragmatische Lösungen erforderlich, die den Kostenaufwand für die Ent-Privilegierung (insbesondere für die messtechnische Erfassung) in einem sinnvollen Verhältnis zu den betroffenen Eigenstrommengen halten.

## 8.2 Besondere Ausgleichsregelung

Im Rahmen dieser Studie ging es nicht darum, einen Reformvorschlag für die Besondere Ausgleichsregelung im EEG zu entwickeln. Vielmehr soll hier nur ein kurzer Problemaufriss erfolgen, der den Handlungsbedarf verdeutlicht und mögliche Ansatzpunkte für Weiterentwicklungen benennt.

Der Zweck der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR, §§ 40 f. EEG) soll darin liegen, eine mögliche Wettbewerbsgefährdung der deutschen Industrie im internationalen Wettbewerb abzuhalten, die durch die Förderung der Erneuerbaren Energien im Zuge der Umlage auf die Stromletztverbraucher entstehen könnte. War es noch zum Nachweis der Wettbewerbsgefährdung im Jahr 2003 notwendig, eine ausführliche Begründung für die Begünstigung vorzulegen, wurden diese aus Gründen einer begrenzten Validierbarkeit 2004 durch ein Kennzahlensystem auf Basis von Strombezugsmengen und Stromkostenanteilen an der Bruttowertschöpfung (BWS) ersetzt. Eine Überprüfung, ob tatsächlich eine Wettbewerbsgefährdung besteht, entfällt seither.

Die Industrie wird nicht vollständig von der EEG-Umlage befreit. Ein Großteil der begünstigten Strommenge trägt seit Jahren jedoch nur nominal 0,05 ct/kWh bei.<sup>104</sup> Die Mehrbelastung wirkt sich entsprechend dem jeweiligen Stromverbrauch auf die übrigen Hauptabnehmergruppen – die Sektoren private Haushalte, öffentliche Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) sowie nichtprivilegierte Industrie – aus. Gerade das übrige, nicht privilegierte produzierende Gewerbe sowie die nicht privilegierte Industrie sind es, die aufgrund dieser Regelung entsprechend ihrem hohen Stromverbrauch anteilig an diesen fünf Sektoren den größten Teil zu tragen haben. Für 2011 haben die zusätzlichen Kosten für nicht privilegierte Stromendabnehmer, die sich aus der Umlage ergeben, knapp 0,6 ct/kWh netto betragen, in 2012 waren es etwa 0,63 ct/kWh und für 2013 sind es gemäß den Prognosen der ÜNB rund 1,05 ct/kWh.<sup>105</sup>

Um die Umverteilung zwischen den Letztverbrauchern einzugrenzen, zugleich aber auch dem Mittelstand Chancen auf eine Begünstigung einzuräumen, wurde zum einen das produzierende Gewerbe im EEG 2012 neu definiert. Es beschränkt sich nun auf Unternehmen, die „an der zu begünstigenden Abnahmestelle dem Bergbau, der Gewinnung von Steinen und Erden oder dem verarbeitenden Gewerbe in entsprechender Anwendung der Abschnitte B und C der Klassifikation der Wirtschaftszweige des Statistischen Bundesamtes, Ausgabe 2008 zuzuordnen“ sind. Zum anderen wurde die Bezugsmengenschwelle von 10 GWh/a auf 1 GWh/a abgesenkt, was zwar zu einer hohen Antragszahl, jedoch vergleichsweise nur zu einer geringen zusätzlich begünstigten Strommenge in 2013 geführt hat. Durch neu definierte Bezugsmengenschwellen wurde bisherigen Anreizen entgegengewirkt, den Stromverbrauch zu erhöhen, um in die Begünstigung zu gelangen. Gab es im EEG 2009 bei Bezugsmengen knapp unter 10 GWh/a noch das Bestreben, diese über diesen Schwellenwert zu erhöhen, um dann für 90 % des Strombezugs eine vergünstigte EEG-Umlage von nur noch 0,05 ct/kWh beitragen zu müssen, haben die neuen Bezugsmengenschwellen eine gleitende Begünstigung geschaffen, welche diese Anreize durchaus mindert.

In der öffentlichen Diskussion wird die Besondere Ausgleichsregelung angeprangert, da das bestehende Begünstigungssystem der BesAR nicht ausreichend die Wettbewerbssituation der Unternehmen und Branchen berücksichtigt. Durch weitere Absenkung der Begünsti-

<sup>104</sup> Drucksache 17/10421.

<sup>105</sup> BMU 2013: „Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung“; Stand: 26. Februar 2013; S. 17.

gungsschwellen ohne ausreichende Kompensationen an anderer Stelle sowie durch Ausnutzung von Bewertungsansätzen durch die beantragenden Unternehmen ist die begünstigte Strommenge über die Jahre deutlich angewachsen. Die Europäische Kommission erwägt u. a. auch daher, ein Notifizierungsverfahren auf den Weg zu bringen, um zu prüfen, ob es sich hierbei um gemeinschaftsrechtswidrige Beihilfen handelt.

Obwohl der Zweck der BesAR ausdrücklich den Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit vorsieht, wird durch keine Kennzahl geprüft, ob die internationale Wettbewerbsfähigkeit der zu privilegierenden Unternehmen durch eine Erhöhung der Stromkosten aufgrund der Zahlung der EEG-Umlage tatsächlich bedroht ist. Der bisher verwendete Schwellenwert des Anteils der Stromkosten an der BWS eines Unternehmens zielt ausschließlich auf die Stromintensität ab. In dieser Hinsicht ist die verwendete Kennzahl grundsätzlich geeignet, um die Stromintensität eines Unternehmens als Maßstab für die „Betroffenheit“ durch Zahlung der EEG-Umlage zu bestimmen und zu vergleichen. Ob ein stromintensives Unternehmen sich auch tatsächlich im internationalen Wettbewerb befindet und ob dessen Wettbewerbsfähigkeit durch die Zahlung der vollen EEG-Umlage gefährdet wird, ist nicht Bestandteil des verwendeten Kennzahlensystems.

Die Verwendung der absoluten Höhe des Strombezugs im Rahmen der BesAR dient dagegen einzig als Eintrittsschwelle zur Reduzierung des Verwaltungsaufwands.

Um die bestehende Kennzahl um eine Wettbewerbskomponente zu ergänzen oder gar ein neues sachdienliches Kennzahlensystem zu erschaffen, ist demnach zu prüfen, was unter Wettbewerbsfähigkeit im Allgemeinen und im Zusammenhang mit der BesAR im Besonderen zu verstehen ist. Daraus sind Indikatoren abzuleiten, welche eine Gefährdung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit anzeigen. Auch hier ist zu erfassen, mit welchen Transportoptionen der Schienenverkehr in Konkurrenz steht und inwieweit die EEG-Umlage Einfluss auf die Wettbewerbsfähigkeit hat.

Weiterhin ist zu bewerten, inwiefern die mit der BesAR einhergehende Umverteilung zwischen den Endverbrauchern mit den Interessen der Gesamtheit einhergeht und welche Auswirkungen sie auf die Zielerreichung des EEG hat.

## 9 Juristische Analyse

### Rechtsgutachten



von: Dr. Sabine Schulte-Beckhausen  
Dr. Carmen Schneider  
Thorsten Kirch

Datum: Köln, 4. Oktober 2013

Betreff: **EEG 2.0, Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht**

#### A. Prüfauftrag

Wir sind gebeten worden, im Rahmen der Studie „Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes“ („**Studie**“), die die IZES GmbH gemeinsam mit BET und Prof. Dr. Bofinger durchführt, den **Stand der EU-Politik und Gesetzgebung zur Förderung Erneuerbaren Energien** darzustellen und ausgewählte, hiermit im Zusammenhang stehende Fragestellungen rechtlich zu prüfen. Dabei bezieht sich diese Prüfung ausschließlich auf das **Unionsrecht**.

Zunächst prüfen wir die **unionsrechtlichen Grenzen des FIT-Systems nach dem EEG** (wir nehmen Bezug auf Kapitel 8.2 der Studie): Hier liegt der Schwerpunkt auf der Prüfung der Vereinbarkeit des bestehenden EEG-Vergütungssystems und der Besonderen Ausgleichsregelung der §§ 40ff. EEG mit dem Unionsrecht, insbesondere mit dem Beihilfenrecht und der Warenverkehrsfreiheit. Zudem prüfen wir, ob sich das gefundene Ergebnis bei stetig wachsendem Marktanteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien ändert. Im Anschluss erfolgt eine Prüfung der **rechtlichen Vorgaben für eine räumliche Differenzierung des Vergütungssystems** (siehe Kapitel 5.5 der Studie). Schwerpunkt dieser Prüfung ist die Frage nach der unionsrechtlichen Zulässigkeit einer räumlichen bzw. standortbezogenen Differenzierung einer gesetzlichen EEG-Vergütung.

Des Weiteren prüfen wir die **Auswirkungen des EEG-Vergütungssystems auf die Strommärkte der Nachbarländer** (siehe u. a. Kapitel 2.3 der Studie). Hier geht es darum, ob es rechtlich zu beanstanden ist, dass durch das deutsche EEG-Vergütungssystem die Großhandelspreise in den Nachbarländern sinken. Zudem stellt sich die Frage, ob es rechtlich zulässig ist, dass Nachbarländer durch technische Maßnahmen die grenzüberschreitenden Stromflüsse begrenzen, um die Aufnahme von EE-Strom aus Anlagen in Deutschland zu steuern. In einem nächsten Schritt untersuchen wir unionsrechtliche Grenzen für eine **Abschaffung der negativen Strompreise** (siehe Kapitel 5.3.1 und 5.3.2 der Studie): Hier prüfen wir die rechtliche Zulässigkeit der Einführung einer Preisuntergrenze von „Null“ für den Stromgroßhandel in Deutschland sowie die Frage, ob der nationale Gesetzgeber dies in Ei-

genregie umsetzen könnte oder ob dies einer europäischen Regelung bedürfte. Zu guter Letzt befassen wir uns mit der **Ausschreibung von Offshore-Windkraft** (siehe Kapitel 5.7 der Studie), stellvertretend für alle Erneuerbare Energien, und prüfen in diesem Zusammenhang, ob ein Ausschreibungsverfahren für neue Kapazitäten in Deutschland grundsätzlich zulässig wäre und welche unionsrechtlichen Vorgaben hierfür bestehen.

## B. Zusammenfassung der Ergebnisse

Nachstehend fassen wir die **wesentlichen Ergebnisse** der unionsrechtlichen Prüfung zusammen. Eine wichtige, allgemeine Erkenntnis ist die, dass der unionsrechtliche Rahmen insbesondere im **Beihilfenrecht** derzeit im Fluss ist und daher zum gegenwärtigen Zeitpunkt (Oktober 2013) hierzu keine abschließenden Aussagen möglich sind. Dies gilt insbesondere mit Blick auf die laufenden Aktivitäten der EU-Kommission zur beihilferechtlichen Überprüfung der besonderen Ausgleichsregelung des EEG; auch ist abzuwarten, ob die in der Konsultation befindlichen **neuen Leitlinien zu Umwelt- und Energiebeihilfen**, die voraussichtlich im ersten Quartal 2014 erlassen werden, mehr Klarheit schaffen werden. Es ist daher ratsam, das Optionsmodell noch einmal anhand der Endfassung dieser neuen beihilferechtlichen Leitlinien zu überprüfen.

Im Einzelnen kommen wir nach unionsrechtlicher Prüfung zu folgenden Ergebnissen:

- Das **Vergütungssystem des EEG** stellt nach derzeitiger Sach- und Rechtslage **keine Beihilfe** im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV dar. Dies gilt auch für die Besondere Ausgleichsregelung gemäß §§ 40 ff. EEG. Dies folgt aus der PreussenElektra-Entscheidung des EuGH, die auch nach der Essent-Entscheidung des EuGH weiterhin gilt. Angesichts der aktuellen Aktivitäten der EU-Kommission zur beihilferechtlichen Überprüfung des EEG erscheint in Zukunft allerdings eine andere Beurteilung nicht ausgeschlossen.
- Derzeit lässt sich noch **keine rechtssichere Aussage** darüber treffen, ob die Vereinbarkeit der EEG-Einspeisevergütung mit den Regelungen des europäischen Primärrechts auch dann noch gegeben sein wird, wenn der Anteil von EE-Strom am nationalen Bruttoendenergieverbrauch die verbindlichen Ziele übersteigen sollte. Bei **Übererfüllung der Ziele** wäre der grenzüberschreitende Handel in einem Ausmaß eingeschränkt, der mit der Warenverkehrsfreiheit nicht mehr ohne weiteres vereinbar wäre. Hier wäre eine **europäische Regelung** sinnvoll, um den grenzüberschreitenden Wettbewerb im Binnenmarkt zu gewährleisten bzw. wettbewerbskonforme Ausnahmen zu ermöglichen.
- Das geltende Modell der EEG-Einspeisevergütung **verstößt nicht gegen die Warenverkehrsfreiheit** gemäß Art. 34 AEUV. Selbst wenn man einen Eingriff bejahte, wäre dieser nach der derzeitigen Sach- und Rechtslage jedenfalls unter den Gesichtspunkten des Umweltschutzes und des Schutzes der öffentlichen Gesundheit gerechtfertigt, die zu den zwingenden Interessen des Allgemeinwohls gehören. Auch diesbezüglich ist aber eine andere Beurteilung in der Zukunft denkbar, sollte sich der EuGH neu positionieren.
- **Räumlich differenzierte Einspeisevergütungen** sind unionsrechtlich grundsätzlich unbedenklich. Konkrete unionsrechtliche Vorgaben hierzu gibt es nicht. Der nationale Gesetzgeber hat zu **Lenkungs- und Steuerungszwecken einen weiten Gestaltungsspielraum**; es muss nur der Kreis der von einer Maßnahme Begünstigten sachgerecht abgegrenzt sein. Standortdifferenzierte Vergütungssätze müssen transparent und sachdienlich sein. Sofern darüber hinaus auch weiterhin die finanziellen Lasten aus einer re-

gional differenzierten Förderung über ein bundesweites Ausgleichssystem verteilt werden, liegt schon im Grundsatz kein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot vor.

- Rückwirkungen auf die **Großhandelspreise** in den Nachbarländern, die sich mittelbar aus dem deutschen EE-Vergütungssystem ergeben, unterliegen **keinen unionsrechtlichen Vorgaben**; diese Marktwirkungen spielen sich im unregulierten Bereich ab. Hier kommt eine (EU-kartell-)rechtliche Prüfung nur in Betracht, wenn konkrete Anhaltspunkte dafür bestehen, dass einzelne Marktteilnehmer sich am Strommarkt missbräuchlich verhalten; dies ist mit Blick auf die Erzeugung von EE-Strom und seine Einspeisung in das deutsche Netz nicht ersichtlich.
- Der **Einsatz von Phasenschiebern** zum Erhalt der Systemsicherheit in benachbarten Übertragungsnetzen steht sowohl in Einklang mit der Stromhandelsverordnung als auch mit der Warenverkehrsfreiheit. Sofern man einen Eingriff gemäß Art. 34 AEUV annehmen würde, wäre dieser im öffentlichen Interesse gerechtfertigt.
- Eine nationale Regelung zur **Abschaffung negativen Strompreise** unterliegt keinen unionsrechtlichen Grenzen. Die nationalen Vorgaben in der Ausgleichsmechanismusausführungsverordnung zur Begrenzung der negativen Preise haben **kein unionsrechtliches Vorbild**; zwingende unionsrechtliche Vorgaben gibt es nicht. Angesichts der regionalen Kooperationen im Stromhandel, insbesondere zwischen Deutschland, Österreich und Frankreich sowie der einheitlichen Preiszonen wäre es allerdings ratsam, eine gemeinsame Preisuntergrenze von „Null“ für den Stromgroßhandel auf der Grundlage einer gemeinsamen vertraglichen Vereinbarung zwischen den beteiligten Staaten und Akteuren vorzusehen.
- Nach derzeitiger Sach- und Rechtslage ist die **Ausschreibung** von Offshore-Windkraft-Kapazitäten in Deutschland **mit dem Unionsrecht vereinbar**. Dies gilt unabhängig davon, ob für die übrigen Erneuerbaren Energien ein Vergütungsmechanismus mit festen Vergütungssätzen erhalten bliebe. Nach derzeit geltendem nationalen Recht wäre ein Ausschreibungsmodell nur unter den engen Voraussetzungen des § 53 EnWG zulässig, nämlich zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Daher müsste der nationale Gesetzgeber im deutschen Recht zunächst durch eine vollständige Umsetzung des Richtlinienrechts die Voraussetzungen für ein Ausschreibungsmodell schaffen.

## C. Rechtliche Analyse

### I. Stand der EU-Politik zur Förderung Erneuerbarer Energien

Die deutsche Energiewende wird auf europäischer Ebene unter verschiedenen Aspekten diskutiert: Insbesondere wird geprüft, ob nationale Förderregelungen für Erneuerbare Energien sowie Begünstigungen für die nationale Industrie mit dem Unionsrecht, namentlich mit dem Beihilfenrecht vereinbar sind. Aber auch das grundsätzliche Thema einer möglichen Harmonisierung von Modellen zur Förderung Erneuerbarer Energien wird seit einigen Monaten wieder verstärkt behandelt.

Eine europarechtliche Regulierung Erneuerbarer Energien gibt es seit 2001 in Gestalt der sog. Erneuerbare-Energien-Richtlinie.<sup>106</sup> Am 25.06.2009 ist eine neue Erneuerbare-

<sup>106</sup> Richtlinie 2001/77/EG v. 27.1.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt.

Energien-Richtlinie in Kraft getreten, die die Richtlinie aus dem Jahr 2001 ablöst („**EE-Richtlinie**“)<sup>107</sup>. Zwar gab es bereits seit längerem Bemühungen zur Neuregelung des Rechtsrahmens für Erneuerbare Energien auf europäischer Ebene. Entscheidend für eine Neuregelung waren jedoch schließlich die unter deutscher Ratspräsidentschaft im Frühjahr 2007 gefassten Beschlüsse des Europäischen Rats zu einer integrierten Energie- und Klimapolitik.

In der jüngeren Vergangenheit haben sich sowohl die EU-Kommission als auch das Europäische Parlament für eine **Reform des Fördersystems für Erneuerbare Energien** ausgesprochen und unter anderem die Forderung erhoben, dass die nationalen Förderregelungen für Erneuerbare Energien auf europäischer Ebene abgestimmt werden sollten. Dabei nutzt die EU-Kommission das Instrument der „**Leitlinien**“, um ihren politischen Vorstellungen eine verbindliche Form zu geben. Hierbei handelt es sich um verbindliche Rahmenvorgaben, auf deren Umsetzung die Mitgliedstaaten hinzuwirken haben: Nach Art. 4 Abs. 3 EUV sind sie verpflichtet, sich aller Maßnahmen zu enthalten, die die Erreichung der in den Leitlinien enthaltenen Ziele verhindern oder erschweren.<sup>108</sup> Eine unmittelbare Rechtswirkung entfalten diese Leitlinien allerdings nicht.<sup>109</sup>

### **1. Entwurf von Leitlinien der Europäischen Kommission betreffend beste Praktiken und einschlägige Erfahrungen im Zusammenhang mit Förderregelungen**

Die EU-Kommission hat am 06.06.2012 die Mitteilung „Erneuerbare Energien – ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt“ veröffentlicht. Dort stellte sie fest, dass unterschiedliche nationale Förderregelungen auf der Grundlage unterschiedlicher Anreize zu Markthemmnissen führen und die Marktakteure davon abhalten können, grenzüberschreitend tätig zu werden, wodurch möglicherweise „die kommerzielle Entwicklung“ behindert werde. Um ein abgestimmtes Vorgehen in allen Mitgliedstaaten sicherstellen und Marktverzerrungen zu beseitigen, plant die Kommission die Ausarbeitung von Leitlinien, die beste Praktiken, einschlägige Erfahrungen sowie erforderlichenfalls die Reform der Förderregelungen zum Gegenstand haben, um zu einer größeren Kohärenz der nationalen Vorgehensweisen beizutragen und eine Fragmentierung des Binnenmarktes zu vermeiden.<sup>110</sup>

In dem am 27.03.2013 veröffentlichten **ersten Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“** geht die Kommission davon aus, dass aufgrund der herausragenden Rolle der finanziellen Förderprogramme und angesichts der Bedeutung und Kosten der Nutzung erneuerbarer Energien Anstrengungen zur Reform der Förderregelungen dringend erforderlich seien, um sicherzustellen, dass die Förderregelungen zwecks Berücksichtigung sinkender Technologiekosten regelmäßig und schnell genug angepasst werden und die Erzeuger von erneuerbaren Energien besser in den Energiemarkt integriert werden. Dies könne beispielsweise durch den Wechsel von Einspeisevergütungen zu **Einspeiseprämien oder -quoten und durch Ausschreibungen** zur Vermeidung von Überkompensierungen erfolgen.<sup>111</sup> Damit hat

<sup>107</sup> Richtlinie 2009/28/EG v. 23.4.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. EG Nr. L 140, S. 16ff.).

<sup>108</sup> Callies, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 171, Rn. 3.

<sup>109</sup> Callies, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 107, Rn. 4 m.w.N.

<sup>110</sup> Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Erneuerbare Energien: ein wichtiger Faktor auf dem europäischen Energiemarkt vom 06.06.2012, S. 5 ff.

<sup>111</sup> Bericht der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen – Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“ vom 27.03.2013.

die Kommission angedeutet, welchen Weg sie präferiert. Konkrete Vorgaben für bestimmte Modelle auf unionsrechtlicher Ebene sind dabei denkbar, dürften aber wegen der Vielfalt der bestehenden nationalen Ansätze politisch nur schwer durchsetzbar sein.

In seiner **Entschließung vom 21.05.2013** hat das **Europäische Parlament** diesen Entwurf für Leitlinien zur Reform der Förderregelungen begrüßt und darauf hingewiesen, dass die Mitgliedstaaten derzeit die erneuerbaren Energieträger unter höchst unterschiedlichen administrativen Rahmenbedingungen fördern.<sup>112</sup> Dies verschärfe ihre ungleichmäßige Entwicklung, solange angesichts der voneinander abweichenden regionalen Wettbewerbsvorteile das Potenzial für die Entwicklung erneuerbarer Energieträger durch die technischen, nicht-technischen und natürlichen Gegebenheiten unterschiedlich sei. Anreize für Investitionen in erneuerbare Energieträger müssten dort geschaffen werden, wo sie das **größte Potenzial** aufweisen, um einen effizienten Einsatz öffentlicher Mittel zu gewährleisten. Die Verfügbarkeit öffentlicher und privater Finanzmittel, die für die Förderung erneuerbarer Energieträger eingesetzt würden, variere jedoch stark. Dort, wo Marktunvollkommenheiten existieren oder wo Hersteller nur begrenzte Möglichkeiten hätten, sich eine marktbasierende Finanzierung zu sichern, solle der Zugang zu mehr Kapital für erneuerbare Energieträger erleichtert werden.

## 2. Entwurf von Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen der EU-Kommission

Die EU-Kommission hat sich dieses Themas auch aus der beihilferechtlichen Perspektive angenommen. Sie beabsichtigt eine **Novellierung der noch bis Ende 2013 geltenden Umweltbeihilfeleitlinien**<sup>113</sup> und will den Energiesektor künftig stärker in den Blick nehmen.<sup>114</sup> Staatliche Beihilfen sind laut EU-Gesetzgebung grundsätzlich verboten und werden nur in Ausnahmefällen genehmigt. Die Leitlinien der Kommission legen Kriterien und Bedingungen fest, nach denen staatliche Beihilfen gerechtfertigt sein können, um die europäischen Ziele zum Umwelt- und Klimaschutz zu erreichen. Nunmehr sollen die aktuellen Regeln harmonisiert und vereinfacht werden. Die Förderung Erneuerbarer Energien soll verstärkt einbezogen werden. Auch Maßnahmen zur System- und Versorgungssicherheit, wie beispielsweise Kapazitätsmechanismen, könnten künftig einer beihilferechtlichen Überprüfung unterliegen.

Ausgangspunkt der Überlegungen ist stets das Prinzip der **Technologieneutralität**. Den Mitgliedstaaten soll es jedoch auch ermöglicht werden, bislang noch nicht marktfähige Technologien zu fördern, wobei das Prinzip der Kosteneffizienz und mögliche Synergien zu berücksichtigen sind. Die EU-Kommission strebt eine stärkere Wettbewerbsorientierung der Erneuerbare-Energien-Fördersysteme an. Wesentlicher Inhalt der geplanten Beihilferegeln ist daher die Bewertung eines **Auktionsverfahrens** für Erneuerbare Energien, um die Förderung für neuinstallierte Erneuerbare-Energien-Anlagen auf ein Minimum zu begrenzen. Dabei soll ein **Mengendeckel für bestimmte** Regionen und spezielle Technologien vergeben werden. Als Förderung wird keine feste Einspeisevergütung, sondern ein Investitionszuschuss über die Laufzeit der Anlage vorgeschlagen. Bieterverfahren sollen allen Mitgliedsländern

<sup>112</sup> Entschließung des Europäischen Parlaments über aktuelle Herausforderungen und Chancen für erneuerbare Energieträger auf dem europäischen Energiebinnenmarkt vom 21.05.2013.

<sup>113</sup> Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen“ aus dem Jahr 2008, geltend bis Ende 2014.

<sup>114</sup> Das Konsultationspapier „Environmental and Energy Aid Guidelines 2014-2020“ der EU-Kommission vom 11. März 2013 ist im Internet abrufbar unter:

[http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/legislation/environmental\\_aid\\_issues\\_paper\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/legislation/environmental_aid_issues_paper_en.pdf) (Stand: 23.09.2013). Hierbei handelt es sich um ein Arbeitspapier, das nicht die offizielle Kommissionsmeinung wiedergibt.



der europäischen Wirtschaftszone offenstehen. So sollen garantierte Betriebsbeihilfen in einem echten wettbewerblichen und technologieoffenen Bieterverfahren vergeben werden.

Ein Leitlinien-Entwurf wurde im Sommer 2013 erstmalig öffentlich konsultiert; eine weitere Fassung wird voraussichtlich im Oktober 2013 zur Konsultation gestellt. Mit der formellen Verabschiedung ist im **ersten Quartal 2014** zu rechnen. Insgesamt gesehen dürften diese neuen Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen zu mehr Rechtssicherheit mit Blick auf die Beurteilung sowohl bestehender als auch neuer nationaler Fördermodelle führen. Es ist daher ratsam, mögliche neue Modelle der EE-Förderung anhand der Endfassung dieser neuen beihilferechtlichen Leitlinien zu überprüfen.

## II. Unionsrechtliche Grenzen für das EEG-Vergütungssystem

Netzbetreiber sind nach den Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes („**EEG**“)<sup>115</sup> verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen, das gesamte Angebot von Strom aus Erneuerbaren Energien abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Für die Vergütung des EE-Stroms legt das EEG fixe Einspeisetarife für die jeweilige Art der Erneuerbaren Energie fest. Es stellt sich die Frage, ob das derzeitige EEG-Vergütungssystem mit dem Unionsrecht vereinbar ist. Der Schwerpunkt der Prüfung liegt dabei (1.) auf der Vereinbarkeit mit den Beihilfavorschriften des AEUV (Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union) sowie (2.) auf der Frage der Vereinbarkeit des Einspeisevergütungssystems mit der Warenverkehrsfreiheit (Art. 34 AEUV). Schließlich wird untersucht, ob das gefundene Ergebnis bei stetig wachsendem Marktanteil des Erneuerbare-Energien-Stroms („**EE-Stroms**“) einer Neubewertung bedarf (3.). Zu guter Letzt erfolgt ein Ausblick auf die aktuellen Entwicklungen auf europäischer Ebene, die zukünftig eine rechtliche Neubewertung der Vereinbarkeit des EEG-Vergütungssystems mit dem Unionsrecht erforderlich machen könnte (4.).

### 1. Vereinbarkeit des EEG-Vergütungssystems mit dem Beihilfenrecht der EU

In der juristischen Literatur war lange umstritten, ob ein Mindestpreissystem, wie es das EEG vorsieht, mit den Vorgaben des Europäischen Beihilfenrechts vereinbar ist. Art. 107 Abs. 1 AEUV bestimmt: *„Soweit in diesen Verträgen nicht etwas anderes bestimmt ist, sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedsstaaten beeinträchtigen.“*

#### a) PreussenElektra-Entscheidung des EuGH

Im Schrifttum gab es anfangs unterschiedliche Auffassungen darüber, ob die Vergütungspflicht des EEG mit den festgelegten Einspeisetarifen eine solche Beihilfe darstellt. Am 13.03.2001 urteilte dann der Europäische Gerichtshof (nachfolgend „EuGH“) in der Rechtsache PreussenElektra,<sup>116</sup> dass eine Verpflichtung zur Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen zu Mindestpreisen, wie sie auch das EEG vorsieht, den Erzeugern dieser Stromart zwar einen wirtschaftlichen Vorteil verschaffe, dass jedoch nur solche Vorteile als Beihilfen im Sinne des EG-Vertrags anzusehen seien, die **unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln** gewährt werden. Die Verpflichtung privater Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen zu festgelegten Min-

<sup>115</sup> EEG vom 25.10.2008 in der Fassung vom 28. Juli 2011, in Kraft seit dem 1.1.2012, BGBl. I S. 1634.

<sup>116</sup> EuGH, Urt. v. 13.03.2001, Rs. C-379/98 (*«PreussenElektra»*), Slg. I 2001, S. 2099ff.

destpreisen führe nicht zu einer unmittelbaren oder mittelbaren Übertragung staatlicher Mittel auf die Unternehmen, die diesen Strom erzeugen.

Dem PreussenElektra-Urteil lag zwar das frühere deutsche Stromeinspeisungsgesetz zugrunde. Das EEG entspricht aber – soweit für die beihilfenrechtliche Beurteilung relevant – der Konstruktion des Stromeinspeisungsgesetzes. Die Feststellungen des EuGH zum Stromeinspeisungsgesetz lassen sich somit auf das EEG übertragen, weshalb die EU-Kommission bereits feststellt hat,<sup>117</sup> dass das EEG keine staatliche Beihilfe darstellt.

#### b) Essent-Entscheidung des EuGH

Im Jahr 2008 entschied dann der EuGH in der Rechtssache *Essent*<sup>118</sup>, dass eine Abgabe, die seitens der niederländischen Netzbetreiber von ihren Kunden zum Zwecke der Deckung nicht marktkonformer Kosten erhoben und an eine vom Gesetzgeber bestimmte Gesellschaft abgeführt wurde, eine Beihilfe darstelle. Diese Abgabe wurde seitens der Elektrizitätskunden an den jeweiligen Netzbetreiber gezahlt, welcher diese wiederum an eine gemeinsame Tochtergesellschaft der vier niederländischen Erzeugungsunternehmen namens SEP abführen musste. Der EuGH entschied, dass es sich um eine einseitig auferlegte staatliche Belastung handle, die eine Abgabe und somit eine Beihilfe darstelle. Damit stellte sich die Frage, ob die *Essent*-Entscheidung des EuGH eine beihilferechtliche Neubewertung des EEG-Vergütungssystems erforderlich macht.

Wie die Darstellung des der *Essent*-Entscheidung zugrundeliegenden Sachverhalts zeigt, wurde in den Niederlanden ein privates Unternehmen (SEP) mit einer wirtschaftlichen Dienstleistung betraut, nämlich mit der Einnahme von Tarifaufschlägen. Auch aufgrund dieses Betrauungsaktes seitens des niederländischen Staates nahm der EuGH einen beihilferelevanten staatlichen Einfluss auf den Mittelfluss an. Das Vergütungssystem des EEG betrifft hingegen einen grundsätzlich anders gelagerten Sachverhalt: Das EEG verpflichtet private Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen zu festgelegten Mindestpreisen. Die daraus resultierenden Kosten werden im Zuge des bundesweiten Ausgleichsmechanismus an die Letztverbraucher versorgenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen weitergereicht, die die Kosten wiederum auf die Endverbraucher abwälzen. Anders als im Fall *Essent* sind diese Unternehmen nicht mit der Verwaltung staatlicher Mittel beauftragt, sondern müssen ihre privaten finanziellen Mittel einsetzen.<sup>119</sup> Im Vergütungssystem des EEG kommt es daher also, anders als bei der öffentlichen Abgabe im Falle *Essent*, gerade nicht zu einer unmittelbaren oder mittelbaren Übertragung staatlicher Mittel auf Unternehmen.<sup>120</sup>

#### c) Ausgleichsmechanismus ab dem Jahr 2010

Diese rechtliche Einschätzung könnte durch die zum 1. Januar 2010 neugefasste vierte Stufe des bundesweiten Ausgleichsmechanismus<sup>121</sup> des EEG zu überdenken sein. Die ÜNB verkaufen den EE-Strom seither vollständig am Spot-Markt der Strombörse; eine physikalische Weiterwälzung von EE-Strom erfolgt nicht mehr.

<sup>117</sup> Entscheidung KOM v. 22.05.2002, Beihilfe-Nr. NN 27, 2000, ABI. C 164/5 v. 10.07.2000.

<sup>118</sup> EuGH, Urt. v. 17.07.2008, Rs. C-206/06 («*Essent Network Noord*»), Slg. 2008, I-5497, Rn. 66, 40ff.

<sup>119</sup> EuGH, Urt. v. 17.07.2008, Rs. C-206/06 («*Essent Network Noord*»), Slg. 2008, I-5497, Rn. 74.

<sup>120</sup> So auch Kahles/Stehle/Pause/Müller, Stiftung Umweltenergierecht, EEG und Beihilfe, Kurzüberblick über aktuelle Fragestellungen aus rechtlicher Sicht vom 11. März 2013, S. 4.

<sup>121</sup> Der bundesweite Ausgleichsmechanismus wird durch die „Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus“ (AusglMechV) und der sie flankierenden Ausführungsverordnung geregelt.

Der Wegfall der physikalischen Wälzung und somit des bisherigen privatrechtlichen Leistungs-Gegenleistungs-Verhältnisses zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen („Strom gegen Geld“) ändert die beihilferechtliche Bewertung des EEG-Vergütungssystems jedoch nicht.<sup>122</sup> Denn nunmehr übernehmen die ÜNB nach § 37 EEG die Vermarktung des EE-Stroms und damit - anstelle der Energieversorgungsunternehmen - die Integration in das Elektrizitätswirtschaftssystem. Das privatrechtliche Leistungs-Gegenleistungs-Verhältnis zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen wurde somit lediglich durch das in § 37 EEG normierte, ebenfalls privatrechtlich zu beurteilende Austauschverhältnis zwischen dem ÜNB und dem Anlagenbetreiber ersetzt.

#### d) Besondere Ausgleichsregelung nach §§ 40 ff. EEG

Im Zusammenhang mit der Frage, ob das EEG-Vergütungssystem beihilfenkonform ist, hat sich die EU-Kommission jüngst mit der Besonderen Ausgleichsregelung nach §§ 40ff. EEG beschäftigt. Nach § 40 Abs. 1 EEG begrenzt das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) auf Antrag für eine Abnahmestelle die EEG-Umlage, die von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher, die stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit hohem Stromverbrauch oder Schienenbahnen sind, weitergegeben wird, sofern die gesetzlichen Voraussetzungen (§§ 41, 42 EEG) vorliegen. Die Mindererlöse der Besonderen Ausgleichsregelung werden auf die nicht privilegierten Letztverbraucher umgelegt, die in der Folge eine höhere EEG-Umlage zu leisten haben. Im Jahr 2012 war erstmalig die EEG-Umlage höher als der durchschnittliche Börsenpreis für Strom. Dies zeigt, welche erheblichen Auswirkungen sich aus der EEG-Umlage für die stromintensive Industrie ergeben, insbesondere soweit sie im internationalen Wettbewerb steht. Vor diesem Hintergrund liegt eine beihilferechtliche Würdigung der Besonderen Ausgleichsregelung nahe.

##### aa) Begünstigung

Beihilfen sind freiwillige Begünstigungen von Unternehmen, soweit sie nicht durch eine marktgerechte Gegenleistung des Begünstigten kompensiert werden. Darunter fallen nicht nur finanzielle Zuschüsse, sondern jede Entlastung von Kosten, die ein Unternehmen normalerweise zu tragen hat.<sup>123</sup> Die besondere Ausgleichsregelung ist problemlos unter das Tatbestandsmerkmal „Begünstigung“ zu subsumieren, denn sie gewährt eine Befreiung von einer Belastung, die den übrigen Stromkunden durch die EEG-Umlage auferlegt wird.

##### bb) Selektivität

Die Begünstigung muss bestimmten Unternehmen oder Produktionszweigen zugute kommen.<sup>124</sup> Auch dieses Tatbestandsmerkmal ist erfüllt, da die besondere Ausgleichsregelung den industriellen Stromkunden, was neben Unternehmen des produzierenden Gewerbes auch Schienenbahnen einschließt, zugute kommt.

##### cc) Verfälschung des Wettbewerbs und Beeinträchtigung des Handels

Durch die Begünstigung müsste eine Verfälschung des Wettbewerbs und die Beeinträchtigung des Handels zumindest drohen. Dabei reicht die bloße Eignung der Maßnahme aus.<sup>125</sup> Eine Wettbewerbsverfälschung liegt in der tatsächlichen oder potentiellen Verbesserung der

<sup>122</sup> Hierzu vgl. Kahles/Stehle/Pause/Müller, Stiftung Umweltenergierecht, EEG und Beihilfe, Kurzüberblick über aktuelle Fragestellungen aus rechtlicher Sicht vom 11. März 2013.

<sup>123</sup> Geiger/Kahn/Kotzur, EUV/AEU, Art. 107 AEU, Rn. 8.

<sup>124</sup> Callies/Ruffert, Art. 107 AEU, Rn. 25.

<sup>125</sup> Geiger/Kahn/Kotzur, EUV/AEU, Art. 107 AEU, Rn. 16.

Wettbewerbssituation des begünstigten Unternehmens gegenüber bestehenden anderen Unternehmen oder in der Erschwerung des Marktzutritts für neue Unternehmen.<sup>126</sup> Die als Folge der Besonderen Ausgleichsregelung eintretende Entlastung von Unternehmen von den Strombezugskosten erfüllt das Merkmal einer potentiellen Verfälschung des Wettbewerbs.

Eine Beeinträchtigung des Handels zwischen Mitgliedstaaten liegt vor, wenn die Beihilfe durch die wettbewerbsverfälschende Begünstigung bestimmter Unternehmen den Handel beeinflusst, indem die Einfuhr oder die Ausfuhr erleichtert bzw. kehrseitig für die Konkurrenten erschwert wird.<sup>127</sup> Entscheidend ist dabei allein, dass sich der innergemeinschaftliche Verkehr anders entwickelt oder entwickeln könnte als ohne die Beihilfengewährung. Im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung werden insbesondere große Stromverbraucher des produzierenden Gewerbes begünstigt. Diese befinden sich im Wettbewerb zu Unternehmen der gleichen Industriezweige (etwa Chemie, Eisen, Stahl) in anderen Mitgliedstaaten. Fraglich ist jedoch, ob die stromintensiven Industrien durch diese Privilegierung aus grenzüberschreitender Perspektive zwingend eine Stärkung ihrer Wettbewerbsposition gegenüber ihren Wettbewerbern erfahren. Denn die Besondere Ausgleichsregelung reduziert auch einen Wettbewerbsnachteil, nämlich die Zahlung der EEG-Umlage, die Wettbewerber in anderen Mitgliedsstaaten ggf. nicht leisten. Insoweit könnte man die besondere Ausgleichsregelung der §§ 40 ff. EEG lediglich als **Angleichung der Wettbewerbsbedingungen** qualifizieren.<sup>128</sup> Letztendlich kann dies aber dahin stehen, denn jedenfalls ist die Besondere Ausgleichsregelung keine staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfe.

#### dd) Staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfe

Aus staatlichen Mitteln gewährt sind alle Beihilfen, die **unmittelbar oder mittelbar durch staatliche Hoheitsträger veranlasst** werden, unabhängig vom rechtlichen Status der gewährenden Stelle.<sup>129</sup> Die Rechtsbeziehungen zwischen den Beteiligten im Rahmen der EEG-Umlage und der Besonderen Ausgleichsregelung sind allerdings rein privatrechtlicher Natur. Die Mittelflüsse werden nur zur Finanzierung der gesetzlich festgelegten Vergütung von EE-Strom verwendet, ein darüber hinausgehender Finanzierungszweck liegt nicht vor. Bei der Befreiung von der EEG-Umlage handelt es sich um ein zwar gesetzlich indiziertes, aber letztlich allein durch die Marktteilnehmer finanziertes Umlagesystem.<sup>130</sup> Der Beihilfetatbestand des Art. 107 AEUV ist damit nicht erfüllt.

#### e) Aktuelle Entwicklungen

Im November 2012 hatte die EU Kommission angekündigt, sämtliche Vergünstigungen für stromintensive deutsche Unternehmen zu überprüfen und dabei ausdrücklich auch die Besondere Ausgleichsregelung genannt.<sup>131</sup> Im März 2013 hat sie ein förmliches Beihilfeverfahren allein wegen der Netzentgeltbefreiung nach § 19 Abs. 2 StromNEV eröffnet, wobei aber die Besondere Ausgleichsregelung nach §§ 40 EEG nicht in das Verfahren einbezogen wurde. Im Juli 2013 kündigte sie sodann an, nach der Sommerpause darüber zu entscheiden,

<sup>126</sup> Geiger/Kahn/Kotzur, EUV/AEUV, Art. 107 AEUV, Rn. 15.

<sup>127</sup> Callies/Ruffert, Art. 107 AEUV Rn. 36.

<sup>128</sup> Hierzu Schlacke/Kröger, Europarechtliche Fragen deutscher Förderinstrumente für Erneuerbare Energien, S. 75.

<sup>129</sup> Geiger/Kahn/Kotzur, EUV/AEUV, Art. 107, Rn. 12.

<sup>130</sup> So auch Greinacher ER 2013, 97, 100.

ob sie gegen die Bundesrepublik Deutschland ein förmliches Beihilfeverfahren wegen der Besonderen Ausgleichsregelung, eröffnen wird; diese Entscheidung steht noch aus.

#### f) Ergebnis

Das Vergütungssystem des EEG stellt nach derzeitiger Sach- und Rechtslage keine Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV dar. Dies folgt aus der *PreussenElektra*-Entscheidung des EuGH, die auch nach der *Essent*-Entscheidung weiterhin gilt, wie der EuGH in seiner Entscheidung *Essent* ausdrücklich ausführt:

*„Ebenso unterscheidet sich die in Rede stehende Maßnahme von derjenigen, um die es im Urteil vom 13. März 2001, PreussenElektra (C-379/98, Slg. 2001, I-2099), ging, in dem der Gerichtshof in Randnummer 59 entschieden hat, dass die Verpflichtung privater Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energiequellen zu festgelegten Mindestpreisen nicht zu einer unmittelbaren oder mittelbaren Übertragung staatlicher Mittel auf die Unternehmen, die diesen Strom erzeugen, führt. In diesem Fall waren die Unternehmen nicht vom Staat mit der Verwaltung staatlicher Mittel beauftragt worden, sondern zur Abnahme unter Einsatz ihrer eigenen finanziellen Mittel verpflichtet.“<sup>132</sup>*

Insbesondere dürfte auch die Besondere Ausgleichsregelung der §§ 40 ff. EEG mit dem Unionsrecht vereinbar sein: Die Begünstigung stellt mangels Vorliegens des Kriteriums der „staatlichen Mittel“ nach derzeitiger Sach- und Rechtslage keine Beihilfe im Sinne von Art. 107 Abs. 1 AEUV dar. Da das EEG-Vergütungssystem jedoch im Fokus der EU-Kommission steht, die in Kürze über die Einleitung eines förmlichen Beihilfeverfahrens entscheiden wird, ist ein Paradigmenwechsel grundsätzlich denkbar.

## 2. Vereinbarkeit des EEG-Vergütungssystems mit der Warenverkehrsfreiheit

Neben der Beihilfenthematik stellt sich die Frage, ob die garantierten Einspeisetarife des EEG mit der Warenverkehrsfreiheit (Art. 34 AEUV) vereinbar sind. Danach sind mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen sowie Maßnahmen gleicher Wirkung zwischen den Mitgliedstaaten verboten. Als Maßnahme gleicher Wirkung ist nach der Rechtsprechung des EuGH jede Handelsregelung der Mitgliedstaaten anzusehen, die geeignet ist, den innergemeinschaftlichen Handel unmittelbar oder mittelbar, tatsächlich oder potentiell zu behindern.<sup>133</sup>

Eine solche Beschränkung des freien Warenverkehrs sah der EuGH in seiner *PreussenElektra*-Entscheidung darin, dass das EEG die Netzbetreiber bzw. Stromversorger und Verbraucher zum vorrangigen Anschluss von in Deutschland gelegenen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien sowie zur vollständigen Abnahme, Übertragung und Verteilung des angebotenen Stroms aus Erneuerbaren Energien verpflichtet und damit der Erwerb von Energie aus anderen Mitgliedstaaten beschränkt werde.<sup>134</sup>

Zunächst könnte man bereits das Vorliegen eines Eingriffs in die Warenverkehrsfreiheit mit der Begründung ablehnen, dass die Stromvertriebsunternehmen zwar weiterhin per EEG-Umlage an den Mehrkosten für die Förderung von EE-Strom beteiligt seien, aber nach dem neuen Ausgleichsmechanismus nicht mehr verpflichtet seien, den EE-Strom physikalisch von ihren ÜNB in Höhe der jeweiligen EEG-Quote abzunehmen. Vielmehr könnten sie den benö-

<sup>132</sup> EuGH, Urt. v. 17.7.2008, Rs. C-206/06 («Essent Network Noord»), Slg. 2008, I-5497, Rn. 74.

<sup>133</sup> EuGH, Rs. 8/74 («Dassonville»), Slg. 1974, 837, Rn. 5.

<sup>134</sup> EuGH, Urt. v. 13.03.2001, Rs. C-379/98 («PreussenElektra»), Slg. I 2001, S. 2099ff, Rn. 71.

tigten Strom wieder frei am Markt beschaffen.<sup>135</sup> Selbst wenn dem aber nicht folgt und einen Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit mit der Begründung bejaht, dass Begünstigte des EEG ausschließlich Stromerzeuger sind, deren Anlage in Deutschland belegen ist,<sup>136</sup> so ist der Eingriff jedenfalls gerechtfertigt. Mitgliedstaatliche Ein- oder Ausfuhrbeschränkungen sowie Maßnahmen gleicher Wirkung sind nach der Rechtsprechung des EuGH nämlich zulässig, wenn sie erforderlich sind, um zwingenden Interessen des Allgemeinwohls gerecht zu werden (sog. Cassis-Formel).<sup>137</sup> Hierzu zählen der **Schutz der öffentlichen Gesundheit sowie der Umweltschutz**.<sup>138</sup> In der zuvor dargestellten *PreussenElektra*-Entscheidung sah der EuGH die von ihm angenommene potentielle Behinderung des innergemeinschaftlichen Handels dann auch mit der Begründung, dass die Nutzung Erneuerbarer Energien dem Umweltschutz diene und zugleich die Gesundheit und das Leben von Menschen, Tieren und Pflanzen bezwecke, als mit der Warenverkehrsfreiheit vereinbar an.<sup>139</sup>

In der Literatur ist die Vereinbarkeit des EEG-Vergütungsmechanismus mit der Warenverkehrsfreiheit nach wie vor umstritten. Insbesondere wird vertreten, dass die Besondere Ausgleichsregelung (§§ 40 ff. EEG) gegen Art. 34 AEUV verstoße und deshalb nicht anwendbar sei.<sup>140</sup> Da es aber seit dem Jahr 2010 anwendbaren EEG-Ausgleichsmechanismus keine Verpflichtung zur Abnahme physikalischen Stroms mehr gibt, entfallen (zumindest potentielle) Rückwirkungen für etwaige grenzüberschreitende Strombezüge mit der Folge, dass bereits kein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit vorliegen dürfte.<sup>141</sup>

Mit der Vereinbarkeit von Besonderer Ausgleichsregelung und Warenverkehrsfreiheit beschäftigt sich derzeit die EU-Kommission. Ein Paradigmenwechsel, der zu einer anderen rechtlichen Beurteilung führen könnte, ist daher auch in Bezug auf Art. 34 AEUV denkbar.

### 3. Würde der Anstieg des Anteils an EE-Strom eine Neubewertung erfordern?

Vor dem Hintergrund des stetig wachsenden Anteils der Strommengen aus Erneuerbaren Energien stellt sich die Frage, ob der EEG-Vergütungsmechanismus mit den Regelungen des europäischen Primärrechts auch in Zukunft vereinbar sein wird. Denn der wachsende Marktanteil von Strom aus Erneuerbaren Energien aus Deutschland führt dazu, dass weniger (EE-)Strom aus den benachbarten Mitgliedsstaaten in das deutsche Netz eingespeist wird.

Prüfungsmaßstab hierfür sind die Vorgaben der **EE-Richtlinie** sowie des primären Unionsrechts, insbesondere unter dem Blickwinkel der **Warenverkehrsfreiheit**. Die EE-Richtlinie legt verbindliche nationale Mindestanteile Erneuerbarer Energien am Energieverbrauch fest.<sup>142</sup> Allerdings enthält sie kaum Vorgaben dazu, wie die nationalen Ziele erreicht werden müssen; den Mitgliedstaaten steht dies weitgehend frei.

Als wichtigste Maßnahme zur Umsetzung der Richtlinie werden **Förderregelungen** genannt. Förderregelung ist gemäß Art. 2 lit. k der EE-Richtlinie ein Instrument, eine Regelung oder ein Mechanismus, das bzw. die bzw. der von einem Mitgliedstaat oder einer Gruppe von Mitgliedstaaten angewendet wird und die Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen

<sup>135</sup> So etwa Danner/Theobald/Oschmann, Einführung zum EEG, Rn. 87 m.w.N.; Rostankowski/Oschmann, RdE 209, 361, 365.

<sup>136</sup> § 2 Nr. 1 EEG.

<sup>137</sup> EuGH, Rs. 120/78, Slg. 1979, 649 («*Rewe/Bonusmonopolverwaltung für Branntwein*»).

<sup>138</sup> Die Schutzgüter finden sich nunmehr auch in Art. 36 AEUV.

<sup>139</sup> EuGH, Urt. v. 13.03.2001, Rs. C-379/98 («*PreussenElektra*»), Slg. I 2001, S. 2099ff., Rn. 72ff.

<sup>140</sup> Schmidt-Preuß, in: FS für Salje 2013, S. 397 (414 m. w. N.).

<sup>141</sup> So auch Schmidt-Preuß, in: FS für Salje 2013, S. 397 (414).

<sup>142</sup> Anhang 1 Teil A der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

dadurch fördert, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung Erneuerbarer Energien oder auf andere Weise gesteigert wird. Dazu zählen u. a. **Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen**, die zur Nutzung Erneuerbarer Energiequellen verpflichten, einschließlich solcher, bei denen **grüne Zertifikate** verwendet werden, sowie **direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarife und Prämienzahlungen**. Das Einspeisetarifmodell, wie es im EEG niedergelegt ist, ist eine solche Förderregelung im Sinne von Art. 2 lit. k der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

Das nationale Gesamtziel für den Anteil von Energie aus Erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch im Jahr 2020 für die Bundesrepublik Deutschland liegt gemäß Anhang 1 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie bei 18%. Förderregelungen im Sinne der Erneuerbare-Energien-Richtlinie, zu denen auch Einspeisetarifmodelle wie das des EEG gehören, die zur Erreichung der *verbindlichen* nationalen Gesamtziele eingesetzt werden, sind daher grundsätzlich mit dem Unionsrecht vereinbar. Dies gilt grundsätzlich auch dann, wenn dadurch Erzeugern aus anderen Mitgliedstaaten der Absatz der von ihnen in den Nachbarländern erzeugten (Erneuerbaren) Energie innerhalb der Bundesrepublik Deutschland erschwert wird bzw. sich der Absatzmarkt verringert. So führt die EE-Richtlinie ausdrücklich aus:

*„Die Mehrheit der Mitgliedstaaten wendet Förderregelungen an, bei denen Vorteile **ausschließlich für in ihrem Hoheitsgebiet erzeugte Energie** aus Erneuerbaren Quellen gewährt werden. Damit nationale Förderregelungen ungestört funktionieren können, müssen die Mitgliedstaaten deren Wirkung und Kosten entsprechend ihrem jeweiligen Potenzial kontrollieren können, ein wichtiger Faktor bei der Verwirklichung des Ziels dieser Richtlinie besteht darin, das ungestörte Funktionieren der nationalen Förderregelungen, wie nach der Richtlinie 2001/77/EG, zu gewährleisten, damit das Vertrauen der Investoren erhalten bleibt und die Mitgliedsstaaten wirksame nationale Maßnahmen im Hinblick auf die Erfüllung der Ziele konzipieren können.“<sup>143</sup>*

Daher ist der geltende EEG-Vergütungsmechanismus, eine Förderregelung im Sinne der EE-Richtlinie, grundsätzlich auch weiterhin mit Art. 107 AEUV und Art. 34 AEUV vereinbar. Dies gilt jedenfalls solange, wie die verbindlichen Ziele der Bundesrepublik Deutschland, wie sie in der EE-Richtlinie (18% bis 2020) und im EEG niedergelegt sind (35% bis 2020), noch nicht erreicht sind.

Für den Fall der „**Übererfüllung**“ der vorgenannten Ziele bedarf es hingegen einer vertieften Überprüfung und Abwägung der zwingenden Interessen des Allgemeinwohls mit dem im AEUV verankerten **Wettbewerbsgedanken** im Binnenmarkt. Dies folgt bereits aus Erwägungsgrund Nr. 25 der EE-Richtlinie: Danach ist es ein Ziel der Richtlinie, die *grenzüberschreitende* Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu erleichtern, ohne die nationalen Förderregelungen zu beeinträchtigen. Um die Wirksamkeit der nationalen Förderregelungen und der Mechanismen der Zusammenarbeit zu gewährleisten, müssen die Mitgliedstaaten die Möglichkeit haben, darüber zu entscheiden, ob und in welchem Umfang ihre nationalen Förderregelungen für **in anderen Mitgliedstaaten erzeugte Energie aus erneuerbaren Quellen** gelten, und sich durch die Anwendung der in der vorliegenden Richtlinie vorgesehenen Mechanismen der Zusammenarbeit darüber einigen. Dieses Erfordernis muss umso mehr gelten, je höher der Anteil des EEG-Stroms in einem Mitgliedstaat ist.

<sup>143</sup> Erwägungsgrund 25 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie.

Da die Vereinbarkeit mit dem Unionsrecht vom Ausmaß der in der Zukunft stattfindenden Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten, aber auch von den dann erreichten Anteilen von EE-Strom am Strommix in den einzelnen Mitgliedstaaten abhängt, können wir derzeit **noch keine sichere Aussage** darüber treffen, ob die Vereinbarkeit der EEG-Einspeisevergütung mit den Regelungen des europäischen Primärrechts auch dann noch gegeben sein wird, wenn der Anteil von EE-Strom am nationalen Bruttoendenergieverbrauch die verbindlichen Ziele übersteigen sollte. Sollte sich die Situation dann so darstellen, dass sie den grenzüberschreitenden Handel faktisch erheblich einschränkt oder gar verhindert, wäre dies mit der Warenverkehrsfreiheit jedenfalls nicht mehr vereinbar. In einem solchen Szenario wäre eine **europäische Regulierung** sinnvoll, um den grenzüberschreitenden Handel im Binnenmarkt zu gewährleisten bzw. um unionsrechtlich wettbewerbskonforme Ausnahmen vorzusehen.<sup>144</sup>

### III. Räumliche Differenzierung der Einspeisevergütung

Werden in einem Fördersystem für Erneuerbare Energien die Einspeisevergütungen für EE-Strom räumlich differenziert, so führt dies dazu, dass Marktakteure je nach Standort unterschiedlich behandelt werden. Das vorgeschlagene Optionsmodell sieht für beide Optionen eine **deutliche Standortdifferenzierung** vor (siehe 5.5.1.2.). Dies gibt Anlass zur Prüfung, ob einer solchen Differenzierung **unionsrechtliche Grenzen** gesetzt sind.

Bereits das geltende EEG-Vergütungssystem enthält in mehrfacher Hinsicht räumliche Differenzierungen. Mit Blick auf die Onshore-Windkraft gilt das Referenzertragsmodell (§ 29 Abs. 2 EEG 2012). Es bewirkt mittelbar eine räumliche Steuerung des Zubaus, indem es dazu führt, dass Anlagen an windhöffigen Standorten nicht höher als für den wirtschaftlichen Betrieb erforderlich vergütet werden. Gleichzeitig setzt diese Regelung Anreize für den Bau von Anlagen an durchschnittlich windgünstigen Standorten im Binnenland.<sup>145</sup> Darüber hinaus liegen grundlegende räumliche Differenzierungen in der unterschiedlichen Behandlung von Offshore-Windkraft und Onshore-Windkraft, die sich ja durch ihre räumliche Belegenheit auf See oder an Land unterscheiden, sowie in der unterschiedlichen Behandlung von PV-Anlagen auf Flächen längs von Autobahnen und Schienenwegen (§ 32 Abs. 1 Nr. 3 c EEG 2012) und von PV-Anlagen auf anderen Flächen.

Prüfungsmaßstab im Unionsrecht sind zum einen die Vorgaben aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie und der Strombinnenmarktrichtlinie als Ausformung des allgemeinen unionsrechtlichen Diskriminierungsverbots, sowie zum anderen das Beihilfenverbot.

#### 1. Vereinbarkeit mit der Erneuerbare-Energien-Richtlinie

Die EE-Richtlinie sieht zwar explizit **lokale Entwicklungsinitiativen** in Bezug auf die Förderung Erneuerbare Energien vor (Erwägungsgrund 3 und 4) und nimmt auf die räumliche Belegenheit von Anlagen auch insoweit Bezug, als der Markteintritt kleiner, **dezentraler Anlagen** gefördert werden soll (Erwägungsgrund 43). Vorgaben zur räumlichen Differenzierungen im Rahmen finanzieller Fördermodelle enthält die EE-Richtlinie aber nicht; nach ihrer Konzeption regelt sie nur Zielvorgaben und Grundprinzipien für eine mögliche Harmonisierung, sowie Ansätze für eine grenzüberschreitende Zusammenarbeit, nicht aber Details zur konkreten Ausgestaltung solcher Modelle.

<sup>144</sup> Ähnlich Salje, EEG, 6. Auflage 2013, Einführung, Rz. 76.

<sup>145</sup> Gesetzesbegründung, BT-Drs. 16/8148, Einzelbegründung zu § 29 EEG, S. 57.



## 2. Vereinbarkeit mit dem unionsrechtlichen Diskriminierungsverbot

Eine nationale, räumliche Differenzierung von Einspeisetarifen ist am **unionsrechtlichen Diskriminierungsverbot** zu messen. Dieses ist in Art. 18 AEUV geregelt und verbietet jegliche Diskriminierung. Die Vorschrift ist mit Art. 3 des deutschen Grundgesetzes (GG) vergleichbar.<sup>146</sup> Für den Strommarkt wird das Diskriminierungsverbot durch die Strombinnenmarkt-Richtlinie näher ausgeformt, die in Art. 3 Abs. 1 vorsieht, dass Elektrizitätsunternehmen – zu denen nach der Legaldefinition des Art. 2 Nr. 25 auch Erzeuger gehören – hinsichtlich ihrer Rechte und Pflichten nicht diskriminiert werden dürfen. Diese spezielle Ausformung verdrängt Art. 18 AEUV,<sup>147</sup> so dass Prüfungsmaßstab die Regelung der Binnenmarktrichtlinie ist.

Adressat des Diskriminierungsverbots aus Art. 3 Abs. 1 Stromrichtlinie ist der **Mitgliedstaat**, der beim Erlass nationaler Vorschriften hieran gebunden ist. Auf der Grundlage dieser allgemeinen Vorgabe ist er verpflichtet, die Rahmenbedingungen für den nationalen Strommarkt so zu gestalten, dass Marktteilnehmer nicht diskriminiert werden. Sofern sich nationale Regelungen – wie die Vergütungsregeln des EEG - nur auf Marktakteure in einem Mitgliedstaat beziehen, könnte man zunächst erwägen, ob solche Fälle überhaupt vom Unionsrecht erfasst werden. Dies wird unter dem Stichwort „umgekehrte Diskriminierung“ oder „Inländerdiskriminierung“ behandelt.<sup>148</sup> Hier wird streitig diskutiert, ob auch Sachverhalte ohne grenzüberschreitenden Bezug am Unionsrecht zu messen sind.<sup>149</sup> Inwieweit diese Diskussion über den Anwendungsbereich des Unionsrechts auf den Strommarkt übertragbar ist, kann dahin stehen, wenn man erstens – wie für die folgende Prüfung – unterstellt, dass sich nationale Vergütungssysteme zumindest mittelbar auch grenzüberschreitend auswirken können, und sich zweitens keine Anhaltspunkte für eine Diskriminierung ergeben.

Die **Stromrichtlinie** regelt schwerpunktmäßig den freien Marktzugang und die Organisation des Elektrizitätssektors, enthält aber in Kapitel III auch **Vorgaben für den Erzeugungsmarkt**. Wählen Mitgliedstaaten ein Genehmigungsverfahren für neue Kapazitäten, so können sie gemäß Art. 7 Abs. 2 Buchstabe d) ausdrücklich der Aspekt der „**Flächennutzung und Standortwahl**“ Rechnung tragen. In Bezug auf nationale Genehmigungsverfahren für neue Großprojekte heißt es dann in Art. 7 Abs. 3 S. 3, dass solche Verfahren diskriminierungsfrei sein müssen. Wählen Mitgliedstaaten das Ausschreibungsverfahren, so können sie gemäß Art. 8 Abs. 3 S. 4 für die Spezifikation des Auftrags auf die in Art. 7 Abs. 2 genannten Aspekte Bezug nehmen, also insbesondere die Standortwahl zum Kriterium machen.

Verwendet der Mitgliedstaat das **Kriterium der Standortwahl**, so muss er es im Rahmen der Genehmigung oder der Ausschreibung neuer Kapazitäten diskriminierungsfrei anwenden. Mangels konkreter Vorgaben im Richtlinienrecht dazu, wie die Diskriminierungsfreiheit konkret ausgestaltet sein muss, ist auf **allgemeine Grundprinzipien** zurückzugreifen. Diese wurden für das deutsche Verfassungsrecht zum allgemeinen Gleichheitssatz gem. Art. 3 GG erarbeitet. Hier ist anerkannt, dass eine räumliche Differenzierung von Marktteilnehmern beispielsweise zur lokalen Wirtschaftsförderung ein zulässiges sachliches Kriterium ist – soweit im Falle einer bundesrechtlichen Regelung der Zuschnitt der geförderten Regionen sachlich gerechtfertigt ist und einem einheitlichen Regelungsprinzip unterliegt.<sup>150</sup> Insgesamt

<sup>146</sup> Kischel, in Epping/Hillgruber, GG, Art. 3 Rz. 3.

<sup>147</sup> Der Umfang der Verdrängung ist umstritten, siehe dazu nur Khan, in: Geiger/Khan/Kotzur, Art. 18, Rz. 2.

<sup>148</sup> Epiney, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 18, Rz. 28.

<sup>149</sup> Mit gewissen Einschränkungen bejahend Epiney, in Callies/Ruffert, EUV/AEUV, Art. 18, Rz. 35 f.

<sup>150</sup> Kischel, in Epping/Hillgruber, Beck'scher Online-Kommentar zum Grundgesetz, Art. 3, Rz. 99, 103.

gesehen hat der Gesetzgeber zu **Lenkungs- und Steuerungszwecken einen weiten Gestaltungsspielraum**; es muss nur der Kreis der von einer Maßnahme Begünstigten sachgerecht abgegrenzt sein.

Wir gehen davon aus, dass auf der Grundlage des vorgeschlagenen Optionsmodells sachgerechte Abgrenzungen vorgesehen werden. Sofern darüber hinaus auch weiterhin die finanziellen Lasten aus einer regional differenzierten Förderung über ein bundesweites Ausgleichssystem verteilt werden, dürfte schon im Grundsatz kein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot vorliegen. Dies steht unter dem Vorbehalt der konkreten Ausgestaltung der standortdifferenzierten Vergütungssätze, die transparent und sachdienlich sein müssen.

### 3. Vereinbarkeit mit dem Beihilfenrecht

Räumlich differenzierte Einspeisevergütungen sind darüber hinaus am europäischen Beihilfenrecht zu messen. Was die beihilfenrechtliche Bewertung eines Einspeisevergütungssystems als solches angeht, verweisen wir auf die Ausführungen im Zusammenhang mit der Frage, ob das deutsche EEG-Vergütungssystem beihilfenkonform ist (oben unter II.).

Ob standortbezogene Tarife als solche als beihilfenkonform zu beurteilen wären, kommt auf die Ausgestaltung im Einzelnen an und kann in abstrakter Weise nicht abschließend beurteilt werden. Kommt etwa eine deutlich höhere Einspeisevergütung für bestimmte Standorte einzelnen Unternehmen zugute, so wäre die Voraussetzung der „Selektivität“ erfüllt; auch kann man davon ausgehen, dass eine potentielle Verfälschung des Wettbewerbs denkbar wäre. Allerdings stellt das EEG-Vergütungssystem unserer Einschätzung nach keine staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfe dar und ist insbesondere nach der derzeit bestehenden Rechtsprechung des EuGH beihilfenkonform. Dieses Ergebnis steht allerdings unter dem Vorbehalt, dass sich im Zuge der derzeit von der EU-Kommission initiierten Prüfung des besonderen Ausgleichsmechanismus für die stromintensive Industrie - jedenfalls theoretisch - eine grundlegend andere unionsrechtliche Einschätzung ergeben könnte. Dies würde dann aber nicht eine standortspezifische Ausgestaltung des Vergütungssystems betreffen, sondern die Konzeption des EEG-Vergütungssystems als Ganzes.

### IV. Auswirkungen des EEG-Vergütungssystems auf die Strommärkte der Nachbarländer

Das deutsche EEG-Vergütungssystem wirkt sich unter verschiedenen Aspekten auf die Strommärkte der Nachbarländer aus. Der verstärkte Ausbau von Windkraftanlagen im Norden und im Osten Deutschlands führt dazu, dass der dort produzierte Strom aufgrund physikalischer Gesetze seinen Weg über die Stromnetze der Nachbarstaaten zu den Verbrauchszentren im Süden Deutschlands nimmt (sog. Ringflüsse). Hierbei können Situationen auftreten, in denen die Kapazitäten der nationalen ausländischen Übertragungsnetze überlastet werden. Aus Handelssicht entstehen Rückwirkungen auf die Großhandelspreise, was wiederum den Einsatz von Kraftwerken in den Nachbarstaaten beeinflusst. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, ob es unionsrechtlich zu beanstanden ist, dass Nachbarländer insbesondere durch den Einsatz von Phasenschiebern technische Maßnahmen vornehmen, um

solche Stromflüsse in ihre Netze zu begrenzen. Prüfungsmaßstab ist die europäische Stromhandelsverordnung (StromhandelsVO)<sup>151</sup> sowie Art. 34 AEUV.

Für die Beurteilung der Rückwirkungen, die sich mit Blick auf die **Großhandelspreise** in den Nachbarländern ergeben, sehen wir indessen keinen rechtlichen Ansatzpunkt. Diese Marktwirkungen spielen sich im unregulierten Bereich ab. Hier wäre eine (EU-kartell-)rechtliche Prüfung nur sinnvoll, wenn konkrete Anhaltspunkte dafür bestehen, dass einzelne Marktteilnehmer sich am Strommarkt missbräuchlich verhalten. Dies ist aber mit Blick auf die Erzeugung von EE-Strom und seine Einspeisung in das deutsche Netz nicht ersichtlich.

### 1. Vereinbarkeit mit der Stromhandelszugangsverordnung

Der Einsatz von Phasenschiebern durch Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in angrenzenden Mitgliedstaaten könnte mit der StromhandelsVO kollidieren, wenn es sich bei dem Einsatz dieser technischen Vorkehrungen um unzulässige Maßnahmen des Engpassmanagements handelt. Nach Art. 16 Abs. 1 S. 1 StromhandelsVO muss grenzüberschreitenden Netzengpässen mit nichtdiskriminierenden marktorientierten Lösungen begegnet werden von denen wirksame wirtschaftliche Signale an die Marktakteure und beteiligte ÜNB ausgehen.

#### a) Engpass

Die Unterbindung von grenzüberschreitenden Stromflüssen durch den Einsatz von Phasenschiebern müsste durch Engpässe im Sinne der Verordnung veranlasst sein. Nach der Begriffsbestimmung des Art. 2 Abs. 2 lit. c StromhandelsVO ist „Engpass“ eine Situation, in der eine Verbindung zwischen nationalen Übertragungsnetzen wegen unzureichender Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der betreffenden nationalen Übertragungsnetze nicht alle Stromflüsse im Rahmen des von den Marktteilnehmern gewünschten internationalen Handels bewältigen kann. Sollte ein solcher grenzüberschreitender Engpass vorliegen, was anhand der tatsächlichen Gegebenheiten im konkreten Fall zu beurteilen ist, könnte der Einsatz von Phasenschiebern als Maßnahme des Engpassmanagements zu bewerten sein.

#### b) Nichtdiskriminierende marktorientierte Lösungen

Der Einsatz der Phasenschieber müsste eine nichtdiskriminierende marktorientierte Lösung im Sinne des Art. 16 Abs. 1 S. 1 StromhandelsVO darstellen, von der wirksame wirtschaftliche Signale an die Marktteilnehmer und beteiligten ÜNB ausgehen. Jedoch sieht Art. 16 Abs. 3 StromhandelsVO vor, dass den Marktteilnehmern die maximale Kapazität nur **unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb** der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung gestellt wird. Führen unkontrollierbare grenzüberschreitende Stromflüsse zu einer Überlastung der Kapazität des ausländischen Netzes und damit zu einer Beeinträchtigung der Netzstabilität, wären diese Maßnahmen nach der StromhandelsVO gerechtfertigt.

#### c) Zwischenergebnis

Unter der Prämisse, dass der Einsatz von Phasenschiebern nur der Systemstabilität dient, dürfte es sich nicht um unzulässige Maßnahmen des Engpassmanagements handeln.

<sup>151</sup> Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003.

## 2. Vereinbarkeit mit der Warenverkehrsfreiheit Artikel 34 AEUV

Die technische Begrenzung grenzüberschreitender Stromflüsse könnte die Warenverkehrsfreiheit beeinträchtigen. Nach Art. 34 AEUV sind mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen sowie Maßnahmen gleicher Wirkung zwischen den Mitgliedstaaten verboten.

### a) Schutzbereich der Warenverkehrsfreiheit

Der sachliche Schutzbereich des Art. 34 AEUV ist eröffnet, wenn sich ein Sachverhalt auf die **grenzüberschreitende Verbringung** von **Unionswaren** bezieht. Waren gelten als Unionswaren, wenn sie aus den Mitgliedstaaten stammen oder sich als Waren mit Ursprung in Drittstaaten in den Mitgliedstaaten im freien Warenverkehr befinden. Waren sind bewegliche Sachen, die einen Geldwert haben und Gegenstand von Handelsgeschäften sein können.<sup>152</sup> Auch Elektrizität ist eine Ware im Sinne des Art. 34 AEUV.<sup>153</sup> Die Warenverkehrsfreiheit schützt das Recht, Waren zu erwerben, anzubieten, anzustellen oder feilzuhalten, zu besitzen, herzustellen, zu befördern, zu verkaufen, entgeltlich oder unentgeltlich abzugeben, einzuführen oder zu verwenden.<sup>154</sup> Aus der Freiheit des Warenverkehrs ergibt sich ferner ein allgemeiner Grundsatz der Freiheit der Warendurchfuhr innerhalb der EU.<sup>155</sup>

Aufgrund der fehlenden nationalen Nord-Süd-Netzkapazitäten kommt es vor, dass der Strom den Weg über benachbarte Netze nach Süden nimmt. Insoweit liegt ein hinreichender grenzüberschreitender Sachverhalt in Bezug auf eine Handelsware vor. Möglicherweise ist der Schutzbereich der Warenverkehrsfreiheit aber nicht eröffnet, weil EE-Strom, der nach dem EEG vergütet werden soll, nicht in **Handelsabsicht** in die Netze eingespeist wird. Dies gilt allerdings nicht für EE-Strom der direkt vermarktet oder gar außerhalb des EEG vermarktet wird. Da man aus physikalischer Sicht das Inverkehrbringen von Strommengen nicht nach dem Einspeisegrund unterscheiden kann, erscheint eine juristische Differenzierung kaum möglich. Letztendlich kann dies aber offenbleiben, wenn der Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit entweder nicht vorliegt oder gerechtfertigt ist.

### b) Beeinträchtigung der Warenverkehrsfreiheit

Die Begrenzung grenzüberschreitender Stromflüsse müsste den freien Warenverkehr beeinträchtigen, also entweder eine mengenmäßige Einfuhrbeschränkung oder eine Maßnahme gleicher Wirkung darstellen. Mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen sind **staatliche Maßnahmen**, die die Einfuhr oder die Ausfuhr einer Ware dem Wert oder der Menge nach begrenzen. Darunter fallen auch Einfuhr- oder Ausfuhrverbote, ebenso Durchfuhrverbote.<sup>156</sup>

Da ein Phasenschiebereinsatz von einem ÜNB ausgeht, werden die Nachbarstaaten nicht unmittelbar tätig. Zumindest in den Fällen, in denen ein ausländischer Netzbetreiber privatrechtlich organisiert ist, erscheint es fraglich, ob sein Handeln eine **staatliche Maßnahme** darstellt. Denn Artikel 34 AEUV richtet sich ausdrücklich nur an die Mitgliedstaaten. Obwohl der EuGH die Anwendbarkeit der Warenverkehrsfreiheit auch auf private Einrichtungen im Einzelfall bestätigt hat<sup>157</sup>, sind Adressaten der Warenverkehrsfreiheit in erster Linie die staatlichen Einheiten und alle Einrichtungen, die über vom Staat abgeleitete Hoheitsgewalt verfü-

<sup>152</sup>Kotzur, in: Geiger/Khan/Kotzur, EUV AEUV, 5. Aufl. 2010, Art. 28, Rn. 16.

<sup>153</sup>EuGH, Urt. v. 27.04.1994 - C-393/92, juris, Rn. 28.

<sup>154</sup>Kingreen, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 34-36 AEUV, Rn. 124.

<sup>155</sup>EuGH, Urt. v. 15.11.2005 - C-320/03, juris, Rn. 65.

<sup>156</sup>Kotzur, in: Geiger/Khan/Kotzur, Art. 34, Rn. 5.

<sup>157</sup>EuGH, Urt. 12.07.2012 – C-171/11 (Anwendbarkeit der Vorschriften über den freien Warenverkehr auf Normungs- und Zertifizierungstätigkeiten der deutschen Zertifizierungsstelle des Gas- und Wasserfachs (DVGW)).

gen.<sup>158</sup> Hierzu zählen die ÜNB aber nicht, da sie weder formal mit staatlichen Aufgaben be-  
 liehen sind noch ihnen staatliche Aufgaben anderweitig übertragen worden sind.<sup>159</sup>

Eine staatliche Maßnahme würde aber auch vorliegen, wenn das Verhalten der ÜNB dem  
 jeweiligen Staat zugerechnet werden könnte. Dies setzt voraus, dass staatliche Stellen die  
 konkreten Maßnahmen maßgeblich beeinflussen können und die Existenz der Einrichtung  
 von staatlicher Unterstützung abhängt.<sup>160</sup> Hierzu müsste der jeweilige Hoheitsträger gesell-  
 schaftsrechtliche Einflussmöglichkeiten auf die juristische Person des Privatrechts haben.<sup>161</sup>  
 Dies kann der Fall sein, wenn der betroffene ÜNB ein öffentliches Unternehmen ist.  
 Ist dies nicht der Fall, so kann aber der betroffene Mitgliedstaat verpflichtet sein, gegen wa-  
 renverkehrsfreiheitswidrige Handlungen des privaten Unternehmens vorzugehen.<sup>162</sup> Daher  
 kann eine Verletzung des Art. 34 AEUV auch dann vorliegen, wenn ein Mitgliedstaat keine  
 Maßnahmen ergriffen hat, um gegen Beeinträchtigungen des freien Warenverkehrs einzu-  
 schreiten, deren Ursachen nicht auf den Staat zurückzuführen sind.<sup>163</sup>

Als handelsbeschränkende Maßnahme kommt damit entweder das Handeln eines staatlich  
 kontrollierten ÜNB in Betracht, soweit dessen Handeln dem jeweiligen Mitgliedstaat zure-  
 chenbar ist, oder das Nichteinschreiten des Mitgliedstaates als handelsbeschränkende Maß-  
 nahme. Für die weitere Prüfung unterstellen wir, dass der betreffende Mitgliedstaat keinen  
 Einfluss auf den Netzbetreiber hat und entsprechende Maßnahmen gegen den Einsatz der  
 hier in Rede stehenden technischen Maßnahmen nicht ergriffen hat.

### c) Rechtfertigung des Eingriffs

Dann liegt zwar ein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit vor, der aber gerechtfertigt sein  
 könnte, sofern die Begrenzung grenzüberschreitender Ringflüsse zur Erhaltung der System-  
 stabilität der benachbarten Übertragungsnetze erfolgt. Nach Artikel 36 Satz 1 AEUV stehen  
 die Bestimmungen der Artikel 34 und 35 Einfuhr-, Ausfuhr- und Durchfuhrverboten oder –  
 beschränkungen nicht entgegen, die aus **Gründen der öffentlichen Sicherheit** gerechtfert-  
 igt sind. Die öffentliche Sicherheit erfasst Schutzgüter, die nicht nur für das Funktionieren  
 seiner Wirtschaft, sondern vor allem auch seiner Einrichtungen und seiner wichtigen öffentli-  
 chen Dienste und das Überleben der Bevölkerung wesentlich sind.<sup>164</sup> Dies steht mit Blick auf  
 die Stabilität der Übertragungsnetze außer Frage.

Da die Einschränkung des Verbots mengenmäßiger Beschränkungen und Maßnahmen glei-  
 cher Wirkung aus nicht-wirtschaftlichen Gründen nur eine eng auszulegende Ausnahme sein  
 soll, ist sie nur dann gerechtfertigt, wenn sie **verhältnismäßig** ist. Jede Einschränkung muss  
 daher zur Erreichung ihres Ziels geeignet sein, sich auf das unbedingt notwendige be-  
 schränken und darf im Hinblick auf die Bedeutung des Verbots nicht unverhältnismäßig in die

<sup>158</sup>Becker, in: Schwarze/Becker/Hatje/Schoo, EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 34 AEUV, Rn. 83 u. 84.

<sup>159</sup> Die Frage, inwieweit die Wahrung der Systemsicherheit gem. Art. 12 Stromrichtlinie eine staatliche Aufgabe  
 sein kann, konnte hier nicht vertieft geprüft werden.

<sup>160</sup>Becker, in: Schwarze/Becker/Hatje/Schoo, EU-Kommentar, 3. Aufl. 2012, Art. 34 AEUV, Rn. 87.

<sup>161</sup>Kingreen, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 34-36 AEUV, Rn. 107.

<sup>162</sup>Kotzur, Art. 34, Rn. 10.

<sup>163</sup>EuGH, Urt. v. 12.06.2003 - C-112/00, Rn. 57-58 - juris (Die Entscheidung betraf eine genehmigte Versamm-  
 lung auf der Brenner-Autobahn, die zu einer nahezu 30-stündigen völligen Verkehrsblockade führte.); EuGH, Urt.  
 v. 09.12.1997 – C-265/95, NJW 1998, 1931, 1932 (Die Entscheidung betraf Gewalttaten französischer Landwirte  
 und Protestgruppen gegen landwirtschaftliche Erzeugnisse aus anderen Mitgliedstaaten.)

<sup>164</sup>EuGH, Urt. v. 10.07.1984, C-72/83, juris, Rn. 34 („Eine Unterbrechung der Versorgung mit Erdölzeugnissen  
 und die sich daraus für die Existenz des Staates ergebenden Gefahren können somit seine öffentliche Sicherheit,  
 deren Schutz Artikel 36 ermöglicht, schwer beeinträchtigen“).

Freiheit des Warenverkehrs eingreifen. Letzteres bedeutet, dass sie auch bei Abwägung der nichtwirtschaftlichen Ziele gegenüber der Warenverkehrsfreiheit angemessen sein muss.<sup>165</sup>

Die Erhaltung der Netzstabilität zur Gewährleistung der Stromversorgung ist ein legitimes Ziel. Keine legitimen Ziele bilden ausschließlich wirtschaftliche Gründe.<sup>166</sup> Wir unterstellen, dass der Einsatz der Phasenschieber geeignet ist die Systemstabilität zu gewährleisten, und nicht wirtschaftlichen Zielen dient. Der Einsatz der Phasenschieber müsste zudem erforderlich sein, d. h. der angestrebte Zweck dürfte nicht durch andere Maßnahmen erreicht werden können, die den Handel innerhalb der Union weniger beschränken.<sup>167</sup> Die Systemsicherheit könnte zwar auch durch Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken (Redispatch-Maßnahmen) oder durch andere Flexibilitätsmaßnahmen gewährleistet werden. Dies würde in Bezug auf ausländische Kraftwerksbetreiber allerdings dazu führen, dass diese aufgrund der vermehrten Einspeisung durch deutsche EE-Anlagen daran gehindert wären, ihrerseits Strom einzuspeisen und zu vermarkten. Auch dies würde zu einer vergleichbaren Beschränkung des Handels führen, so dass die Erforderlichkeit bejaht werden kann. Ferner müsste der Einsatz der Phasenschieber angemessen sein, also in einem angemessenen Verhältnis zum verfolgten Zweck stehen. Dies setzt eine Abwägung zwischen der Intensität der Beeinträchtigung des Handels innerhalb der Union und dem Schutzgewinn für das entgegenstehende Rechtsgut voraus.<sup>168</sup> In Anbetracht des hohen Rangs der Systemsicherheit und der nur im Fall der Überlastung der Netze bestehenden Beeinträchtigung des Handels erscheint ein auf Einzelfälle beschränkter Phasenschiebereinsatz angemessen.

In diesem Zusammenhang ist auch zu berücksichtigen, dass es sich bei der gegenwärtigen Praxis letztlich um eine **Übergangslösung** handeln dürfte, bis die entsprechenden Netzkapazitäten vorhanden sind. Zudem streben die ÜNB im Rahmen der **internationalen Kooperation** eine einvernehmliche Bewirtschaftung von Phasenschiebern auf beiden Seiten der Grenzen an, worin dann keine gegenseitige Beeinträchtigung mehr liegen würde.

Der Einsatz von Phasenschiebern erscheint daher zur Gewährleistung der öffentlichen Sicherheit in Form eines stabilen Betriebs der Übertragungsnetze nach Art. 36 S. 1 AEUV gerechtfertigt. Die Warenverkehrsfreiheit des Art. 34 AEUV ist folglich nicht verletzt.

## V. Abschaffung negativer Strompreise

Nach der Systematik des geltenden EEG in Verbindung mit der Ausgleichsmechanismusverordnung<sup>169</sup> und ihrer Ausführungsverordnung<sup>170</sup> sind die ÜNB verpflichtet, EEG-Strom vollständig an der Börse zu vermarkten. Dies gilt grundsätzlich auch dann, wenn an Tagen mit einer nur geringen Stromnachfrage und einem hohen Stromangebot negative Börsenpreise auftreten.<sup>171</sup> Für die Abnahme des Stroms erhält der Käufer dann eine Zahlung des Verkäufers in Höhe des negativen Börsenpreises. Solche Zahlungen erhö-

<sup>165</sup>Kotzur, Art. 36, Rn. 14.

<sup>166</sup>Kingreen, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 34-36, Rn. 90.

<sup>167</sup>EuGH, Urt. v. 20.09.2007, C-297/05, juris, Rn. 78; Kingreen, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 34-36, Rn. 93.

<sup>168</sup>Kingreen, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 4. Aufl. 2011, Art. 34-36, Rn. 98.

<sup>169</sup> Ausgleichsmechanismusverordnung vom 17.7.2009, BGBl. I 2101, zuletzt geändert am 17.8.2012, BGBl. I 1754.

<sup>170</sup> Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) vom 22.02.2010, BGBl. I S. 134, zuletzt geändert am 19.02.2013, BGBl. I S. 310.

<sup>171</sup> Siehe hierzu auch den Winterbericht 2013/2013 der BNetzA, S. 14.f., in dem die BNetzA ankündigt, dieses Phänomen noch genauer untersuchen zu wollen.

hen die EEG-Umlage, die die Differenzkosten der Netzbetreiber zwischen den Ausgaben für die im EEG festgelegten Vergütungen und den an der Börse erzielten Einnahmen decken soll. Werden negative Börsenstrompreise begrenzt, so werden im Ergebnis die Strompreise für die Verbraucher entlastet. Gleichzeitig werden die konventionellen Erzeuger vor hohen Preisbelastungen und die Übertragungsnetzbetreiber vor Liquiditätsengpässen geschützt.<sup>172</sup> Allerdings würden Anreize zur Nutzung von Flexibilitätsinstrumenten, insbesondere von Stromspeichern, reduziert.

Vor diesem Hintergrund wird untersucht, ob eine Abschaffung negativen Strompreise (siehe Kapitel 5.3.1 und 5.3.2 der Studie) unionsrechtlichen Grenzen unterliegen würde, bzw. ob die Bundesrepublik Deutschland eine Preisuntergrenze von „Null“ für den Stromgroßhandel in Eigenregie umsetzen könnte, oder ob dies einer europäischen Regelung bedürfte.

Diese Prüfung erfolgt vor dem Hintergrund, dass die Preise am Großhandelsmarkt grundsätzlich zum unregulierten Wettbewerbsbereich zu rechnen sind. Die Preisbildung findet anhand von Marktmechanismen statt, die nur dann „reguliert“ werden, wenn sich Marktverzerrungen ergeben, die einzelne Marktteilnehmer benachteiligen. Hierfür ist das allgemeine Kartellrecht „zuständig“. Konkrete rechtliche Vorgaben dazu, wie Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt zu bestimmen sind, gibt es nicht. Die vorhandenen Regularien betreffen nur Bedingungen für die Teilnahme an Strombörsen, sowie Vorgaben zur Transparenz und Verfahrensvorgaben für den Börsenhandel.<sup>173</sup> Hierzu zählen etwa die Börsenordnung, Kontraktsspezifikationen und der „Code of Conduct“.

## 1. Geltendes nationales Recht

Der geltende nationale Rechtsrahmen kennt seit Februar 2010 in der Ausführungsverordnung zur Ausgleichsmechanismusverordnung eine Übergangsregelung, der zufolge die ÜNB im Falle negativer Strompreise unter bestimmten Voraussetzungen eine Preislimitierung am vortägigen Spotmarkt vornehmen können. Bereits die Vorgängerregelung, die Ende 2010 ausgelaufen war, sah vor, dass die ÜNB den Strom aus erneuerbaren Energien nicht zu jedem Preis an der Börse verkaufen mussten. In bestimmten Wind- und Netzlastkonstellationen durften sie Preislimits setzen, um eine Veräußerung zu erheblich negativen Börsenpreisen zu vermeiden. Die neue, noch bis zum 28.02.2015 geltende Anschlussregelung sieht in § 8 Abs. 1 und Abs. 2 AusglMechAV nunmehr eine vereinfachte Preislimitierung in Ausnahmefällen vor:

*„(1) Der Übertragungsnetzbetreiber kann für diejenigen Stunden des folgenden Tages, für die im Fall von negativen Preisen an der EPEX Spot ein Aufruf zur zweiten Auktion ergeht, von der Verpflichtung abweichen, die vollständige in der Vortagesprognose vorhergesagte Einspeisung zu preisunabhängigen Geboten an dem vortägigen Spotmarkt einer Strombörse nach § 1 Absatz 1 zu veräußern. Der Übertragungsnetzbetreiber hat der Bundesnetzagentur die konkreten Stunden, in denen er von der Befugnis nach Satz 1 Gebrauch macht, unverzüglich anzuzeigen.*

*(2) In den Fällen des Absatzes 1 ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, preislimitierte Gebote am vortägigen Spotmarkt einer Strombörse abzugeben. Die zu veräußernde Strommenge ist in zehn gleich große Tranchen aufzuteilen und jeweils mit*

<sup>172</sup> Zu negativen Börsenpreisen ausführlich auch die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten Nr. 65 „Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende“, Ziff. 247-251.

<sup>173</sup> Siehe hierzu beispielsweise die Darstellung bei Ritzau/Schuffelen, in: Zenke, Energiehandel in Europa, § 5, Rz. 28 ff. sowie in demselben Werk Maibaum, § 14, Rz. 8 ff.

*einem eigenen Preislimit anzubieten. Die Preislimits müssen bei mindestens –350 Euro je Megawattstunde und höchstens –150 Euro je Megawattstunde liegen. [...]“*

Die BNetzA führte zur Begründung dieser Anschlussregelung aus, dass das Risiko negativer Preisspitzen im Interesse der Verbraucher auch zukünftig begrenzt werden solle, da negative Preise für EEG Strom die EEG-Umlage erhöhen und damit auch die Strompreise belasten.

Diese Verordnung wurde von der BNetzA erlassen. Ermächtigungsgrundlage war § 64 Abs. 3 Nr. 7 des EEG vom 25. Oktober 2008 in Verbindung mit § 11 Nr. 1 bis 3 AusgleichsMechV. Eine unionsrechtliche Grundlage für diese Verordnung gibt es nicht.

## 2. Unionsrechtliche Vorgaben

Auf unionsrechtlicher Ebene gibt es keine spezifischen Vorgaben zur Ausgestaltung von nationalen Systemen zur Förderung Erneuerbare Energien, und erst recht nicht zu den Details eines Finanzierungs- und Ausgleichsmechanismus, wie ihn der deutsche Gesetzgeber in der AusgleichsMechV und der AusgleichsMechAV vorgesehen hat. Diese Verordnungen haben **kein europäisches Vorbild**. Würde der nationale Gesetzgeber im Rahmen einer Reform des EEG diese Vorgaben dahin gehend weiterentwickeln, dass die Vermarktungspflicht der ÜNB im Falle negativer Börsenpreise weiter eingeschränkt oder sogar aufgehoben würde, so könnte er dies auf nationaler Ebene eigenständig entscheiden.

Gleiches würde auch gelten, wenn der nationale Gesetzgeber nicht die genannten Verordnungen im Kontext des EEG weiterentwickeln würde, sondern außerhalb des Rechtsrahmens für die Förderung Erneuerbarer Energien rechtliche Vorgaben für die Preisbildung an der Strombörse machen würde: So wäre im Energiewirtschaftsrecht beispielsweise eine Regelung denkbar, wonach zum Schutz der Verbraucher vor hohen Energiepreisen negative Strompreise abgeschafft werden, indem für den Stromgroßhandel eine Preisuntergrenze von Null eingeführt würde. Eine solche Regelung könnte möglicherweise – was hier nicht vertieft werden kann - auf Art. 3 Abs. 2 der Strombinnenmarktlinie gestützt werden, wonach Energieversorgungsunternehmen gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen auferlegt werden können, die sich explizit auch auf den Preis der Versorgung beziehen können.

In tatsächlicher Hinsicht wäre allerdings zu beachten, dass der europäische Stromhandel zur Zeit im Rahmen von **regionalen Kooperationen** abgewickelt wird; mit Blick auf Deutschland besteht hier eine Zusammenarbeit mit Österreich und Frankreich. Ein deutsches Gesetz zur Begrenzung negativer Strompreise würde sich daher wegen der einheitlichen Preiszonen gleichzeitig auf die Märkte dieser Nachbarländer auswirken. Einen rechtlichen Ansatzpunkt, wonach dies nach Unionsrecht unzulässig wäre, sehen wir allerdings nicht, zumal die Begründung schwierig sein dürfte, warum die Nachbarländer von einer solchen Regelung nachteilig betroffen wären. Allerdings erscheint es sinnvoll, die Problematik der negativen Strompreise nicht über einen nationalen Alleingang, sondern wegen der faktischen Auswirkungen auf die Nachbarländer in Abstimmung mit diesen zu regeln.

In diesem Zusammenhang ist von Interesse, dass die EU-Kommission die Bildung einer **europäischen Strombörse** anstrebt, um Ineffizienzen der derzeitigen regionalen Strukturen abzubauen.<sup>174</sup> Im Rahmen einer solchen Initiative könnten dann im Rahmen der Marktregelungen europaweit Mechanismen vorgesehen werden, die negative Börsenpreise einschrän-

<sup>174</sup> Nach einem Bericht der FAZ vom 24.9.2013 erhofft sich die Kommission durch eine einheitliche Plattform für den europäischen Stromhandel Kosteneinsparungen in Höhe von ca. 4 Mrd. Euro, die den Stromverbrauchern zugute kommen könnten; sie strebt eine Gründung bis Ende 2015 an.



ken – wenn nicht ohnehin durch die Schaffung eines einheitlichen Marktes die Wahrscheinlichkeit gesenkt würde, dass in Zukunft überhaupt noch negative Strompreise auftreten. Diesem Projekt stehen grundsätzlich keine rechtlichen Hindernisse entgegen; hier wird es eher darum gehen, dass sich die Mitgliedstaaten und die Träger der Strombörsen auf Regelungen der Zusammenarbeit (freiwillig) einigen. Dies umfasst etwa einheitliche Standards etwa für den Austausch von Daten, aber zur europaweiten Ausführung der Handelstranskationen insbesondere auch den Ausbau der erforderlichen Grenzkuppelkapazitäten.

Eine unionsrechtlich unzulässige Diskriminierung durch die Abschaffung negativer Börsenpreise in einem Mitgliedstaat sehen wir im Übrigen nicht, wenn eventuelle Vorgaben zur Beschränkung oder Unzulässigkeit negativer Strompreise für alle betroffenen Marktakteure gleichermaßen gelten würden. Insbesondere würden solche Vorgaben ja auch für ausländische Erzeuger und Händler gelten, die mit Blick auf den deutschen Markt an der Strombörse handeln. Dies gilt unabhängig davon, ob der Gesetzgeber, die BNetzA oder die Börse selbst eine entsprechende Regelung erlassen würde. Nur wenn ausländische Marktteilnehmer durch nationale Börsen diskriminiert würden, wäre dies der Missbrauchsaufsicht durch das europäische Kartellrecht unterworfen.<sup>175</sup>

## VI. Zulässigkeit von Ausschreibungsverfahren

Wie die aktuellen Entwicklungen auf europäischer Ebene zeigen (hierzu C. I.), strebt die EU-Kommission eine stärkere Wettbewerbsorientierung der Erneuerbare-Energien-Fördersysteme an, die sie vor allem durch eine Abkehr von dem fixen EE-Vergütungssystem und der Einführung von Auktionsverfahren für neue EE-Projekte erreichen will. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, ob ein Ausschreibungsmodell in Deutschland grundsätzlich zulässig wäre und welche unionsrechtlichen Vorgaben hierfür bestehen. Wir sind dieser Frage am Beispiel der Offshore-Windkraft nachgegangen. In einigen Mitgliedstaaten werden neue Offshore-Windenergie-Projekte bereits ausgeschrieben.<sup>176</sup>

### 1. Unionsrechtliche Zulässigkeit von Ausschreibungen

Prüfungsmaßstab für die Frage, ob die Einführung eines Ausschreibungsmodells durch den deutschen Gesetzgeber grundsätzlich unionsrechtlich zulässig wäre, ist zunächst die Stromrichtlinie.<sup>177</sup> Erwägungsgrund 43 der Stromrichtlinie lautet:

*„[...] die Mitgliedstaaten sollen die Möglichkeit haben, im Interesse des Umweltschutzes und der Förderung neuer, noch nicht ausgereifter Technologien Kapazitäten auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien auszuschreiben. Die neuen Kapazitäten schließen unter anderem Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen und Kraft-Wärme-Kopplung ein“.*

Art. 1 bestimmt zudem ausdrücklich, dass die Stromrichtlinie auch die Kriterien und Verfahren für Ausschreibungen und die Vergabe von Genehmigungen sowie den Betrieb der Netze

<sup>175</sup> Siehe etwa die Maßnahmen der EU-Kommission gegen die rumänische Strombörse OPCOM, Bericht unter [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-13-486\\_de.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-13-486_de.htm).

<sup>176</sup> So hat etwa Frankreich zu Beginn des Jahres 2012 eine neue 1000 MW-Offshore-Ausschreibung gestartet. Es handelt sich dabei um Projekte, die an der nordfranzösischen Küste vor *Tréport* sowie nahe der beiden Atlantikinseln *Île d'Yeu* und *Noirmoutier* westlich vom französischen Festland umgesetzt werden sollen. Diese Ausschreibung mit einem Investitionsvolumen von rund EUR 3,5 Mrd. ergänzt einen ersten Tender über vier Projekte mit einer Kapazität von rund 2.000 MW, der inzwischen schon abgeschlossen und vergeben ist. Frankreich will vor seinen Küsten bis 2020 Offshore-Windparks mit einer Leistung von insgesamt sechs GW installieren und hat zuletzt eine nationale Debatte zum Ausbau der Erneuerbaren Energien gestartet.

<sup>177</sup> Richtlinie 2009/72/EG.

regelt. Die Stromrichtlinie sieht folglich in Art. 8 ausdrücklich die Ausschreibung neuer Kapazitäten vor. Gemäß Absatz 2 der Vorschrift *können* die Mitgliedstaaten im Interesse des Umweltschutzes und der Förderung neuer Technologien, die sich in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, die Möglichkeit dafür schaffen, dass neue Kapazitäten auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien ausgeschrieben werden. Diese Ausschreibung kann sich sowohl auf neue Kapazitäten als auch auf Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen erstrecken. Ein Ausschreibungsverfahren kommt jedoch nur in Betracht, wenn die Erreichung der betreffenden Ziele durch die im Wege des Genehmigungsverfahrens geschaffenen Erzeugungskapazitäten bzw. die getroffenen Maßnahmen allein nicht gewährleistet ist.

Bislang erfolgt die Förderung von Offshore-Windkraft – wie die Förderung aller Erneuerbaren Energien – in Deutschland mittels fixer Einspeisetarife, die im EEG festgeschrieben sind. Es sind derzeit jedoch keine zwingenden Gründe dafür ersichtlich, dass das EEG-Vergütungssystem für Offshore-Windkraft zwingend fortbestehen muss. Auch eine Ausschreibung von Offshore-Windkraftkapazitäten verbunden mit einer Vergütung in Form eines Investitionszuschusses oder einer garantierten Einspeisevergütung würde die Anforderung erfüllen, die die EE-Richtlinie an ein Fördermodell stellt. Da die EE-Richtlinie bewusst kein einheitliches Fördersystem geschaffen hat, wird es bei einer Koexistenz verschiedener Fördersysteme in Europa bleiben.<sup>178</sup>

Nach derzeitiger Sach- und Rechtslage wäre die Ausschreibung von Offshore-Windkraftkapazitäten in Deutschland mit dem geltenden Unionsrecht vereinbar. Dies würde selbst dann gelten, wenn für die übrigen Erneuerbaren Energien der Vergütungsmechanismus des EEG erhalten bliebe. Denn das Unionsrecht macht keine Vorgaben darüber, wie ein Mitgliedstaat die Auswahl zwischen den Technologien zu treffen hat; jeder Mitgliedstaat kann über seinen Energiemix grundsätzlich frei entscheiden.<sup>179</sup>

## 2. Erforderliche Anpassung des deutschen Rechts

Sodann stellt sich die Frage, ob die unionsrechtlich zulässige Einführung eines Ausschreibungsmodells für Offshore-Windkraft-Kapazitäten mit dem geltenden nationalen Recht vereinbar ist oder ob der deutsche Gesetzgeber durch eine Änderung des rechtlichen Rahmens zunächst die Voraussetzungen für die Einführung eines Ausschreibungsmodells schaffen müsste. Der deutsche Gesetzgeber hat nämlich Art. 8 der Stromrichtlinie nur teilweise in nationales Recht umgesetzt: § 53 EnWG bestimmt ausdrücklich:

*„Sofern die Versorgungssicherheit im Sinne des § 1 EnWG durch vorhandene Erzeugungskapazitäten oder getroffene Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen allein nicht gewährleistet ist, kann die Bundesregierung durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates ein Ausschreibungsverfahren oder ein diesem hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren auf der Grundlage von Kriterien für neue Kapazitäten oder Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen vorsehen.“*

Durch diese Umsetzung in § 53 EnWG hat der Gesetzgeber noch keine Grundlage für die Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens geschaffen, sondern nur vorbereitet, dass ein solches aufgrund einer noch zu erlassenen Rechtsverordnung durchgeführt werden könnte. Voraussetzung für eine solche Rechtsverordnung wäre, dass die Versorgungssicherheit

<sup>178</sup> So auch Schmidt-Preuß, in: FS für Salje 2013, S. 397 (404).

<sup>179</sup> So bestimmen die Mitgliedstaaten die Art der Primärenergieträger und damit ihren Energiemix gemäß Art. 7 Abs. 2 lit. g) der Stromrichtlinie grundsätzlich selbst.

durch vorhandene Erzeugungskapazitäten oder getroffene Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen allein nicht gewährleistet ist.

In der Literatur wird die Auffassung vertreten, dass die Regelung des § 53 EnWG im Wege einer richtlinienkonformen Auslegung so zu verstehen sei, dass in einer Rechtsverordnung sowohl die Ausschreibung von Erzeugungskapazitäten als auch von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen geregelt werden kann.<sup>180</sup> Diese Auslegung stünde im Einklang mit der Gesetzesbegründung, die davon ausgeht, dass die Regelung die Ausschreibung neuer Kapazitäten im Elektrizitätsbereich durch Rechtsverordnung ermöglicht.<sup>181</sup> Unter den Begriff „Erzeugungskapazitäten“ bzw. „neue Kapazitäten“ könnten sodann auch EE-Anlagen fallen. Andererseits sieht Art. 8 Abs. 2 der Stromrichtlinie ausdrücklich vor, dass Mitgliedstaaten im Interesse des Umweltschutzes und der Förderung neuer Technologien, die sich in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, die Möglichkeit dafür schaffen *können*, dass neue Kapazitäten auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien ausgeschrieben werden. Wir neigen daher der Einschätzung zu, dass der deutsche Gesetzgeber sich eng am Wortlaut von Art. 8 Abs. 2 der Stromrichtlinie orientiert hätte – wie er es auch im Hinblick auf Absatz 1 der Vorschrift getan hat – wenn er von dieser Befugnis hätte Gebrauch machen wollen. Gemäß § 53 EnWG dürften Ausschreibungsverfahren somit auf die Fälle beschränkt sein, in denen sie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich sind.

Derzeit begegnet die Zulässigkeit der Ausschreibung von Offshore-Windkraft-Kapazitäten auf der Ebene des nationalen Rechts daher Bedenken.

### 3. Ergebnis

Während die Ausschreibung von Offshore-Windkraft-Kapazitäten – sowie sonstiger EE-Kapazitäten – auf unionsrechtlicher Ebene grundsätzlich zulässig ist, dürfte sie auf nationaler Ebene nach derzeit geltendem Recht nur unter den engen Voraussetzungen des § 53 EnWG zulässig sein, wenn sie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich ist. Die Ablösung des derzeit in Deutschland geltenden Systems fixer Einspeisetarife für Erneuerbare Energien durch ein gesetzlich verankertes Ausschreibungsmodell wäre mit dem geltenden Unionsrecht grundsätzlich vereinbar. Allerdings müsste der nationale Gesetzgeber im deutschen Recht durch eine vollständige Umsetzung des Richtlinienrechts zunächst die Voraussetzungen schaffen, um Ausschreibungsverfahren für Erneuerbare Energien zu ermöglichen.

Wir haben nicht näher geprüft, wie die Ablösung des derzeit geltenden EEG-Vergütungssystems durch ein Ausschreibungsmodell im einzelnen erfolgen müsste, insbesondere wie Betreiber von EE-Anlagen zu behandeln wären, die eine Investitionsentscheidung vor Inkrafttreten eines solchen Ausschreibungsmodells getroffen haben. Auch wären Übergangsbestimmungen von dem einen in das andere System sorgfältig zu formulieren, um Eingriffe in verfassungsrechtlich geschützte Rechtspositionen zu vermeiden. Darüber hinaus müsste sich ein konkretes Ausschreibungsmodell – vor allem im Hinblick auf Kriterien und Verfahren – an den unionsrechtlichen Vorgaben, insbesondere an Art. 8 der Stromrichtlinie sowie insbesondere auch an den vergaberechtlichen Anforderungen des EU-Kartellrechts messen lassen.

\*\*\*\*\*

<sup>180</sup> Bourwieg, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 53 Rn. 5 (zu Art. 6 und 7 der Vorgänger-Richtlinie 2003/54/EG, deren Vorschriften in Art. 8 der Stromrichtlinie materiell unverändert enthalten sind).

<sup>181</sup> BT-Drucks. 15/3917, S. 68.

## 10 Literaturverzeichnis

- 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW (o.J.): Netzentwicklungsplan. Fortlaufende Veröffentlichungen, [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de).
- 50Hertz, Amprion, TenneT TSO und TransnetBW (2013): Einflussgrößen auf die Netzentwicklung. Sensitivitätsbericht 2013, [www.netzentwicklungsplan.de](http://www.netzentwicklungsplan.de)
- Ackerman, T. et al. (2013): Smart Modeling of optimal Integration of high Penetration of PV – Smooth PV.
- Agentur für Erneuerbare Energien (2012): Renewables Kompakt. Berlin, 01.10.2012.
- Agora (2013): Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?
- Agora Energiewende (2013): Kostentypischer Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Berlin.
- Altmaier, P. (2012): Verfahrensvorschlag zur Neuregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), Berlin, 11.10.2012.
- BDEW (2011): Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. Studie im Auftrag des BDEW, Aachen/Bonn, März 2011.
- BDEW (2012): Wettbewerb 2012 – Wo steht der deutsche Energiemarkt?, Berlin.
- BDEW (2013): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, Berlin.
- BDEW (2008/2013): Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz., Juni 2008, Ergänzung Januar 2013.
- BEE (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien.
- Bergek, Anna und Staffan Jacobsson (2010): Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003-2008. Energy Policy, Vol. 38, No. 3, pp. 1255-1271.
- Bundesnetzagentur (2012): Monitoringbericht 2012.
- BNetzA (2013): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2013/13.
- BMU (2012): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG. Unter Verwendung von durch die ÜNB veröffentlichter Daten. Stand Juli 2012.
- BMU (2013): „Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung“; Stand: 26. Februar 2013.
- BMWi (2013): Zahlen und Fakten. Energiedaten. (letzte Aktualisierung 21.05.2013)
- BMWi, BMU (2012). Erster Monitoring-Bericht "Energie der Zukunft". Berlin: BMWi, BMU.
- BSW 2013: Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche, Juni 2013.
- Bundeskartellamt (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Bonn.

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin.

Cramton, P. und Stoft, S. (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem. A White Paper for the Electricity Oversight Board. 25.4.2006.

Deutsche Energie Agentur (dena) (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie), Berlin.

Diekmann, J. (2008): Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt, Kapitel 5 in: DIW et al.: Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

DLR, Fraunhofer IWES, IfnE. (2010). Leitstudie 2010. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit.

DUH (2013): Die Energiewende und die Strompreise in Deutschland – Dichtung und Wahrheit.

Energy Brainpool (März 2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen, Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

Enervis/BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Berlin, März 2013.

EPEX (2013): Pressemitteilung vom 11.06.13, unter: <http://www.eex.com/de/Presse/Pressemitteilung%20Details/press/136068>.

EWI (2012): Analyse der Stromkostenbelastung der energieintensiven Industrie.

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH (2013): Lastflexibilisierung in der Industrie in Konkurrenz zu weiteren funktionalen Speichern, 19./20.03.2013.

FÖS (2012): Was Strom wirklich kostet – Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag von Greenpeace energy und dem Bundesverband Windenergie, Berlin.

Frontier Economics (2012): Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze. Bericht für die ENBW Energie Baden Württemberg AG, November 2012.

Gawel, E. und Purkus, A. (2012). Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? UFZ Diskussionspapiere, Departments Ökonomie und Bioenergie, 12/2012.

GWS (2013): Soziale Verteilungswirkungen der EEG-Umlage, GWS Discussion-Paper 2013/3, Osnabrück.

Haucap, J., Kühling, J. (2012): Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Gutachten im Auftrag des Sächsischen Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr, <http://www.smwa.sachsen.de/SET/431/Haucap-Kuehling-final-120905.pdf>.

Hirschhausen, C. v. (2011): Infrastruktur für die Energiewende und die Systemtransformation – notwendig, aber kein Engpass für weitere Schritte, in: ifo-Schnelldienst 18/2011, S. 14-20.

Hirth (2013): The Market Value of variable renewables, in Energy Economics 38 (2013) S. 218ff.

IAEW, consentec, FGH e.V. (2012): Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien.

IdW (2012): Alternative Möglichkeiten der steuerlichen Finanzierung der EEG-Kosten, Aufkommens- und Verteilungseffekte, Kurzgutachten.

ISE (2013): Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2013, 23.09.2013.

ISI et al. (2012): Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus von erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2011, Studie im Rahmen des Projekts ImpRES im Auftrag des BMU.

IZES (2012): Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. und Greenpeace Energy eG, Saarbrücken.

IZES (2013): Zur Marktrolle der Vertriebe in der Energiewende.

Joskow, P. (2006): Competitive Electricity Markets and Investment in New Generation Capacity, CEEPR Working Paper 06-009, Ed.: Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge, (Mass.).

Ketterer, J. C. (2012): The Impact of Wind Power Generation on the Electricity Price in Germany, ifo Working Paper No. 43.

Klobasa, M; M. Ragwitz, F. Sensfuß, A. Rostankowski, N. Gerhardt, U. Holzhammer, C. Richts, W. Lehnert (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie - Erste Ergebnisse im Rahmen des Projekts laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. BMU, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 1/2013, Karlsruhe 2013.

Konstantin, P. (2009): Praxisbuch Energiewirtschaft, Berlin.

Kopp, et al. (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft.

Kopp et al. (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim 2013.

Kost et al. (2012): Fraunhofer ISI: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, 30.05.2012.

Krewitt, W. und Schlomann, B. (2006): Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Langniß, O. et al. (2007): Die Förderung erneuerbarer Energien als Regulierungsaufgabe, Forschungsbericht FZKA-BWWPLUS.

Lehmann, P. und Gawel, E. (2013): Why should support schemes for renewable electricity complement the EU emission trading scheme? In: Energy Policy, Volume 52, S. 597-607.

- Lehr, U. et al. (2012): Renewable energy deployment – do the benefits outweigh the costs? gws Discussion Paper No. 2012/5.
- Löschl, A. et al. (2012): Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ – Stellungnahme zum ersten Monitoringbericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011. Berlin, Mannheim, Stuttgart.
- Matthes, F.C. (2013): Vision und Augenmaß. Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Präsentation beim Fachgespräch von Agora Energiewende am 13.02.2013.
- Matthes, F.C. (Juni 2013): The current electricity costs of energy-intensive industries in Germany, MEMO, Öko-Institut Berlin.
- Matthes, F.C. und Ziesing, H.-J. (2008): Entwicklung des deutschen Kraftwerksparkes und die Deckung des Strombedarfs. Kurzexpertise für den Rat für Nachhaltige Entwicklung.
- Monopolkommission (2013): Wettbewerb in Zeiten der Energiewende.
- Neij, L. (2008): Cost development of future technologies for power generation—A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments. In: Energy policy, 36, 6: 2200–2211.
- ÖkoInstitut et al. (2001): Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Baden-Württembergischen Ministeriums für Umwelt und Verkehr.
- ÖkoInstitut (2013): EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2013, Kurzstudie im Auftrag von Greenpeace.
- P3energy/RWTH (2012): Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.
- Peterson, S. (2011): Die wahren Kosten der Atomkraft. In: Wirtschaftsdienst 2011, Volume 4.
- Plattform Erneuerbare Energien, der AG 3 Interaktion des BMU (15.10.2012); Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder.
- pvXchange (2013): Preisbarometer Solarmodule abrufbar unter: [http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template\\_id=1&langTag=de-DE](http://www.pvxchange.com/priceindex/Default.aspx?template_id=1&langTag=de-DE), abgerufen am 19.09.13.
- RWI (2012): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien. Ein Projekt im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, August 2012.
- Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011). Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Berlin: Erich Schmidt.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011): Verantwortung für Europa wahrnehmen, Jahresgutachten 2011/12.
- Schröder et al. (2013): Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050. Data Documentation Nr. 68 des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung, Berlin.
- Springmann, J.-P. (2006): Die Förderung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung auf dem ordnungspolitischen Prüfstand, in: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht Heft 3, S. 313-347.

Tennet (16.05.2013). *Tennet*. Abgerufen am 29.07.2013 von <http://www.tennet.eu/de/de/news-presse/article/offshore-windenergie-gemeinsam-vorantreiben.html>.

UBA (2012): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen.

UBA (2013). Umweltbundesamt. Abgerufen am 30.07.2013 von [http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke\\_mit\\_windleistung.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/energie/archiv/kraftwerke_mit_windleistung.pdf).

Übertragungsnetzbetreiber (2013). Offshore-Netzentwicklungsplan 2013.

ÜNB (2013): Prognose der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV, 15.10.2012.

VDE (2008): Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105:2011-08), August 2008.

VDE (2011): Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb. VDE-AR-N 4210-5:2011-04, April 2011.

WFG (2011): Vorhaben IIb zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gem. §65 EEG. Studie im Auftrag des BMU.

Wirth (2013): Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, 12.09.2013.



## 11 Anlagen

- A) Peter Bofinger: Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?
- B) IZES: Vermarktung von FEE-Anlagen in den bestehenden elektrizitätswirtschaftlichen Teilmärkten – ein sinnvolles Ziel?
- C) IZES: Vor- und Nachteile von Ausschreibungsverfahren für FEE-Anlagen
- D) BET: Stellungnahme zur Integration von Erneuerbaren Energien in den Markt





