



# **Optimierung und Umstrukturierung der EEG-Förderung zur verbesserten Netz- und Marktintegration Erneuerbarer Energien**

**(Projekt I C 4 – 51/10)**

für

**Bundesministerium für Wirtschaft  
und Technologie (BMWi)**

**12.09.2011**

## **CONSENTEC Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH**

Grüner Weg 1  
52070 Aachen  
Tel. +49. 241. 93836-0  
Fax +49. 241. 93836-15  
E-Mail [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)  
[www.consentec.de](http://www.consentec.de)

## **r2b energy consulting GmbH**

Robert-Heuser-Str. 15  
50968 Köln  
[www.r2b-energy.com](http://www.r2b-energy.com)

## **Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Strom- wirtschaft (FGH) e. V.**

Hallenweg 40  
68219 Mannheim  
[www.fgh-ma.de](http://www.fgh-ma.de)

in Kooperation mit

## **Institut für Berg- und Energierecht der TU Clausthal (IBER)**

Arnold-Sommerfeld-Str. 6  
38678 Clausthal-Zellerfeld

**Inhalt**

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>v</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>xi</b>
<b>Kurzfassung</b>	<b>xiv</b>
<b>1 Hintergrund und Untersuchungsrahmen</b>	<b>1</b>
<b>2 Verbesserte Netz- und Marktintegration von Windkraftanlagen (AP 1)</b>	<b>4</b>
2.1 Problemstellung und Lösungsansätze	4
2.2 Methodik der quantitativen Untersuchungen	7
2.3 Erhöhung der Nabenhöhe	9
2.4 Erhöhung der Rotorblattlänge bei konstanter Bemessungsleistung	14
2.5 Anpassung der Leistungskennlinie	21
2.6 Regionale Verteilung	27
2.7 Abschließende Bewertung	28
<b>3 Erbringung von Systemdienstleistungen (AP 2)</b>	<b>31</b>
3.1 Vorbemerkungen	31
3.2 Herausforderungen durch fortschreitenden EE-Ausbau	32
3.3 Spannungs-Blindleistungs-Regelung	32
3.4 Kurzschlussleistungsbereitstellung	38
3.5 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz:	42
<b>4 Eigenverbrauchsregelung für Strom aus Fotovoltaikanlagen (AP 3) &amp; Förderung von Fotovoltaikanlagen bei „Netzparität“ (AP 4)</b>	<b>44</b>
4.1 Vorbemerkungen	44
4.2 Aktuelle Regelungen	45
4.3 Referenzszenario für den PV-Ausbau	48
4.4 Methodik und Annahmen zur Analyse der Auswirkungen auf Netzkosten	50
4.5 Auswirkungen auf Förderkosten, EEG-Umlage, Netznutzungsentgelte und Strompreise	54

4.6	Auswirkungen einer verstärkten Förderung des Eigenverbrauchs für PV-Anlagen als Anreiz für einen dezentralen Speicherzubau	67
4.7	Abschließende Bewertung	78
<b>5</b>	<b>Vergütungssystem Biomasse / Biogas (AP 5)</b>	<b>82</b>
5.1	Hintergrund und Ziel des Kapitels	82
5.2	Ausgestaltung des aktuellen Vergütungssystems	84
5.3	Entwicklung des Ausbaus und der Förderung von Bioenergie im Rahmen des EEG	88
5.4	Beurteilung der Förderung von Bioenergie im Rahmen des EEG	92
5.5	Handlungsempfehlungen	100
<b>6</b>	<b>Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenergiemarkt (AP 6)</b>	<b>103</b>
6.1	Vorbemerkungen	103
6.2	Potenzial von EE-Anlagen zur Gewährleistung der Systembilanz	105
6.3	Optionen zur Nutzung von EE-Anlagen für die Gewährleistung der Systembilanz	125
<b>7</b>	<b>Befreiung von der EEG-Umlagepflicht nach § 37 Abs. 1 S. 2 EEG (AP 7)</b>	<b>137</b>
7.1	Hintergrund und Ziel	137
7.2	Wirkungsmechanismen des § 37 Abs. 1 Satz 2 des EEG	142
7.3	Abschätzung der quantitativen Auswirkungen für die Jahre 2012 bis 2015	150
7.4	Bewertung und Handlungsempfehlungen	154
<b>8</b>	<b>Zusatzuntersuchung zur zukünftigen Ausgestaltung der Vergütungsregelung für Fotovoltaikanlagen (AP 8)</b>	<b>160</b>
8.1	Hintergrund	160
8.2	Historische und zukünftige Entwicklung des Ausbaus	161
8.3	Ausbauziel für PV-Anlagen bis zum Jahr 2020	166
8.4	„First Best“-Lösung	170
8.5	Vorschlag zum zukünftigen Vergütungskonzept	171
8.6	Ergänzende quantitative Analyse der Auswirkungen der Einführung des vorgeschlagenen Vergütungssystems	194
<b>9</b>	<b>Zusatzuntersuchung der Kostenwirkungen einer Anpassung der Förderbedingungen für Windenergie Offshore (AP 9)</b>	<b>208</b>

---

9.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung	209
9.2 Rahmenannahmen und Methodik	211
9.3 Auswirkungen der vorgesehenen Anpassungen auf die Wirtschaftlichkeit und Kosten der Förderung	216
9.4 Zusammenfassung und Bewertung	222
<b>10 Zusatzuntersuchung der Kostenwirkungen der bestehenden EEG-Anlagen mit Inbetriebnahme bis Ende des Jahres 2010 (AP 10)</b>	<b>224</b>
10.1 Hintergrund	224
10.2 Methodik und Rahmenannahmen	225
10.3 Ergebnisse	228
<b>Literatur</b>	<b>235</b>
<b>A Entwicklung der Erzeugungsmengen und der Brutto-Förderkosten von EEG-Anlagen</b>	<b>A-1</b>
<b>B Auswertung der Äußerungen zur rechtlichen Zulässigkeit der Vermarktung von Regelenergie durch EE-Anlagen</b>	<b>B-1</b>
B.1 Tabellarische Zusammenfassung	B-1
B.2 Literaturnachweise	B-6
<b>C Datentabellen zu Kapitel 10</b>	<b>C-1</b>

## Abbildungsverzeichnis

Bild 2—1	Exemplarische residuale Lastdauerlinie	5
Bild 2—2	Schematische Darstellung des Einflusses eines geringeren WEA-Leistungsgradienten auf die Höhe des Prognosefehlers	7
Bild 2—3	Verteilungsdichtefunktion der Windgeschwindigkeit und beispielhafte Leistungskennlinie einer WEA	10
Bild 2—4	Erforderliche Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Deutschland auf Basis der residualen Lastdauerkurve bei einer Erhöhung der WEA-Nabenhöhe auf 100 m (Fall 1) bzw. 140 m (Fall 2) (linke Grafik: Leistung; rechte Grafik: Energie)	13
Bild 2—5	Veränderung der Häufigkeit stündlicher Leistungsgradienten im deutschen WEA-Park bei einer Erhöhung der Nabenhöhe auf 100 m (obere Grafik) bzw. 140 m (untere Grafik) gegenüber dem heutigen Stand	14
Bild 2—6	Verteilungsdichtefunktion der Windgeschwindigkeit und daraus nach Formel 2.1 berechnete technisch nutzbare Leistung $P_{WEA}$ abhängig von der Rotorblattlänge	15
Bild 2—7	Leistungskennlinie bei halbiertes Generatorbemessungsleistung (Unterdimensionierung der elektr. Komponenten); gestrichelt die Leistungskennlinie bei voller Generatorbemessungsleistung	16
Bild 2—8	Verteilungsdichtefunktion des Energieertrags einer WEA bei voller und halbiertes Generatorbemessungsleistung	16
Bild 2—9	Erforderliche Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Deutschland auf Basis der residualen Lastdauerkurve bei einer Verminderung der WEA-Generatorbemessungsleistung auf 75% (Fall 1) bzw. 50% (Fall 2) (linke Grafik: Leistung; rechte Grafik: Energie)	19
Bild 2—10	Veränderung der Häufigkeit stündlicher Leistungsgradienten im deutschen WEA-Park bei einer Verminderung der WEA-Generatorbemessungsleistung auf 75% (obere Grafik) bzw. 50% (untere Grafik)	20
Bild 2—11	Leistungskennlinie mit und ohne kontinuierliche Abregelung der WEA zur Begrenzung des maximalen Gradienten	22

---

Bild 2—12	Verteilungsdichtefunktion des Energieertrags einer WEA mit und ohne kontinuierliche Abregelung zur Begrenzung des maximalen Gradienten	22
Bild 2—13	Erforderliche Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Deutschland auf Basis der residualen Lastdauerkurve bei einer Begrenzung der Leistungsgradienten auf 10% (Fall 1) bzw. 5% (Fall 2) der WEA-Nennleistung je m/s (linke Grafik: Leistung; rechte Grafik: Energie)	26
Bild 2—14	Veränderung der Häufigkeit stündlicher Leistungsgradienten im deutschen WEA-Park mit und ohne kontinuierliche Abregelung der WEA (obere Grafik: Begrenzung der Leistungsgradienten auf 10% der WEA-Nennleistung je m/s (Fall 1); untere Grafik: Begrenzung der Leistungsgradienten auf 5% der WEA-Nennleistung je m/s (Fall 2))	27
Bild 4—1:	Vergütungssätze und vermiedene Strombezugskosten mit und ohne Eigenverbrauch für eine 30 kWp-Anlage - 2009 bis 2011	47
Bild 4—2:	Aufteilung der Nutzung der Eigenverbrauchsregelung nach Eigenverbrauchsanteilen - Jahr 2009	48
Bild 4—3:	Schematische Darstellung der Last sowie der PV-Einspeisung bei unterschiedlicher Dimensionierung der PV-Anlage	65
Bild 4—4:	Erlösdifferenzen unterschiedlicher Szenarien bei Variation der Eigenverbrauchsanteile bei einer Inbetriebnahme in 2012	74
Bild 5-1:	Entwicklung der EEG-Stromeinspeisung aus Anlagen auf Basis Bioenergie - Jahr 2001 bis 2009	82
Bild 5-2:	Avisierte Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland - Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien	83
Bild 5-3:	Vergütungskostenkurve nach Anlagen im Jahre 2009	88
Bild 5-4:	Durchschnittsvergütung und installierte elektrische Leistung von Bioenergieanlagen im Jahre 2009 nach Inbetriebnahmejahren	89
Bild 5-5:	Vergütungskostenkurve nach Anlagen für im Jahre 2009 in Betrieb genommene Anlagen	91

Bild 5-6:	Inanspruchnahme von Bonuszahlungen in % der gesamten Einspeisung von Bioenergieanlagen - Bestandsanlagen Ende 2009 und Anlagen mit Inbetriebnahme 2009	92
Bild 7—1:	Berechnung der Netto-Förderkosten des EEG (absolute EEG-Umlage)	138
Bild 7—2:	Einnahmen und Ausgaben im Festpreisvergütungssystem und bei Direktvermarktung - Biogas- und Windenergieanlage	143
Bild 7—3:	EEG-Energiemengen nach Vergütungssätzen - Jahr 2011	145
Bild 7—4:	EEG-Energiemengen nach Vergütungssätzen und Erlöspotenzial bei Direktvermarktung mit und ohne Grünstromprivileg - Jahr 2011	147
Bild 7—5:	Entwicklung der EEG-Umlage mit und ohne Grünstromprivileg - 2012 bis 2015	152
Bild 7—6:	„windfall profits“ von EEG-Anlagen durch das Grünstromprivileg nach EE-Technologien - Jahre 2012 bis 2015	154
Bild 7—7:	Entwicklung der EEG-Umlage mit und ohne Grünstromprivileg - 2012 bis 2015	159
Bild 8—1:	Entwicklung der installierten Leistung und Stromeinspeisung von netzgekoppelten PV-Anlagen in Deutschland - Jahre 2000 bis 2010	162
Bild 8—2:	Entwicklung des Zielkorridors des Zubaus bis zum Jahr 2020 gemäß Leitszenario 2007 bis 2010	164
Bild 8—3	Mögliche Entwicklung Stromerzeugung und Netto-Förderkosten von netzgekoppelten PV-Anlagen in Deutschland - Jahre 2011 bis 2015	165
Bild 8—4:	Beispiel zur Anwendung des vorgeschlagenen Vergütungsmechanismus	175
Bild 8—5:	Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis) für fertig installierte Dachanlagen bis 100 Kilowattpeak - Q2-2006 bis Q4-2010	177
Bild 8—6:	Modulpreisindizes der pvXchange für kristalline Siliziummodule unterschiedlicher Herkunft - Mai 2009 bis Februar 2011	178
Bild 8—7:	Potenzial der möglichen installierten Leistung von PV-Dachanlagen nach Volllaststunden in Deutschland	179

---

Bild 8—8	Annahme zur Abhängigkeit des PV-Zubaus vom Verhältnis zwischen Vergütung und durchschnittlichen Kosten	183
Bild 8—9	Beispielhafte Darstellung zur Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus (Zubauziele sind halbjährlich angegeben)	184
Bild 8—10	Beispielhafte Darstellung zur Wirkungsweise des nicht-nachsteuernden Regelungsmechanismus (Zubauziele sind halbjährlich angegeben)	185
Bild 8—11	Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei verändertem integralen Zubauziel von 20.000 MW	186
Bild 8—12	Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei stärkerer Kostendegression	187
Bild 8—13	Wirkungsweise des nicht-nachsteuernden Regelungsmechanismus bei stärkerer Kostendegression	187
Bild 8—14	Alternativ betrachtete Abhängigkeit des PV-Zubaus vom Verhältnis zwischen Vergütung und durchschnittlichen Kosten	188
Bild 8—15	Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei alternativ betrachteter Abhängigkeit des Zubaus vom Verhältnis zwischen Vergütung und Durchschnittskosten	189
Bild 8—16	Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei zweimaliger sprunghafter Absenkung der durchschnittlichen Erzeugungskosten	189
Bild 8—17	Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei zweimaliger sprunghafter Absenkung der durchschnittlichen Erzeugungskosten und einperiodiger Verzögerung bei der Vergütungsanpassung	190
Bild 8—18	Auswirkungen einer anfänglichen starken Überschreitung des Zubauziels bei einperiodiger Verzögerung zwischen Erfassungszeitraum und Vergütungsanpassung	193
Bild 8—19	Auswirkungen einer anfänglichen starken Unterschreitung des Zubauziels bei einperiodiger Verzögerung zwischen Erfassungszeitraum und Vergütungsanpassung	193
Bild 8—20	Aufteilung des Anfang 2012 vorhandenen Potenzial für den Zubau von PV-Anlagen nach Anlagenkategorien und zu erwartenden Volllaststunden	198

Bild 8—21	Bandbreite der Entwicklung des Preisniveaus für PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 30 und 100 kW <sub>p</sub> von 2012 bis 2020	200
Bild 8—22	Funktionale Abhängigkeit der Ausschöpfungsquote von der erwarteten Rendite	201
Bild 8—23	Kumulierter Zubau ab dem Jahr 2012 in Abhängigkeit des Vergütungssystems	203
Bild 8—24	Jährliche Brutto-Förderkosten für ab 2012 installierte PV-Anlagen in Abhängigkeit des Vergütungssystems	204
Bild 8—25	Kumulierter Zubau ab dem Jahr 2012 in Abhängigkeit des Vergütungssystems	205
Bild 8—26	Jährliche Brutto-Förderkosten für ab 2012 installierte PV-Anlagen in Abhängigkeit des Vergütungssystems	206
Bild 9—1	Wassertiefe und Küstenentfernung sowie resultierende Verlängerung der Dauer mit Anfangsvergütung nach IBN-Jahren	213
Bild 9—2	Entwicklung der Strompreise und des spezifischen Marktwerts der Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen von 2012 bis 2041	214
Bild 9—3	Erhöhung des Barwerts der Einnahmen gegenüber der Referenzvariante in Abhängigkeit des kalkulatorischen Zinssatzes und des IBN-Jahres	217
Bild 9—4	Reale Netto-Vergütungszahlungen der Förderung Offshore-Windenergie bei Zubau von 1.000 MW p.a. zwischen 2012 und 2020	220
Bild 9—5	Erhöhung der absoluten realen EEG-Umlage in der Variante 1 und 2 gegenüber dem EEG <sub>2009</sub>	221
Bild 9—6	Kumulierte reale und mit volkswirtschaftlichem Zinssatz diskontierte Netto-Vergütungszahlungen	222
Bild 10—1	Entwicklung der Stromeinspeisung von und der Brutto-Förderkosten für EEG-Anlagen in den Jahren 2001 bis 2010	224
Bild 10—2	Nominale und reale Strompreisentwicklung am Großhandelsmarkt (base-Notierung) von 2012 bis 2041	227

---

Bild 10—3	Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen mit Vergütungsanspruch von 2012 bis 2030	228
Bild 10—4	Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen mit Vergütungszahlungen von 2012 bis 2030	229
Bild 10—5	Entwicklung der realen Brutto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030	230
Bild 10—6	Entwicklung der realen Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030	232
Bild 10—7	Aggregierte Werte der zukünftig anfallenden Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen mit IBN-Jahr vor und in 2010	233

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Veränderung des Energieertrags bzw. der erforderlichen installierten WEA-Leistung in Deutschland bei einer Erhöhung der WEA-Nabenhöhe	11
Tabelle 2-2:	Durchschnittliche stündliche Veränderung der WEA-Einspeisung in Deutschland bei einer Erhöhung der WEA-Nabenhöhe gegenüber der Referenz (bei der Annahme eines unveränderten WEA-Energieertrags)	13
Tabelle 2-3:	Veränderung des Energieertrags bzw. der erforderlichen WEA-Kapazität in Deutschland bei einer Verminderung der WEA-Generatorbemessungsleistung	18
Tabelle 2-4:	Durchschnittliche stündliche Veränderung der WEA-Einspeisung in Deutschland bei einer Verminderung der WEA-Generatorleistung (bei der Annahme eines unveränderten WEA-Energieertrags)	19
Tabelle 2-5:	Veränderung des Energieertrags bzw. der erforderlichen WEA-Kapazität in Deutschland bei einer Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten	24
Tabelle 2-6:	Durchschnittliche stündliche Veränderung der WEA-Einspeisung in Deutschland bei einer Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten gegenüber der Referenz (bei der Annahme eines unveränderten WEA-Energieertrags)	25
Tabelle 2-7:	Zusammenfassende Bewertung der Anpassungsoptionen einer verbesserten Netz- und Marktintegration von Windkraftanlagen	30
Tabelle 4-1:	Prognose der installierten Leistung und der Stromerzeugung aus Fotovoltaikanlagen nach Vergütungskategorien - Jahre 2011 bis 2015	50
Tabelle 4-2:	Differenz der Haushaltsstrompreise bei Einstellen der Eigenverbrauchsförderung von PV-Anlagen Ende 2011 gegenüber keiner Eigenverbrauchsförderung	60
Tabelle 4-3:	Verminderung der absoluten EEG-Umlagekosten sowie der Einnahmen der öffentlichen Hand bei Einstellen der Eigenverbrauchsförderung von PV-Anlagen Ende 2011 gegenüber dem Fall ohne Eigenverbrauchsförderung	62

Tabelle 4-4:	Differenz der Haushaltsstrompreise bei Fortführung der Eigenverbrauchsförderung von PV-Anlagen bis Ende 2015 gegenüber dem Fall ohne Eigenverbrauchsförderung	63
Tabelle 4-5:	Verminderung der absoluten EEG-Umlagekosten sowie der Einnahmen der öffentlichen Hand bei Fortführung der Eigenverbrauchsförderung von PV-Anlagen bis Ende 2015 gegenüber dem Fall ohne Eigenverbrauchsförderung	63
Tabelle 4-6:	Wesentliche Annahmen zu PV-Zubau und PV-Speicher	68
Tabelle 4-7:	Wesentliche Annahmen zu Strompreisen und Vergütungen	70
Tabelle 4-8:	Entwicklung der Erlösdifferenzen unterschiedlicher Förderszenarien einer PV-Kleinanlage nach Inbetriebnahmejahr – 2012 bis 2020	73
Tabelle 4-9:	Auswirkungen einer zusätzlichen Eigenverbrauchsförderung inkl. Speicheranreiz auf die Kosten und Einspeisung der PV – 2012 bis 2020	76
Tabelle 4-10:	Auswirkungen einer zusätzlichen Eigenverbrauchsförderung inkl. Speicheranreiz auf die Strompreise für Haushaltskunden – 2012 bis 2020	77
Tabelle 4-11:	Auswirkungen einer zusätzlichen Eigenverbrauchsförderung inkl. Speicheranreiz auf die Förderkosten – kumulierte Kosten für die gesamte Förderdauer für PV-Anlagen, die zwischen 2012 und 2020 errichtet werden	78
Tabelle 7-1:	Entwicklung der Anteile von EEG-Anlagen in der Direktvermarktung mit Grünstromprivileg nach EE-Technologien - Jahr 2012 bis 2015	153
Tabelle 8-1:	Parametrierung des alternativ betrachteten nicht nachsteuernden Mechanismus zur Bestimmung der flexiblen Vergütungsdegression	184
Tabelle 9-1:	Höhe der Vergütungssätze in Abhängigkeit der Variante und des Inbetriebnahmejahres	212
Tabelle 10-1	Wertigkeit und reale Vermarktungskosten der unterschiedlichen EE-Technologien	227
Tabelle A-1:	Erzeugte Jahresarbeit aus EEG-Anlagen nach EE-Technologien - Jahr 2012 bis 2015	A-2
Tabelle A-2:	Insgesamt an Anlagenbetreiber zu zahlende Brutto-Vergütungen nach EE-Technologien - Jahr 2012 bis 2015	A-2

---

Tabelle C-1:	Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen mit Vergütungsanspruch von 2012 bis 2030 (Bild 10-3)	C-1
Tabelle C-2:	Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen mit Vergütungszahlungen von 2012 bis 2030 (Bild 10-4)	C-2
Tabelle C-3:	Entwicklung der realen Brutto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030 (Bild 10-5)	C-3
Tabelle C-4:	Entwicklung der realen Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030 (Bild 10-6)	C-4
Tabelle C-5:	Aggregierte Werte der zukünftig anfallenden Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen mit IBN-Jahr vor und in 2010 (Bild 10-7)	C-4

## **Kurzfassung**

Die Rolle der Erneuerbaren Energien (EE) in der Stromerzeugung in Deutschland und Europa hat in den letzten Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen. Das EEG stellt seit seiner Einführung im Jahre 2000 das wichtigste Förderinstrument für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland dar und hat seine hohe Effektivität in den letzten Jahren eindrucksvoll unter Beweis gestellt.

Die zunehmende Bedeutung der Erneuerbaren Energien verlangt eine verbesserte Netz- und Marktintegration. Die Integrationsfähigkeit der Netze und die Flexibilitäten in der Stromerzeugung geraten zunehmend an ihre Grenzen. Neben der Effektivität des EEG erlangt bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung die Effizienz des Förderinstrumentes zunehmende Relevanz. Dieses gilt sowohl hinsichtlich der Notwendigkeit einer zunehmenden Orientierung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien am tatsächlichen Strombedarf und dem Bedarf an Systemdienstleistungen als auch bezüglich der Kostenorientierung bei der Förderung von unterschiedlichen EE-Technologien. Auch das Energiekonzept identifiziert in diesen Bereichen erheblichen Anpassungsbedarf bei der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen zur Integration Erneuerbaren Energien in das Elektrizitätsversorgungssystem.

Der Stand des EE-Ausbaus und die absehbare weitere Steigerung des EE-Anteils an der Stromversorgung erfordern somit eine sukzessive Veränderung und Optimierung der jetzigen Förderstruktur, die im Rahmen der nächsten EEG-Novellierung Gegenstand der Diskussionen sein sollte. Vor dem Hintergrund einer Erhöhung von Anreizen zu bedarfs- und marktgerechtem Verhalten der EE-Anlagenbetreiber, einer stärkeren Orientierung der Förderung der EE-Technologien an deren kurz- und mittelfristigen Wettbewerbsfähigkeit und des potenziellen langfristigen Beitrags zur sicheren Elektrizitätsversorgung in Deutschland werden einzelne Regelungen des EEG, die mit diesen Regelungen verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten sowie die potenziellen Möglichkeiten einer verbesserten Ausgestaltung des EEG analysiert und bewertet.

Das BMW*i* hat vor diesem Hintergrund die Arbeitsgemeinschaft aus Consentec Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH, Aachen, (Consentec), r2b energy consulting GmbH, Köln, (r2b) und Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Mannheim, (FGH) mit einer Untersuchung zu Optimierungsmaßnahmen und der

Notwendigkeit einer Umstrukturierung bei der EEG-Förderung zur verbesserten Netz- und Marktintegration beauftragt. Zu ausgewählten juristischen Fragen der möglichen Erbringung von Regelernergie durch EE-Anlagen hat die Arbeitsgemeinschaft das Institut für Berg- und Energierecht der TU Clausthal (Herr Prof. Weyer) über einen Unterauftrag einbezogen.

In nachfolgender Kurzfassung werden die wesentlichen Ergebnisse, Schlussfolgerungen und Empfehlungen der Analysen zu den verschiedenen Arbeitspaketen zusammengefasst.

### **Verbesserte Netz- und Marktintegration von Windkraftanlagen (AP1)**

Die derzeitige Förderungsstruktur des EEG mit Vergütungszahlungen für die eingespeiste Energie motiviert eine Auslegung und Fahrweise der EE-Anlagen hinsichtlich einer optimalen Ausnutzung eines fluktuierenden Primärenergiedargebots, was bei Windenergieanlagen (WEA) zu Einspeisecharakteristiken geführt hat, die eine Netz- und Marktintegration erschweren. Aus den hohen Gradienten der Anlagenkennlinie insbesondere im Bereich häufig vorliegender Windgeschwindigkeiten resultieren bereits bei kleinen Windgeschwindigkeitsfluktuationen große Schwankungen der eingespeisten Leistung. Besonders kritisch ist dies hinsichtlich der dann auftretenden Leistungsgradienten sowie der somit erschwerten Prognostizierbarkeit aufgrund der Auswirkungen auf die Reservehaltung im Kraftwerkspark zu bewerten. Zugleich führt die heutige Ausgestaltung der Förderung allerdings zu einer effektiven und effizienten Ausnutzung der Windenergie an den jeweiligen Standorten bei gegebenen Förderkosten.

Bei Loslösung von der bisherigen ertrags- und damit nach geltendem EEG auch erlös-optimierten Auslegung von WEA lassen sich die genannten Problemstellungen hinsichtlich der Netz- und Marktintegration grundsätzlich mittels einer Verstärkung der Einspeiseganglinien sowie einer Erhöhung der Volllaststundenzahl der WEA adressieren, da sich Angebotsspitzen verringern, geringere Streuungen der eingespeisten Leistung und somit ein größerer Beitrag zur gesicherten Leistung ergeben und die Leistungsgradienten der Windenergieeinspeisung verringern. In der Folge können Einspeisemengen auch besser prognostizierbar werden, so dass sich der Flexibilitätsbedarf im konventionellen Stromerzeugungssystem verringert.

Die Analysen zeigen, dass verschiedene Anpassungen der bisherigen Auslegung von Windenergieanlagen in unterschiedlichem Ausmaß zu einer verbesserten Markt- und Netzintegration dieser Anlagen führen können. Mit einer Erhöhung der Nabenhöhe lassen sich in relativ

geringem Umfang konventionelle Kraftwerkskapazitäten einsparen und die für den Prognosefehler der Einspeisung relevanten Leistungsgradienten verringern. Gleichzeitig steigen mit einer höheren Nabenhöhe die Volllaststunden der Anlagen aufgrund der besseren Windbedingungen. Neben diesen positiven Effekten, ist eine höhere Nabenhöhe aufgrund des steigenden Energieertrags zusätzlich mit sinkenden spezifischen Kosten verbunden. Insgesamt ist diese Anpassung somit aus energietechnischen und wirtschaftlichen Aspekten positiv zu bewerten. Anreize zum Bau höherer Nabenhöhen existieren bereits aus der heutigen, auf Energieertragsmaximierung ausgelegten, Förderungsstruktur des EEG heraus. Allerdings verhindern derzeit häufig genehmigungsrechtliche Auflagen eine Steigerung der Nabenhöhe.

Durch eine Überdimensionierung der Rotorblattlänge bzw. eine Unterdimensionierung des Generators und der weiteren elektrischen Komponenten lassen sich die Volllaststunden der einzelnen WEA ebenfalls erhöhen. Durch eine Unterdimensionierung des Generators lässt sich insbesondere die Häufigkeit großer Leistungsgradienten und damit auch die Höhe des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung verringern. Da elektrische Versorgungsnetze stets auf die maximal zu erwartende Belastung auszulegen sind, können durch Unterdimensionierung der WEA-Generatoren und somit Verringerung der auslegungsrelevanten Maximalinspeisung im Einzelfall weiterhin Einsparungen im Bereich des Netzausbaus auf Verteilungsebene erzielt werden. Allerdings sind bei Unterdimensionierung der einzelnen WEA-Generatoren zum Erreichen eines bestimmten Energieertrags im Vergleich zur derzeitigen Anlagenauslegung insgesamt deutlich mehr WEA erforderlich. Dies würde zum einen die Kosten zum Erreichen dieser EE-Erzeugung deutlich erhöhen. Zum anderen ist ein höherer Flächenbedarf für die zusätzlichen WEA erforderlich. Die deutliche Kostensteigerung durch die zusätzlich erforderlichen WEA führt bei dieser Variante dazu, dass zusätzliche Anreize zur Unterdimensionierung des WEA-Generators nicht generell empfohlen werden können.

Die Variante einer kontinuierlichen Abregelung der WEA ist insgesamt lediglich mit geringen positiven Effekten auf die Markt- und Netzintegration verbunden. Durch eine kontinuierliche Abregelung der WEA lässt sich die Häufigkeit hoher Leistungsgradienten vermindern. Allerdings bestehen erhebliche Ertragseinbußen, welche die spezifischen Anlagenkosten deutlich erhöhen. Diese Variante kann somit nicht empfohlen werden.

Insgesamt zeigt sich somit, dass eine Anpassung der Auslegung der Windenergieanlagen zwar grundsätzlich zu positiven Effekten auf die Markt- und Netzintegration führen kann. Allerdings sind die damit verbundenen zusätzlichen Kosten teilweise deutlich höher als der Nut-

zen. Ausnahme bildet die Option einer höheren Nabenhöhe, die bereits heute wirtschaftlich ist jedoch aufgrund fehlender Genehmigungen häufig nicht umsetzbar ist.

## **Erbringung von Systemdienstleistungen (AP 2)**

Der sichere Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme erfordert u. a. die Erbringung verschiedener Systemdienstleistungen, von denen im Zusammenhang mit der Optimierung der EEG-Förderung insbesondere die Spannungs-Blindleistung-Regelung, die Bereitstellung ausreichender Kurzschlussleistung und die Leistungs-Frequenz-Regelung, relevant sind. Zum Thema Leistungs-Frequenz-Regelung wird nachfolgend der insbesondere im Zusammenhang mit Netzanschlussregeln relevante Aspekt „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“ diskutiert.

Mit fortschreitendem EE-Ausbau stellt sich zunehmend das Problem der ausreichenden Verfügbarkeit von Systemdienstleistungen, denn diese Dienstleistungen werden bisher überwiegend bis nahezu ausschließlich durch konventionelle Erzeugungsanlagen bereitgestellt. Diese Erzeugungsanlagen werden jedoch zunehmend durch EE-Anlagen verdrängt. Vor diesem Hintergrund wird vielfach die verstärkte Beteiligung von EE-Anlagen an der Erbringung von Systemdienstleistungen gefordert. Somit stellt sich also die Frage, welche EE-Anlagen effektiv und effizient welche Systemdienstleistungen erbringen können. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Neuanlagen und Bestandsanlagen; bei Bestandsanlagen stellt sich insbesondere die Frage, ob Anlagen, die bisher nicht in der Lage sind, bestimmte Dienstleistungen zu erbringen, entsprechend nachgerüstet werden können und ob dies kosteneffizient möglich ist.

In der Sparte der Windenergieanlagen wurden in der Vergangenheit ein sogenannter Systemdienstleistungsbonus im EEG verankert sowie technische Mindestanforderungen geregelt. Für andere EE-Technologien existieren derartige Bonus-Regelungen nicht. Folglich stellt sich die Frage, ob es sinnvoll wäre, für diese Technologien entsprechende Regelungen vorzusehen.

### *Spannungs-Blindleistung-Regelung*

Die bestehenden oder – mit Blick auf Niederspannungsnetze – in Kürze in Kraft tretenden Anforderungen an Erzeugungsanlagen sind unserer Einschätzung nach technisch notwendig und sinnvoll, um eine möglichst effiziente Integration von EE-Anlagen in Verteilnetze zu erreichen. Entscheidend ist, dass diese technisch bedingten Mindestanforderungen zukünftig für alle Technologien von Erzeugungsanlagen, d. h. EE- wie konventionelle Anlagen, gelten.

Dann ist es aus unserer Sicht für *Neuanlagen* zukünftig nicht notwendig und sinnvoll, spezielle Förderinstrumente vorzusehen, zumal die Mehrkosten von Anlagen, die mit einer Blindleistungsregelfähigkeit ausgerüstet sind, nur geringfügig über denen einer Anlage ohne entsprechende Fähigkeiten liegen. Für *Altanlagen* können hingegen Förderinstrumente zur Stimulierung einer Nachrüstung der Blindleistungsregelfähigkeiten sinnvoll sein. Derzeit ist von ca. 17 GW installierter Erzeugungsleistung in Fotovoltaikanlagen auszugehen, die, von wenigen Ausnahmen abgesehen, keine steuerbare Blindleistungsbereitstellung aufweisen. Im Hinblick auf den zukünftigen Netzausbaubedarf halten wir den Nutzen einer Nachrüstung bestehender Fotovoltaikanlagen für durchaus nennenswert. Eine Nachrüstung ist grundsätzlich technisch möglich; der hiermit verbundene Aufwand jedoch je nach Anlagentyp unterschiedlich hoch. In jedem Fall ist zwar nur der Wechselrichter von einer solchen Nachrüstung betroffen. Erfolgt eine Nachrüstung durch ein in vielen Fällen mögliches vergleichsweise preiswertes Software-Update, so ist dabei zu beachten, dass dies geringfügige Ertragseinbußen zur Folge hat. Soll die Nachrüstung dagegen ertragsneutral erfolgen, so müsste in jedem Fall der Wechselrichter gegen ein Modell mit entsprechend höherer Bemessungsleistung ausgetauscht werden, was – da die Kosten eines Wechselrichters immerhin ca. 10 % der Investitionskosten der gesamten PV-Anlage betragen – nicht sinnvoll erscheint.

#### *Kurzschlussleistungsbereitstellung*

Aus technischer Sicht und im Hinblick auf eine Konsistenz mit den Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit Netzanschluss in der Mittelspannungsebene erscheint es sinnvoll, Anforderungen insbesondere hinsichtlich einer UVRT-Fähigkeit bei Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Niederspannungsnetze, zu stellen, um zu verhindern, dass bei ungünstigen Spannungseinbrüchen eine zu hohe Erzeugungsleistung schlagartig abgeschaltet wird und damit die gesamte Systemstabilität gefährdet wird. (Eine derartige Anforderung wird derzeit im Zuge der Novellierung der VDE-FNN Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an NS-Netze erörtert.) Da derartige Anforderungen für größere Anlagen (mit Anschluss an Mittelspannungsnetze) bereits existieren, und die Funktionalitäten grundsätzlich auf kleinere Anlagen übertragbar sind, ist davon auszugehen, dass entsprechende technische Lösungen auch für kleinere Anlagen (mit Anschluss an Niederspannungsnetze) ohne größeren Entwicklungsaufwand verfügbar sind. Die Mehrkosten ergeben sich (da die Dimensionierung der Wechselrichter unabhängig von der UVRT-Fähigkeit erfolgt) ausschließlich durch die erforderliche Softwareanpassung, die im Bereich von bis zu 10 % der Wechselrichterkosten liegen

dürfte. Somit führt die Bereitstellung einer UVRT-Fähigkeit bezogen auf die gesamten Kosten einer PV-Anlage zu Mehrkosten von lediglich ca. 1 %.

#### *Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz*

Gesonderte technische Anforderungen sind aus unserer Sicht für *Neuanlagen* nicht notwendig, da die Fähigkeit zur rampenförmigen Wirkleistungsregelung ohnehin bereits durch bestehende oder derzeit in Abstimmung befindliche Regelwerke gefordert wird. Für *Altanlagen* mit Anschluss an Niederspannungsnetze halten wir vor dem Hintergrund der mit Frequenzfragen verbundenen Systemsicherheitsrelevanz Maßnahmen zur Nachrüstung für sinnvoll.

### **Eigenverbrauchsregelung für Strom aus Fotovoltaikanlagen (AP 3) & Förderung von Fotovoltaikanlagen bei „Netzparität“ (AP 4)**

Die Stromerzeugung aus Fotovoltaikanlagen verursacht innerhalb des EEG die höchsten spezifischen Förderkosten. Eine Fortschreibung der Ausweitung der Stromerzeugung aus PV-Anlagen in den letzten Jahren wird zu einer erheblichen Erhöhung der EEG-Umlage und einer langfristigen Belastung der Stromverbraucher führen. Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, die Möglichkeiten einer Reduzierung der im Verhältnis zu anderen EE-Sparten hohen Förderkosten im Rahmen der für das Jahr 2012 vorgesehenen Novellierung des EEG erneut zu prüfen. In diesem Zusammenhang ist auch die Eigenverbrauchsregelung, die im Jahre 2009 eingeführt wurde und zunächst bis zum 1. Januar 2012 befristet ist, ein wichtiger Aspekt. In direktem Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch des Fotovoltaikstroms steht die sogenannte „Netzparität“. Fälschlicherweise wird mit der Netzparität häufig das Erreichen der (betriebswirtschaftlichen) Konkurrenzfähigkeit der Stromerzeugung in PV-Anlagen assoziiert. Allerdings bezieht sich die Netzparität ausschließlich auf den eigenverbrauchten Strom. D. h. die Netzparität ist per Definition erreicht, wenn der Vergütungssatz (auf Basis der Stromgestehungskosten in PV-Anlagen) geringer als die möglichen vermiedenen Kosten einer Substitution von Strombezug der Endverbraucher durch Eigenverbrauch aus PV-Anlagen ist. Bei Anlagen mit Eigenverbrauchsanteilen unter 100 % führt das Erreichen der Netzparität nicht direkt zur betriebswirtschaftlichen Rentabilität. Die volkswirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit von PV-Anlagen gegenüber anderen Technologien ist auch im Fall einer betriebswirtschaftlichen Rentabilität nicht bei Eigenverbrauchsanteilen unter 100 % gegeben.

Die derzeitige Förderung der Fotovoltaik setzt einen Anreiz zur Maximierung des Energieertrags und führt somit dazu, dass die PV-Erzeugung zunehmend häufig oberhalb der momentanen Verbrauchslast liegt. Um eine Ausrichtung der Anlagendimensionierung an der jeweiligen Last zu erreichen, müsste die Förderung für Eigenverbrauch theoretisch nochmals deutlich erhöht werden oder alternativ die Vergütung für eingespeisten Strom deutlich abgesenkt werden. Die Untersuchungen zeigen, dass eine solche Kopplung von dezentraler Erzeugung und dezentraler Last allerdings in der Regel lediglich geringe oder keine positiven Effekte für das Gesamtsystem hat. Die derzeitige Förderung setzt zwar einen Anreiz, die PV-Anlage für einen möglichen Eigenverbrauch nutzbar zu machen, um höhere Gesamterlöse zu erzielen. Die Dimensionierung der Anlage dürfte bei der derzeitigen Ausgestaltung jedoch im Wesentlichen nicht beeinflusst werden. Durch die zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs erhöhen sich die Renditen der Anlagenbetreiber und es entstehen im Wesentlichen reine Mitnahmeeffekte. Die Auswirkungen auf die Strompreise der Endverbraucher sind zwar lediglich geringfügig. In der Tendenz steigen sie aber bei einer höheren Inanspruchnahme des Eigenverbrauchs, da die Gesamtkosten des Elektrizitätssystems auf eine geringere Verteilungsbasis umgelegt werden. Somit erfolgt eine Umverteilung der Systemkosten von den PV-Anlagenbetreibern mit Eigenverbrauchsnutzung zu den restlichen Stromendverbrauchern.

Zudem ist zu beachten, dass ein zunehmender Eigenverbrauch allenfalls mittel- bis langfristig in Kombination mit dezentralen Speichern und/oder ein an die tatsächliche Erzeugungsleistung angepasstes Verbrauchsverhalten zu einer netzentlastenden Wirkung führen kann. Vielmehr kann eine von der tatsächlichen Erzeugungsleistung unabhängige Anpassung des Verbraucherverhaltens kurzfristig ggf. auch dazu führen, dass sich die Lastspitzen erhöhen und dadurch sogar ein stärkerer Netzausbau erforderlich ist. Eine nennenswerte netzentlastende Wirkung wird durch die derzeitige Eigenverbrauchs-Regelung nicht erzielt. Beide Effekte sind allerdings als untergeordnet gegenüber der Zunahme der Netzkosten einzuordnen, die sich ohnehin durch den Zubau der dezentralen Erzeugungsanlagen ergibt.

Da insgesamt keine wesentlichen positiven Effekte mit einem zunehmenden Eigenverbrauch verbunden sind und in der Tendenz die Strompreise für den Endverbraucher steigen werden, wird von einer Beibehaltung der Eigenverbrauchsförderung abgeraten. Der Wegfall von Einnahmen der öffentlichen Hand bestärkt dieses Ergebnis zusätzlich.

Spätestens ab dem Erreichen der Netzparität ist eine zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs nicht mehr relevant. Auf Grundlage der derzeitigen Ausgestaltung des EEG sowie der

mittelfristigen PV-Zubauprognose des IE Leipzig ist dieser Zeitpunkt für das Jahr 2013 zu erwarten. Sobald die Netzparität erreicht ist, kann die Vergütung für PV-Dachanlagen theoretisch vollständig eingestellt werden, da der EE-Betreiber eingesparte Strombezugskosten gegen seine Stromgestehungskosten der PV-Anlage rechnen kann. Damit würden zunächst lediglich diejenigen PV-Anlagen zugebaut werden, die einen Eigenverbrauchsanteil von 100 % erreichen können. Dieser Anteil lässt sich insbesondere erreichen, in dem die Anlage auf die Höhe der Last dimensioniert wird. Würde die Förderung gänzlich eingestellt werden, würden somit deutlich kleinere PV-Anlagen zugebaut werden. Die kleinere Dimensionierung der Anlage ist jedoch wiederum mit höheren Stromgestehungskosten verbunden. Somit ist zu erwarten, dass zumindest für eine bestimmte Zeit vergleichsweise weniger PV-Zubau bezogen auf die neu installierte Leistung erfolgt.

Eine Erhöhung des Eigenverbrauchanteils kann alternativ auch über einen dezentralen Speicher erfolgen. Allerdings sind die derzeitigen Speichersysteme noch sehr teuer. Im Rahmen der Analyse konnte gezeigt werden, dass der Zubau eines dezentralen Speichers für PV-Strom aus kleinen Dachanlagen lediglich durch massive zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs angereizt werden kann. Die Förderung des eigenverbrauchten PV-Stroms für einen EV-Anteil von mehr als 30% müsste von derzeit 16,74 €-Cent je kWh auf mehr als 100 €-Cent je kWh ansteigen, damit sich eine Speicherinvestition zur Erhöhung des EV-Anteils von 30% auf 47% lohnt. Diese massive Erhöhung der Förderung wirkt sich insbesondere steigernd auf die Endverbraucherpreise für Strom aus. Dabei steigen neben der EEG-Umlage zusätzlich auch die Netznutzungsentgelte sowie die Mehrwertsteuer. Neben den höheren Kosten vermindert die Speicherung von PV-Strom aufgrund der Wirkungsgradverluste auch die EE-Erzeugungs- bzw. -Einspeisemenge. Selbst im optimistischen Fall einer unterstellten deutlichen Verminderung der Investitionskosten müsste im Jahr 2020 der Eigenverbrauch für den EV-Anteil über 30% noch mit 16 €-Cent je kWh (nominal) vergütet werden. Insgesamt zeigt sich, dass die wirksame Stimulierung eines Speicherzubaues nur mit massiver finanzieller Hilfe erfolgen kann. Die Höhe der erforderlichen Förderung kann ökonomisch nicht gerechtfertigt werden. Daher wird massiv von einer solchen Förderung abgeraten.

Durch eine möglichst niedrige Vergütung oder gar ein Auslaufen der Förderung für eingespeisten PV-Strom lassen sich ab Erreichen der Netzparität die EEG-Förderkosten und damit die EEG-Umlage deutlich reduzieren. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der daraus resultierende steigende Anteil des Eigenverbrauchs die spezifischen Netznutzungsentgelte und die

KWK-Umlage erhöhen würde sowie die Einnahmen der öffentlichen Hand aus Stromsteuern, Mehrwertsteuern und Konzessionsabgaben senken würde. D. h. bei Erreichung der Netzparität und einer Einstellung der direkten Förderung über das EEG werden aus volkswirtschaftlicher Perspektive indirekte Subventionen durch die Entlastungen des Eigenverbrauchsanteils von Steuern und Abgaben sowie einer nicht verursachungsgerechten Reduktion der Netznutzungsentgelte für PV-Anlagen gewährt. Dies ist bei der Festlegung der Vergütungshöhen im Rahmen des EEGs zu berücksichtigen.

Eine Fortführung der Eigenverbrauchsförderung für Anlagen mit Inbetriebnahmejahr nach 2011 kann somit nicht empfohlen werden. Zudem ist bei der zukünftigen Ausgestaltung bei Erreichung der Netzparität die indirekte Subventionierung von Eigenverbrauch bei der Ausgestaltung der Förderung zu berücksichtigen. Spätestens bei einem deutlichen Überschreiten der Netzparität sollte die direkte Förderung vollständig eingestellt werden, um einen massiven Zubau, der auch zu diesem Zeitpunkt volkswirtschaftliche Kosten verursacht, nicht zusätzlich zu stimulieren.

### **Vergütungssystem Biomasse / Biogas (AP 5)**

Die Stromerzeugung auf Basis von Bioenergie wurde über die Förderung des EEG in den letzten Jahren erheblich ausgeweitet. Zur Erreichung von aktuellen politischen Zielsetzungen zur zukünftigen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wird eine nennenswerte weitere Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis Bioenergie avisiert.

Beim weiteren Ausbau der Stromerzeugung auf Basis von Bioenergie wird der Ausgestaltung des Vergütungssystems innerhalb des EEGs eine wesentliche Bedeutung zukommen. Dabei ist absehbar, dass die heutige Ausgestaltung in ihren Grundsätzen überprüft werden muss.

Im Rahmen der EEG-Novelle empfehlen wir als zentrales Element einen Systemwechsel für Bioenergieanlagen. Die Einführung eines Marktprämienmodell für Neuanlagen ohne Optionalität zur Festpreisvergütung ist zu empfehlen, um die Wertigkeit der Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen zu erhöhen und Bedarfssignale der Wärme- und Elektrizitätsmärkte effizient und vollständig bei der Auslegung und dem Betrieb der Anlagen zu nutzen. Das Festpreisvergütungssystem mit den im Folgenden dargestellten Anpassungen sollte für Neuanlagen folglich als reines Referenzsystem zur Bestimmung der Bonuszahlungen bestehen bleiben.

Bei der Anpassung dieses Referenzsystems ist eine erhebliche Vereinfachung der heutigen Komplexität der Differenzierungen nach Anlagengröße sowie Grund- und Bonuszahlungen erforderlich.

Im Bereich der Grundvergütung wird eine sukzessive Verringerung der Differenzierung nach Anlagengrößen empfohlen. Im Rahmen der anstehenden Novellierung kann dies kurzfristig über eine deutliche Reduzierung der Grundvergütungssätze im Bereich der Anlagen mit geringer Leistung erfolgen. Durch eine entsprechende unterschiedliche Ausgestaltung der Degressionssätze sollte eine weitere Angleichung mittelfristig auf den Weg gebracht werden.

Im Bereich der Bonuszahlungen ist eine Abschaffung des Formaldehydbonus und des Technologiebonus für die Verwendung von sog. innovativen Stromerzeugungstechnologien zu empfehlen. Der Technologiebonus für die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Einspeisung ins Erdgasnetz sollte langfristig von der Förderung der Stromerzeugung entkoppelt und entsprechend erhöht werden. Kurzfristig kann die Verringerung der Differenzierung der Grundvergütung nach Anlagengröße bei einer moderaten Anhebung des Technologiebonus für Aufbereitung und Einspeisung des Biogases die energetische und ökonomische Effizienz der Verwertung erhöhen.

Auch beim KWK-Bonus ist eine Abschaffung zu empfehlen. Der zusätzliche Anreiz einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung ist vor dem Hintergrund einer energetisch und ökonomisch effizienten Nutzung von biogenen Brennstoffen in der Stromerzeugung sowie der Kopplung der Erzeugung an die Bedarfssignale der Märkte nicht nachhaltig. Eine Berücksichtigung der tatsächlichen Bedarfssignale der Märkte ist bei einer Einführung des Marktprämienmodells eine Voraussetzung einer effizienten Nutzung von biogenen Brennstoffen in der Stromerzeugung.

Beim NaWaRo-Bonus sind insbesondere die Höhe der Boni sowie – in Analogie zu den Grundvergütungssätzen – die Kopplung an die Anlagenleistung zu reduzieren. Bei der Festlegung der NaWaRo-Boni sollten Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen sowie Aspekte des Umwelt- und Klimaschutzes Berücksichtigung finden, um Fehlentwicklungen, wie z. B. Importe von Bioenergie und Anreize zu Monokulturen, zu vermeiden. Eine Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe mit erforderlichen Vergütungssätzen von zum Teil deutlich über 15 Cent je kWh als Grundlastherstellung ist vor dem Hintergrund fehlender zu erwartender Kostendegressionen langfristig nicht sinnvoll. Der Güllebonus sollte vom NaWaRo-Bonus entkoppelt werden. Insbesondere sollte der Güllebonus ausschließlich auf die Stromer-

zeugung aus Gülle gezahlt werden. Der feste Grenzwert von einem Massenanteil von jederzeit 30 % sollte unter dieser Voraussetzung entfallen.

Mittel- und langfristig ist eine weitere Umstellung der Förderung von biogenen Brennstoffen anzustreben. Die skizzierten Ansätze zur Anpassung der Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle sollten fortgeführt werden; dabei ist eine Harmonisierung der Förderinstrumente und ordnungspolitischen Regelungen bei unterschiedlichen Nutzungen von Bioenergie anzustreben, um der Nutzungskonkurrenz sowie den negativen Auswirkungen konkurrierender Förderinstrumente gerecht zu werden. Zugleich führt eine stärker marktbasierende Förderung zu einer effizienten Nutzung von biogenen Brennstoffen, und eine harmonisierte Förderung erhöht den Technologiewettbewerb innerhalb der Erzeugungstechniken. Andererseits müssen Flächenkonkurrenzen zur Nahrungsmittel- und Grundstoffproduktion sowie Aspekte des Umwelt- und Klimaschutzes auch mittel- und langfristig regelmäßig geprüft werden, um Fehlentwicklungen zu vermeiden. In diesem Zusammenhang ist nicht nur eine Überprüfung der Förderinstrumente erforderlich, sondern es sollte auch die Nutzung von Flächenpotenzialen für unterschiedliche Anwendungszwecke innerhalb und außerhalb des Bioenergiebereichs sowie die Problematik bei Importen von biogenen Brennstoffen mit einbezogen werden.

### **Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenergiemarkt (AP6)**

Durch den zunehmenden EE-Ausbau steigt der Bedarf an Regelenergie zur Sicherstellung der Systembilanz (d. h. des momentanen Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch), weil erhebliche Anteile der EE-Erzeugung dargebotsabhängig sind und ihre Erzeugung somit nur – mit begrenzter Genauigkeit – prognostiziert werden kann.

Ziel dieses Arbeitspakets ist es aufzuzeigen, wie EE-Anlagen zur Gewährleistung der Systembilanz beitragen können.

Das technisch-wirtschaftliche Potenzial der EE-Anlagen hierzu ist grundsätzlich groß. So können disponible Anlagen sowohl positive als auch negative Regelenergie erbringen und zudem die Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme an den bestehenden Regelenergiemärkten – ggf. durch Poolung – erfüllen. Dargebotsabhängige Anlagen weisen zumindest ein hohes Potenzial für negative Regelenergie auf, erfüllen jedoch nicht die Bedingungen zur Teilnahme an den Regelenergiemärkten.

Basis der nachfolgenden Vorschläge ist die in Abstimmung mit dem Auftraggeber getroffene Annahme, dass zur verbesserten Marktintegration von EE-Anlagen zügig ein Marktprämiensmodell (MPM) eingeführt wird, das allen EE-Anlagen offen stehen und auf eine hohe Teilnahmequote hin ausgelegt wird, wobei Mitnahmeeffekte soweit wie möglich ausgeschlossen werden. Die Flexibilitätspotenziale der EE-Anlagen können dann in zwei einander ergänzenden Marktsegmenten auf effiziente Weise weitgehend gehoben werden:

- *Nutzung des Intradaymarkts zur Sicherstellung der Systembilanz* – Der Intradaymarkt ist rein arbeitspreisbasiert, d. h. er bietet weder eine Vergütung für noch stellt er Anforderungen an die Vorhaltung von Leistung über bestimmte Zeiträume. Er steht damit disponiblen EE-Anlagen in positiver und negativer Richtung und allen anderen, insbesondere dargebotsabhängigen, EE-Anlagen wenigstens in negativer Richtung offen. Eine Beschränkung auf Anlagen in der Direktvermarktung (ggf. inkl. MPM) ist aus organisatorischer und regulatorischer Sicht sinnvoll und würde unter den o. g. Annahmen das Potenzial weitgehend erschließen.

Durch Teilnahme der EE-Anlagen würde die Angebotsseite verbreitert. Ggf. könnte in einem späteren Schritt eine weitere Kostensenkung durch Reduktion der vorzuhaltenden Regelleistung erzielt werden. Nachfrageseitig ergibt sich eine Belebung schon allein dadurch, dass bei zunehmender EE-Direktvermarktung auch bei Bilanzkreisverantwortlichen mit hohem EE-Anteil (und nicht nur bei den Übertragungsnetzbetreibern) ein steigender Bedarf an Flexibilität entsteht. Um die Nachfrageseite weiter zu stärken, sollte der Intradaymarkt technisch-organisatorisch weiterentwickelt werden, indem die Gate-Closure verkürzt und Viertelstundenprodukte eingeführt werden. Darüber hinaus sollten Übertragungsnetzbetreiber den Intradaymarkt zur Beschaffung von Regelenergie – als Komplement für den Abruf von Minutenreserveenergie – nutzen dürfen.

- *Teilnahme von EE-Anlagen an bestehenden Regelenergiemärkten* – Auch hier schlagen wir auf Basis der o. g. Annahmen vor, die Teilnahme auf EE-Anlagen in der Direktvermarktung (ggf. inkl. MPM) zu beschränken. Für disponible Anlagen, die die technischen Voraussetzungen erfüllen, dürfte das MPM ohnehin wirtschaftlich attraktiv sein; zudem sind bei Direktvermarktung die organisatorischen Anforderungen (Bilanzkreiszugehörigkeit, Fahrplanabwicklung) ohne Weiteres erfüllt. Darüber hinaus wird auf diese Weise aber eine Marktverzerrung verringert, die dadurch entstünde, dass EE-Anlagen in der festen

Einspeisevergütung für das Bietverhalten bzgl. der Leistungspreise andere Voraussetzungen als im Markt stehende Anlagen (konventionelle wie EE) hätten.

Um die o. g. Vorschläge umzusetzen, sind eine Reihe *rechtlicher Aspekte* zu beachten. So muss einerseits für EE-Anlagen in der Direktvermarktung die Zulässigkeit der Vermarktung von Regelenergie sichergestellt werden (betrifft v. a. § 8 Abs. 3, § 56 Abs. 1 EEG), während für Anlagen in der festen Einspeisevergütung die Unzulässigkeit fixiert werden muss (Anpassung von § 16 Abs. 4 EEG). Um es Übertragungsnetzbetreibern zu ermöglichen, Energie zum Bilanzausgleich am Intradaymarkt zu beschaffen, ist eine weitere Änderung oder Klarstellung des Rechtsrahmens erforderlich, in die u. a. das EnWG sowie die StromNEV und StromNZV einzubeziehen sind.

### **Befreiung von der EEG-Umlagepflicht nach § 37 Abs. 1 S. 2 EEG (AP 7)**

Die Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien durch das EEG sind über die EEG-Umlage letztendlich von den Letztverbrauchern zu tragen. Dabei haben sog. privilegierte Letztverbraucher gemäß § 40 bis 44 EEG einen unterproportionalen Anteil der Kosten - bezogen auf ihren Stromverbrauch - zu tragen und zahlen unabhängig von den Förderkosten maximal eine reduzierte EEG-Umlage von 0,5 Cent je kWh. Die übrigen, nicht privilegierten Letztverbraucher müssen proportional zu ihrem Stromverbrauch die verbleibenden Kosten der Förderung tragen.

Im EEG ist eine Ausnahme von dieser solidarischen Finanzierung durch die nicht-privilegierten Letztverbraucher vorgesehen. Die Ausnahme von dieser Regelung ergibt sich durch § 37 Abs. 1 Satz 2 des EEG: *„Dies gilt nicht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die, bezogen auf die gesamte von ihnen gelieferte Strommenge, mindestens 50 Prozent Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 liefern.“*

Nach allgemeiner Auslegung dieser Regelung - des sog. „Grünstromprivilegs“ - bedeutet dies, dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die im Jahresdurchschnitt mindestens 50 % des an Letztverbraucher gelieferten Stroms aus EEG-Anlagen mit Vergütungsanspruch in der Direktvermarktung nach § 17 EEG beziehen, keine EEG-Umlage tragen bzw. den Letztverbrauchern in Rechnung stellen müssen, sondern von dieser befreit sind.

Die Analysen zeigen, dass durch das sog. Grünstromprivileg in den nächsten Jahren erhebliche zusätzliche Erhöhungen der spezifischen EEG-Umlage für nicht privilegierte Letztver-

braucher zu erwarten sind. Vermeintliche Vorteile von Letztverbrauchern, die über das Grünstromprivileg von der EEG-Umlage befreit sind, werden sich dabei nicht ergeben. Die Betreiber von EEG-Anlagen, bei denen sich eine Direktvermarktung in Verbindung mit dem Grünstromprivileg wirtschaftlich rechnet, werden über zusätzliche Erlöse, sog. 'windfall profits' die Vorteile weitgehend abschöpfen. Dies führt zu Mehrkosten der Förderung Erneuerbarer Energien bei allen nicht-privilegierten Letztverbrauchern im erheblichen Ausmaß.

Die Analysen zeigen, dass das Grünstromprivileg für eine Förderung Erneuerbarer Energien innerhalb des EEG und einer Markt- und Netzintegration nicht geeignet ist. Die aktuelle Anpassung durch eine reduzierte Befreiung von der EEG-Umlage kann zwar die quantitativen Auswirkungen auf die EEG-Umlage reduzieren, die grundsätzliche Schwäche und Inkonsistenz des Instruments zu anderen Fördermechanismen des EEG bleibt jedoch erhalten. Weitere Möglichkeiten einer Anpassung, wie z. B. einer Erhöhung des notwendigen Anteils an Strom aus EEG-Anlagen, der erforderlich ist, um von der EEG-Umlage befreit zu werden, können die zahlreichen negativen Folgewirkungen zwar ebenfalls lindern, aber nicht beseitigen. Im Rahmen einer Förderung über eine feste Einspeisevergütung ergänzt um ein Marktprämienmodell, stellt die Direktvermarktung mit Grünstromprivileg keine sinnvolle Ergänzung in Form einer zusätzlichen Option dar. Als abschließende Empfehlung kann daher ausschließlich die Abschaffung des Grünstromprivilegs in seiner heutigen Form und grundsätzlichen Systematik empfohlen werden.

Sollte weiterhin eine Förderung von Grünstromprodukten im Rahmen des EEGs gewollt sein und gerade entwickelnde Handels-, Vertriebs- und Organisationsstrukturen genutzt werden, sollte dies nicht ohne Berücksichtigung und unabhängig von der geplanten Einführung des optionalen Marktprämienmodells erfolgen. Das optionale Marktprämienmodell kann, wenn es im Rahmen der EEG-Novelle eingeführt wird, ab Anfang des Jahres 2012 bei einer entsprechenden Ergänzung die Funktion einer Weiterentwicklung einer Förderung von Grünstromprodukten übernehmen. In diesem Zusammenhang sollte geprüft werden, ob die Integration des Grünstromprivilegs – im Sinne einer Verbesserung der Rahmenbedingungen für Grünstromprodukte – in das optionale Marktprämienmodell sinnvoll, möglich und zielführend ist.

## **Zusatzuntersuchung zur zukünftigen Ausgestaltung der Vergütungsregelung für Fotovoltaikanlagen (AP 8)**

Aufgrund der – im Verhältnis z. B. zu Windenergie – hohen EEG-Vergütungssätze für Fotovoltaik (PV) einerseits und der geringen Zahlen von Sonnenstunden in Deutschland und dadurch bedingt niedrigen Volllaststundenzahl der Anlagen führt der hohe Zubau an PV-Anlagen in den vergangenen Jahren dazu, dass der Anteil der Fotovoltaik an den gesamten EEG-Förderkosten sehr hoch, der Anteil an der gesamten in EEG-Anlagen erzeugten Energie jedoch vergleichsweise klein ist. Die – in Erkenntnis dieser volkswirtschaftlich nachteilig eingeschätzten Entwicklung – außerplanmäßigen Kürzungen der Vergütung für PV-Anlagen im Jahr 2010 haben dabei nicht zu der avisierten Verringerung des Zubaus und der Kosten geführt.<sup>1</sup> Grundsätzlich zeigt sich, dass das im Jahr 2009 eingeführte Konzept des „atmenden Deckels“, d. h. eine explizite Steuerung der Zubaumenge von PV-Anlagen über eine flexible, vom beobachteten Zubau abhängige Degression der Vergütung für PV-Anlagen, nur bei einem ausreichend schnellen und ausgeprägten Anpassungsmechanismus erfolgreich eingesetzt werden kann, um politisch vorgegebene Mengen- und Ausbauziele zu erreichen. Das BMW*i* hat deshalb Consentec und r2b energy consulting in einer Zusatzuntersuchung zum vorliegenden Gutachten mit der Entwicklung eines nachhaltigen Konzepts für eine wirksame Mengensteuerung unter dem Konzept des „atmenden Deckels“ beauftragt.

Dabei erfordert eine Mengensteuerung, gerade wenn sie über eine flexible Degressionsregelung erfolgen soll und damit Mehr- bzw. Mindermengen in einzelnen Perioden bewusst akzeptiert, sinnvollerweise einen Ansatz mit mehrjährigen Zielen, z. B. den Zeitraum bis 2020 überspannend. Dabei zeigt sich, dass für die Erreichung der Ausbauziele der dem Energiekonzept zugrundeliegenden Energieszenarien mit einer installierten PV-Anlagenleistung von ca. 33 GW ein jährlicher Zubau von ca. 1.500 MW zielführend erscheint. Wichtig ist, dass 1.500 MW dabei als jährlicher Durchschnittswert betrachtet werden muss. Das Prinzip der flexiblen Vergütungsdegression über einen „atmenden Deckel“ akzeptiert bewusst, dass in einzelnen betrachteten Perioden jährliche Ausbauziele über- oder untererfüllt werden und

---

<sup>1</sup> Die neuerliche Anpassung im Jahre 2011 durch das Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen wird voraussichtlich keine oder nur marginale Auswirkungen auf die Vergütungssätze, den Ausbau und die Kostenbelastung der Fotovoltaik haben.

leitet daraus Konsequenzen für die Vergütungsentwicklung ab. Bei der Ausgestaltung einer Vergütungsregelung mit flexibler Degression halten wir es deshalb zwar für dringend geboten, die Abweichungen in einzelnen Perioden vom angestrebten Mittelwert so stark wie möglich zu begrenzen. Da sie aber mit dem Prinzip des „atmenden Deckels“ nicht zu vermeiden sind, ist es wichtig, Zielmengen als jährliche Durchschnittswerte zu interpretieren, so dass Über- oder Untererfüllungen von Ausbauzielen in den Folgeperioden automatisch durch einen Anpassungsmechanismus kompensiert werden können. Sollen Mengenziele hingegen auch periodenscharf exakt eingehalten werden, ist das System des „atmenden Deckels“ ungeeignet.

Der Zielkorridor eines Zubaus von 1.500 MW p.a. in den nächsten Jahren kann als ein sukzessiver Übergang zu einer marktgetriebenen Zubauentwicklung angesehen werden, der einen unerwünschten kurzfristigen Zubaustopp in Deutschland verhindert und eine Überleitung zu einem Zubau in Deutschland in Anwendungsfällen, in denen bei hohen Eigenverbrauchsanteilen und guten Standortbedingungen die Stromerzeugung zumindest betriebswirtschaftlich rentabel ist, ermöglicht.

Die stabile Erreichung von Zubaumengenzielen über mehrere Perioden hinweg mit einer ‚ex ante‘ fixen oder zumindest determiniert gestaffelten Vergütungsregelung ist nicht oder nur mit sehr hohen Ungenauigkeiten möglich. Insbesondere verbleiben selbst bei exakter Approximation der erwarteten Kostendegressionen signifikante Unsicherheiten über die Höhe und Ausschöpfung des jeweiligen Zubaupotenzials.

Wir schlagen deshalb eine Vergütungsregelung mit flexibler Degression der Vergütungssätze vor, die auf einem selbstlernenden und somit automatisch nachsteuernden Mechanismus beruht, der keine periodischen Neujustierungen erfordert. Insbesondere beruht der von uns vorgeschlagene Mechanismus ausschließlich auf einer Beobachtung des tatsächlichen PV-Zubaus und seiner Reaktion auf Vergütungsanpassungen. Dabei wird die Vergütung in der Folgeperiode über einen sogenannten ökonomischen Regelkreis, d. h. eine Übertragung aus technischen Prozessen bekannter Regelungsmechanismen auf ökonomische Fragestellungen, bestimmt.

Bei der Anwendung des vorgeschlagenen Mechanismus zur periodischen Vergütungsanpassung sollte der Anfangsvergütungssatz so festgelegt werden, dass nicht bereits zu Beginn der Anwendung eine allein dadurch bedingte und somit mit dem Anpassungsmechanismus nicht in Verbindung stehende deutliche Abweichung von der angestrebten Zielmenge droht. Insbesondere sollte die Anfangsvergütung zu Beginn des Jahres 2012 unterhalb der sich aus der

aktuellen Regelung des EEG ergebenden Vergütungssätze bei einem Zielwert von 1.500 MW liegen.

Bzgl. der periodischen Vergütungsänderungen sind die Verzögerungen zwischen Erfassungszeitraum des Zubaus und Wirksamkeit der Vergütungsänderung möglichst gering zu halten. Dabei sind jedoch evtl. Saisonalitäten im Zubau und Mindestzeiträume zur Gewährleistung einer angemessenen Sicherheit für Investoren zu beachten.

In beispielhaften Betrachtungen wurde die grundsätzliche Leistungsfähigkeit des vorgeschlagenen selbsttätig nachsteuernden Regelungsmechanismus zur Bestimmung der flexiblen Degression der PV-Vergütung und insbesondere die Überlegenheit gegenüber bisher diskutierten fest parametrisierten und nicht nachsteuernden Ansätzen nachgewiesen. Durch die flexible Reaktion auf unbekannte Entwicklungen mit allmählicher Steigerung der Degressionshöhe wird eine Zubausteuerung im Sinne des „atmenden Deckels“, d. h. ohne sprunghafte und fixe Zubaubegrenzungen, erreicht.

Abschätzungen zu den Auswirkungen der Umstellung des Fördermechanismus zeigen ein Potenzial der Kostenreduktion gegenüber der heutigen Ausgestaltung der PV-Förderung in Höhe von ca. 900 Mio. € p.a. ab dem Jahr 2015 auf, ohne dass nennenswerte Effekte hinsichtlich des Ausbaus des Anteils der Erneuerbaren Energie an der Stromversorgung resultieren oder die weitere Technologieentwicklung der Fotovoltaik sowie die Solarindustrie in Deutschland strukturell gefährdet würden. Somit können die erheblichen Kosten der PV-Förderung, die bereits für die heute installierten Anlagen zu Belastungen der Verbraucher von etwa 6 Mrd. € p.a. in den nächsten 20 Jahren führen, trotz weiterer Erhöhungen langfristig begrenzt werden.

Im Rahmen einer weiteren Zusatzuntersuchung hat das BMWi die r2b energy consulting GmbH beauftragt, die Analyse des vorgeschlagenen Vergütungsmodells für PV-Anlagen durch eine zusätzliche quantitative Analyse zu ergänzen. Ziel dieser Analyse ist es, die bereits in den vorherigen Abschnitten erläuterten Wirkungsmechanismen und an Beispielen dargestellten Auswirkungen, umfassend zu untersuchen. Dabei wird die Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen insbesondere hinsichtlich der Kostendegressionen von PV-Anlagen sowie der Geschwindigkeit des Zubaus von PV-Anlagen berücksichtigt. Die Unsicherheiten werden dabei mit Eintrittswahrscheinlichkeiten belegt.

Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen, dass das vorgeschlagene Vergütungssystem bei entsprechender Parametrierung des PI-Reglers eine Mengensteuerung deutlich effek-

tiver gewährleisten kann als das aktuelle Vergütungssystem. Mit einer Einführung des vorgeschlagenen Vergütungsmodells wäre somit eine erheblich bessere Vorhersage der Entwicklung der installierten Leistung von PV-Anlagen und der damit verbundenen Förderkosten als beim aktuellen Vergütungsmodell möglich. Zugleich zeigen die Simulationsergebnisse aber auch, dass eine Reduktion der für den zukünftigen Zubau von PV-Anlagen anfallenden Förderkosten eine Verringerung des Mengenziels voraussetzt. Eine Umsetzung des vorgeschlagenen Vergütungssystems ohne Anpassung der Mengenziele kann lediglich das Risiko unerwünschter Entwicklungen sowohl hinsichtlich des Zubaus als auch hinsichtlich der Entwicklung der Förderkosten deutlich begrenzen. Wird das Mengenziel bei einer Umsetzung des vorgeschlagenen Vergütungssystems zusätzlich auf 1.500 MW<sub>p</sub> reduziert können hingegen die Brutto-Förderkosten im Erwartungswert, die für die ab dem Jahr 2012 zugebaute Leistung zu zahlen sind, um rund 3,4 Mrd. € im Jahr 2020 reduziert werden.

### **Zusatzuntersuchung der Kostenwirkungen einer Anpassung der Förderbedingungen für Windenergie Offshore (AP 9)**

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat die r2b energy consulting GmbH im Rahmen einer Zusatzuntersuchung beauftragt, die Auswirkungen der vorgesehenen Änderungen der Förderung Windenergie-Offshore innerhalb des EEGs zu untersuchen. Dabei werden einerseits die Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investoren und andererseits die Auswirkungen auf die jährlichen Netto-Förderkosten (EEG-Umlage) sowie auf die kumulierten Netto-Förderkosten über den gesamten Betriebszeitraum der Anlagen analysiert. Das EEG<sub>2012</sub> sieht gegenüber dem EEG<sub>2009</sub> drei wesentliche Anpassungen der Förderung der Windenergie-Offshore vor, die im Rahmen dieser Untersuchung hinsichtlich ihrer Auswirkungen analysiert werden:

Der Zeitpunkt des Beginns der Degression der Vergütungssätze wird vom 01.01.2015 auf den 01.01.2018 verschoben. Zugleich wird die Degression ab diesem Zeitpunkt von 5 % auf 7 % p. a. erhöht.

Die Anfangsvergütung wird durch die Integration des sog. ‚Sprinter-Bonus‘ in die Anfangsvergütung von 13 auf 15 Cent je kWh erhöht, was gegenüber dem EEG<sub>2009</sub> implizit zu einer Verlängerung des ‚Sprinter-Bonus‘ auf unbestimmte Zeit führt, während nach dem EEG<sub>2009</sub> eine Abschaffung zum 01.01.2016 für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen geplant war.

Es wird ein sog. optionales Stauchungsmodell für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen werden, eingeführt.<sup>2</sup> Der Anlagenbetreiber erhält in diesem Fall einen erhöhten Anfangsvergütungssatz von 19 Cent je kWh für einen Zeitraum von acht Jahren ab Inbetriebnahme, anstatt für den ursprünglichen Zeitraum der Anfangsvergütung von zwölf Jahren ab Inbetriebnahme einen Anfangsvergütungssatz von 15 Cent je kWh zu erhalten. Die Absenkung des Vergütungssatzes auf die Grundvergütung setzt beim Stauchungsmodell somit vier Jahre früher ein. Bei einer Verlängerung des Zeitraums der Anfangsvergütung aufgrund der Regelungen zur Wassertiefe und zur Entfernung von der Küste wird, wie bei der ursprünglichen Regelung, auch beim optionalen Stauchungsmodell für den relevanten Verlängerungszeitraum ein Vergütungssatz in Höhe von 15 Cent je kWh gewährt.

Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass die Verbesserungen der wirtschaftlichen Anreize für Investoren in Windenergie-Offshore im Rahmen der EEG-Novelle zu zusätzlichen Impulsen für einen dynamischen Ausbau führen werden. Kurzfristig folgen diese Impulse insbesondere aus der Einführung des optionalen Stauchungsmodells. Mittel- und langfristig werden diese im Vergleich zu den Regelungen des EEG<sub>2009</sub> durch eine implizite Beibehaltung des Sprinter-Bonus mittels der Erhöhung der Anfangsvergütung und den veränderten Degressionsregeln weiter verstärkt.

Zugleich sind mit diesen Veränderungen zusätzliche Belastungen der Endverbraucher im Rahmen der EEG-Umlage in erheblichem Ausmaß verbunden. Insbesondere in den Jahren bis 2020 kann dies zu einer weiteren Erhöhung der EEG-Umlage von rund 1 Mrd. €<sub>2011</sub> führen. Ohne Berücksichtigung von Veränderungen der Ausbaudynamik steigen bei einem Zubau von jeweils 1.000 MW in den Jahren von 2012 bis 2020 die mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz diskontierte Summe der Netto-Förderkosten über den gesamten Betriebszeitraum um mehr als 45 % auf 19,4 Mrd. €<sub>2011</sub>.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, sowohl die Zubaudynamik als auch die tatsächliche Kostenentwicklung in den nächsten Jahren einem stetigen Evaluierungsprozess zu unterziehen

---

<sup>2</sup> Dabei ist eine optionale Wahl zwischen „normalem“ Vergütungsmodell und dem Stauchungsmodell vorgesehen. Aufgrund der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit des Stauchungsmodells gegenüber dem „normalen“ Vergütungsmodell ist davon auszugehen, dass Anlagentreiber sich (überwiegend) für das Stauchungsmodell entscheiden werden.

und die Förderbedingungen ggf. kurzfristig anzupassen. Insbesondere ist die inhärente Gefahr gegeben, dass Kostenreduktionen in den nächsten Jahren nicht durch entsprechende Reduktionen der Vergütungssätze kompensiert werden. Dies kann einerseits zu erheblichen unerwünschten Mitnahmeeffekten durch Anlagenbetreiber führen. Andererseits kann sich die Ausbaudynamik vom gewünschten Zielpfad entfernen. Dieses wäre insbesondere in der frühen Entwicklungsphase, in der eine Förderung mit Vergütungssätzen weit oberhalb des Marktwertes der erzeugten Energie erforderlich ist, nicht wünschenswert, und könnte zu einer weitaus stärkeren Belastung der Verbraucher im Rahmen der EEG-Umlage führen.

### **Zusatzuntersuchung der Kostenwirkungen der bestehenden EEG-Anlagen mit Inbetriebnahme bis Ende des Jahres 2010 (AP 10)**

Im Rahmen einer Zusatzuntersuchung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) die r2b energy consulting GmbH beauftragt, die in Zukunft - ab dem Jahr 2012 - anfallenden Kosten der Förderung für die bereits bestehenden EEG-Anlagen (mit Inbetriebnahme bis Ende 2010), die von den Verbrauchern im Rahmen der EEG-Umlage zu tragen sind, zu ermitteln. Hierbei sollten sowohl die jährlichen Netto-Förderkosten als auch die aggregierten Netto-Förderkosten der EEG-Anlagen über den verbleibenden Zeitraum mit Anspruch auf Vergütungszahlungen ermittelt werden.

Die Ergebnisse zeigen, dass bereits die bis Ende 2010 in Betrieb genommenen EEG-Anlagen langfristig zu erheblichen Belastungen der Endverbraucher über die EEG-Umlage führen. Dabei spielt die Fotovoltaik eine herausragende Rolle. Insgesamt betragen die realen Netto-Vergütungszahlungen durch den Zubau von EEG-Anlagen bis Ende 2010 über den Förderzeitraum 118 Mrd. €<sub>2011</sub>. Davon entfallen über 60 % auf PV-Anlagen. Von weiterer Bedeutung sind Biomasseanlagen mit summierten realen Netto-Förderkosten in Höhe von 28,5 Mrd. €<sub>2011</sub> und Windenergieanlagen Onshore mit summierten realen Netto-Förderkosten in Höhe von rund 12 Mrd. €<sub>2011</sub>. Die Bedeutung aller übrigen EE-Technologien für die zukünftigen Belastungen der Endverbraucher, die sich bereits aus dem bis Ende 2010 realisierten Zubau ergeben, sind marginal, weil entweder der Zubau bis zu diesem Zubau erst in einem geringen Umfang erfolgte (Windenergie Offshore und Geothermie) oder die Vergütungssätze der Anlagen bereits nahe an den Vermarktungserlösen auf dem Wettbewerbsmarkt liegen (Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas).



## 1 Hintergrund und Untersuchungsrahmen

Die Rolle der Erneuerbaren Energien (EE) in der Stromerzeugung in Deutschland und Europa hat in den letzten Jahren erheblich an Bedeutung gewonnen. Mittel- und langfristig wird sich die Bedeutung im Rahmen einer langfristigen Transformation der Energieversorgung weiter erhöhen. Das EEG stellt seit seiner Einführung im Jahre 2000 das wichtigste Förderinstrument für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland dar und hat seine hohe Effektivität in den letzten Jahren eindrucksvoll unter Beweis gestellt. So konnte die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 37 TWh im Jahr 2000 auf über 93 TWh im Jahr 2009 erhöht werden. Bis zum Jahre 2020 wird eine Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von aktuell ca. 16 % auf mindestens 30 % angestrebt. Bereits heute ist absehbar, dass das 30 %-Ziel bis 2020 erreicht oder sogar übererfüllt werden kann. So geht der am 4.8.2010 verabschiedete Nationale Allokationsplan Erneuerbare Energien bereits von einem Anteil der EE an der Stromversorgung im Jahre 2020 von 38,6 % aus.

Die zunehmende Bedeutung der Erneuerbaren Energien verlangt eine verbesserte Netz- und Marktintegration. Die Integrationsfähigkeit der Netze und die Flexibilitäten in der Stromerzeugung, die bei geringen Anteilen Erneuerbarer Energien die volatile EE-Einspeisung und deren Prognosefehler sowie die regionale Konzentration einiger EE-Technologien auffangen können, geraten zunehmend an ihre Grenzen. Neben der Effektivität des EEG erlangt bei hohen Anteilen Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung die Effizienz des Förderinstrumentes zunehmende Relevanz. Dieses gilt sowohl hinsichtlich der Notwendigkeit einer zunehmenden Orientierung der Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien am tatsächlichen Strombedarf und dem Bedarf an Systemdienstleistungen als auch bezüglich der Kostenorientierung bei der Förderung von unterschiedlichen EE-Technologien. Auch das Energiekonzept identifiziert in diesen Bereichen erheblichen Anpassungsbedarf bei der Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Schaffung von geeigneten Rahmenbedingungen zur Integration Erneuerbaren Energien in das Elektrizitätsversorgungssystem.

Die bisherigen Novellierungen des EEG in den Jahren 2004 und 2009 im Rahmen einer regelmäßigen Evaluierung auf Basis des EEG-Erfahrungsberichts haben die grundsätzlichen Fördermechanismen nicht verändert. Auf der einen Seite wird die Höhe der Förderung immer noch ausschließlich an den Stromerzeugungskosten der unterschiedlichen EE-Technologien – unabhängig von der kurz-, mittel- und langfristigen Wettbewerbsfähigkeit sowie des möglichen langfristigen Beitrags beim Umbau des Energieversorgungssystems – orientiert. Auf der

anderen Seite werden Anlagenbetreibern über das Festpreisvergütungssystem keinerlei Anreize für ein markt- und bedarfsgerechtes Verhalten gesetzt. Lediglich bei technischen Aspekten zur Netzintegration wurden die in zahlreichen Untersuchungen aufgezeigten Probleme adressiert.

Mit den Regelungen zur Direktvermarktung (§ 17 EEG<sub>2009</sub>) mit und ohne Befreiung von der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 1 Satz 2 EEG<sub>2009</sub>, der Förderung des Eigenverbrauchs bei Fotovoltaikanlagen und der Verordnungsermächtigung zur Markt- und Netzintegration gemäß § 64 EEG<sub>2009</sub> sind im Bereich einer bedarfs- und marktgerechten Einspeisung bereits im EEG<sub>2009</sub> erste Ansätze berücksichtigt. Eine breite Lenkungswirkung konnte bisher allerdings nicht erreicht werden. Zugleich besteht bei der Direktvermarktung – insbesondere in Verbindung mit der Befreiung von der EEG-Umlage – eine erhebliche Gefahr des „Rosinenpickens“. Gleiches gilt grundsätzlich bei der Förderung des Eigenverbrauchs bei Fotovoltaikanlagen. In beiden Bereichen sind den Vorteilen einer verstärkten Bedarfs- und Marktorientierung die Nachteile aufgrund zusätzlicher Kostenbelastungen gegenüberzustellen. Eine Umsetzung der Verordnungsermächtigung zur Markt- und Netzintegration gemäß § 64 EEG<sub>2009</sub> ist bisher nicht erfolgt. Aufgrund der Optionalität der Festpreisvergütung zu alternativen Fördermechanismen, wie z. B. dem vorgeschlagenen Marktprämienmodell, ist allerdings auch in diesem Bereich die Gefahr von fehlender Effektivität auf der einen Seite oder unerwünschten Mitnahmeeffekten auf der anderen Seite in erheblichem Umfang gegeben.

Zur Vorbereitung der anstehenden Novellierung des EEG zum 1.1.2012 wird die Bundesregierung dem Deutschen Bundestag einen EEG-Erfahrungsbericht vorlegen. Die Ressortabstimmung des Erfahrungsberichts wird voraussichtlich Ende März 2011 eingeleitet.

Der Stand des EE-Ausbaus und die absehbare weitere Steigerung des EE-Anteils an der Stromversorgung erfordern eine sukzessive Veränderung und Optimierung der jetzigen Förderstruktur, die im Rahmen der nächsten Novellierung Gegenstand der Diskussionen sein sollte. Vor dem Hintergrund der zuvor genannten allgemeinen Erhöhung von Anreizen zu bedarfs- und marktgerechtem Verhalten der EE-Anlagenbetreiber, einer stärkeren Orientierung der Förderung der EE-Technologien an deren kurz- und mittelfristigen Wettbewerbsfähigkeit und des potenziellen langfristigen Beitrags zur sicheren Elektrizitätsversorgung in Deutschland sind einzelne Regelungen des EEG, die mit diesen Regelungen verbundenen volkswirtschaftlichen Kosten sowie die potenziellen Möglichkeiten einer verbesserten Ausgestaltung des EEG zu analysieren und zu bewerten.

Das BMW hat vor diesem Hintergrund die Arbeitsgemeinschaft aus Consentec Consulting für Energiewirtschaft und –technik GmbH, Aachen, (Consentec), r2b energy consulting GmbH, Köln, (r2b) und Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Mannheim, (FGH) mit einer Untersuchung zu Optimierungsmaßnahmen und der Notwendigkeit einer Umstrukturierung bei der EEG-Förderung zur verbesserten Netz- und Marktintegration beauftragt. Zu ausgewählten juristischen Fragen der möglichen Erbringung von Regelenergie durch EE-Anlagen hat die Arbeitsgemeinschaft das Institut für Berg- und Energierecht der TU Clausthal (Herr Prof. Weyer) über einen Unterauftrag einbezogen.

Der vorliegende Abschlussbericht fasst die Ergebnisse der Analysen zu den verschiedenen Arbeitspaketen zusammen.

## 2 **Verbesserte Netz- und Marktintegration von Windkraftanlagen (AP 1)**

### 2.1 **Problemstellung und Lösungsansätze**

Die derzeitige Förderungsstruktur des EEG mit Vergütungszahlungen für die eingespeiste Energie motiviert eine Auslegung und Fahrweise der EE-Anlagen hinsichtlich einer optimalen Ausnutzung eines fluktuierenden Primärenergiedargebots (z.B. bei WEA (Windenergieanlagen) oder PVA (Fotovoltaikanlagen)) bzw. einer möglichst hohen Auslastung von Erzeugungsanlagen (z.B. bei Biomasseanlagen). Während letztgenannte Anlagentechnologie ein bis auf seltene geplante oder störungsbedingte Abschaltungen relativ gut prognostizierbares Leistungsband nahe an der Bemessungsleistung bereitstellt, hat das Auslegungsziel einer optimalen Ausnutzung des Winddargebots bei WEA zu Einspeisecharakteristiken geführt, die im Zusammenhang mit dem fluktuierenden Primärenergiedargebot eine Netz- und Marktintegration erschweren. Aus dem starken Anstieg der Anlagenkennlinie insbesondere im Bereich häufig vorliegender Windgeschwindigkeiten resultieren bereits bei kleinen Windgeschwindigkeitsfluktuationen große Schwankungen der eingespeisten Leistung. Besonders kritisch ist dies hinsichtlich der dann auftretenden Leistungsgradienten sowie der somit erschwerten Prognostizierbarkeit aufgrund der Auswirkungen auf die Reservehaltung im deutschen Kraftwerkspark zu bewerten. Ferner ist an durchaus häufigen Zeitpunkten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten kaum WEA-Einspeisung vorhanden.

Bei Loslösung von der bisherigen ertrags- und damit nach geltendem EEG auch erlös-optimierten Auslegung von WEA lassen sich die genannten Problemstellungen hinsichtlich der Netz- und Marktintegration mittels einer Verstetigung der Einspeiseganglinien sowie einer Erhöhung der Volllaststundenzahl der WEA adressieren, da

- sich Angebotsspitzen verringern,
- sich geringere Streuungen der eingespeisten Leistung und somit ein größerer Beitrag zur gesicherten Leistung ergeben,
- sich die Leistungsgradienten der Windenergieeinspeisung verringern. In der Folge
- können Einspeisemengen besser prognostizierbar werden,
- vermindert sich der Flexibilitätsbedarf im konventionellen Stromerzeugungssystem.

Die beiden erstgenannten Punkte zielen auf eine Anpassung der residualen Laststruktur durch eine veränderte Einspeisestruktur der WEA ab.<sup>1</sup> In Bild 2—1 ist eine exemplarische residuale Lastdauerlinie dargestellt, bei der die über ein Jahr vorkommenden residualen Lastniveaus absteigend sortiert werden. Durch Beeinflussung einzelner WEA-Parameter kann versucht werden, diese residuale Laststruktur zu verändern. Das Ziel solcher Anpassungen besteht insbesondere in einer vermehrten WEA-Einspeisung zu Zeiten einer hohen Last und zu verminderten Angebotsspitzen in Zeiten, in denen der Bedarf an zusätzlicher EE-Einspeisung entsprechend geringer ausfällt. Der Nutzen der höheren WEA-Einspeisung bei hoher residueller Last liegt u.a. in der Substitution relativ teurer Stromerzeugung bspw. auf Basis gasbefuehrter Kraftwerke durch kostengünstige Windenergie.

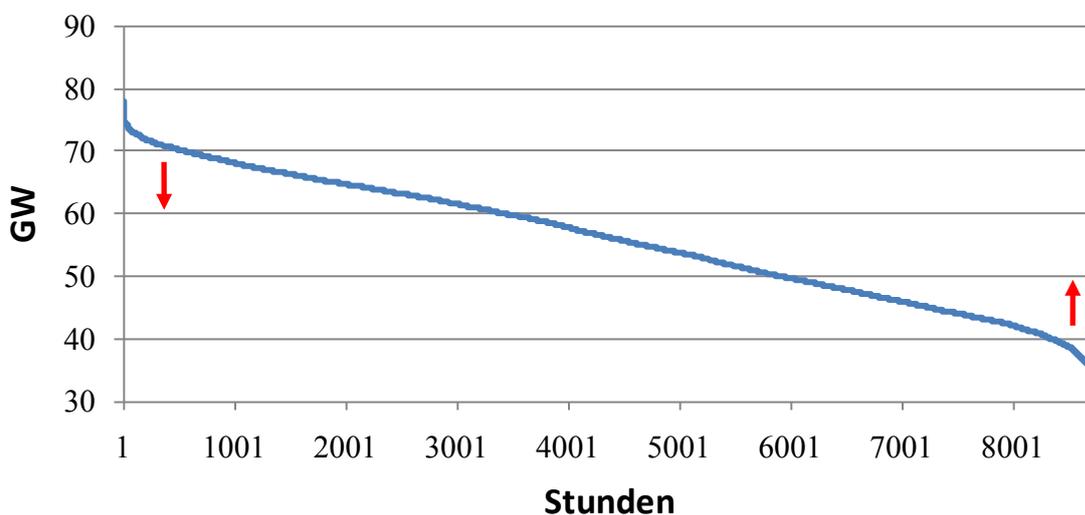


Bild 2—1 Exemplarische residuale Lastdauerlinie

<sup>1</sup> Die residuale Last gibt die von den konventionellen Kraftwerken zu deckende Last an, bei der bereits Erneuerbare Energien und wärmegeführte Kraft-Wärmekopplungsanlagen abgezogen wurden.

Zudem kann durch eine veränderte WEA-Einspeisestruktur ggf. auch der Leistungskredit<sup>2</sup> der Windenergie erhöht werden. Durch eine Erhöhung des Leistungskredits kann mit der gleichen installierten WEA-Leistung eine höhere Menge an konventioneller Kraftwerkskapazität eingespart werden. Insgesamt versucht man somit, die residuale Lastdauerlinie in ihrem Verlauf abzuflachen.

Neben der Veränderung der residualen Laststruktur besteht ein weiteres Ziel einer Anpassung der WEA-Parameter in einer Verminderung starker Schwankungen der eingespeisten Leistung von Windenergieanlagen im Kurzzeitbereich. Solche kurzfristigen Schwankungen führen zu hohen Flexibilitätsanforderungen an konventionelle Kraftwerke, die kurzfristig ihre Leistung deutlich drosseln oder erhöhen können müssen. Diese betriebliche Flexibilität im konventionellen Kraftwerkspark ist einerseits mit höheren Kosten für die Auslegung der Anlagen verbunden und andererseits führen häufigere An- und Abfahrvorgänge zu zusätzlichen Abnutzungserscheinungen der Erzeugungsanlagen.

Zusätzlich können große Leistungsgradienten von Windenergieanlagen im WEA-Kollektiv auch zu höheren Prognosefehlern der Windenergie insgesamt führen, was den Bedarf an vorzuhaltender Reserveleistung erhöht und Kostensteigerungen auf dem Regelenergiemarkt nach sich zieht. Durch eine Verringerung der Leistungsgradienten von Windenergieanlagen lassen sich starke Schwankungen der eingespeisten Leistung vermindern.

In Bild 2—2 sind die Auswirkungen unterschiedlicher WEA-Leistungskennlinien auf den WEA-Prognosefehler dargestellt. Es zeigt sich, dass bei einer Über- bzw. Unterschätzung der Windgeschwindigkeit um 1 m/s bei einer WEA mit einem begrenzten Leistungsgradienten der Prognosefehler im Vergleich zur originalen WEA deutlich niedriger ist. Die Höhe dieses Effekts ist abhängig von der jeweiligen prognostizierten Windgeschwindigkeit.

---

<sup>2</sup> Der Leistungskredit gibt den marginalen Beitrag einer Erzeugungstechnologie zur gesicherten Leistung eines gegebenen Erzeugungssystems wieder. D.h., er legt dar, um wie viel MW sich die gesicherte Leistung erhöht, wenn ein MW Windenergie dem System hinzugefügt wird. Unter gesicherter Leistung wird die aggregierte Leistung des vorhandenen Kraftwerksparks verstanden, die unter Berücksichtigung eines vorgegebenen Sicherheitsniveaus (z.B. 99,5%) als sicher verfügbar betrachtet werden kann.

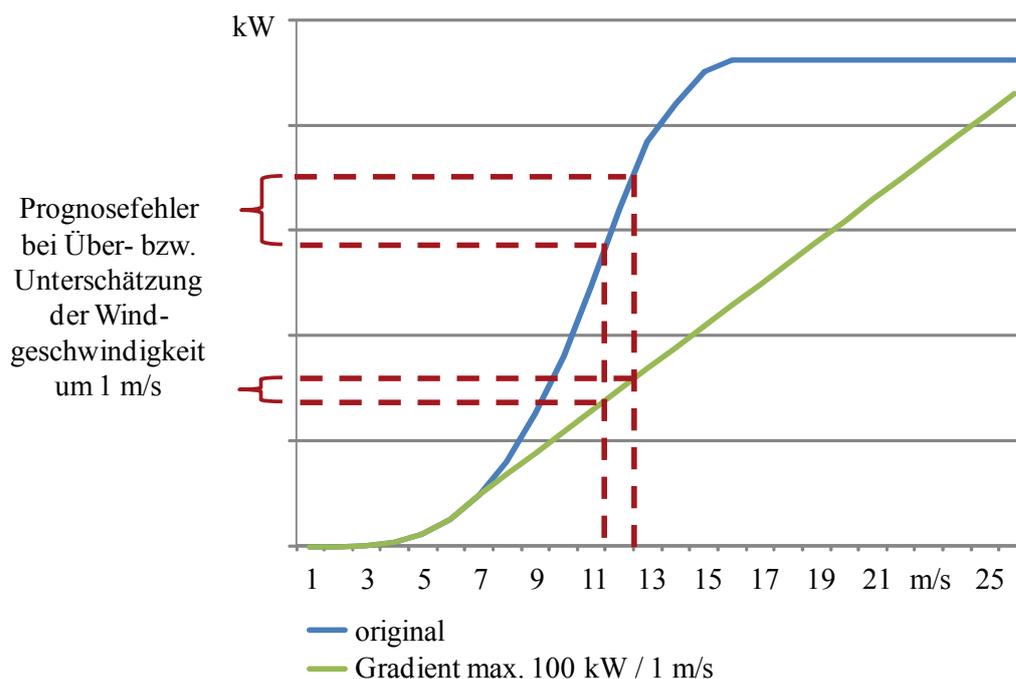


Bild 2—2 Schematische Darstellung des Einflusses eines geringeren WEA-Leistungsgradienten auf die Höhe des Prognosefehlers

## 2.2 Methodik der quantitativen Untersuchungen

Die in den folgenden Abschnitten dargestellten Analysen der Auswirkungen alternativer Designs und Auslegungen von Windenergieanlagen basieren auf den in Deutschland im Jahr 2009 bestehenden Windenergieanlagen.<sup>3</sup> Die einzelnen WEA in Deutschland werden für die Berechnungen in Technologiegruppen zusammengefasst, die die unterschiedlichen WEA-Typen, Leistungsklassen und Nabhöhen berücksichtigen. Um die regionalen Unterschiede der Windbedingungen zu berücksichtigen, werden entsprechend des sogenannten IWET-Index deutschlandweit 25 Regionen unterschieden, für die jeweils stündliche Windganglinien hinterlegt sind. Auf Basis dieser Informationen werden unter Berücksichtigung weiterer Parameter wie Rauigkeit und Luftdichte für einen typischen Windstandort dieser einzelnen Regionen sowie der Leistungsbeiwerte, Nennleistung, Nabhöhe<sup>4</sup> und Rotordurchmesser für

<sup>3</sup> Die quantitative Analyse basiert auf der EEG-Anlagendatenbank der r2b energy consulting GmbH.

<sup>4</sup> Das Höhenprofil der Windgeschwindigkeit wurde über eine vereinfachte Mittelwertbetrachtung berücksichtigt.

die WEA-Technologieklassen sogenannte Leistungskennlinien<sup>5</sup> ermittelt. Durch Variation einzelner Parameter kann die funktionale Form der Leistungskennlinie der einzelnen WEA verändert werden, wodurch sich die Stromeinspeisung für eine gegebene Windgeschwindigkeit ebenfalls verändert. Durch die Aggregation der je WEA individuellen stündlichen Energieerträge lassen sich deutschlandweite Einspeiseganglinien für Windenergie generieren.

Um die grundsätzlichen Auswirkungen unterschiedlicher WEA-Anpassungen darstellen zu können, wird davon ausgegangen, dass diese Anpassungen bereits beim Errichten der bestehenden Anlagen berücksichtigt wurden. Somit wird der aktuell bestehende WEA-Park jeweils mit einer hypothetischen Alternative verglichen. Die nachfolgende Analyse kann demzufolge nur exemplarischen Charakter haben und stellt eine Obergrenze des Potenzials einer Verstärkung der WEA-Einspeisung durch Leistungsregelung bzw. Auslegungsanpassung der WEA dar.

Im Rahmen der quantitativen Analyse werden zunächst für die diskutierten Optionen der Auslegung der WEA die damit verbundenen Veränderungen der Energieerträge der WEA in Deutschland dargestellt. So ist bspw. eine kontinuierliche Leistungsregelung der WEA mit einem Verlust des Energieertrags („abregeln“) verbunden, während eine höhere Nabenhöhe der WEA aufgrund der besseren Windbedingungen mit einer Zunahme des Energieertrags einhergeht. Zur Analyse der weiteren Auswirkungen unterschiedlicher WEA-Designs- und –Auslegungen auf die residuale Last, die Prognostizierbarkeit und die resultierenden Leistungsgradienten wird angenommen, dass sich die Stromerzeugungsmenge auf Basis Windenergie in Deutschland im Vergleich zur Referenz (WEA-Park in Deutschland Ende 2009) nicht verändert. Um den im Vergleich zur Referenz gleichen Energieertrag zu erhalten, ist eine jeweils höhere oder niedrigere installierte WEA-Leistung erforderlich. Somit wird die quantitative Analyse auf die Frage fokussiert, welche Auswirkungen unterschiedliche Designs und Auslegungen von WEA unter der Annahme eines unveränderten EE-Ausbauziels haben. Neben den Analysen zur Veränderung des jährlichen Energieertrags bzw. der erforderlichen WEA-Leistung sowie den Volllaststunden werden die grundsätzlichen Auswirkungen auf die residuale Last und damit auf den Kapazitätsbedarf im konventionellen Kraftwerkspark aufge-

---

<sup>5</sup> Leistungskennlinien stellen den Zusammenhang zwischen aktueller Windgeschwindigkeit und Leistungseinspeisung einer WEA dar.

zeigt. Weiterhin erfolgt eine Abschätzung der Veränderung der Leistungsgradienten der gesamten Windenergieeinspeisung in Deutschland.

## 2.3 Erhöhung der Nabenhöhe

### 2.3.1 Qualitative Diskussion

Nach Bild 2—3 resultiert aus einer Erhöhung der Nabenhöhe immer auch eine von den Bodenverhältnissen und der Bebauung abhängige Erhöhung und Vergleichmäßigung des Windangebots. Unter der Annahme (mit Ausnahme der Turmhöhe) unveränderter Anlagenauslegung ergibt sich somit eine Verschiebung des wahrscheinlichen Betriebsbereichs der WEA in Richtung der Bemessungsleistung und damit geringer Leistungsgradienten<sup>6</sup> (bis auf Null für  $v_{\text{Wind}} > v_{\text{Bemessung}}$ ). Ebenfalls resultiert aus der Erhöhung der Nabenhöhe eine deutliche Steigerung der Volllaststundenzahl. Eine signifikante Verringerung der auftretenden Leistungsgradienten erfordert nach Bild 2—3 ein Verschieben weiter Teile der Verteilungsdichtefunktion der Windgeschwindigkeit in den abgeregelten Bereich der Leistungskennlinie ( $v_{\text{Wind}} > v_{\text{Bemessung}}$ ) und damit Nabenhöhen jenseits der Onshore heute maximal realisierten Nabenhöhen von ca. 140m. Die an einem Standort höchstzulässige Nabenhöhe unterliegt an die örtlichen Gegebenheiten gebundenen genehmigungsrechtlichen Beschränkungen und kann daher nicht pauschal vorab abgeschätzt werden. Eine Erhöhung der Nabenhöhe ist mit Mehrkosten im Bereich des Fundaments und der Turmkonstruktion selbst verbunden. Diese Mehrkosten sind daher stark von den örtlichen Bodenverhältnissen und der geforderten zusätzlichen Nabenhöhe abhängig und sind mit einigen Prozent bis in den hohen zweistelligen Prozentbereich der ursprünglichen Investitionskosten abzuschätzen.

---

<sup>6</sup> Je nach aktueller meteorologischer Situation folgt das Höhenprofil der Windgeschwindigkeit nicht dem Standardprofil, sondern weist einen deutlich steileren oder auch flacheren Verlauf auf.

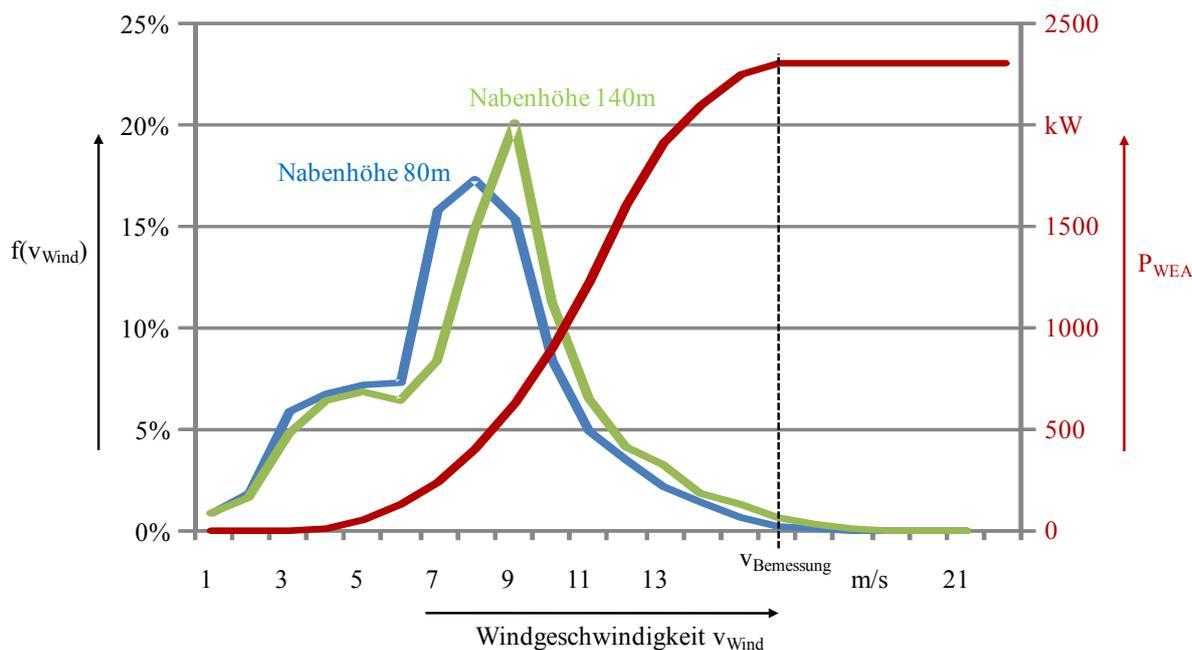


Bild 2—3 Verteilungsdichtefunktion der Windgeschwindigkeit und beispielhafte Leistungskennlinie einer WEA

### 2.3.2 Quantitative Untersuchungen

Im folgenden Abschnitt wird untersucht, welche Auswirkungen eine Erhöhung der Nabenhöhe aller in Deutschland bestehenden WEA auf den Energieertrag, die residuale Last, die WEA-Leistungsgradienten und den WEA-Prognosefehler haben. Dabei wird der derzeit existierende WEA-Park in Deutschland (Referenz) mit alternativen Nabenhöhen verglichen. In der ersten Alternative (Fall 1) wird angenommen, dass die Nabenhöhe aller WEA in Deutschland 100 m beträgt. Die zweite Alternative (Fall 2) geht von einer Nabenhöhe von 140 m aus. In beiden Fällen wird lediglich die Nabenhöhe verändert. Alle weiteren Parameter bleiben im Vergleich zum Referenzfall unverändert.

Die Auswirkungen der betrachteten Anpassungen der Nabenhöhe auf den Energieertrag sind in Tabelle 2-1 dargestellt. Aufgrund der mit zunehmender Nabenhöhe steigenden Windgeschwindigkeit erhöhen sich unter der Annahme einer unveränderten installierten WEA-Leistung der WEA-Energieertrag und damit auch die Vollaststunden in den beiden betrachteten Fällen. Wenn alle derzeit bestehenden WEA in Deutschland auf einer Nabenhöhe von 140 m errichtet worden wären, würde dies den Energieertrag um 18 % erhöhen.

	Einheit	Referenz	Erhöhung der Nabenhöhe auf ...			
			100 m (Fall 1)	140 m (Fall 2)	100 m (Fall 1)	140 m (Fall 2)
			unveränderte Anzahl installierte WEA		unveränderter WEA- Energieertrag	
installierte WEA- Kapazität	GW	25,7	25,7	25,7	23,9	21,7
Energieertrag	TWh	46,4	49,8	54,8	46,4	46,4
Volllaststunden	h/a	1808	1941	2137	1941	2137

*Tabelle 2-1: Veränderung des Energieertrags bzw. der erforderlichen installierten WEA-Leistung in Deutschland bei einer Erhöhung der WEA-Nabenhöhe*

Alternativ lassen sich durch eine Erhöhung der Nabenhöhe unter der Annahme eines im Vergleich zur Referenz unveränderten Energieertrags WEA-Kapazitäten in Höhe von 7% (Fall 1) bzw. 15% (Fall 2) einsparen. Unter der Annahme eines unveränderten EE-Ausbauziels könnten somit WEA-Kapazitäten eingespart werden, was insgesamt zu einer Verringerung der Investitionskosten für den WEA-Park in Deutschland führen würde.<sup>7</sup>

Eine Erhöhung der Nabenhöhe führt zusätzlich zu einer Anpassung der residualen Last durch eine Veränderung der Einspeisestrukturen der Windenergieanlagen. Die Windgeschwindigkeit steigt mit zunehmender Höhe an, was sich steigernd auf die Windenergieleistung und damit auf den Energieertrag auswirkt. In Tabelle 2-2 ist die durch eine Erhöhung der Nabenhöhe verursachte durchschnittliche stündliche Veränderung der residualen Last für unterschiedliche Abschnitte der residualen Last aufgezeigt. Es zeigt sich, dass eine höhere Nabenhöhe unter der Annahme eines unveränderten Energieertrags dazu führt, dass sich die WEA-Einspeisung in Zeiten einer hohen residualen Last und damit einem potenziell höheren Strombedarf erhöht. Der Grund für die im Vergleich zur Referenz vermehrte Einspeisung bei

<sup>7</sup> Neben den WEA-Kapazitätseinsparungen führt eine Erhöhung der Nabenhöhe auch zu kostensteigernden Effekten, da mit zunehmender Turmhöhe die Kosten für den WEA-Turm überproportional ansteigen. Insgesamt kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Einsparungen die zusätzlichen Kosten überkompensieren.

einer hohen residualen Last liegt darin, dass dies in der Regel Zeiten mit einer hohen Last und geringer EE-Einspeisung bzw. geringer WEA-Einspeisung sind. Die geringe durchschnittliche WEA-Einspeisung in dieser Zeit resultiert u.a. dadurch, dass die zum Anlaufen der WEA erforderliche Windgeschwindigkeit häufig nicht erreicht wird.<sup>8</sup> Durch die Erhöhung der Nabenhöhen und die damit verbundene Erhöhung der Windgeschwindigkeit wird vermehrt die erforderliche Anlaufwindgeschwindigkeit der WEA erreicht und somit insgesamt mehr Windenergie eingespeist. Umgekehrt erfolgt bei einer Erhöhung der Nabenhöhe unter der Annahme eines im Vergleich zur Referenz identischen Jahresenergieertrags in Zeiten einer niedrigen residualen Last eine Mindereinspeisung der Windenergie. Die gegenüber der Referenz geringere WEA-Kapazität wirkt sich insbesondere in Zeiten einer hohen Windenergieeinspeisung und damit einer potenziell niedrigen residualen Last aus. In dieser Zeit erfolgt eine gegenüber der Referenz geringere WEA-Einspeisung. Die dargestellten Ergebnisse zeigen zum einen, dass die aufgezeigten Effekte bei einer Erhöhung der Nabenhöhe auf 140 m gegenüber einer Erhöhung auf 100 m zwar stärker sind. Allerdings sind die Effekte auf die Veränderung der residualen Last insgesamt als gering zu interpretieren.

	Quantilsrang	Erhöhung der Nabenhöhe auf...	
		100 m (Fall 1)	140 m (Fall 2)
		MW	
hohe residuale Last	1,0	56	141
.	0,9	50	117
.	0,8	38	86
.	0,7	25	55
.	0,6	-1	-3
.	0,5	-2	-27
.	0,4	-21	-35
.	0,3	-8	-8
niedrige residuale Last	0,2	-4	-10
	0,1	-133	-317

<sup>8</sup> Windenergieanlagen können meistens erst ab einer Windgeschwindigkeit von 3-4 m/s betrieben werden, da bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten der Konverter nicht anläuft.

Tabelle 2-2: Durchschnittliche stündliche Veränderung der WEA-Einspeisung in Deutschland bei einer Erhöhung der WEA-Nabenhöhe gegenüber der Referenz (bei der Annahme eines unveränderten WEA-Energieertrags)

Bild 2—4 zeigt die Auswirkung einer Erhöhung der Nabenhöhe auf 100 m bzw. auf 140 m auf die residuale Laststruktur. Die residuale Laststruktur wird in der Abbildung vereinfacht in drei Segmenten (Grund-, Mittel- und Spitzenlast) betrachtet. Dargestellt sind sowohl residuale Leistungs- als auch Energiemengen. Die Abbildung zeigt deutlich, dass eine Erhöhung der Nabenhöhe die residuale Laststruktur lediglich marginal beeinflusst. Entsprechend positive Rückwirkungen für das thermische Erzeugungssystem sind auf Basis dieser Maßnahme nicht zu erwarten.

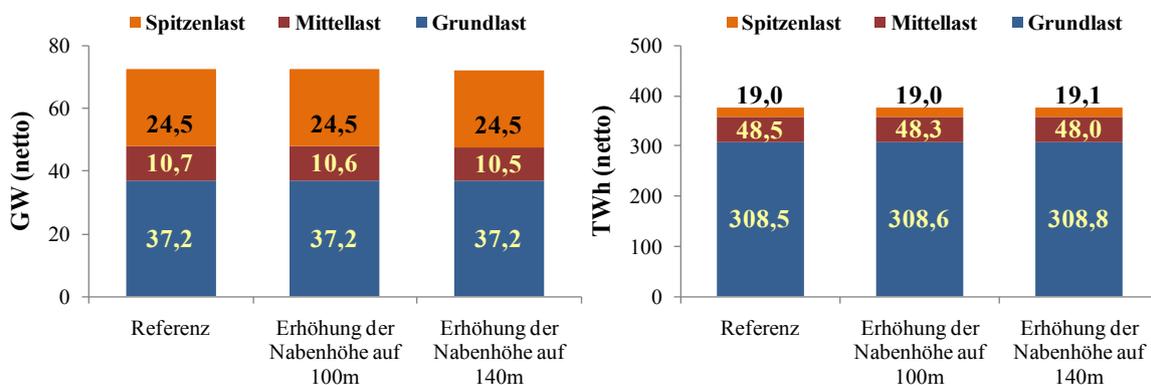


Bild 2—4 Erforderliche Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Deutschland auf Basis der residualen Lastdauerkurve bei einer Erhöhung der WEA-Nabenhöhe auf 100 m (Fall 1) bzw. 140 m (Fall 2) (linke Grafik: Leistung; rechte Grafik: Energie)

In Bild 2—5 sind die Veränderungen der stündlichen Leistungsgradienten im deutschen WEA-Park bei einer Erhöhung der WEA-Nabenhöhe gegenüber der Referenz dargestellt. Dabei stellen negative Werte eine verminderte Häufigkeit von Sprüngen der insgesamt eingespeisten WEA-Leistung innerhalb einer Stunde dar. Umgekehrt bedeuten positive Werte eine steigende Anzahl von Stunden, in denen sich die WEA-Einspeiseleistung innerhalb einer Stunde um die jeweils in der Abszisse angegebene Leistung verändert. Während bei einer Erhöhung der Nabenhöhe auf 100 m (obere Grafik) kein eindeutiger Effekt auf die WEA-Einspeiseschwankungen gegenüber der Referenz erkennbar ist, zeigt sich bei einer Erhöhung der Nabenhöhe auf 140 m (untere Grafik) eine verminderte Häufigkeit von vergleichsweise hohen Leistungsgradienten. Gleichzeitig nimmt die Häufigkeit von Stunden mit relativ niedrigen Leistungsgradienten im Vergleich zur Referenz zu. Insgesamt vermindert sich die An-

zahl derjenigen Stunden mit relativ hohen Leistungsgradienten lediglich geringfügig, so dass durch eine Erhöhung der Nabenhöhe keine deutliche Verbesserung der WEA-Prognosefehler sowie verminderte Flexibilitätsanforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark zu erwarten sind.

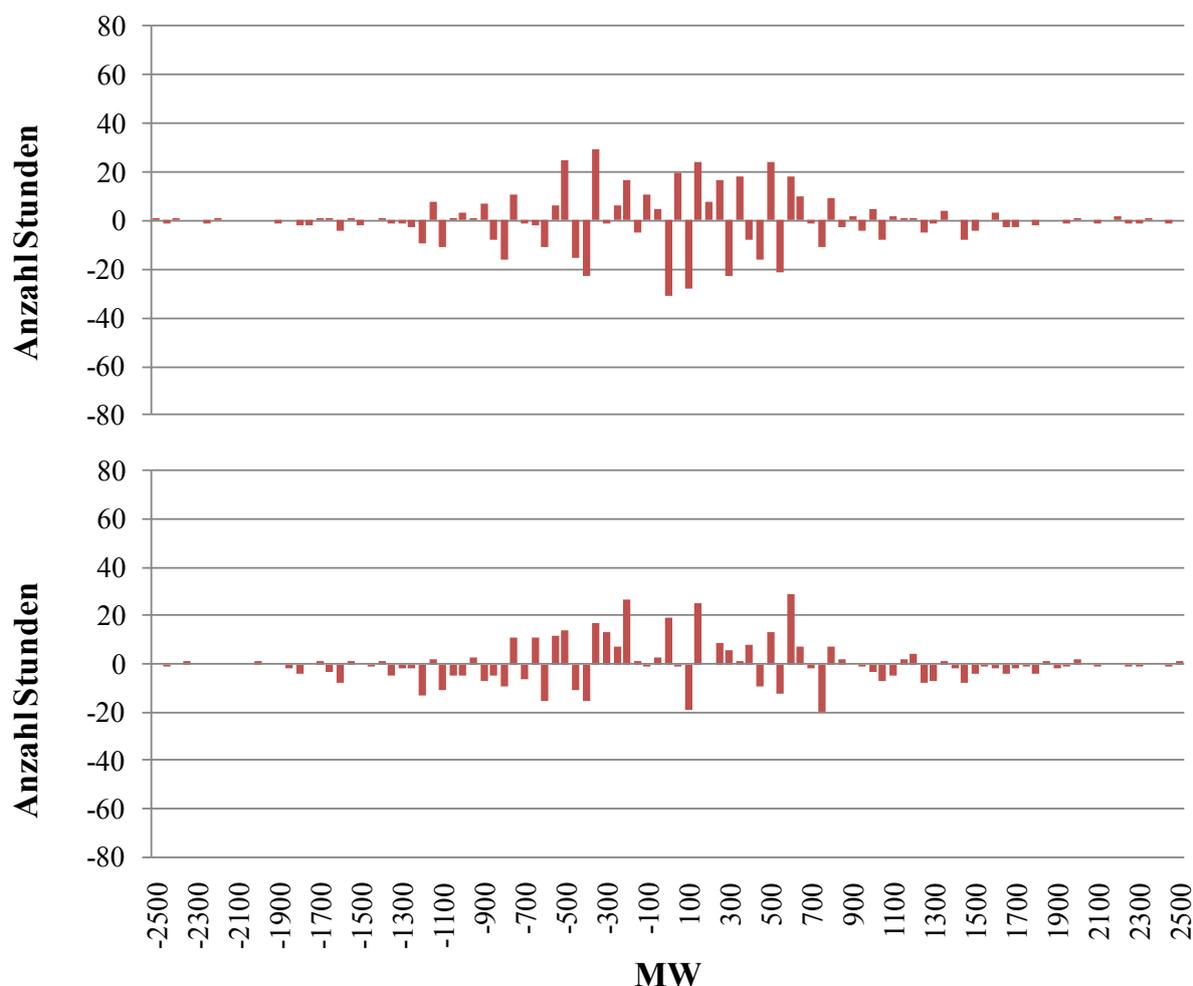


Bild 2—5 *Veränderung der Häufigkeit stündlicher Leistungsgradienten im deutschen WEA-Park bei einer Erhöhung der Nabenhöhe auf 100 m (obere Grafik) bzw. 140 m (untere Grafik) gegenüber dem heutigen Stand*

## 2.4 Erhöhung der Rotorblattlänge bei konstanter Bemessungsleistung

### 2.4.1 Qualitative Diskussion

Die technisch nutzbare Leistung im Wind ist nach Formel 2.1 linear abhängig von der Rotorfläche und damit auch der Wurzel der Rotorblattlänge. Unter der Annahme ansonsten unver-

änderter Anlagenauslegung, resultiert aus einer vergrößerten Rotorblattlänge daher eine erhöhte Volllaststundenzahl sowie eine Vergleichmäßigung des Profils der Einspeisung (Bild 2—6). Voraussetzung ist eine hinreichende Nabenhöhe der WEA im Ausgangszustand.

$$P_{WEA} = \frac{1}{2} A_{Rotor} \times \rho_{Luft} \times v_{Wind}^3 \times c_p(v_{Wind}) \quad \text{Formel 2.1}$$

Unter Beibehaltung der mechanischen Komponenten kann alternativ auch eine Verringerung der Generatorbemessungsleistung und der weiteren elektrischen Komponenten (Umrichter, Einheitentransformator, ...) gegenüber heute üblicher Dimensionierung erfolgen. Bei halbiertes Generatorbemessungsleistung ergibt sich somit die in Bild 2—7 dargestellte Anlagenkennlinie. Den bei einem üblichen Binnenstandort resultierenden Ertragseinbußen nach Bild 2—8 von ca. 10% bis 20% stehen Kosteneinsparungen durch die geringer zu dimensionierenden elektrischen Komponenten von ca. 5% bis 10% gegenüber. Weiterhin ist neben den vorgenannten Vorteilen noch die insbesondere auch für die Verteilungsebene vorteilhafte Kapazität der die Netzauslegung bestimmenden Spitzenleistung zu berücksichtigen.

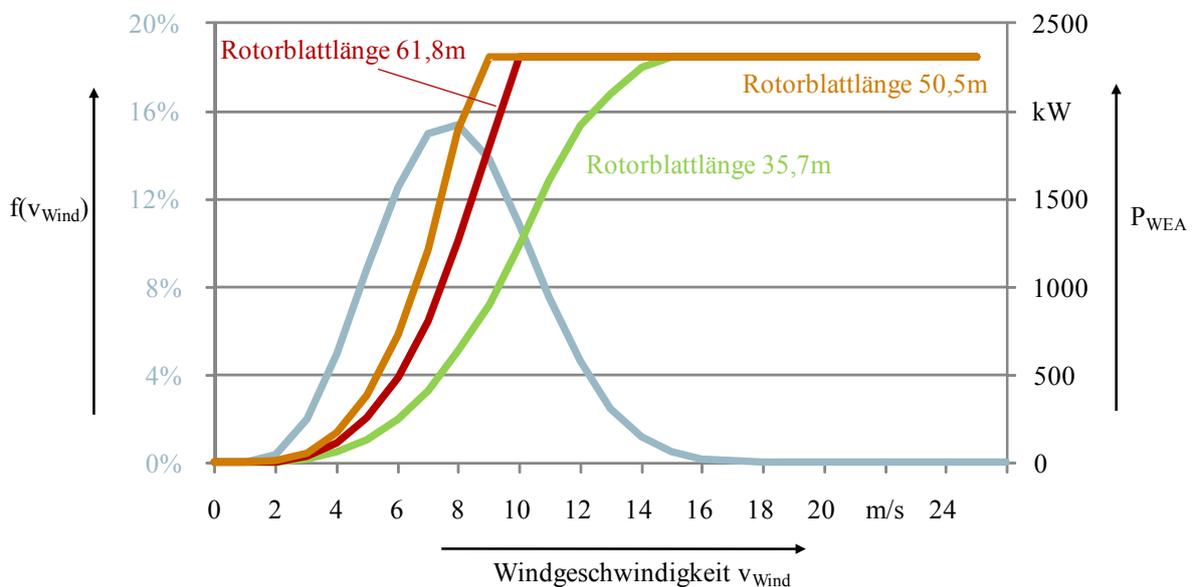


Bild 2—6 Verteilungsdichtefunktion der Windgeschwindigkeit und daraus nach Formel 2.1 berechnete technisch nutzbare Leistung  $P_{WEA}$  abhängig von der Rotorblattlänge

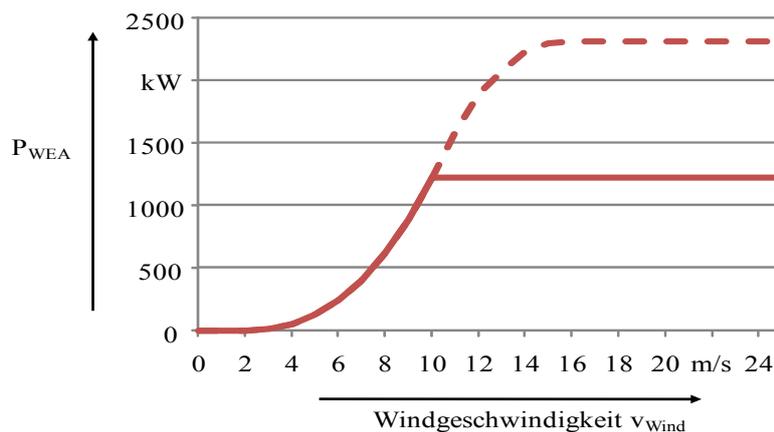


Bild 2—7 Leistungskennlinie bei halbiertem Generatorleistung (Unterdimensionierung der elektr. Komponenten); gestrichelt die Leistungskennlinie bei voller Generatorleistung

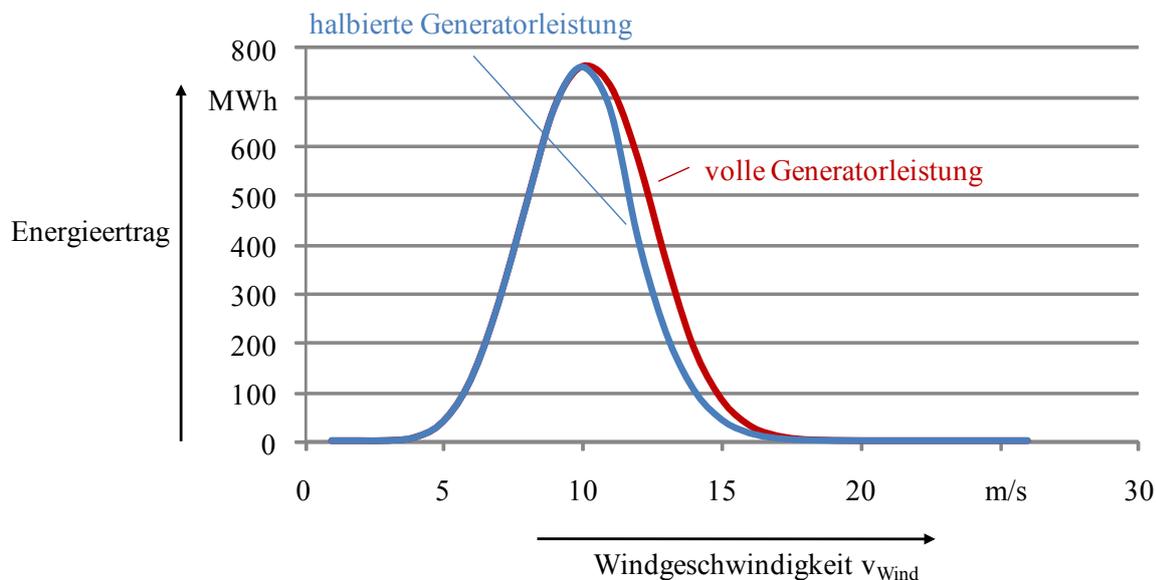


Bild 2—8 Verteilungsdichtefunktion des Energieertrags einer WEA bei voller und halbiertem Generatorleistung

## 2.4.2 Quantitative Untersuchungen

Analog zur quantitativen Untersuchung höherer WEA-Nabenhöhen wird in diesem Abschnitt analysiert, wie sich eine Verminderung der WEA-Generatorleistung aller in Deutschland bestehenden WEA auf den Energieertrag, die residuale Last, die WEA-Leistungsgradienten und den WEA-Prognosefehler auswirkt. Im Rahmen der Analyse wird der derzeit existierende WEA-Park in Deutschland (Referenz) wiederum mit alternativen

Generatorbemessungsleistungen verglichen. Fall 1 unterstellt eine Verminderung der jeweiligen Generatorbemessungsleistung der WEA auf  $\frac{3}{4}$  des Werts im Referenzfall. Im zweiten Fall wird von einer Halbierung der Generatorbemessungsleistung gegenüber der Referenz ausgegangen. Alle sonstigen Parameter bleiben im Vergleich zur Referenz wiederum unverändert.

Wie Tabelle 2-3 zeigt, übersetzt sich eine Verminderung der Generatorbemessungsleistung direkt in eine Verringerung der WEA-Kapazität. Je nach betrachtetem Fall sinkt die WEA-Kapazität auf 75% bzw. 50% des Referenzfalls. Der Energieertrag sinkt jedoch nicht in gleichem Umfang. Dies ist dadurch begründet, dass bei einer geringeren Generatorbemessungsleistung lediglich die vergleichsweise selteneren hohen Windgeschwindigkeiten nicht in gleicher Höhe genutzt werden können. Ein maßgeblicher Teil des Energieertrags einer WEA wird hingegen bei Windgeschwindigkeiten generiert, bei denen sich die Leistungskennlinien des Falls mit einer verminderten Generatorbemessungsleistung und des Referenzfalls nicht unterscheiden. Tabelle 2-3 zeigt eine Verminderung des Energieertrags gegenüber der Referenz um 9% im ersten Fall und 22% im zweiten Fall. Um auf den Energieertrag des Referenzfalls zu kommen, müssten sich die WEA-Kapazitäten im gleichen Umfang erhöhen. Für diesen Fall liegen die WEA-Kapazitäten jedoch noch immer unterhalb des Referenzfalls. Die durchschnittlichen Volllaststunden des WEA-Parks steigen bei einer 50 %-igen Reduktion der Generatorbemessungsleistung auf knapp 3.000 h pro Jahr.

Eine Verminderung der insgesamt erforderlichen WEA-Kapazität muss jedoch nicht zwangsläufig mit niedrigeren Kosten des WEA-Parks in Deutschland verbunden sein. Bei einer Verminderung der Generatorbemessungsleistung spart man einerseits Kosten für die niedrigere Generatorleistung ein. Andererseits werden insgesamt im Vergleich zur Referenz mehr Windenergieanlagen benötigt, um den gleichen Energieertrag generieren zu können. Für diese zusätzlichen WEA fallen wiederum Kosten für den Bau und den Betrieb an. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass sich mit zunehmender Anlagenanzahl auch der Flächenbedarf für die Windenergieanlagen erhöht. Eine abschließende ökonomische Bewertung der dargestellten Effekte einer Verminderung der Generatorbemessungsleistung kann an dieser Stelle nicht vorgenommen werden.

	Einheit	Referenz	Verminderung der WEA-Generatorbemessungsleistung auf...			
			75% (Fall 1)	50% (Fall 2)	75% (Fall 1)	50% (Fall 2)
			unveränderte Anzahl installierte WEA		unveränderter WEA-Energieertrag	
installierte WEA-Kapazität	GW	25,7	19,2	12,8	21,1	15,6
Energieertrag	TWh	46,4	42,4	38,2	46,4	46,4
Volllaststunden	h/a	1808	2203	2974	2203	2974

*Tabelle 2-3: Veränderung des Energieertrags bzw. der erforderlichen WEA-Kapazität in Deutschland bei einer Verminderung der WEA-Generatorbemessungsleistung*

Durch eine Verminderung der Generatorbemessungsleistung erfolgen aufgrund der veränderten Einspeisestruktur der WEA Anpassungen der residualen Last. Tabelle 2-4 zeigt die durchschnittliche stündliche Veränderung der residualen Last für unterschiedliche Abschnitte der residualen Last bei Veränderung der Generatorbemessungsleistung gegenüber dem Referenzfall. Demnach führt eine verminderte Generatorbemessungsleistung unter der Annahme eines unveränderten Energieertrags zu einer im Vergleich zum Referenzfall höheren WEA-Einspeisung in Zeiten einer hohen residualen Last. Dies liegt an den zu diesen Zeiten unterdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten. Dadurch, dass trotz insgesamt geringerer WEA-Kapazität zusätzliche WEA zum Erreichen des gleichen Energieertrags benötigt werden und sich die Leistungskennlinien bei diesen Windgeschwindigkeiten im Vergleich zur Referenz nicht ändern, kann dann insgesamt ein höherer Energieertrag generiert werden.

Die insgesamt verminderte installierte WEA-Leistung wirkt sich insbesondere in Zeiten hoher Windgeschwindigkeiten und hoher Windenergieeinspeisung und relativ niedriger residualer Last aus. In diesen Zeiten vermindert sich die Einspeiseleistung der WEA gegenüber dem Referenzfall. Insgesamt sind die Auswirkungen auf die residuale Last im Vergleich zur diskutierten Option höherer Nabenhöhen durch die Verminderung der Generatorbemessungsleistung höher.

	Quantilsrang	Verminderung der WEA-Generatorbemessungsleistung auf ...	
		75% (Fall 1)	50% (Fall 2)
		MW	
hohe residuale Last	1,0	208	380
.	0,9	185	266
.	0,8	140	146
.	0,7	66	94
.	0,6	4	-24
.	0,5	-73	-105
.	0,4	-50	-40
.	0,3	12	27
niedrige residuale Last	0,2	-40	-96
	0,1	-452	-647

Tabelle 2-4: Durchschnittliche stündliche Veränderung der WEA-Einspeisung in Deutschland bei einer Verminderung der WEA-Generatorleistung (bei der Annahme eines unveränderten WEA-Energieertrags)

Entsprechend Bild 2—9 zeigt sich, dass eine Verminderung der Generatorbemessungsleistung lediglich geringe Auswirkungen auf die residuale Laststruktur hat. Insgesamt können selbst bei einer Halbierung der Generatorbemessungsleistung und gleichzeitiger Erhöhung der Anlagenzahl lediglich in geringem Umfang Erzeugungskapazitäten im konventionellen Kraftwerkspark eingespart werden.

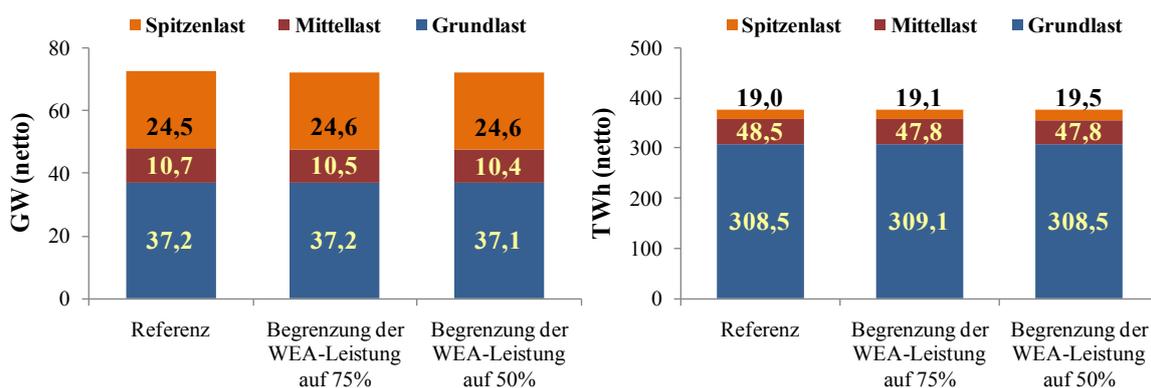


Bild 2—9 Erforderliche Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Deutschland auf Basis der residualen Lastdauerkurve bei einer Verminderung der WEA-Generatorbemessungsleistung auf 75% (Fall 1) bzw. 50% (Fall 2) (linke Grafik: Leistung; rechte Grafik: Energie)

Bild 2—10 zeigt die Veränderungen der stündlichen Leistungsgradienten im deutschen WEA-Park bei einer Verminderung der Generatorbemessungsleistung gegenüber der Referenz. Analog zu Bild 2—5 stellen negative Werte eine verminderte Häufigkeit von Sprüngen der insgesamt eingespeisten WEA-Leistung innerhalb einer Stunde dar. Umgekehrt bedeuten positive Werte eine steigende Anzahl von Stunden, in denen sich die WEA-Einspeiseleistung innerhalb einer Stunde um die jeweils in der Abszisse angegebene Leistung verändert. Es zeigt sich in beiden betrachteten Fällen eine verminderte Häufigkeit von vergleichsweise hohen Leistungsgradienten. Dieser Effekt ist im Fall einer Halbierung der Generatorbemessungsleistung im Vergleich zum ersten Fall stärker ausgeprägt. Auch im Vergleich zum betrachteten Fall einer höheren Nabenhöhe sind die Auswirkungen auf die Leistungsgradienten stärker.

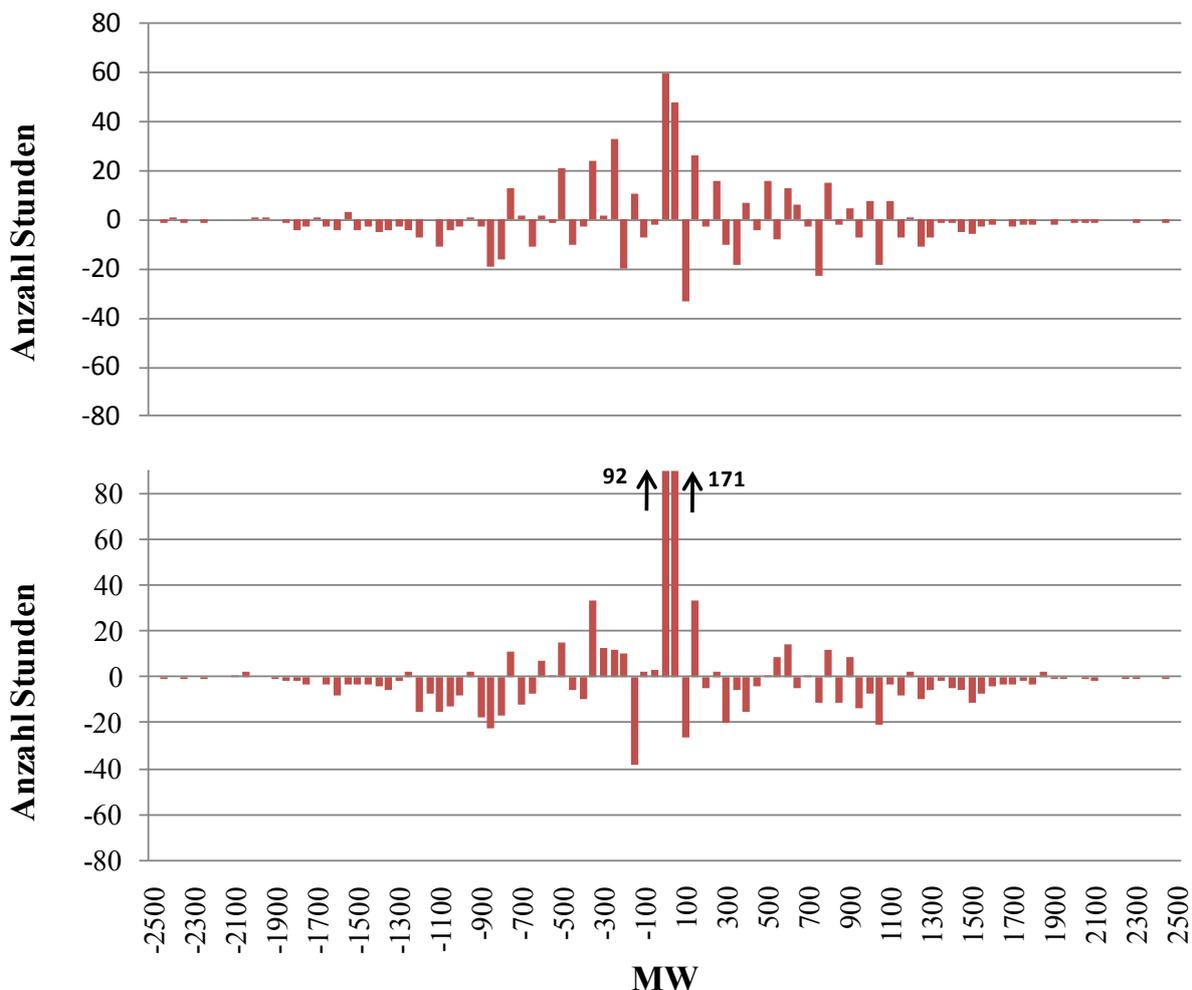


Bild 2—10 Veränderung der Häufigkeit stündlicher Leistungsgradienten im deutschen WEA-Park bei einer Verminderung der WEA-Generatorbemessungsleistung auf 75% (obere Grafik) bzw. 50% (untere Grafik)

## 2.5 Anpassung der Leistungskennlinie

### 2.5.1 Qualitative Diskussion

Hohe Leistungsgradienten bei der Einspeisung von WEA ergeben sich nach Bild 2—3 insbesondere im Bereich des starken Anstiegs der Anlagenkennlinie bei mittleren Windgeschwindigkeiten sowie in der Nähe der Abschaltchwelle. Die Abschaltchwelle beschreibt die Windgeschwindigkeit (typische Abschaltgeschwindigkeit 25–35 m/s), bei der die Anlage abgeschaltet wird, um Schäden durch mechanische Überbelastung zu vermeiden. Neuere Anlagen besitzen eine Sturmregelung. Hierbei wird die Anlage bei Sturm nicht abgeschaltet, sondern durch Veränderung der Rotorblattstellung ein (reduzierter) Betrieb der Anlage auch bei sehr hohen Windgeschwindigkeiten ermöglicht. Eine weitere Betrachtung der bei Sturmabschaltung auftretenden Leistungsgradienten erfolgt daher hier nicht. Durch Anpassung der Leistungskennlinie von WEA nach Bild 2—11 reduzieren sich neben dem maximalen Leistungsgradienten der einzelnen WEA auch die für die Reservebemessung maßgeblichen Perzentile des WEA-Prognosefehlers und damit, insbesondere bei hoher WEA-Einspeisung, auch des Lastprognosefehlers. Der bei einer künstlichen Beschränkung der Leistungskennlinie auf eine Steigung von max. 150 kW/(m/s) zusätzlich auftretende Leistungsgradient bei einer Windgeschwindigkeit von ca. 15 m/s (bis ca. 20 m/s) wirkt sich zumindest hinsichtlich der vorzuhaltenden Reserve nicht negativ aus, da diese sich an den Extremwerten des Prognosefehlers orientiert. Negativ zu bewerten ist hier der nach Bild 2—12 deutlich reduzierte Energieertrag.

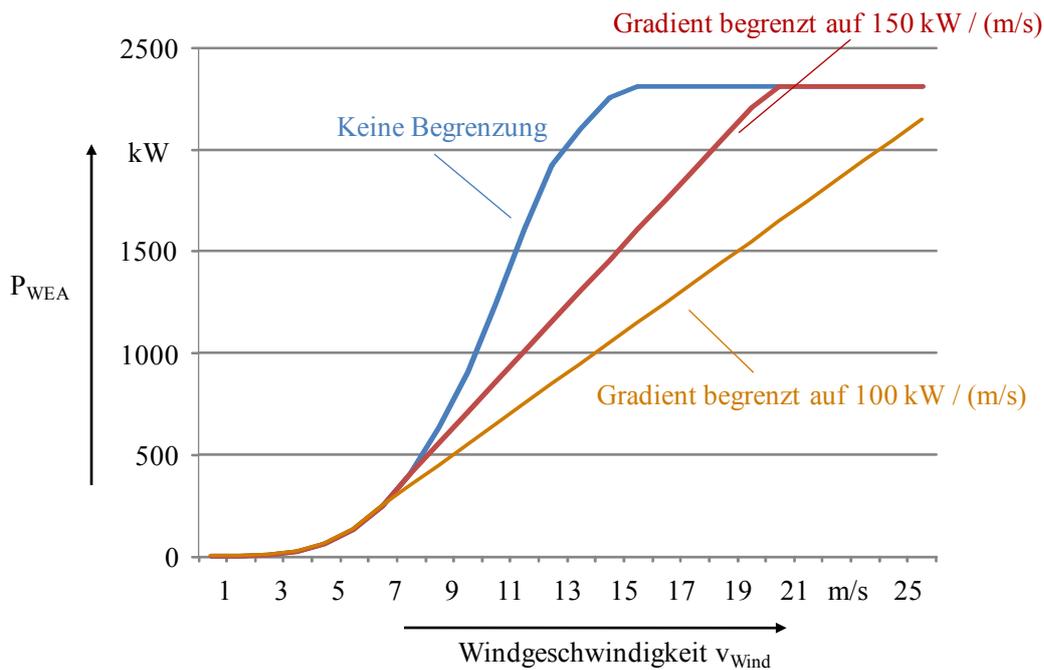


Bild 2—11 Leistungskennlinie mit und ohne kontinuierliche Abregelung der WEA zur Begrenzung des maximalen Gradienten

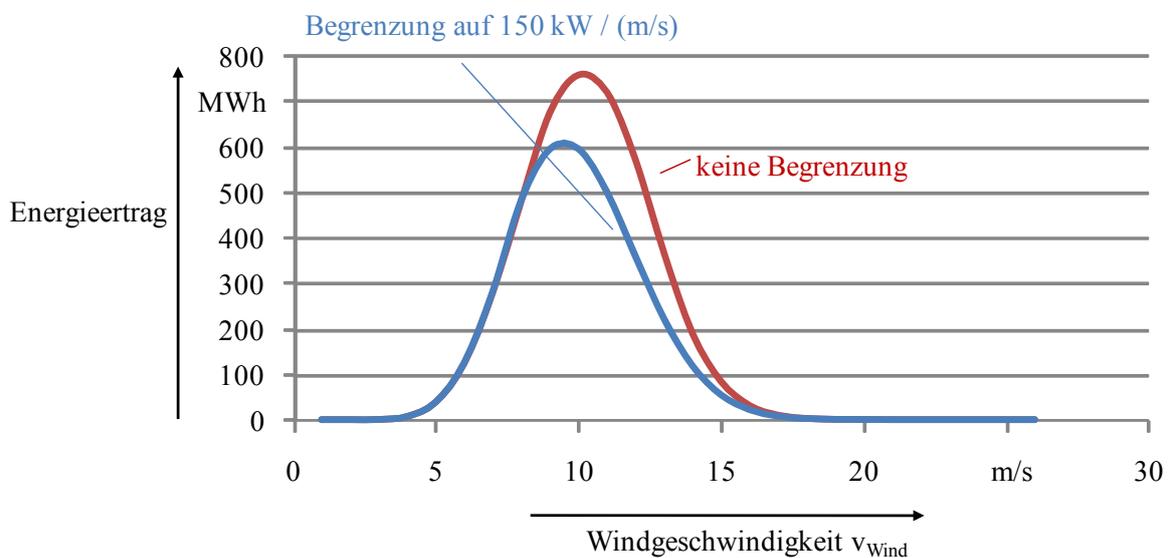


Bild 2—12 Verteilungsdichtefunktion des Energieertrags einer WEA mit und ohne kontinuierliche Abregelung zur Begrenzung des maximalen Gradienten

## 2.5.2 Quantitative Untersuchungen

Im folgenden Abschnitt wird untersucht, welche Auswirkungen eine Anpassung der Leistungskennlinien der gesamten WEA in Deutschland auf den Energieertrag, die residuale Last,

die Leistungsgradienten und den WEA-Prognosefehler haben. Dabei werden zwei Anpassungsoptionen der Leistungsgradienten der deutschen WEA untersucht und mit dem aktuellen WEA-Park in Deutschland ohne Leistungsbegrenzung (Referenz) verglichen. Fall 1 unterstellt, dass der Leistungsgradient aller bestehenden WEA in Deutschland auf 10% der jeweiligen WEA-Nennleistung je m/s Windgeschwindigkeit begrenzt ist.<sup>9</sup> Fall 2 geht von einer Begrenzung der Leistungsgradienten auf 5% der jeweiligen WEA-Nennleistung je zusätzlicher m/s Windgeschwindigkeit aus. Im Vergleich zum ersten Fall ist somit die Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten im zweiten Fall deutlich stärker.

In Tabelle 2-5 sind die Kapazitäten, die Energieerträge und die Volllaststunden für die beiden betrachteten Fälle im Vergleich zur Referenz dargestellt. Würde bei einer Begrenzung der Leistungsgradienten die deutschlandweite WEA-Kapazität unverändert bleiben, so würde sich aufgrund der kontinuierlichen Abregelung der Anlagen der gesamte Energieertrag vermindern. Bei einer Begrenzung der Leistungsgradienten auf 10% der WEA-Nennleistung je m/s (Fall 1) würde sich der Energieertrag um knapp 10% vermindern. Dadurch verringern sich die durchschnittlichen Jahresvolllaststunden der WEA in Deutschland im Vergleich zur Referenz um 171 Stunden. Der Verlust an Energieertrag fällt im zweiten Fall mit einer Begrenzung der Leistungsgradienten auf 5% der WEA-Nennleistung je m/s deutlich stärker aus. Mit einem jährlichen Ertragsverlust von 17 TWh und einer Absenkung der durchschnittlichen Volllaststunden auf nur noch rund 1100 Stunden bei gleicher WEA-Kapazität ist dieser Fall mit deutlichen energetischen Verlusten verbunden. Um den gleichen Energieertrag wie im Referenzfall ohne Begrenzung der Leistungsgradienten zu erhalten, wäre im ersten Fall eine Erhöhung der WEA-Kapazität von 10% erforderlich. Im zweiten Fall müsste sich die WEA-Kapazität im Vergleich zur Referenz sogar um 58% erhöhen, was einen enormen finanziellen Aufwand bedeuten und den Flächenbedarf für WEA deutlich erhöhen würde.

---

<sup>9</sup> So wird bspw. angenommen, dass bei einer 800 kW-WEA für jede Erhöhung der Windgeschwindigkeit um 1 m/s der Leistungsgradienten der Anlage auf 80 kW begrenzt wird. Bei einer 2000 kW-WEA liegt demnach die Begrenzung bei 200 kW je zusätzlicher Erhöhung der Windgeschwindigkeit um 1 m/s.

	Einheit	Referenz	Begrenzung der Leistungsgradienten auf ...% der WEA-Nennleistung je m/s			
			10% (Fall 1)	5% (Fall 2)	10% (Fall 1)	5% (Fall 2)
			unveränderte Anzahl installierte WEA		unveränderter WEA-Energieertrag	
installierte WEA-Leistung	GW	25,7	25,7	25,7	28,3	40,5
Energieertrag	TWh	46,4	42,0	29,4	46,4	46,4
Volllaststunden	h/a	1809	1638	1146	1638	1146

*Tabelle 2-5: Veränderung des Energieertrags bzw. der erforderlichen WEA-Kapazität in Deutschland bei einer Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten*

### **Nutzenbetrachtung**

Neben einem Energieverlust bzw. einem höheren WEA-Kapazitätsbedarf bei gleichbleibendem Energieertrag führt eine Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten auch zu zusätzlichem Nutzen. Wie bereits im Rahmen der vorangegangenen Anpassungsoptionen diskutiert, lässt sich durch eine Anpassung der Leistungsgradienten die residuale Last verändern. In Tabelle 2-6 ist die durch eine Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten verursachte durchschnittliche stündliche Veränderung der residualen Last für unterschiedliche Abschnitte der residualen Last aufgezeigt. Grundsätzlich zeigt sich, dass eine Begrenzung der Leistungsgradienten bei unverändertem Energieertrag dazu führt, dass sich die WEA-Einspeisung in Zeiten einer hohen residualen Last und damit einem potenziell höherem Strombedarf erhöht. Der Grund für die vermehrte Einspeisung bei einer hohen residualen Last liegt darin, dass in dieser Zeit aufgrund durchschnittlich relativ schlechter Windverhältnisse lediglich vergleichsweise wenig Windenergie erzeugt wird. Die im Vergleich zur Referenz unterstellte höhere WEA-Kapazität führt dazu, dass in den relativ windschwachen Zeiten ein höherer Energieertrag resultiert.<sup>10</sup> Umgekehrt erfolgt bei einer Begrenzung der Leistungsgradienten in

<sup>10</sup> Dieser Effekt eines höheren Energieertrags in windschwachen Zeiten lässt sich anhand Bild 2—11 veranschaulichen. Dort ist zu erkennen, dass sich die Leistungskennlinie einer einzelnen WEA in windschwachen

Zeiten einer niedrigen residualen Last eine Mindereinspeisung der Windenergie. Die Begründung liegt in der vergleichsweise hohen durchschnittlichen Windenergieeinspeisung aufgrund guter Windverhältnisse in diesen Zeiten. Die kontinuierliche Abregelung der WEA erfolgt zumeist bei überdurchschnittlich guten Windbedingungen und vermindert somit den Energieertrag in diesen Zeiten im Vergleich zur Referenz.

Das Ausmaß dieser Effekte ist je nach analysiertem Fall unterschiedlich. Während im ersten Fall in Deutschland durchschnittlich lediglich 109 MW mehr Windenergie in den 10% der Stunden mit der höchsten residualen Last eingespeist wird, liegt dieser Wert im zweiten Fall bei 372 MW. In den 10% der Stunden mit der niedrigsten residualen Last vermindert sich die WEA-Einspeisung um 220 MW (Fall 1) bzw. 712 MW (Fall 2).

	Quantilsrang	Begrenzung der Leistungsgradienten auf ...% der WEA-Nennleistung je m/s	
		10% (Fall 1)	5% (Fall 2)
		MW	
hohe residuale Last	1,0	109	372
.	0,9	40	144
.	0,8	31	162
.	0,7	28	64
.	0,6	-3	-19
.	0,5	-6	-81
.	0,4	-10	27
.	0,3	35	68
niedrige residuale Last	0,2	-4	-25
	0,1	-220	-712

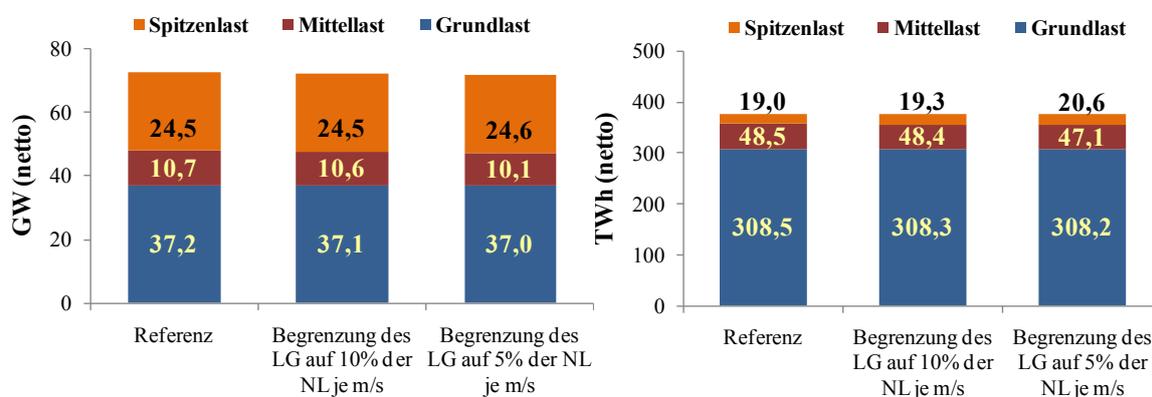
*Tabelle 2-6: Durchschnittliche stündliche Veränderung der WEA-Einspeisung in Deutschland bei einer Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten gegenüber der Referenz (bei der Annahme eines unveränderten WEA-Energieertrags)*

In Bild 2—13 zeigt sich, wie sich die Veränderung der residualen Last auf den Bedarf an konventionellen Kraftwerkskapazitäten auswirkt. Demnach bleibt der Bedarf an Grund-, Mittel- und Spitzenlastkapazitäten durch eine Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten im

---

Zeiten nicht verändert. Durch die höhere WEA-Kapazität wird in diesen Zeiten aufgrund der unveränderten Leistungskennlinie jedoch insgesamt mehr Energie eingespeist.

Vergleich zur Referenz nahezu unverändert. Der maximale Effekt wird durch eine Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten auf 5% der WEA-Nennleistung je zusätzlicher Erhöhung der Windgeschwindigkeit um einen m/s erreicht. In diesem Fall sinkt der Bedarf an konventionellen Kraftwerken in Deutschland um rund 700 MW, wobei insbesondere Kapazitäten in der Mittellast eingespart werden können. Die in der rechten Grafik von Bild 2—13 dargestellten Energiemengen in den jeweiligen Lastbereichen zeigen, dass insbesondere in der Mittellast Energiemengen eingespart werden können, während der Energiebedarf in der Spitzenlast zunimmt.



*Bild 2—13 Erforderliche Grund-, Mittel- und Spitzenlast in Deutschland auf Basis der residualen Lastdauerkurve bei einer Begrenzung der Leistungsgradienten auf 10% (Fall 1) bzw. 5% (Fall 2) der WEA-Nennleistung je m/s (linke Grafik: Leistung; rechte Grafik: Energie)*

In Bild 2—14 sind die Veränderungen der stündlichen Leistungsgradienten im deutschen WEA-Park bei einer kontinuierlichen Abregelung der WEA gegenüber der Referenz dargestellt. Dabei stellen negative Werte eine verminderte Häufigkeit von Sprüngen der insgesamt eingespeisten WEA-Leistung innerhalb einer Stunde dar. Umgekehrt bedeuten positive Werte eine steigende Anzahl von Stunden, in denen sich die WEA-Einspeiseleistung innerhalb einer Stunde um die jeweilige Leistung verändert. In beiden Grafiken zeigt sich, dass sich jeweils in den äußeren Bereichen mit relativ hohen Leistungsgradienten die Häufigkeit des Auftretens zumeist vermindert. Dieser Effekt ist bei einer Begrenzung der WEA-Leistungsgradienten auf 5% der WEA-Nennleistung (untere Grafik) vergleichsweise ausgeprägter. Gleichzeitig nimmt die Häufigkeit von Stunden mit relativ niedrigen Leistungsgradienten im Vergleich zur Referenz zu.

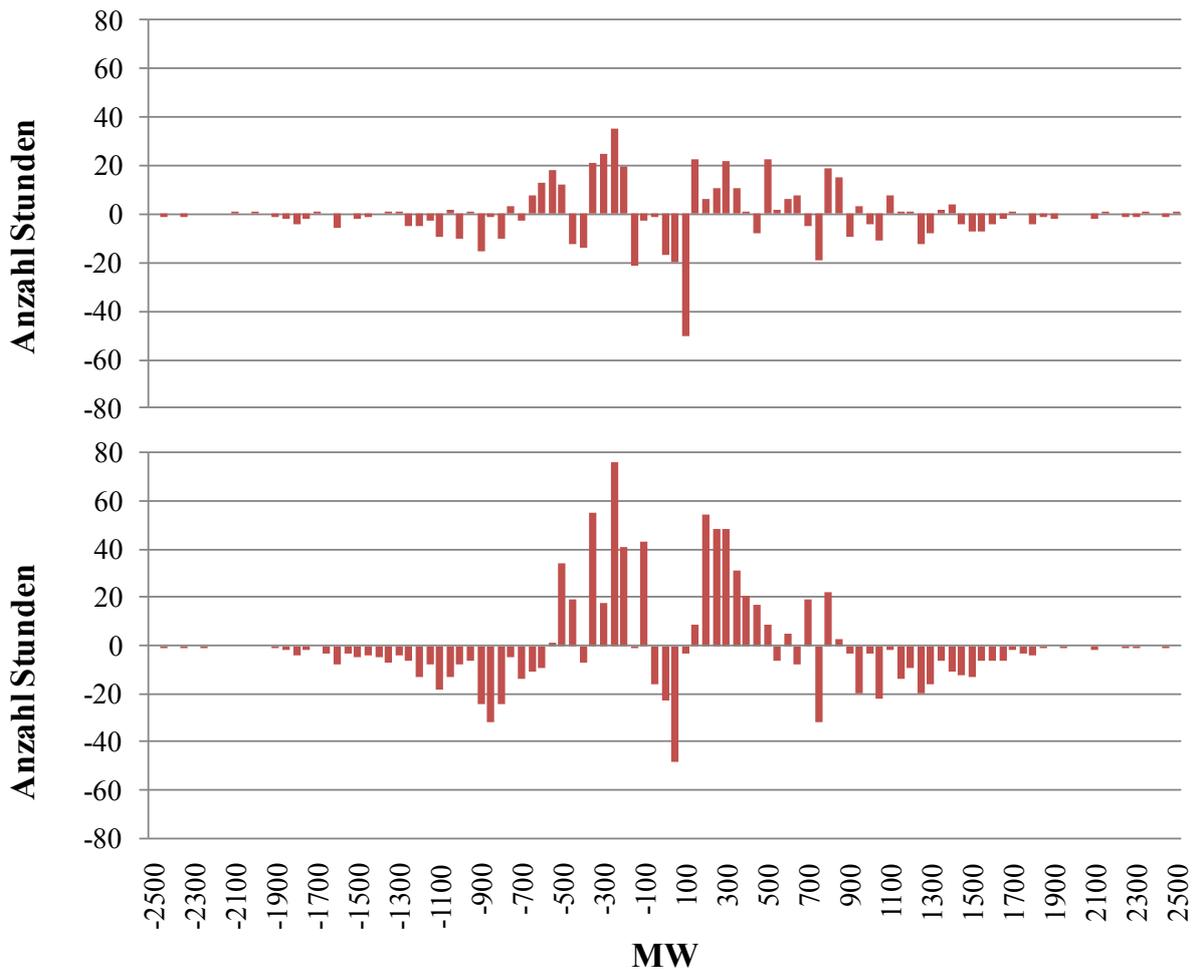


Bild 2—14 *Veränderung der Häufigkeit stündlicher Leistungsgradienten im deutschen WEA-Park mit und ohne kontinuierliche Abregelung der WEA (obere Grafik: Begrenzung der Leistungsgradienten auf 10% der WEA-Nennleistung je m/s (Fall 1); untere Grafik: Begrenzung der Leistungsgradienten auf 5% der WEA-Nennleistung je m/s (Fall 2))*

## 2.6 Regionale Verteilung

Im Unterschied zu den bisher diskutierten Anpassungsoptionen einzelner WEA-Parameter steht in diesem Abschnitt der Standort der Windenergieanlage im Fokus. So kann sich der Nutzen des gesamten WEA-Kollektivs bei einer möglichst breiten räumlichen Verteilung der WEA ggf. erhöhen. Aufgrund lokaler (Bewaldung, Bebauung) wie regionaler Einflüsse (Wetterfronten, allg. Oberflächenbeschaffenheit) auf das nutzbare Winddargebot für WEA kommt es bei weiträumig verteilten WEA zu Durchmischungseffekten. Bedingt durch die nicht gleichzeitige Einspeisung und die standortabhängig auch unterschiedlichen

Einspeisecharakteristiken der verteilten WEA verringern sich zum einen die auftretenden Leistungsgradienten eines solchen WEA-Kollektivs, zum anderen vermindert sich auch die Differenz zwischen der maximal und minimal im Jahresverlauf auftretenden Einspeiseleistung. Gegenüber einer Einzelbetrachtung von WEA ist somit ebenfalls eine verbesserte Prognostizierbarkeit zu erwarten. Allerdings geht der zusätzliche Nutzen einer breiteren räumlichen Verteilung einher mit einer Verringerung des Energieertrags, da auch Anlagen an Standorten mit vergleichsweise schlechten Windbedingungen gebaut werden<sup>11</sup>.

## 2.7 Abschließende Bewertung

In den vorangegangenen Abschnitten wurden mögliche Optionen untersucht, die zu einer verbesserten Markt- und Netzintegration von Windenergieanlagen führen können. In Tabelle 2-7 sind die mit einer Anpassung der Anlagenauslegung bzw. –betriebsweise verbundenen Effekte zusammenfassend dargestellt. Dabei zeigt sich, dass Anpassungen der bisherigen Auslegung von Windenergieanlagen teilweise zu einer verbesserten Markt- und Netzintegration dieser Anlagen führen können. Mit einer Erhöhung der Nabenhöhe lassen sich in relativ geringem Umfang konventionelle Kraftwerkskapazitäten einsparen und die für den Prognosefehler der Einspeisung relevanten Leistungsgradienten verringern. Gleichzeitig steigen mit einer höheren Nabenhöhe die Volllaststunden der Anlagen aufgrund der besseren Windbedingungen. Neben diesen positiven Effekten, ist eine höhere Nabenhöhe aufgrund des steigenden Energieertrags zusätzlich mit sinkenden spezifischen Kosten verbunden. Insgesamt ist diese Anpassung somit positiv zu bewerten. Anreize zum Bau höherer Nabenhöhen existieren bereits aus der heutigen, auf Energieertragsmaximierung ausgelegten, Förderungsstruktur des EEG heraus. Allerdings verhindern derzeit häufig genehmigungsrechtliche Auflagen eine Steigerung der Nabenhöhe.

---

<sup>11</sup> Bei ausreichenden Kuppelleitungskapazitäten zwischen den Mitgliedsländern der Europäischen Union können die positiven Durchmischungseffekte, die bei einer auf Deutschland begrenzten Analyse mit einer erheblichen Verringerung des Energieertrags bei gleichen Förderkosten bzw. einer deutlichen Erhöhung der Förderkosten bei gleichem Energieertrag einhergehen, durch die weiträumigere regionale Verteilung einhergehen in deutlich stärkeren Ausmaß gehoben werden.

Durch eine Überdimensionierung der Rotorblattlänge bzw. eine Unterdimensionierung des Generators und der weiteren elektrischen Komponenten lassen sich die Volllaststunden der einzelnen WEA erhöhen<sup>12</sup>. Die Auswirkungen auf die residuale Last bzw. auf den Bedarf an konventionellen Kraftwerken sind analog zur Option einer höheren Nabenhöhe relativ gering. Durch eine Unterdimensionierung des Generators lässt sich insbesondere die Häufigkeit großer Leistungsgradienten und damit auch die Höhe des Prognosefehlers der Windenergieeinspeisung verringern. Da elektrische Versorgungsnetze stets auf die maximal zu erwartende Belastung auszulegen sind, können durch Unterdimensionierung der WEA-Generatoren und somit Verringerung der auslegungsrelevanten Maximaleinspeisung im Einzelfall weiterhin Einsparungen im Bereich des Netzausbaus auf Verteilungsebene erzielt werden. Allerdings sind bei Unterdimensionierung der einzelnen WEA-Generatoren zum Erreichen eines bestimmten Energieertrags im Vergleich zur derzeitigen Anlagenauslegung insgesamt deutlich mehr WEA erforderlich. Dies würde zum einen die Kosten zum Erreichen dieser EE-Erzeugung deutlich erhöhen. Zum anderen ist ein höherer Flächenbedarf für die zusätzlichen WEA erforderlich, was zu zusätzlichen gesellschaftlichen Akzeptanzproblemen führen kann. Die deutliche Kostensteigerung durch die zusätzlich erforderlichen WEA führt bei dieser Variante dazu, dass zusätzliche Anreize zur Unterdimensionierung des WEA-Generators nicht generell empfohlen werden können.

---

<sup>12</sup> Bezugsgröße der Volllaststunden ist die Bemessungsleistung der Anlage, d.h. i.A. des Generators/Umrichters.

Variante	Zielgröße			ökono- mische Bewertung	Bemerkung
	Auswirkungen auf...				
	Vollast- stundenzahl	residuale Last	Leistungs- gradienten		
Erhöhung der Nabhöhe	+	o+	o+	+	Maximierung bereits heute wirtschaftlich und auch üblich, aber genehmigungsrechtlich begrenzt
Überdimensionierung der Rotorblattlänge / Unterdimensionierung des Generators	++	o+	+	-	Überdimensionierung der Rotorblätter erfordert de facto auch höhere Nabhöhe (daher theoretisch) Bei Unterdimensionierung Generator sind bei gleichem Energieertrag mehr WEA erforderlich, was Kostensteigernd wirkt Vorteilhaft für Netzauslegung
Abregelung	--	o+	+	--	Deutliche Ertragseinbußen und damit Kostensteigerungen

*Tabelle 2-7: Zusammenfassende Bewertung der Anpassungsoptionen einer verbesserten Netz- und Marktintegration von Windkraftanlagen*

Die Variante einer kontinuierlichen Abregelung der WEA ist insgesamt lediglich mit geringen positiven Effekten auf die Markt- und Netzintegration verbunden. Durch eine kontinuierliche Abregelung der WEA lässt sich die Häufigkeit hoher Leistungsgradienten vermindern. Allerdings bestehen erhebliche Ertragseinbußen, welche die spezifischen Anlagenkosten deutlich erhöhen. Diese Variante kann somit nicht empfohlen werden.

Insgesamt zeigt sich somit, dass eine Anpassung der Auslegung der Windenergieanlagen zwar grundsätzlich zu positiven Effekten auf die Markt- und Netzintegration führen kann. Allerdings sind die damit verbundenen zusätzlichen Kosten teilweise deutlich höher als der Nutzen. Ausnahme bildet die Option einer höheren Nabhöhe, die bereits heute wirtschaftlich ist jedoch aufgrund fehlender Genehmigungen häufig nicht umsetzbar ist.

### 3 Erbringung von Systemdienstleistungen (AP 2)

#### 3.1 Vorbemerkungen

Der sichere Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme erfordert von den Netzbetreibern neben der Bereitstellung und Vorhaltung ausreichender Netzkapazitäten insbesondere auch die Erbringung verschiedener so genannter Systemdienstleistungen, insbesondere umfassend

- Betriebsführung,
- Verlustausgleich,
- Leistungs-Frequenz-Regelung,
- Spannungs-Blindleistung-Regelung zur Einhaltung von Spannungsvorgaben und zur Verlustminimierung sowie
- Bereitstellung ausreichender Kurzschlussleistung bei gleichzeitiger Einhaltung von Obergrenzen und der Netzwiederaufbaufähigkeit.

Die Systemdienstleistungen Betriebsführung und Verlustausgleich werden im Folgenden nicht betrachtet, da kein relevanter Zusammenhang zu Fragen der Optimierung der EEG-Förderung besteht. Zum Thema Leistungs-Frequenz-Regelung wird der insbesondere im Zusammenhang mit Netzanschlussregeln relevante Aspekt „Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz“ nachfolgend diskutiert; alle übrigen Aspekte werden in Kapitel 5.1 im Zusammenhang mit der Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenergiemarkt betrachtet. Folglich konzentrieren sich die nachfolgenden Ausführungen auf die Bereiche Spannungs-Blindleistungs-Regelung, Kurzschlussleistung und Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz. Vor dem Hintergrund der dominierenden Rolle der PVA in der Niederspannungsebene sowie der Biomasse-/Biogasanlagen und WEA in der Mittelspannungsebene an der gesamt installierten EE-Erzeugungsleistung konzentrieren sich die Betrachtungen auf diese Anlagentechnologien.<sup>13</sup>

---

<sup>13</sup> Biomasse-/Biogasanlagen weisen bedingt durch ihre technische Ausführung vergleichbare Eigenschaften zu konventionellen Kraftwerken auf.

## **3.2 Herausforderungen durch fortschreitenden EE-Ausbau**

Mit fortschreitendem EE-Ausbau stellt sich zunehmend das Problem der ausreichenden Verfügbarkeit von Systemdienstleistungen, denn diese Dienstleistungen werden bisher überwiegend bis nahezu ausschließlich durch konventionelle Erzeugungsanlagen unter Nutzung der technischen Eigenschaften von Synchrongeneratoren bereitgestellt. Diese Erzeugungsanlagen werden jedoch zunehmend durch EE-Anlagen verdrängt. Die Einspeisung aus EE-Anlagen erfolgt jedoch im Regelfall nicht über direkt netzgekoppelte Synchrongeneratoren. Gleichzeitig beeinflussen die EE-Anlagen aufgrund ihrer Betriebscharakteristik und des vielfach dezentralen Netzanschlusses in den Verteilungsnetzen stark die Anforderungen an Menge und Erbringungsort benötigter Systemdienstleistungen.

Vor diesem Hintergrund wird vielfach die verstärkte Beteiligung von EE-Anlagen an der Erbringung von Systemdienstleistungen gefordert. Somit stellt sich also die Frage, welche EE-Anlagen effektiv und effizient welche Systemdienstleistungen erbringen können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Umfang der potenziell zu erbringenden Systemdienstleistungen und deren Nutzen vom Standort und der Anschluss-Spannungsebene der EE-Anlagen abhängt. Zudem ist zu unterscheiden zwischen Neuanlagen und Bestandsanlagen; bei Bestandsanlagen stellt sich insbesondere die Frage, ob Anlagen, die bisher nicht in der Lage sind, bestimmte Dienstleistungen zu erbringen, entsprechend nachgerüstet werden können und ob dies kosteneffizient möglich ist.

In der Sparte der Windenergieanlagen wurden in der Vergangenheit ein sogenannter Systemdienstleistungsbonus im EEG verankert sowie technische Mindestanforderungen an die Anlagen im Rahmen der Systemdienstleistungsverordnung untergesetzlich geregelt. Für andere EE-Technologien bestehen insoweit noch keine Vorgaben. Folglich stellt sich – abhängig von Effektivität und Effizienz technischer Lösungen – die Frage, ob es sinnvoll wäre, für diese Technologien entsprechende Anforderungen vorzusehen.

## **3.3 Spannungs-Blindleistungs-Regelung**

### **3.3.1 Aufgabe**

Die Spannungs-Blindleistungs-Regelung hat im Wesentlichen zwei Aufgaben, nämlich

- die Einhaltung von Vorgaben zur quasistationären Spannungshaltung auf Verteil- und Übertragungsebene sowie
- die Minimierung der Netzverluste.

Spannungshaltung und Verlustminimierung sind Systemdienstleistungen, die sowohl auf der Übertragungs- als auch dezentral auf der Verteilnetzebene zu erbringen sind. Insofern ist es grundsätzlich denkbar, dass sich dezentral verteilte EEG-Anlagen an diesen Aufgaben beteiligen.

### 3.3.2 Bestehende Anforderungen

Derzeit bestehen bereits allgemein gültige Anforderungen an Erzeugungsanlagen und zwar unabhängig vom Typ der Erzeugungsanlage, also auch für EEG-Anlagen im Hinblick auf Aspekte der Spannungs-Blindleistungs-Regelung.

#### Hochspannungsebene

Der technische Rahmen für den Anschluss von Erzeugungsanlagen an Hochspannungsnetze ist in verschiedenen technischen Regelwerken definiert. Dies sind der Distribution Code für 110-kV-Netze mit Verweisen auf den Transmission Code und speziell für Windkraftanlagen die Systemdienstleistungsverordnung Wind, ebenfalls mit Verweisen auf den Transmission Code. Mit Blick auf die Spannungs-Blindleistungs-Regelung sind dies im Einzelnen:

- Die Erzeugungsanlage muss in jedem Betriebspunkt mit einem definierten Bereich für den Verschiebungsfaktor betrieben werden können. Dabei ist abhängig von den Anforderungen des Netzbetreibers, an dessen Netz die Anlage angeschlossen wird, einer der drei folgenden Bereiche einzuhalten:
  - $\cos \varphi = 0,975$  induktiv bis 0,90 kapazitiv (Variante 1)
  - $\cos \varphi = 0,95$  induktiv bis 0,925 kapazitiv (Variante 2)
  - $\cos \varphi = 0,925$  induktiv bis 0,95 kapazitiv (Variante 3)
- Die Regelung der Blindleistung erfolgt über Kennlinien, über konstante Vorgabewerte, über zeitvariable Vorgabewerte (Fahrpläne) oder online durch den jeweils verantwortlichen Netzbetreiber.

Ein Vergleich mit Anforderungen in internationalen Grid Codes zeigt, dass diese im Wesentlichen deckungsgleich mit den derzeitigen Anforderungen in Deutschland sind. Grundsätzlich wäre es denkbar, die geforderten Bereiche des Verschiebungsfaktors zu erweitern. Dabei ist allerdings zu beachten, dass der Einfluss der Blindleistungseinspeisung oder entnahme auf die Netzspannung mit zunehmender Höhe der Blindleistungseinspeisung oder entnahme deutlich abnimmt. Insofern erscheint uns eine derartige Ausweitung wenig effizient.

### **Mittelspannungsebene**

Die BDEW Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ definiert den technischen Rahmen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Hierin ist eine Reihe von Anforderungen an Erzeugungsanlagen festgelegt und zwar unabhängig von der Technologie, das heißt, sie gelten grundsätzlich für alle EE-Anlagen. Mit Blick auf die Spannungs-Blindleistungs-Regelung sind dies im Einzelnen:

- Die Erzeugungsanlage muss in jedem Betriebspunkt mit einem Verschiebungsfaktor von  $\cos \varphi = 0,95$  induktiv bis kapazitiv betrieben werden können.
- Die Regelung der Blindleistung erfolgt über Kennlinien, über feste Vorgabewerte oder online durch den Verteilnetzbetreiber, an dessen Netz die jeweilige Erzeugungsanlage angeschlossen wird.

Diese Anforderungen werden unserer Kenntnis nach heute von vielen Verteilnetzbetreibern nicht ausgereizt, häufig wird weiterhin nur ein neutrales Verhalten ( $\cos \phi = 1$ ) am Netzanschlusspunkt oder sogar an den Klemmen der EE-Erzeugungseinheiten gefordert.

Ein Vergleich mit den Anforderungen, die in internationalen Grid Codes definiert werden, zeigt auch hier, dass diese im Wesentlichen deckungsgleich sind. Teilweise werden international höhere Anforderungen im Teillastbetrieb gefordert. Dies ist zwar aus technischer Sicht mit geringem Mehraufwand realisierbar, zumindest bei Erzeugungsanlagen, die über sogenannte Vollumrichter an das Netz gekoppelt werden, was für PV-Anlagen und einen Großteil der in Deutschland installierten Windkraftanlagen zutrifft. Allerdings ist der Nutzen derart erhöhter Anforderungen differenziert zu betrachten:

- Für Mittelspannungsnetze ist ein erweiterter Verschiebungsfaktor im Teillastbetrieb nicht erforderlich oder (je nach betrieblicher Anwendung) sogar schädlich, da hohe Spannungs-

werte (die vielfach begrenzend für die Höhe der anschließbaren Erzeugungsleistung sind) eher im Volllast-, und nicht im Teillastbetrieb der Erzeugungsanlagen auftreten.

- Mit Blick auf Hochspannungsnetze kann ein erweiterter Verschiebungsfaktor bei EE-Anlagen mit Mittelspannungsanschluss direkt am oder elektrisch nah am Umspannwerk ggf. sinnvoll sein.

Grundsätzlich wäre es natürlich auch in der Mittelspannungsebene denkbar, die geforderten Bereiche des Verschiebungsfaktors (für Volllastbetrieb) zu erweitern. Da aber auch hier zu beachten ist, dass der Einfluss der Blindleistungseinspeisung oder -entnahme auf die Netzspannung mit zunehmender Höhe der Blindleistungseinspeisung oder -entnahme deutlich abnimmt, halten wir auch hier eine derartige Ausweitung der Verschiebungsfaktor-Bereiche für wenig effizient.

### **Niederspannungsebene**

Die bisher noch gültige VDEW-Richtlinie „Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ definiert den technischen Rahmen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Mit Blick auf die Spannungs-Blindleistungs-Regelung sind hierin allerdings keine Anforderungen an die Regelbarkeit der Blindleistungseinspeisung oder -entnahme definiert<sup>14</sup>; dies war in Anbetracht des in der Vergangenheit sehr geringen Umfangs der an NS-Netze angeschlossenen Erzeugungsanlagen auch nicht notwendig.

Derzeit wird seitens des FNN (Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE) eine grundlegend überarbeitete Richtlinie erarbeitet. Nach aktuellem Diskussionsstand werden mit Blick auf die Spannungs-Blindleistungs-Regelung folgende Anforderungen definiert:

- Die Erzeugungsanlage muss abhängig von der Leistungsklasse der Anlage in jedem Betriebspunkt mit einem Verschiebungsfaktor von entweder  $\cos \varphi = 0,90$  induktiv bis kapazitiv oder  $\cos \varphi = 0,95$  induktiv bis kapazitiv betrieben werden können.
- Die Regelung der Blindleistung erfolgt über Kennlinien oder über feste Vorgabewerte.

---

<sup>14</sup> Der Verschiebungsfaktor soll analog zu elektrischen Verbrauchern im Netz zwischen 0,9 kapazitiv bis 0,8 induktiv liegen, eine Steuerung/Regelung ist nicht gefordert

Im aktuellen Entwurf ENTSO-E-Pilot-Codes werden derartige Forderungen zur Spannungsregelfähigkeit durchgehend für alle Anlagen ab 400 W (!) gestellt.

Analog zur Mittelspannungsebene wäre es auch hier grundsätzlich denkbar und mit geringem Mehraufwand realisierbar, höhere Anforderungen im Teillastbetrieb vorzusehen, allerdings ist der Nutzen derart erhöhter Anforderungen in Niederspannungsnetzen noch geringer als in Mittelspannungsnetzen.

### 3.3.3 Handlungsbedarf

Die zuvor diskutierten bestehenden oder – mit Blick auf Niederspannungsnetze – in Kürze in Kraft tretenden Anforderungen an Erzeugungsanlagen sind unserer Einschätzung nach technisch notwendig und sinnvoll, um eine möglichst effiziente Integration von EE-Anlagen in Verteilnetze zu erreichen. Entscheidend ist, dass diese technisch bedingten Mindestanforderungen auch zukünftig für alle Technologien von Erzeugungsanlagen, d. h. EE- wie konventionelle Anlagen, gelten. Dann ist es aus unserer Sicht für *Neuanlagen* zukünftig nicht notwendig und sinnvoll, spezielle Förderinstrumente vorzusehen. Insbesondere würden technologie-spezifische Förderinstrumente in ihrer Wirkung einer Erhöhung der Einspeisevergütung entsprechen. Zudem ist zu beachten, dass die Mehrkosten der Wechselrichter zwar ca. 20 %<sup>15</sup> betragen (10 % für die eigentliche Blindleistungsregelfähigkeit und ca. 10 % für die erforderliche „Überdimensionierung“), diese allerdings z. B. bezogen auf eine PV-Anlage nur ca. 10 % der Gesamtkosten ausmachen, so dass die Gesamtkosten einer PV-Anlage, die mit einer Blindleistungsregelfähigkeit im Bereich  $\cos \varphi = 0,90$  induktiv bis kapazitiv ausgerüstet ist, nur ca. 2 % über denen einer Anlage ohne entsprechende Fähigkeiten liegen.

Ob für *Altanlagen* Förderinstrumente zur Stimulierung einer Nachrüstung der Blindleistungsregelfähigkeiten sinnvoll sind, hängt von mehreren Faktoren ab. Insbesondere ist zu berücksichtigen,

---

<sup>15</sup> Zahlenwerte gültig für eine 10 kWp Hausdachanlage - die Kosten für die eigentliche Blindleistungsregelfähigkeit können weitgehend unabhängig von der Anlagengröße angenommen werden, wohingegen die Kosten für die Überdimensionierung des Wechselrichters näherungsweise mit der Anlagengröße skalieren.

- wie groß das Potenzial zur Nachrüstung ist (d. h. wie viele Erzeugungsanlagen bzw. wie viel Erzeugungsleistung prinzipiell zur Nachrüstung geeignet wären),
- welche Kosten mit einer solchen Nachrüstung verbunden sind und
- wie groß der Nutzen im Hinblick auf (vermiedene) Kosten alternativer Lösungsansätze, insbesondere Netzausbaumaßnahmen, ist.

Das Potenzial zur Nachrüstung lässt sich wie folgt abschätzen: Die derzeit in EE-Anlagen installierte Erzeugungsleistung wird von Windkraftanlagen und Fotovoltaikanlagen dominiert. Bestehende Windkraftanlagen sind – nicht zuletzt durch monetäre Anreize des Systemdienstleistungsbonus – zum großen Teil bereits nachgerüstet worden<sup>16</sup>. Fotovoltaikanlagen sind überwiegend in Niederspannungsnetzen angeschlossen. Da hier bisher keine Anforderungen im Hinblick auf Spannungs-Blindleistungs-Regelung bestanden (s. o.), besteht hier grundsätzlich ein hohes Potenzial zur Nachrüstung; derzeit ist von ca. 17 GW installierter Erzeugungsleistung in Fotovoltaikanlagen auszugehen, die, von wenigen Ausnahmen abgesehen, keine steuerbare Blindleistungsbereitstellung aufweisen.

Im Hinblick auf den zukünftigen Netzausbaubedarf halten wir den Nutzen einer Nachrüstung bestehender Fotovoltaikanlagen für durchaus nennenswert. In Gebieten, in denen in den letzten Jahren lokal konzentriert viele Fotovoltaikanlagen errichtet wurden, sind die Netze bereits vielfach an ihrer Aufnahmefähigkeit angelangt, so dass der Zubau weiterer Erzeugungsanlagen in diesen Fällen einen kostenintensiven Netzausbau erfordert. Würden die bestehenden Fotovoltaikanlagen mit Funktionalitäten zur Spannungs-Blindleistungsregelung ausgerüstet, würde die Aufnahmefähigkeit der Netze erhöht und ein ansonsten notwendiger Netzausbau vermieden oder zumindest in seinem Umfang verringert.

Ob eine Nachrüstung bei PV-Altanlagen technisch möglich ist, kann nicht pauschal beantwortet werden. In jedem Fall ist zwar nur der Wechselrichter von einer solchen Nachrüstung betroffen. Erfolgt eine Nachrüstung durch ein in vielen Fällen mögliches vergleichsweise preiswertes Software-Update, so lässt sich zwar eine Blindleistungsregelfähigkeit schnell

---

<sup>16</sup> Nach Angaben des BWE sind von den insgesamt ca. 22 GW installierter Leistung an WEA in Deutschland mit Inbetriebnahme zwischen 2002 und 2009 ca. 15 GW als technisch für eine Nachrüstung geeignet einzustufen; davon wurden ca. 50% bereits umgerüstet.

erreichen, allerdings ist dabei zu beachten, dass dies geringfügige Ertragseinbußen<sup>17</sup> zur Folge hat, da die Bemessungsleistung durch eine solche Maßnahme natürlich unverändert bleibt, so dass die ertragsrelevante Wirkeinspeisung im Falle einer geforderten Blindeinspeisung reduziert wird. Soll die Nachrüstung dagegen ertragsneutral erfolgen, so müsste in jedem Fall der Wechselrichter gegen ein Modell mit entsprechend höherer Bemessungsleistung ausgetauscht werden. Die Kosten eines Wechselrichters betragen ca. 10 % der Investitionskosten der gesamten PV-Anlage und können derzeit mit ca. 300 €/kW abgeschätzt werden.

### **3.4 Kurzschlussleistungsbereitstellung**

#### **3.4.1 Aufgabe**

Die bei einem Kurzschluss auftretenden Kurzschlussströme (sowie die daraus als Hilfsgröße abgeleitete sogenannte Kurzschlussleistung) müssen aus verschiedenen Gründen in ausreichender Höhe und in ausreichend kurzer Zeit nach Fehlereintritt zur Verfügung stehen. Insbesondere gilt, dass

- für eine sichere Fehlererkennung und die – zur Verhinderung großflächiger Abschaltungen und dadurch bedingter großflächiger Versorgungsunterbrechungen unabdingbare – selektive Fehlerabschaltung der Kurzschlussstrom deutlich größer sein muss als die im Normalbetrieb auftretenden Ströme.

Darüber hinaus ist eine Mindestkurzschlussleistung notwendig, um eine ausreichende Resistenz des Netzes und der angeschlossenen Betriebsmittel und Verbraucher gegenüber Störeinflüssen sicherzustellen, insbesondere um

- einen stabilen Betrieb der Synchrongeneratoren auch im Falle von Systemstörungen zu gewährleisten,
- eine möglichst enge räumliche Begrenzung von unvermeidbaren Spannungseinbrüchen („Spannungstrichter“), speziell bei Fehlern in Höchst- und Hochspannungsnetzen, sicher-

---

<sup>17</sup> Die Ertragseinbußen lassen sich näherungsweise zu < 1 % bei Forderung nach einem Blindleistungsstellbereich entsprechend einem Leistungsfaktor von 0,8 abschätzen.

zustellen und die ansonsten drohende Netztrennung betroffener Erzeugungseinheiten zu verhindern sowie

- eine hohe Spannungsqualität für die angeschlossenen Verbraucher, z. B. hinsichtlich der Vermeidung kurzzeitiger Spannungsschwankungen, zu gewährleisten

Während die Aspekte des stabilen Generatorbetriebs und der Begrenzung von Spannungstrichtern vor allem in Hoch- und Höchstspannungsnetzen von Bedeutung sind, sind die beiden übrigen Aspekte auch in Verteilnetzen relevant.

### 3.4.2 Bestehende Anforderungen

#### Spannungsebenen übergreifende Anforderungen

Gemäß Systemdienstleistungsverordnung Wind wird eine Anschlagzeit (erstmaliges Erreichen eines Toleranzbandes um den geforderten Blindstrom) von 30ms gefordert.

Im Folgenden wird diese Anforderung im Hinblick auf die Erfüllung der im vorangegangenen Abschnitt genannten Aufgaben diskutiert:

- Für eine *sichere Fehlererkennung* reichen diese Anforderungen unserer Einschätzung nach aus, zumal in Hoch- und Höchstspannungsnetzen häufig Distanz- oder Differenzialschutzanlagen eingesetzt werden, die weitgehend unabhängig von der Höhe des Kurzschlussstroms sicher ansprechen.
- Gemessen an der im Transmission Code definierten Anforderung von 150ms bis zur Fehlerklärung zur Gewährleistung der *Stabilität von Synchrongeneratoren*, ist die geforderte Zeit von 30ms relativ kurz.
- Die Ausweitung eines *Spannungstrichters* ist abhängig von der Höhe des Kurzschlussstroms unmittelbar nach Fehlereintritt, das heißt, bei Verdrängung konventioneller Erzeugungsleistung wird der Spannungstrichter zunächst größer, was wiederum zur Folge hat, dass eine größere Zahl von Anlagen (auch Windkraftanlagen) den Spannungseinbruch „sehen“ und folglich nach 30ms der volle Strom zur Begrenzung des Spannungstrichters ansteht.
- Für eine möglichst *hohe Spannungsqualität* ist es grundsätzlich vorteilhaft, eine möglichst hohe Kurzschlussleistung nach möglichst kurzer Zeit verfügbar zu haben. Zu beachten ist,

dass Erzeugungsanlagen, die über Vollumrichter netzgekoppelt sind, unabhängig von der tatsächlichen Erzeugungsleistung sich immer in der Höhe ihres Bemessungsstroms an der Kurzschlussleistungsbereitstellung beteiligen können, das heißt, es steht theoretisch immer die gesamte am Netz befindliche installierte EE-Leistung mit dieser Technologie (Vollumrichter) für den Kurzschlussstrom zur Verfügung. De facto „sehen“ natürlich nicht alle Anlagen den jeweiligen Spannungseinbruch, dessen Ausmaß durch hohe Kurzschlussleistung begrenzt wird.

Bei der Diskussion um die Höhe der von EE-Anlagen bereitzustellenden Kurzschlussleistung ist zu beachten, dass die Höhe des Kurzschlussstroms, den Erzeugungsanlagen, die über Vollumrichter netzgekoppelt sind (was für den größten Teil der EE-Anlagen zutrifft), bereitstellen können, begrenzt ist auf den Bemessungsstrom der Umrichter. Dieser wiederum ist Hauptkostentreiber. Folglich würden höhere Anforderungen an die Kurzschlussstromhöhe zu einer deutlichen Erhöhung der Umrichter-Kosten führen, was unserer Einschätzung nach kein effizienter Weg wäre.

## **Mittelspannung**

Gemäß BDEW Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ müssen Fotovoltaik- und Windkraftanlagen sowie Brennstoffzellen-Anlagen ab 01.04.2011 (andere Technologien ab 01.01.2013) mit einer sogenannten UVRT-Fähigkeit (UVRT = Under Voltage Ride Through) ausgerüstet sein, und zudem zu einer dynamischen Netzstützung beitragen, in dem ein Kurzschlussstrom als Blindstrom proportional zur Tiefe des Spannungseinbruchs bereitgestellt wird. Diese Anforderungen sind bei Windkraftanlagen, die der wesentliche EE-Anlagentyp mit Anschluss an MS-Netze sind, aufgrund entsprechender Anforderungen in der Systemdienstleistungsverordnung Wind für Neuanlagen bereits in Kraft; Altanlagen sind aufgrund des Bonus bereits vielfach entsprechend nachgerüstet worden<sup>18</sup>.

---

<sup>18</sup> Bei Bestandsanlagen bestehen nur Anforderungen hinsichtlich der UVRT-Fähigkeit, nicht hinsichtlich der dynamischen Netzstützung

## Niederspannung

In der Niederspannungsebene bestehen auch im aktuell vorliegenden Entwurf der VDE-FNN Richtlinie keine Anforderungen an UVRT-Fähigkeit und Beiträge zur dynamischen Netzstützung. Angesichts von derzeit ca. 17 GW installierter Erzeugungsleistung mit Anschluss an Niederspannungsnetze stellt sich allerdings die Frage, ob zukünftig auch hier entsprechende Anforderungen, zumindest zur UVRT-Fähigkeit, sinnvoll sind, um zu verhindern, dass bei ungünstigen Spannungseinbrüchen eine zu hohe Erzeugungsleistung schlagartig abgeschaltet wird und damit die gesamte Systemstabilität gefährdet wird. Auch im aktuellen Entwurf des ENTSO-E-Pilot Codes findet sich eine UVRT-Forderung erst für Erzeugungsanlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW, also kaum bindend für Anlagen im Niederspannungsnetz (deren Leistungen meist deutlich unterhalb von 100 kW liegen).

### 3.4.3 Handlungsbedarf

Aus technischer Sicht und im Hinblick auf eine Konsistenz mit den Anforderungen an Erzeugungsanlagen mit Netzanschluss in der Mittelspannungsebene erscheint es sinnvoll, Anforderungen insbesondere hinsichtlich einer UVRT-Fähigkeit bei Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Niederspannungsnetze, zu stellen, um zu verhindern, dass bei ungünstigen Spannungseinbrüchen eine zu hohe Erzeugungsleistung schlagartig abgeschaltet wird und damit die gesamte Systemstabilität gefährdet wird. Da derartige Anforderungen für größere Anlagen (mit Anschluss an Mittelspannungsnetze) bereits existieren, und die Funktionalitäten grundsätzlich auf kleinere Anlagen übertragbar sind, ist davon auszugehen, dass entsprechende technische Lösungen auch für kleinere Anlagen (mit Anschluss an Niederspannungsnetze) ohne größeren Entwicklungsaufwand verfügbar sind. Die Mehrkosten ergeben sich (da die Dimensionierung der Wechselrichter unabhängig von der UVRT-Fähigkeit erfolgt) ausschließlich durch die erforderliche Softwareanpassung, die im Bereich von bis zu 10 % der Wechselrichterkosten liegen dürfte. Somit führt die Bereitstellung einer UVRT-Fähigkeit bezogen auf die gesamten Kosten einer PV-Anlage zu Mehrkosten von ca. 1 %<sup>19</sup>.

---

<sup>19</sup> Bei Bestandsanlagen sind individuell unterschiedliche Anfahrtkosten zur Nachrüstung zu berücksichtigen.

## 3.5 Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz:

### 3.5.1 Aufgabe

Die Fähigkeit zur definierten Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz dient dazu, die Systemstabilität bei (plötzlich) auftretendem Erzeugungsüberschuss und/oder Lastmangel zu gewährleisten.

### 3.5.2 Bestehende Anforderungen

Für alle Erzeugungsanlagen, die in Netzebenen oberhalb der Niederspannungsebene angeschlossen werden, wird die Fähigkeit zur Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz identisch zu den im Transmission Code definierten Anforderungen, gefordert. (Im ENTSO-E-Pilot-Code wird diese Forderung sogar durchgehend für alle Anlagen ab 400 W (!) gestellt.) Diese Forderungen beinhalten ein „rampenförmiges“ Verhalten der Anlagen, das heißt innerhalb eines definierten Frequenzbereiches muss die Erzeugungsleistung kontinuierlich (und nicht etwa schlagartig, was kontraproduktiv wäre) reduziert werden.

Eine entsprechende Anforderung für Erzeugungsanlagen mit Anschluss an Niederspannungsnetze wird derzeit seitens FNN für eine zukünftige Novelle der entsprechenden Anschlussverordnung diskutiert. Dies betrifft allerdings nur Neuanlagen. Für Altanlagen bestand die Anforderung, dass diese mit einer Überfrequenz-Schutzeinrichtung versehen sein mussten, die dafür sorgt, dass die Anlagen bei einer Frequenz von mehr als 50,2 Hz abgeschaltet werden. Angesichts von derzeit ca. 15 GW installierter Erzeugungsleistung mit Anschluss an Niederspannungsnetze und der hiermit verbundenen Gefahr, dass bei etwaiger Überfrequenz (über 50,2 Hz) eine sehr große Zahl von Erzeugungsanlagen und damit eine hohe Erzeugungsleistung schlagartig abgeschaltet werden<sup>20</sup>, stellt sich allerdings die Frage, ob es zur Gewährleistung eines stabilen Systembetrieb erforderlich ist, auch Altanlagen mit einem rampenförmigen Verhalten nachzurüsten. Ähnlich wie bei der UVRT-Fähigkeit, ergeben sich Mehrkosten für

---

<sup>20</sup> Im schlechtesten Fall wäre die Konsequenz ein dann erhebliches Erzeugungsdefizit von mehreren GW, das durch Primärregelung und Selbstregelleffekte von Erzeugern und Verbrauchern nicht mehr ausgeglichen werden und zu einem frequenzabhängigen Lastabwurf führen könnte.

die Bereitstellung eines rampenförmigen Verhaltens durch die erforderliche Softwareanpassung. Bei Anlagen, die in den letzten zwei Jahren errichtet wurden, lässt sich eine solche Anpassung meist durch ein einfaches Software-Update bewerkstelligen<sup>21</sup>. Bei älteren Anlagen ist hingegen vielfach der Austausch einzelner elektronischer Bauteile der Wechselrichter erforderlich. Die hiermit verbundenen Kosten liegen im Bereich von bis zu ca. 250 €/kW installierter Erzeugungsleistung. (Die genannten Kosten entsprechen etwa den Kosten eines Wechselrichters).

### 3.5.3 Handlungsbedarf

Gesonderte technische Anforderungen sind aus unserer Sicht für *Neuanlagen* nicht notwendig, da die Fähigkeit zur rampenförmigen Wirkleistungsregelung ohnehin bereits durch bestehende Regelwerke gefordert wird. Für *Altanlagen* mit Anschluss an Niederspannungsnetze halten wir vor dem Hintergrund der mit Frequenzfragen verbundenen Systemsicherheitsrelevanz Maßnahmen zur Nachrüstung für sinnvoll.

---

<sup>21</sup> Bei Bestandsanlagen sind individuell unterschiedliche Anfahrtkosten zur Nachrüstung zu berücksichtigen.

## **4 Eigenverbrauchsregelung für Strom aus Fotovoltaikanlagen (AP 3) & Förderung von Fotovoltaikanlagen bei „Netzparität“ (AP 4)**

### **4.1 Vorbemerkungen**

Die Stromerzeugung aus Fotovoltaikanlagen verursacht innerhalb des EEG die höchsten spezifischen Förderkosten. Die Stromeinspeisung aus PV-Anlagen lag im Jahr 2009 bei rund 6,6 TWh, was einem Anteil von 8,8 % der gesamten EEG-Strommenge entspricht, während die Vergütungszahlung im Jahr 2009 mit 3,2 Mrd. € einen Anteil von fast 30 % an den Gesamtvergütungen ausmachte. Trotz der Anpassungen der Vergütungssätze und der Fördervoraussetzung im Jahr 2010 und der geplanten weiteren Anpassung im laufenden Jahr 2011 werden sowohl die Einspeisemenge, insbesondere aber die Vergütungszahlungen im Jahr 2011 deutlich ansteigen. Eine Fortschreibung der Ausweitung der Stromerzeugung aus PV-Anlagen in den letzten Jahren wird – unter Berücksichtigung der zu leistenden Vergütungszahlungen für Bestandsanlagen über einen Förderzeitraum von 20 Jahren – zu einer erheblichen Erhöhung der EEG-Umlage und einer langfristigen Belastung der Stromverbraucher führen. Vor diesem Hintergrund ist es erforderlich, die Möglichkeiten einer Reduzierung der im Verhältnis zu anderen EE-Sparten hohen Förderkosten im Rahmen der für das Jahr 2012 vorgesehenen Novellierung des EEG erneut zu prüfen. In diesem Zusammenhang ist auch die Eigenverbrauchsregelung, die im Jahre 2009 eingeführt wurde und zunächst bis zum 1. Januar 2012 befristet ist, ein wichtiger Aspekt. Durch die Förderung des Eigenverbrauchs erwartete die Bundesregierung bei der letzten EEG-Novelle eine Absenkung der Förderkosten in Deutschland ohne gleichzeitige Reduktion der Ausbaugeschwindigkeit.<sup>22</sup> Da der Betreiber einer Fotovoltaikanlage in Höhe seines eigenverbrauchten Stroms Strombezugskosten aus dem öffentlichen Stromnetz einspart, kann anteilig für diesen Teil der Stromerzeugung aus der Anlage auch die Förderung vermindert werden.

In direktem Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch des Fotovoltaikstroms steht die sogenannte „Netzparität“. Fälschlicherweise wird mit der Netzparität häufig das Erreichen der

---

<sup>22</sup> Vgl. Schomerus, in: Frenz / Müggenborg (2010), S. 714 ff.

(betriebswirtschaftlichen) Konkurrenzfähigkeit der Stromerzeugung in PV-Anlagen assoziiert. Allerdings bezieht sich die Netzparität ausschließlich auf den eigenverbrauchten Strom. D. h. die Netzparität ist per Definition erreicht, wenn der Vergütungssatz (auf Basis der Stromgestehungskosten in PV-Anlagen) geringer als die möglichen vermiedenen Kosten einer Substitution von Strombezug der Endverbraucher durch Eigenverbrauch aus PV-Anlagen ist. Eine umfassende Analyse und Bewertung der so genannten Eigenverbrauchsregelung sowie die Ausgestaltung der Förderung für PV-Anlagen bei Erreichen der so genannten „Netzparität“ erfordert die Betrachtung verschiedener Aspekte. Im Einzelnen sind die Auswirkungen der genannten Regelungen im Hinblick auf

- Belastung der Stromnetze und erforderlicher Netzausbau,
- Entwicklung der Netzentgelte,
- Entwicklung der Förderkosten, EEG-Umlage und Strompreise für Endverbraucher

zu analysieren. Darüber hinaus ist eine klare Abgrenzung zwischen

- Netzparität,
- betriebswirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit und
- volkswirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit

vorzunehmen.

Im Rahmen einer nachträglich beauftragten Option wird in Absatz 4.6 zusätzlich überprüft, wie stark der Eigenverbrauch zusätzlich gefördert werden müsste, damit ein dezentraler Stromspeicher rentabel betrieben werden kann. Außerdem werden die Auswirkungen einer solchen Förderung auf die Erlöse des EE-Betreibers sowie die Förderkosten und die EEG-Umlage untersucht.

## **4.2 Aktuelle Regelungen**

Mit der EEG-Novelle 2009 wurde eine befristete Förderung des Eigenverbrauchs von Stromerzeugung von (netzgekoppelten) Fotovoltaik-Anlagen an oder auf Gebäuden eingeführt. Anlagen, die zwischen dem 1. Januar 2009 und dem 31. Dezember 2011 in Betrieb genommen werden, erhalten eine Vergütung zu einem reduzierten Fördersatz, wenn sie den erzeugten

Strom nicht ins Netz einspeisen, sondern in „unmittelbarer räumlicher Nähe der Anlage selbst verbrauchen“.

Für Anlagen, die im Jahr 2009 in Betrieb genommen wurden und die eine installierte Leistung von kleiner 30 kW<sub>p</sub> haben, wird für den selbst verbrauchten Strom eine Vergütung in Höhe von 25,01 Cent je kWh gewährt. Durch die automatische Degression reduzierte sich dieser Wert für Anlagen, die vom 1. Januar bis 30. Juni 2010 in Betrieb genommen wurden, auf 22,76 Cent je kWh. Während mit der Änderung des EEG Mitte des Jahres 2010 eine außerplanmäßige Senkung der Vergütungssätze von PV-Anlagen einherging, wurden die finanziellen Anreize für den Eigenverbrauch erweitert und verstärkt: Für Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum ab dem 1. Juli 2010 wurde die Möglichkeit der Nutzung der Eigenverbrauchsregelung auf PV-Anlagen von bis zu 500 kW<sub>p</sub> ausgeweitet. Analog zur Einspeisevergütung sinkt dabei der Fördersatz mit steigender Anlagenleistung in den Kategorien Anlagen kleiner 30 kW, Anlagen kleiner 100 kW und Anlagen bis 500 kW, da jeweils ein konstanter Betrag in Höhe von 16,83 Cent je kWh von der ursprünglichen Einspeisevergütung zur Ermittlung des Vergütungssatzes im Falle des Eigenverbrauchs abgezogen wird. Zugleich wurde ein zusätzlicher Anreiz bei hohen Eigenverbrauchsanteilen größer 30 % der erzeugten Strommenge der PV-Anlage gesetzt. Für diesen Strom wird ein geringerer Betrag in Höhe von 12 Cent je kWh von der ursprünglichen Einspeisevergütung zur Ermittlung des Vergütungssatzes im Falle des Eigenverbrauchs abgezogen.

Bild 4—1 stellt die Vergütungssätze in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme bei Einspeisung ins Netz und bei Eigenverbrauch dar. Zusätzlich ist die Differenzierung des Fördersatzes für einen Eigenverbrauchsanteil über und unter 30 % berücksichtigt.

Es wird einerseits deutlich, dass die Degression der Vergütungssätze im Zeitverlauf für den Eigenverbrauch im Vergleich zum eingespeisten Fotovoltaikstrom geringer ausgefallen ist. Andererseits werden zusätzliche Anreize für Investitionen in Fotovoltaikanlagen gesetzt, bei denen ein hoher Eigenverbrauchsanteil möglich ist. In der Abbildung wurden konstant über den gesamten Zeitraum vermiedene Strombezugskosten von 21 Cent je kWh unterstellt. Berücksichtigt man die zu erwartenden Strompreissteigerungen für Endverbraucher, u. a. durch die steigende EEG-Umlage im Jahr 2011, ist eine weitere Erhöhung der wirtschaftlichen Anreize zu erwarten. Rückwirkend gilt dies auch für Bestandsanlagen, die ab dem Jahr 2009 in Betrieb genommen wurden, da die Höhe der möglichen vermiedenen Kosten steigt.

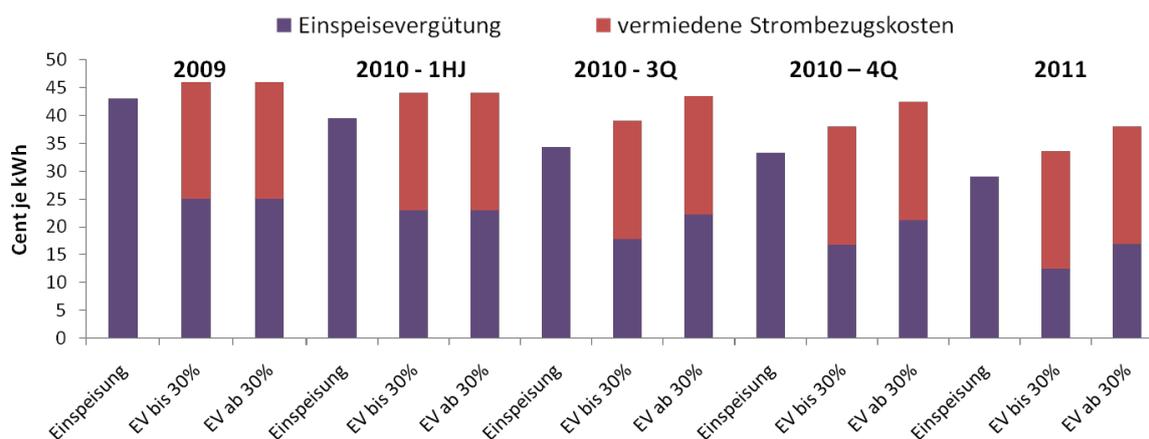


Bild 4—1: Vergütungssätze und vermiedene Strombezugskosten mit und ohne Eigenverbrauch für eine 30 kWp-Anlage - 2009 bis 2011

Die Eigenverbrauchsregelung im Jahr 2009 wurde nur in geringem Umfang, konkret für 6.750 PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von rund 70 MW in Anspruch genommen.<sup>23</sup> Bezogen auf die im Jahre 2009 neu installierte Leistung in Höhe von fast 1.800 MW von Anlagen mit Anspruch, d. h. Anlagen mit einer Leistung unter 30 kWp, entspricht dies gerade einmal 4 %.

Die Anlagen, die die Eigenverbrauchsregelung genutzt haben, produzierten im Jahr 2009 insgesamt 17,8 GWh. Dabei wurde die Eigenverbrauchsregelung wiederum für eine Energiemenge von etwa 4,8 GWh genutzt. Die durchschnittliche Eigenverbrauchsquote für Anlagen, die diese Regelung genutzt haben, lag folglich bei etwa 27 %.

Der Eigenverbrauchsanteil von Anlagenbetreiber zu Anlagenbetreiber variierte dabei erheblich. Die höchsten Inanspruchnahmen sind bei Anlagenbetreibern mit Eigenverbrauchsanteilen von 20 bis 30 % und 50 bis 60 % vorhanden (Bild 4—2). Bei der Eigenverbrauchsregelung werden aber sowohl z. T. niedrigere Anteile als auch höhere Anteile genutzt. Rund 7 % der Energiemenge, die nach der Eigenverbrauchsregelung vergütet wird, lässt sich Anlagenbetreibern mit einem Eigenverbrauchsanteil von 100 % zuordnen. D. h. diese Anlagenbetreiber haben den erzeugten Strom vollständig selbst verbraucht.

<sup>23</sup> Im Rahmen der Studie wurden von der Bundesnetzagentur Informationen zur Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung im Jahr 2009 zur Verfügung gestellt, die als Grundlage für die folgende Darstellung dienen.

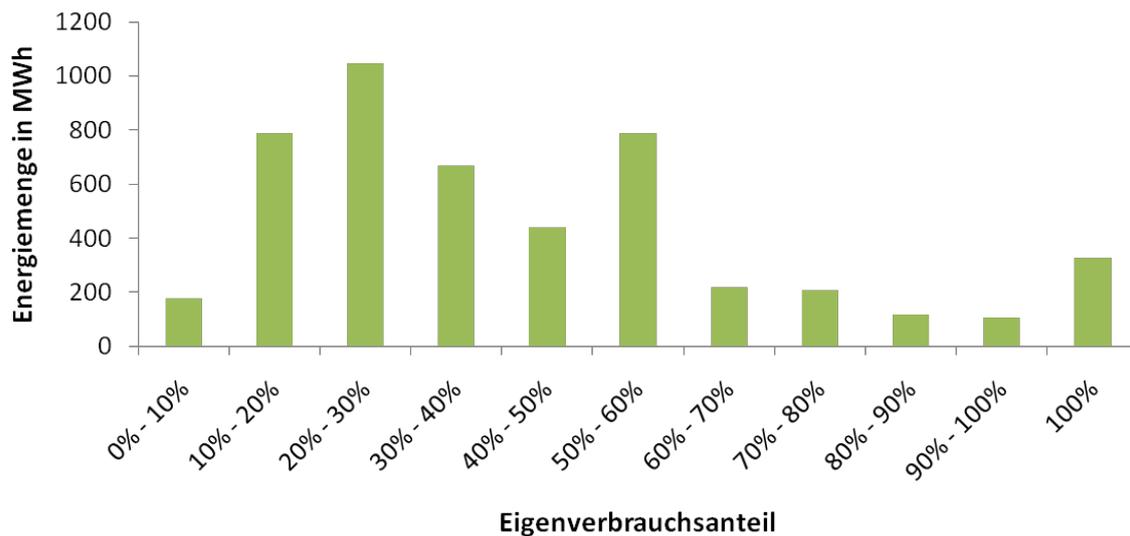


Bild 4—2: Aufteilung der Nutzung der Eigenverbrauchsregelung nach Eigenverbrauchsanteilen - Jahr 2009

### 4.3 Referenzszenario für den PV-Ausbau

Im vorangegangenen Abschnitt wurde gezeigt, dass in 2009 die Eigenverbrauchsregelung lediglich von einem geringen Teil der zugebauten Fotovoltaikanlagen in Anspruch genommen wurde. Für das Jahr 2010 liegen zwar noch keine offiziellen Angaben vor. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich die Inanspruchnahme der Eigenverbrauchsregelung erhöht hat. Diese Einschätzung resultiert zum einen aus der im vorangegangenen Abschnitt erläuterten steigenden Attraktivität der Eigenverbrauchsförderung im Rahmen der Änderung des EEG Mitte des Jahres 2010. Zum anderen ist zu erwarten, dass Anlagenbetreiber und Investoren vermehrt über die Möglichkeit des Eigenverbrauchs des erzeugten Stroms, der damit verbundenen Förderung sowie der Auswirkungen informiert sind. Außerdem steigt die Attraktivität der Eigenverbrauchsnutzung aufgrund der damit verbundenen höheren Einsparung an alternativen Strombezugskosten aus dem öffentlichen Stromnetz.<sup>24</sup>

Für die weiteren Jahre bis 2015 ist ebenfalls zu erwarten, dass der in PV-Anlagen erzeugte Strom zu bedeutenden Teilen selbst verbraucht wird. Bis Ende 2011 ist die ökonomisch at-

<sup>24</sup> Insbesondere aufgrund der steigenden EEG-Umlage sind die Strombezugskosten für die Endverbraucher in 2010 nochmals angestiegen.

traktive Eigenverbrauchsvergütung noch vorgesehen. Eine Anschlussregelung ist auf Basis der aktuellen Gesetzeslage nicht explizit vorgesehen. Selbst wenn diese Regelung ab dem Jahr 2012 nicht mehr fortbestehen wird, ist mit einer weiteren Zunahme des Eigenverbrauchs zu rechnen. Bei Fortführung der derzeit im EEG vorgesehenen Degression sinkt die Vergütung ab dem Jahr 2013 von ins öffentliche Stromnetz eingespeistem PV-Strom für Dachanlagen auf unter 20 Cent je kWh und liegt damit unterhalb der durchschnittlichen Strombezugskosten für Haushalte. Somit ist ein möglichst hoher Eigenverbrauch auch ohne zusätzliche Förderung desselben für den PV-Anlagenbetreiber ökonomisch attraktiv. Aufgrund der Degression der Vergütungssätze steigt die Attraktivität des Eigenverbrauchs in den Folgejahren noch weiter. Diese Tendenz würde sich bei steigenden Strompreisen für Endverbraucher weiter verstärken.

In Tabelle 4-1 ist die Entwicklung der PV-Kapazitäten sowie der damit verbundenen PV-Stromerzeugung für einzelne Vergütungskategorien für die Jahre 2010 bis 2015 dargestellt. Diese Entwicklung basiert auf dem Trendszenario der „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für die Kalenderjahre 2011 bis 2015“<sup>25</sup> des IE Leipzig. Für die nächsten Jahre wird ein weiterer Anstieg der installierten PV-Leistung erwartet, so dass in 2015 eine Leistung von knapp 39 GW installiert ist. Für die Stromerzeugung aus PV wird erwartet, dass diese im gleichen Zeitraum auf fast 36 TWh ansteigt. Der Anteil der generell im Rahmen der Eigenverbrauchsregelung vergütungsberechtigten Anlagen wird mit etwa 85 % bezogen auf die installierte Leistung angenommen. Dies beinhaltet alle Gebäudeanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 500 kW<sub>p</sub>, wenn alle Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2009 als anspruchsberechtigt einbezogen werden

---

<sup>25</sup> Vgl. IE Leipzig (2010).

	Einheit	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Zubau</b>	<b>MW</b>	<b>8.500</b>	<b>4.000</b>	<b>2.500</b>	<b>3.000</b>	<b>3.500</b>
<b>installierte Leistung</b>	<b>MW</b>	<b>25.426</b>	<b>29.426</b>	<b>31.926</b>	<b>34.926</b>	<b>38.426</b>
davon:						
Gebäudeanlagen < 30 kW <sub>p</sub>	MW	11.864	13.635	14.749	16.087	17.647
Gebäudeanlagen < 100 kW <sub>p</sub>	MW	6.159	7.302	8.021	8.883	9.890
Gebäudeanlagen < 500 kW <sub>p</sub>	MW	3.747	4.528	5.020	5.610	6.298
Gebäudeanlagen > 500 kW <sub>p</sub>	MW	1.034	1.177	1.263	1.381	1.536
Freiflächenanlagen	MW	2.623	2.785	2.874	2.966	3.056
<b>Stromerzeugung</b>	<b>GWh</b>	<b>20.734</b>	<b>26.786</b>	<b>29.964</b>	<b>32.684</b>	<b>35.929</b>
davon:						
Gebäudeanlagen < 30 kW <sub>p</sub>	GWh	9.735	12.386	13.795	15.007	16.453
Gebäudeanlagen < 100 kW <sub>p</sub>	GWh	4.835	6.555	7.468	8.253	9.190
Gebäudeanlagen < 500 kW <sub>p</sub>	GWh	2.809	3.964	4.577	5.103	5.731
Gebäudeanlagen > 500 kW <sub>p</sub>	GWh	902	1.118	1.234	1.339	1.482
Freiflächenanlagen	GWh	2.453	2.764	2.889	2.981	3.073

Tabelle 4-1: Prognose der installierten Leistung und der Stromerzeugung aus Fotovoltaikanlagen nach Vergütungskategorien - Jahre 2011 bis 2015

Die in Tabelle 4-1 dargestellte Entwicklung des PV-Zubaus bis 2015 dient als Grundlage für die folgende Analyse zu den Auswirkungen des Eigenverbrauchs sowie den Effekten bei Erreichen der Netzparität. Im Rahmen dieser Analyse wird unterstellt, dass Anpassungen der Vergütungsregeln für den Eigenverbrauch den gesamten PV-Zubau nicht beeinflussen. Die zusätzliche Vergütung des eigenverbrauchten PV-Stroms erhöht zwar grundsätzlich die Attraktivität für Investoren, da somit höhere Renditen erwirtschaftet werden können. Allerdings ist eine belastbare Abschätzung dieses Effekts aufgrund der sehr heterogenen Investorenstruktur und damit auch Informationsstruktur sowie dem sehr dynamischen Marktumfeld kaum möglich. Daher wird im Rahmen der folgenden Analyse die in Tabelle 4-1 aufgezeigte Entwicklung der PV-Stromerzeugung als Basis für die jeweiligen Untersuchungen beibehalten.

#### 4.4 Methodik und Annahmen zur Analyse der Auswirkungen auf Netzkosten

Nachfolgend werden Methodik und Annahmen zur Analyse der Auswirkungen auf die Netzkosten dargestellt. Die Ergebnisse dieser Analysen finden sich in Abschnitt 4.5.

## Betrachtete Effekte

Die potenziellen Auswirkungen unterschiedlicher Regelungen (Eigenverbrauch / Netzparität) auf die Belastung der Stromnetze, auf den notwendigen Netzausbau und die damit verbundenen Netzkosten und Netzentgelte werden analysiert, in dem auf Basis des zuvor beschriebenen Szenarios abweichende PV-Entwicklungen im Sinne von Sensitivitätsanalysen betrachtet werden.

Hier sind verschiedene, teilweise gegenläufige Effekte zu berücksichtigen:

- Änderungen der Ver- und Entsorgungsaufgabe in den Verteilungsnetzen und damit der Netzbelastung ergeben sich nicht direkt aus der Eigenverbrauchsregelung, sondern ausschließlich aus den damit verbundenen Anreizen zur Verbrauchsverlagerung und Zwischenspeicherung des erzeugten PV-Stroms.
- Ohne Zwischenspeicherung kann die Eigenverbrauchsregelung – gerade in Verbindung mit verstärkten Anstrengungen z. B. zur zeitlichen Flexibilisierung des Verbrauchs von Haushaltsgroßgeräten – eine generelle, d. h. vom tatsächlichen Sonnenangebot unabhängige Verschiebung des Verbrauchs hin zu typischerweise sonnenstarken Mittagsstunden bewirken, was wiederum an Tagen mit geringer PV-Einspeisung zu einer Erhöhung der Lastspitze und damit einer erhöhten Netzbelastung führen könnte.
- Sofern die Netze weiterhin für sämtliche Last- und Einspeisespitzen, die z. B. zu lastschwachen Zeiten oder bei gefüllten Zwischenspeichern in erheblicher Höhe auftreten können, auszulegen sind, kann sich die Benutzungsstundenzahl als Folge der Zwischenspeicherung verringern. Damit wären die Netzkosten bei geringerer über das Netz transportierter Energiemenge prinzipiell identisch zum Fall ohne Eigenverbrauchsregelung.
- In diesem Zusammenhang ist zusätzlich die Problematik einheitlicher Anreize für Verbrauchsverlagerungen durch die Eigenverbrauchsregelung und eine zukünftige verstärkte Anbindung im Rahmen von smart grids sowie variablen Tarifen als kritisch zu sehen. Die jeweiligen Anreize werden in der Regel nicht zu einer identischen Lastverlagerung führen, so dass durch die Eigenverbrauchsregelung eine Anpassung des Verbrauchs durch eine steigende kurzfristige Preiselastizität der Nachfrage ggf. konterkariert wird und bei einer Betrachtung des gesamten Systems zu unerwünschten Ergebnissen führt.

## Modellnetzanalyse

Um die Auswirkungen eines veränderten Zubaus von PV-Anlagen auf die Verteilungsnetze exakt und im Detail zu analysieren, müsste eine Vielfalt von Einflussfaktoren mit hoher Genauigkeit berücksichtigt werden. Dies ist im Rahmen dieser Studie jedoch aus Aufwandsgründen weder vertretbar noch notwendig, denn die technisch-wirtschaftlichen Auswirkungen der dezentralen Erzeugung sollen für ganz Deutschland abgeschätzt und nicht für ein eng begrenztes Gebiet exakt berechnet werden.

Zur Ermittlung der landesweiten Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Verteilungsnetze ist der methodische Ansatz der Modellnetzanalyse gut geeignet. Der Modellnetzanalyse (MNA) liegt die Idee zugrunde, die Versorgungsaufgabe in stark abstrahierter Form mit nur wenigen Eingangsgrößen zu beschreiben, so dass die wesentlichen Wirkungszusammenhänge zwischen diesen Eingangsgrößen (Versorgungsaufgabe einschließlich Verbrauchern und Erzeugungsanlagen, übliche Vorgaben zur Netzauslegung) und den Ausgangsgrößen (Mengengerüst der zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe benötigten Netzanlagen und folglich Netzkosten) leicht untersucht werden können, losgelöst von fallspezifischen Einzeleinflüssen.

## Charakterisierung der dezentralen Erzeugung

Um die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugung auf die Verteilungsnetze zu analysieren, ist es zunächst notwendig, verschiedene denkbare PV-Ausbauvarianten weitergehend zu charakterisieren:

- Regionale Differenzierung: Aus Sicht der Verteilungsnetze ist es erforderlich, die (klein-)räumige Verteilung der Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, um bestimmen zu können, in welchen Netzbereichen Erzeugungsanlagen in welchem Umfang aufgenommen werden müssen. Die kleinräumige Verteilung der Erzeugungsanlagen kann allenfalls für den heutigen Zustand exakt berücksichtigt werden, und dies auch nur mit sehr hohem Datenerfassungsaufwand. Für die Zukunft ist sie nicht (exakt) vorhersehbar.

Je größer die räumliche Konzentration der Erzeugungsanlagen ist, d. h. je höher die Erzeugungsleistung ist, die in einem bestimmten Netzbereich aufgenommen werden muss, desto größer sind die Auswirkungen des Zubaus dezentraler Erzeugung auf die Netzauslegung und somit die Netzkosten.

Auf Basis der Erfahrungen mit dem bisherigen Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen halten wir es für plausibel, davon auszugehen, dass die Standorte der Erzeugungsanlagen zukünftig so gewählt werden, dass sie auf ca. 10 bis 20 % der von den Verteilungsnetzen versorgten Flächen konzentriert sind.

- Einsatzcharakteristik: Der Einsatz von PV-Anlagen richtet sich bisher praktisch ausschließlich nach dem Dargebot des Primärenergieträgers Sonne. Sofern keine dezentralen Speicher eingesetzt werden, hat dies zur Folge, dass PV-Anlagen zu bestimmten Zeitpunkten nahezu zeitgleich mit der gesamten installierten Erzeugungsleistung in die lokalen Verteilungsnetze einspeisen, während zu anderen Zeitpunkten praktisch keine Erzeugungsleistung verfügbar ist. Für die Netzauslegung ist es deshalb relevant, die zeitliche Korrelation der Erzeugungsleistung mit dem Verbrauch zu berücksichtigen.

### **Auswirkungen auf die Netzauslegung**

Im ersten Schritt wird untersucht, welche Auswirkungen unterschiedliche Zubau-Umfänge der PV-Anlagen auf den Strombezug aus überlagerten Netzebenen haben. Dies ist der Ausgangspunkt für die Analyse der Auswirkungen auf den Netzanlagenbedarf und schließlich die Netzkosten.

Dabei ist zu beachten, dass für die Netzauslegung (und somit für die Netzkosten) vor allem die Zeitpunkte mit den maximal auftretenden Leistungsspitzen ausschlaggebend sind. Somit ist zum einen der Fall zu betrachten, bei dem maximaler Verbrauch mit minimaler Einspeisung und zum anderen der Fall, bei dem minimaler Verbrauch mit maximaler Einspeisung zusammentrifft. Demgegenüber sind die durch den Zubau dezentraler Erzeugung hervorgerufenen Veränderungen der Energiebezüge für die Netzauslegung von untergeordneter Bedeutung.

Die auslegungsrelevanten Höchstbelastungen können bei geringen Erzeugungsleistungen durch den Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen reduziert werden, soweit die über ein Netzelement „abzutransportierende“ Erzeugungsleistung jederzeit geringer ist als die hierüber versorgte Last.

Sofern der Maximalwert, der über ein Netzelement abzutransportierenden Erzeugungsleistung abzüglich des dann auftretenden Leistungsflusses zur Versorgung der Lasten die Maximalbe-

lastung in Lastrichtung überschreitet, wird die Erzeugungsleistung zum ausschlaggebenden Faktor bei der Netzauslegung.

In ländlichen Regionen ist vielfach nicht die Strombelastung der Betriebsmittel für die Netzauslegung entscheidend, sondern die Einhaltung der vorgeschriebenen Spannungsgrenzen an den Netzanschlusspunkten. In diesen Fällen können bereits geringe, infolge des Zubaus dezentraler Erzeugungsanlagen auftretende Rückspeisungen dazu führen, dass Netze verstärkt werden müssen.

### **Auswirkungen auf Netzkosten**

Grundlage der Berechnung der Netzkosten sind die mittels Modellnetzanalyse (s. o.) bestimmten Netzmengengerüste (Leitungslängen, Zahl der Umspannstationen). Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass die auf diese Assets bezogenen Netzkosten direkt proportional zur Netzmenge sind, so dass die entsprechenden Netzkosten (und deren Änderungen) direkt aus den Netzmengengerüsten (bzw. deren Änderungen) berechnet werden können.

## **4.5 Auswirkungen auf Förderkosten, EEG-Umlage, Netznutzungsentgelte und Strompreise**

### **4.5.1 Eigenverbrauchsförderung**

#### **4.5.1.1 Qualitative Analyse**

Im Rahmen der Analyse werden die Auswirkungen unterschiedlicher Förderregelungen für den Eigenverbrauch für Strom aus Fotovoltaikanlagen aufgezeigt und erläutert. Der Anreiz für Endverbraucher zum Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms besteht grundsätzlich darin, dass für diese Strommenge der Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz eingespart werden kann. Derzeit liegen die durchschnittlichen Strombezugskosten bei rund 21 Cent je kWh. Der EE-Betreiber verzichtet im Rahmen des derzeitigen EEG für die eigenverbrauchte Strommenge auf die höhere Vergütung, welche bei Einspeisung ins öffentliche Stromnetz gewährt wird. Ohne eine zusätzliche Förderung des eigenverbrauchten Stroms bestünde somit bei den derzeitigen Vergütungssätzen kein Anreiz zum Eigenverbrauch des erzeugten Stroms.

Da der Gesetzgeber einen möglichst hohen Eigenverbrauch anreizen möchte, wird im Rahmen des EEG auch für den eigenverbrauchten Strom eine Vergütung gewährt. Die Förderung des eigenverbrauchten PV-Stroms wurde so festgelegt, dass sich der EE-Betreiber in 2011 bei einem Eigenverbrauchsanteil von weniger als 30 % um rund 5 Cent je kWh besser stellt als bei alternativer Einspeisung ins öffentliche Stromnetz. Bei einem Eigenverbrauch von mehr als 30 % steigt dieser Wert auf 9 Cent je kWh an.<sup>26</sup>

Somit bestehen wirtschaftliche Anreize für den Anlagenbetreiber für einen Eigenverbrauch des erzeugten Stroms.<sup>27</sup> Mit der zusätzlichen Förderung des Eigenverbrauchs und der daraus resultierenden verstärkten Inanspruchnahme sind folgende Effekte verbunden:

- **Verminderung der EEG-Bruttoförderkosten:** Die Inanspruchnahme des Eigenverbrauchs vermindert die Bruttoförderkosten für PV-Anlagen, da der eigenverbrauchte Strom gegenüber einer alternativen Einspeisung eine geringere Vergütung erhält.
- **Verminderung der EEG-Nettoförderkosten:** Sofern die Eigenverbrauchsförderung niedriger ist als der Fördertarif für die alternative Netzeinspeisung des erzeugten PV-Stroms abzüglich des Vermarktungserlöses auf dem Großhandelsmarkt vermindern sich die gesamten Nettoförderkosten und somit auch die absoluten EEG-Umlagekosten. Die derzeit gültigen Vergütungssätze für den eigenverbrauchten Strom liegen stets unterhalb der Vergütung des eingespeisten Stroms abzüglich der Vermarktungserlöse<sup>28</sup>.
- **Veränderung der spezifischen EEG-Umlage:** Hierbei sind zwei gegenläufige Effekte zu unterscheiden: Auf der einen Seite führen die geringeren absoluten EEG-Umlagekosten zu einer geringeren spezifischen EEG-Umlage. Auf der anderen Seite erhöht sich die spezifische EEG-Umlage, da die gesamten EEG-Umlagekosten auf eine geringere Abnahmemenge umgelegt werden.

---

<sup>26</sup> Die Werte unterstellen durchschnittliche Strombezugskosten von 21 Cent je kWh.

<sup>27</sup> Hierbei sind zusätzlich Kosten für die separate Messung der Erzeugung, der Netzeinspeisung sowie des Eigenverbrauchs zu berücksichtigen.

<sup>28</sup> Von den Vermarktungserlösen sind noch die Kosten der Vermarktung wie bspw. Profilserviceaufwand, Handelsanbindung etc. abzuziehen.

- **Erhöhung der spezifischen KWK-Umlage:** Aufgrund der geringeren Stromabnahmemenge bei unveränderten absoluten Förderkosten der KWK erhöht sich die spezifische KWK-Umlage.
- **Erhöhung der spezifischen Netznutzungsentgelte:** Die spezifischen Netznutzungsentgelte erhöhen sich, da die Netzkosten auf eine geringere Abnahmemenge umgelegt werden. (Ob und inwieweit zudem die Netzkosten beeinflusst werden, wird weiter unten diskutiert.)
- **Verminderung von Steuer- und Konzessionseinnahmen:** Da sich durch den Eigenverbrauch der PV-Stromerzeugung in gleicher Höhe die Absatzmenge vermindert, vermindern sich damit auch die öffentlichen Einnahmen. Da der EE-Betreiber für den Eigenverbrauch keine spezifischen Kosten zu tragen hat, fallen für diesen Teil weder Strom- oder Mehrwertsteuern noch Konzessionsabgaben an.
- **Stärkerer Zubau von PV-Anlagen:** Die vergleichsweise hohe Vergütung des Eigenverbrauchs führt unter Berücksichtigung der eingesparten Strombezugskosten zu einem stärkeren Anbau für den Bau von PV-Anlagen.
- Neben den aufgezeigten Auswirkungen eines zunehmenden Anteils an Eigenverbrauch auf die Förderkosten, die Bestandteile des Endverbraucherpreises für Strom sowie den PV-Zubau sind auch Anpassungen auf Seiten der EE-Betreiber denkbar, um den Eigenverbrauch weiter zu erhöhen. Dabei lassen sich folgende Möglichkeiten unterscheiden:
- **Kleinere Dimensionierung der PV-Anlagen:** Durch eine kleinere Dimensionierung der Dachanlagen lässt sich der Eigenverbrauchsanteil erhöhen. Allerdings besteht durch die derzeitigen Vergütungen ein Anreiz zur Ertragsmaximierung. Die EE-Betreiber schöpfen in der Regel ihr gesamtes verfügbares Flächenpotenzial aus, um möglichst viel PV-Strom zu erzeugen und vergütet zu bekommen. Trotz der Möglichkeit eines höheren Eigenverbrauchs und damit höheren spezifischen Einnahmen ist daher bei der derzeitigen Ausgestaltung der Förderung nicht mit einer kleineren Dimensionierung der Anlagen in deutlichem Umfang zu rechnen.
- **Anpassung des Verbraucherverhaltens:** Der Anteil des Eigenverbrauchs lässt sich grundsätzlich durch eine Anpassung der täglichen Verbrauchsstruktur erhöhen. Durch Verlagerung des Stromverbrauchs von Zeiten einer geringen zu Zeiten einer hohen Stromerzeugung der PV-Anlage lässt sich vermehrt der erzeugte Strom direkt nutzen. Allerdings ist

eine solche Anpassung in einer relevanten Größenordnung derzeit noch nicht erkennbar. Zum einen ist davon auszugehen, dass die Verbraucher nur begrenzt bereit sind, ihre Gewohnheiten bzgl. der Verwendung elektrischer Geräte nach der Tageszeit auszurichten. Zum anderen existieren derzeit kaum sogenannte intelligente Geräte, die ihren Stromverbrauch automatisch an bspw. den Strompreisen ausrichten. Außerdem sind solche Geräte mit höheren Anschaffungskosten verbunden.

- **Zubau eines Stromspeichers:** Durch dezentrales Einspeichern des überschüssigen PV-Stroms und Ausspeichern in Zeiten keiner oder lediglich geringer PV-Erzeugung lässt sich der Eigenverbrauchsanteil erhöhen.<sup>29</sup> Solche dezentralen Speicherlösungen basieren auf Batterien und sind meist auf eine Speicherdauer von 12 bis 24 Stunden ausgelegt. Eine detaillierte Untersuchung von dezentralen Stromspeichern für PV-Anlagen erfolgt in Kapitel 4.6.
- Die Anpassungen auf Seiten der EE-Betreiber stehen in direktem Zusammenhang mit den hierdurch verursachten netzseitigen Wirkungen. Durch die zuvor diskutierte Anpassung des Verbrauchsverhaltens und/oder den Zubau von dezentralen Speichern können im Hinblick auf die Netzbelastung und folglich die Netzdimensionierung und Netzkosten zweierlei Effekte auftreten: Zum einen kann die maximale durch den Abtransport der PV-Anlagen determinierte Netzbelastung reduziert werden, in dem ein Teil des Stromverbrauchs von Zeiten einer geringen zu Zeiten einer hohen Stromerzeugung (typischerweise sonnenstarke Mittagsstunden) der PV-Anlage verlagert wird. Um eine nachhaltig netzentlastende Wirkung zu erreichen, ist allerdings zu vermeiden, dass durch eine generelle Verbrauchsverlagerung an Tagen mit geringer PV-Einspeisung eine Erhöhung der Lastspitze und damit eine erhöhte Netzbelastung auftreten. Erreichbar wäre ein solches Verhalten entweder durch Einsatz von dezentralen Speichern (die allerdings auf absehbare Zeit kaum wirtschaftlich sind – s. o.) oder durch ein an der tatsächlichen Erzeugungsleistung orientiertes Verbrauchsverhalten, was praktisch allerdings erst mittel- bis langfristig flächendeckend umsetzbar sein wird, da es die (vielfach im Zuge von Diskussionen über „Smart

---

<sup>29</sup> Wie bereits bei den Lastverlagerungen erwähnt, können die Anreize der Eigenverbrauchsregelung zu einer Einsatzweise der dezentralen Speicher führen, die aus Systemsicht nicht effizient ist. Dies gilt sowohl für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt als auch für die Netze.

Grid Konzepte“ genannte) Möglichkeit einer erzeugungsabhängigen Laststeuerung voraussetzt.

Somit ist nicht auszuschließen, dass die Eigenverbrauchsregelung in näherer Zukunft zu einer generellen, d. h. vom tatsächlichen Sonnenangebot unabhängigen Verschiebung des Verbrauchs hin zu typischerweise sonnenstarken Mittagsstunden führen kann, was wiederum an Tagen mit geringer PV-Einspeisung zu einer Erhöhung der Lastspitze und damit einer erhöhten Netzbelastung führen könnte. Mittel- bis langfristig kann von einem stärker an der tatsächlichen PV-Einspeisung orientierten Verbrauch (ggf. unterstützt durch dezentrale Speicher) und damit einer verringerten Netzbelastung ausgegangen werden. Die Wirkung dieser beiden gegenläufigen Effekte wird in nachfolgendem Abschnitt grob quantifiziert.

#### **4.5.1.2 Quantitative Analyse**

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt die Effekte eines steigenden Eigenverbrauchs aufgrund einer darauf bezogenen Förderung qualitativ diskutiert wurden, erfolgt im Folgenden eine Quantifizierung der Auswirkungen auf die Preise für Haushaltsstrom sowie auf die Einnahmen der öffentlichen Hand. Dabei werden zunächst die Auswirkungen unter Berücksichtigung der derzeitigen Förderregelungen im EEG aufgezeigt, d.h. bei einem Auslaufen der Eigenverbrauchsförderung Ende 2011 für Neuanlagen (Szenario 1). In einem zweiten Schritt wird untersucht, welche Änderungen sich ergeben würden, wenn die Förderung des Eigenverbrauchs für Neuanlagen bis 2015 beibehalten würde (Szenario 2). In beiden Szenarien wird unterstellt, dass die im EEG festgelegte Förderung des eingespeisten PV-Stroms auf Basis der aktuellen Regelungen bis 2015 fortgeführt wird. Für den PV-Zubau sowie die damit verbundene Stromerzeugung wird angenommen, dass sich diese unabhängig von der Förderung des Eigenverbrauchs entwickelt. Die im Rahmen der Quantifizierung unterstellte Entwicklung der Fotovoltaik in Deutschland bis 2015 ist in Tabelle 4-1 dargestellt. Außerdem wird angenommen, dass alle Anlagen, die im Rahmen des EEG zur Nutzung der Eigenverbrauchsförderung angereizt werden, diese auch in Anspruch nehmen werden. Dies sind für 2009 alle PV-Dachanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW<sub>p</sub> sowie ab Juli 2010 alle PV-Dachanlagen mit einer Leistung von weniger als 500 kW<sub>p</sub>. Ältere Bestandsanlagen sowie Anlagen mit einer höheren Leistung sind von der Eigenverbrauchsförderung nicht betroffen. Bei der Analyse wird somit eine maximale Abschätzung der Auswirkung hinsichtlich der Nutzung des Inanspruchnahmepotenzials vorgenommen. Da der in den nächsten Jahren reali-

sierte durchschnittliche Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlagen derzeit nur schwer abschätzbar ist, wird für die beiden Szenarien jeweils zusätzlich eine Sensitivität mit einem veränderten durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteil untersucht.

### **Szenario 1: Auslaufen der PV-Eigenverbrauchsförderung Ende 2011**

Wie bereits in der qualitativen Analyse der Eigenverbrauchsförderung erläutert, setzt die zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs einen zusätzlichen Anreiz für die Nutzung des selbst erzeugten Stroms. Mit einer erhöhten Inanspruchnahme des Eigenverbrauchs sind die in Tabelle 4-2 dargestellten Auswirkungen auf den Strompreis für Haushaltskunden verbunden. Dabei bedeuten positive Werte eine Erhöhung der Preisbestandteile bei einer Eigenverbrauchsförderung bis 2011 gegenüber dem Fall, dass der PV-Strom nicht teilweise selbst genutzt wird. Negative Werte bedeuten umgekehrt eine Entlastung der Endverbraucher. In der linken Tabellenhälfte sind die Ergebnisse für den Fall eines durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteils von 25 % dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die spezifische EEG-Umlage für Haushaltskunden sinkt. Der preissenkende Effekt geringerer Förderkosten überwiegt den Effekt einer geringeren Umlagebasis.<sup>30</sup> Aufgrund der geringeren Umlagebasis erhöhen sich jedoch zugleich die spezifischen Netznutzungsentgelte sowie die KWK-Umlage, da die Regelenergiekosten sowie die absolute KWK-Förderung und zunächst auch die Netzkosten unabhängig vom Eigenverbrauch angenommen sind. Für die Strompreisbestandteile der Strombeschaffung und des Vertriebs wird im Rahmen der Untersuchung angenommen, dass diese in allen Szenarien identisch sind und somit die Höhe des Eigenverbrauchs bei identischem PV-Zubau keinen Einfluss auf den Großhandelspreis sowie die Vertriebskosten haben wird. Bei einem unterstellten Anstieg des Eigenverbrauchsanteils auf durchschnittlich 60 % (rechte Tabellenhälfte) verstärken sich die genannten Effekte moderat. Insgesamt zeigt sich jedoch in beiden Fällen kein nennenswerter Effekt auf die Strompreise für Haushaltskunden. Tendenziell ist der Effekt in beiden Fällen in den ersten Jahren marginal negativ, d. h. ceteris

---

<sup>30</sup> Trotz des Einstellens der Eigenverbrauchsförderung nach 2011 verändert sich auch in den Folgejahren die Differenz der EEG-Umlage. Dies resultiert aus der Annahme eines im Zeitverlauf steigenden Großhandelspreises. Da im Fall ohne Eigenverbrauchsförderung insgesamt mehr PV-Strom vermarktet wird, wirken sich die höheren Vermarktungserlöse gegenüber dem Fall mit einer Eigenverbrauchsförderung positiv aus und vermindern die Differenz der EEG-Umlage.

paribus kann mit einer leichten Entlastung der Strompreise für Endkunden gerechnet werden, kehrt sich allerdings bereits ab 2012 / 2013 ins Gegenteil um.

	Strompreiserhöhung bei EV-Förderung bis 2011 (EV-Anteil von 25%) gegenüber keiner EV-Förderung						Strompreiserhöhung bei EV-Förderung bis 2011 (EV-Anteil von 60%) gegenüber keiner EV-Förderung					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	€/MWh						€/MWh					
EEG-Umlage	-0,16	-0,33	-0,38	-0,36	-0,33	-0,30	-0,39	-0,70	-0,77	-0,71	-0,65	-0,58
Netznutzungsentgelt	0,10	0,27	0,36	0,36	0,36	0,36	0,24	0,65	0,86	0,87	0,87	0,88
KWK-Umlage	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Mehrwertsteuer	-0,01	-0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	-0,02	-0,01	0,02	0,03	0,04	0,06
<b>Gesamt</b>	<b>-0,07</b>	<b>-0,07</b>	<b>-0,03</b>	<b>0,01</b>	<b>0,04</b>	<b>0,08</b>	<b>-0,15</b>	<b>-0,04</b>	<b>0,11</b>	<b>0,20</b>	<b>0,28</b>	<b>0,37</b>

● *Tabelle 4-2: Differenz der Haushaltsstrompreise bei Einstellen der Eigenverbrauchsförderung von PV-Anlagen Ende 2011 gegenüber keiner Eigenverbrauchsförderung*

Obige Prognosen der Netznutzungsentgelte unterstellen, dass die Netzkosten unabhängig von der Eigenverbrauchsförderung sind. Gleichwohl ist hierin die Zunahme der Netzkosten, die sich aus dem PV-Zubau von 2010 bis 2015 (Tabelle 4-1) ergeben, enthalten. Die prozentuale Zunahme der Netzkosten liegt dabei je nach Netzebene zwischen 2 % und 10 %.

Um die Wirkungen des oben diskutierten Effekts einer generellen, d. h. vom tatsächlichen Sonnenangebot unabhängige Verschiebung des Verbrauchs mit der Folge einer Erhöhung der Lastspitze und damit einer erhöhten Netzbelastung grob zu quantifizieren, haben wir Analysen durchgeführt, bei denen wir angenommen haben, dass die Lastspitze an allen NS-Netzanschlüssen mit PV-Anschluss um 20 % zunimmt (was nach unserer Einschätzung eine realistische Obergrenze für die Verschiebung darstellt). Die Ergebnisse zeigen, dass die Netzkosten dann von 2010 bis 2015 je nach Netzebene um 2,5 bis 11 % zunehmen. Im Vergleich mit obigen Zahlen lässt sich somit festhalten, dass dieser Effekt tendenziell vernachlässigt werden kann.

Selbige Erkenntnis ergibt sich aus der Analyse des gegenläufigen Effektes, der sich aus einem stärker an der tatsächlichen PV-Einspeisung orientierten Verbrauch (ggf. unterstützt durch dezentrale Speicher) und damit einer verringerten Netzbelastung ergibt. Hier haben wir angenommen, dass sich eine Reduktion der Einspeisespitze um 20 % (was unserer Einschätzung nach ebenfalls als realistische Obergrenze angesehen werden kann) erreichen lässt. Hieraus

ergibt sich von 2010 bis 2015 je nach Netzebene eine Zunahme der Netzkosten um 2 bis 9 % und somit ebenfalls nur eine unwesentliche Änderung gegenüber der Basis-Betrachtung.

Somit lässt sich festhalten, dass die potenziellen netzbe- als auch die netzentlastenden Wirkungen, die durch die Eigenverbrauchsregelung verursacht werden, bezogen auf die absolute Zunahme der Netzkosten, die sich ohnehin durch den Ausbau der Netze infolge des Zubaus der PV-Anlagen ergeben, eine untergeordnete Rolle spielen und somit für die Diskussion um die Fortführung einer solchen Regelung nicht ausschlaggebend sind. Eine nennenswerte netzentlastende Wirkung wird durch die derzeitige Eigenverbrauchs-Regelung nicht erzielt.

In Tabelle 4-3 sind einerseits die verminderten absoluten EEG-Umlagekosten durch die bis 2011 geltende Eigenverbrauchsförderung dargestellt. Dabei zeigt sich bis 2012 eine zunehmende Kostenminderung.<sup>31</sup> In den Folgejahren reduziert sich die Kostenminderung wiederum aufgrund angenommener steigender Vermarktungserlöse des PV-Stroms. Ein weiterer Effekt der Eigenverbrauchsnutzung liegt in einer Verminderung der Einnahmen der öffentlichen Hand. Dadurch, dass die steuerpflichtige Stromabnahmemenge sinkt, vermindert dies auch die Einnahmen aus Konzessionsabgaben, Strom- und Mehrwertsteuer. Selbst bei Einstellen der Eigenverbrauchsförderung im Jahr 2011 für Neuanlagen mit Inbetriebnahmejahr ab 2012 kann diese Minderung je nach untersuchtem Fall rund 150 bis 400 Mio. € im Jahr 2015 betragen.

---

<sup>31</sup> Trotz Einstellen der Eigenverbrauchsförderung Ende 2011 mindern sich die EEG-Umlagekosten in 2012 noch weiter. Dies liegt daran, dass in den Berechnungen die in einem Jahr zugebauten PV-Anlagen erst im darauffolgenden Jahr ihr vollständiges Erzeugungspotenzial ausschöpfen können, da sie im Durchschnitt erst zur Mitte des Jahres in Betrieb genommen werden. Zusätzlich wirkt sich der in Tabelle 4-2 dargestellte Effekt einer mittelfristig sinkenden Differenz der EEG-Umlage aufgrund höherer Vermarktungserlöse im Fall keiner EV-Förderung auch auf die Differenz der gesamten EEG-Umlagekosten aus.

	Verminderung bei EV-Förderung bis 2011 (EV-Anteil von 25%) gegenüber keiner EV-Förderung						Verminderung bei EV-Förderung bis 2011 (EV-Anteil von 60%) gegenüber keiner EV-Förderung					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	Mio. €						Mio. €					
EEG-Umlage	86	203	256	252	250	248	203	446	552	544	537	533
Konzessionsabgabe	12	33	43	43	43	43	30	78	102	102	102	102
Stromsteuer	16	43	56	56	56	56	39	103	134	134	134	134
Mehrwertsteuer	22	53	67	67	66	66	52	119	150	148	147	146

*Tabelle 4-3: Verminderung der absoluten EEG-Umlagekosten sowie der Einnahmen der öffentlichen Hand bei Einstellen der Eigenverbrauchsförderung von PV-Anlagen Ende 2011 gegenüber dem Fall ohne Eigenverbrauchsförderung*

### **Szenario 2: Fortführen der PV-Eigenverbrauchsförderung bis Ende 2015**

In Tabelle 4-4 sind die Effekte auf die Strompreise für den Fall dargestellt, dass die PV-Eigenverbrauchsförderung bis mindestens Ende 2015 verlängert wird. Die Effekte sind grundsätzlich identisch zu denjenigen in Szenario 1. Aufgrund des höheren Eigenverbrauchs und der damit verbundenen geringeren Verteilungsbasis fallen insbesondere die Kosten für Netz und Regenergie vergleichsweise stärker ins Gewicht. Bei einem unterstellten durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteil von 60 % würden sich die Strompreise für den Endverbraucher um etwas mehr als 1 € je MWh erhöhen. Unterstellt man jedoch das aus derzeitiger Sicht realistischere Szenario eines durchschnittlichen Eigenverbrauchanteils von 25 % so zeigt sich wiederum, dass die Förderung des Eigenverbrauchs den Preis für Haushaltsstrom nur marginal beeinflusst.

	Strompreiserhöhung bei EV-Förderung bis 2015 (EV-Anteil von 25%) gegenüber keiner EV-Förderung						Strompreiserhöhung bei EV-Förderung bis 2015 (EV-Anteil von 60%) gegenüber keiner EV-Förderung					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	€/MWh						€/MWh					
EEG-Umlage	-0,16	-0,37	-0,51	-0,56	-0,58	-0,59	-0,39	-0,77	-1,00	-1,06	-1,07	-1,04
Netznutzungsentgelt	0,10	0,31	0,49	0,59	0,68	0,79	0,24	0,74	1,19	1,44	1,66	1,92
KWK-Umlage	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,03
Mehrwertsteuer	-0,01	-0,01	0,00	0,01	0,02	0,04	-0,02	0,00	0,04	0,07	0,12	0,17
<b>Gesamt</b>	<b>-0,07</b>	<b>-0,07</b>	<b>-0,02</b>	<b>0,05</b>	<b>0,13</b>	<b>0,25</b>	<b>-0,15</b>	<b>-0,02</b>	<b>0,24</b>	<b>0,47</b>	<b>0,73</b>	<b>1,08</b>

● *Tabelle 4-4: Differenz der Haushaltsstrompreise bei Fortführung der Eigenverbrauchsförderung von PV-Anlagen bis Ende 2015 gegenüber dem Fall ohne Eigenverbrauchsförderung*

Die im Vergleich zu Szenario 1 länger gewährte Eigenverbrauchsförderung führt zu einer stärkeren Verminderung der absoluten EEG-Umlagekosten sowie der Konzessions- und Steuereinnahmen. Wie Tabelle 4-5 zeigt, vermindern sich die Einnahmen der öffentlichen Hand um rund 350 Mio. € (durchschnittlicher Eigenverbrauchsanteil von 25 %) und rund 800 Mio. € (durchschnittlicher Eigenverbrauchsanteil von 60 %).

	Verminderung bei EV-Förderung bis 2015 (EV-Anteil von 25%) gegenüber keiner EV-Förderung						Verminderung bei EV-Förderung bis 2015 (EV-Anteil von 60%) gegenüber keiner EV-Förderung					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	Mio. €						Mio. €					
EEG-Umlage	86	228	344	401	450	507	203	497	732	847	943	1.060
Konzessionsabgabe	12	37	59	70	80	92	30	89	141	168	192	220
Stromsteuer	16	49	77	92	105	120	39	117	185	221	252	289
Mehrwertsteuer	22	60	91	107	121	137	52	134	201	235	264	298

● *Tabelle 4-5: Verminderung der absoluten EEG-Umlagekosten sowie der Einnahmen der öffentlichen Hand bei Fortführung der Eigenverbrauchsförderung von PV-Anlagen bis Ende 2015 gegenüber dem Fall ohne Eigenverbrauchsförderung*

## 4.5.2 PV-Förderung bei Erreichen der Netzparität

### 4.5.2.1 Qualitative Analyse

Die folgende Analyse bzgl. der Auswirkungen bei Erreichen der Netzparität ist sehr eng verbunden mit der vorangegangenen Analyse bzgl. der Eigenverbrauchsregelung. Die sogenannte Netzparität gilt als erreicht, wenn die Kosten des selbst erzeugten Stroms bspw. einer Fotovoltaikanlage gleich hoch sind wie die Strombezugskosten, die für den Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Netz vom jeweiligen Verbraucher zu zahlen sind. Mit diesem Zeitpunkt ist jedoch weder die Wettbewerbsfähigkeit noch die Wirtschaftlichkeit im betriebswirtschaftlichen Sinne der PV-Anlage ohne zusätzliche Förderung erreicht. Vielmehr bezieht sich die Netzparität ausschließlich auf den Anteil des eigenverbrauchten Stroms. Für denjenigen Teil, der nicht selbst verbraucht werden kann, ist die Wettbewerbsfähigkeit erst dann erreicht, wenn die Stromgestehungskosten niedriger sind als der Wert des Stroms, der durch Verkauf am Großhandelsmarkt (plus ggf. auftretende netzentlastende Wirkungen) erwirtschaftet werden kann. Liegen die Stromgestehungskosten jedoch noch oberhalb dieses Vermarktungswerts, so ist für einen weiteren PV-Zubau auch weiterhin eine Förderung erforderlich.

Im Folgenden werden die grundsätzlichen Zusammenhänge bzgl. der Anreizwirkung bei Erreichen der Netzparität erläutert. Dazu wird zunächst in Bild 4—3 schematisch die Last eines typischen Haushalts sowie die PV-Erzeugungsstrukturen unterschiedlicher Anlagendimensionierungen aufgezeigt. Die dunkelrote Fläche A zeigt die Erzeugungsstruktur einer vergleichsweise kleinen PV-Anlage. Da die Stromerzeugung zu keinem Zeitpunkt oberhalb der hier unterstellten Verbrauchslast liegt, könnte der erzeugte Strom zu 100 % selbst verbraucht werden. Bei einer größeren Dimensionierung der Anlage würden zusätzlich die Erzeugungsflächen B und C hinzukommen. Dabei spiegelt die Fläche B eine Übereinspeisung wider, d.h. der Strom wird nicht selbst verbraucht, sondern ins öffentliche Netz eingespeist. Der EE-Betreiber hat somit die Wahl zwischen einer kleineren PV-Anlage, deren Strom zu 100 % selbst verbraucht werden kann und einer größeren Anlage, bei der der Eigenverbrauchsanteil weniger als 100 % betragen wird. Die maximale Dimensionierung der PV-Anlage ist in der Regel durch die verfügbaren und nutzbaren Dachflächen beschränkt.

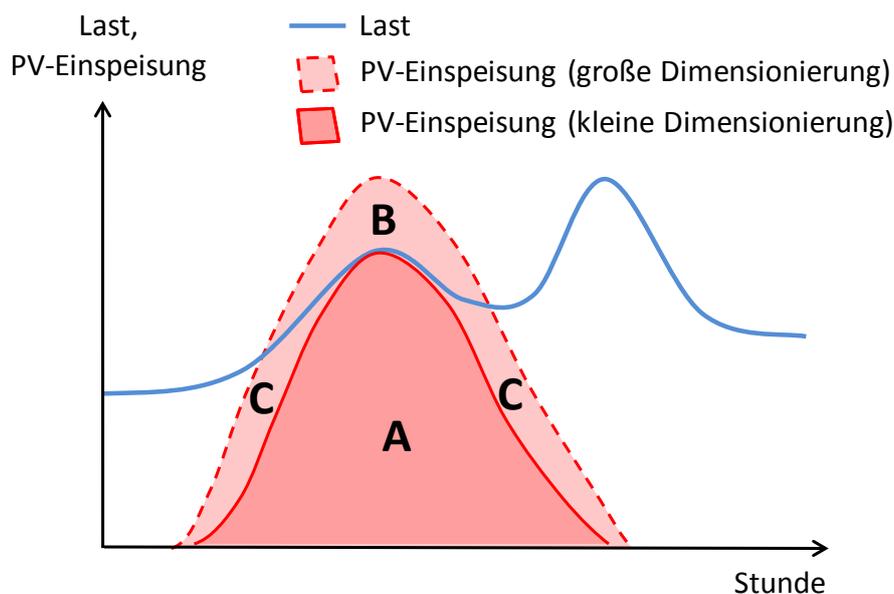


Bild 4—3: Schematische Darstellung der Last sowie der PV-Einspeisung bei unterschiedlicher Dimensionierung der PV-Anlage

Die aus Sicht des EE-Betreibers optimale Dimensionierung der PV-Anlage ist abhängig von unterschiedlichen Rahmenbedingungen, welche auf Basis einer Fallunterscheidung im Folgenden erläutert werden:

- Fall 1: Netzparität ist noch nicht erreicht:
- Wenn die Vergütung für den eingespeisten PV-Strom höher als die Stromgestehungskosten ist, existieren ausreichend Anreize für einen weiteren PV-Zubau (auch ohne zusätzliche Eigenverbrauchsförderung).<sup>32</sup> Wenn keine Eigenverbrauchsförderung existiert, hat der PV-Betreiber einen Anreiz zur Maximierung der Anlagenleistung. Wenn die Vergütung für den eingespeisten PV-Strom niedriger oder gleich den Stromgestehungskosten ist, bestehen nur dann Anreize für einen Zubau, wenn zusätzlich der Eigenverbrauch gefördert wird. Die Dimensionierung der Anlage hängt dann insbesondere von der Höhe der Einspeise- und

<sup>32</sup> Ein Anreiz für eine geringere Dimensionierung der Anlage ergibt sich in dem Fall ausschließlich, wenn die Höhe der Eigenverbrauchsvergütung vom Eigenverbrauchsanteil abhängig ist. Die heutige Regelung sieht dies zwar vor. Es ist allerdings fraglich, ob der monetäre Anreiz zu einer Veränderung der Dimensionierung ausreicht.

Eigenverbrauchsförderung ab. Je stärker der Eigenverbrauch im Vergleich zur Einspeisung vergütet wird, desto größer ist der Anreiz für einen hohen Eigenverbrauchsanteil.

- Fall 2: Netzparität ist genau erreicht<sup>33</sup>:
- Wenn die Vergütung für den eingespeisten PV-Strom höher als die Stromgestehungskosten ist, besteht ein Anreiz zum PV-Zubau. Eine Förderung des Eigenverbrauchs ist spätestens ab diesem Zeitpunkt nicht mehr erforderlich. Analog zu Fall 1 würde der EE-Betreiber die Anlagenleistung maximieren. Wenn die Vergütung für den eingespeisten PV-Strom niedriger als die Stromgestehungskosten ist, dann wird der EE-Betreiber unter der Voraussetzung, dass keine Eigenverbrauchsförderung besteht nur dann zubauen, wenn er einen Eigenverbrauchsanteil von 100 % erreichen kann. Er würde sonst für jede überschüssige kWh PV-Strom Verlust machen.
- Fall 3: Netzparität ist unterschritten:

Wenn die Förderung der PV-Anlagen eingestellt werden würde, dann hängen die Entscheidung über den Zubau sowie über die Anlagendimensionierung von der Höhe der Stromgestehungskosten, der Strombezugskosten (Endverbraucherpreis), dem Vermarktungswert des PV-Stroms und dem erreichbaren Eigenverbrauchsanteil ab. Je geringer die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Strombezugskosten ist, desto höher muss der Eigenverbrauch der Anlage liegen. Mit zunehmender Kostensenkung kann eine Überdimensionierung der PV-Anlagen für Investoren attraktiv werden. Wenn trotzdem eine Vergütung auf den eingespeisten PV-Strom gewährt wird, die oberhalb des Vermarktungswerts liegt, vermindert sich der Anreiz, die PV-Anlage möglichst an der gegebenen Last (Fläche A in Bild 4—3) zu orientieren. Mit zunehmender Vergütung erhöht sich der Anreiz zur maximalen Dimensionierung der PV-Anlage.

---

<sup>33</sup> Dies ist ein theoretischer Fall, da er strenggenommen nur für einen kurzen Moment auftreten kann.

## **4.6 Auswirkungen einer verstärkten Förderung des Eigenverbrauchs für PV-Anlagen als Anreiz für einen dezentralen Speicherzubau**

Der Eigenverbrauch stellt für PV-Anlagenbetreiber eine wirtschaftlich attraktive Alternative zur Einspeisung ins öffentliche Stromnetz dar. Durch die sinkenden Vergütungen für den eingespeisten Strom sowie die steigenden Strompreise für Endverbraucher wird die Attraktivität des Eigenverbrauchs weiter ansteigen. Die Nutzungsmöglichkeit des Eigenverbrauchs ist in der Regel bei der derzeitigen Ausgestaltung des EEG beschränkt. Da der erzeugte Strom nicht zu jeder Zeit vollständig selbst verbraucht werden kann, liegt der nutzbare Eigenverbrauchsanteil für eine typische Dachanlage in der Regel bei weniger als 30%. Dieser Anteil kann einerseits durch eine kleinere Dimensionierung der PV-Anlage oder andererseits durch den Zubau eines dezentralen Stromspeichers erhöht werden. Bei einer kleineren Dimensionierung der Anlage kann als Kritik angeführt werden, dass sich die spezifischen Kosten der Anlage erhöhen und insgesamt weniger Dachflächenpotenzial genutzt werden kann. Bei den dezentralen Stromspeichern fallen zusätzliche Kosten für den Speicher an.

Im Rahmen dieser nachträglich beauftragten Analyse wird überprüft, wie stark der Eigenverbrauch zusätzlich gefördert werden müsste, damit ein solcher Speicher rentabel betrieben werden kann. Außerdem werden die Auswirkungen einer solchen Förderung auf die Erlöse des EE-Betreibers sowie die Förderkosten und die EEG-Umlage untersucht.

### **4.6.1 Methodik und Annahmen**

In Tabelle 4-6 sind die wesentlichen Annahmen bzgl. des Zubaus von PV-Anlagen sowie die im Rahmen dieser Analyse unterstellten Speicherparameter dargestellt. Betrachtet werden PV-Dachanlagen mit einer Leistung kleiner 30 kW, die zwischen 2012 und 2020 zugebaut werden. Eine Beschränkung auf diese Anlagenkategorie erfolgt an dieser Stelle, da die bisher diskutierten dezentralen Speichersysteme für PV insbesondere für kleinere Dachanlagen konzipiert sind. Der jährliche Zubau dieser Anlagenkategorie wird mit 1.925 MW angesetzt. Dies entspricht 55% des im Rahmen des EEG anvisierten jährlichen Zubaus von insgesamt 3.500 MW. Unter Berücksichtigung einer durchschnittlichen Volllaststundenzahl von 950

Stunden ergibt sich auf Basis dieses Zubaus ein Anstieg der Stromerzeugung von knapp 1 TWh in 2012 auf knapp 16 TWh in 2020.<sup>34</sup>

	Einheit	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
PV-Zubau von Dachanlagen mit Leistung < 30 kW	MW/Jahr	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925	1.925
daraus folgende PV-Stromerzeugung	TWh/Jahr	0,9	2,7	4,6	6,4	8,2	10,1	11,9	13,7	15,5
Investitionskosten des PV-Speichers	€ <sub>2011</sub> /kWh	6.690	6.021	5.419	4.877	4.389	3.950	3.555	3.200	2.880
Speichervolumen	kWh	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Wirkungsgrad des Speichers	%	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Anzahl Speicherzyklen (Nennenergie)	Zyklen/Jahr	115	115	115	115	115	115	115	115	115
Anteil Eigenverbrauch (ohne Speicheroption)	%	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Anteil Eigenverbrauch (mit Speicheroption)	%	47	47	47	47	47	47	47	47	47
technische Lebensdauer des Speichers	Jahre	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Tabelle 4-6: Wesentliche Annahmen zu PV-Zubau und PV-Speicher

Da Speichersysteme für kleinere PV-Dachanlagen derzeit noch nicht in umfangreicher Menge am Markt existieren und nur wenige Informationen insbesondere zu Kosten bzw. Preisen solcher Systeme verfügbar sind, basieren die unterstellten Annahmen zu Speichersystemen auf Angaben aus der Literatur bzw. auf Auskünften von einzelnen Herstellern. Bzgl. der Parameter eines dezentralen Speichers wurde ein Blei-Akkumulator unterstellt, da dieser im Vergleich zu alternativen Stromspeichern wie Lithium-Ionen-Speicher oder Lithium-Polymer-Speicher günstiger ist und somit auch die größte Bedeutung beigemessen wird. Die von Herstellern angegebenen Kosten für einen Blei-basierten Speicher liegen derzeit bei 6.690 €<sup>35</sup>.

<sup>34</sup> Im Rahmen dieser Analyse wird unterstellt, dass die Anlagen durchschnittlich zur Jahresmitte errichtet werden und somit im Inbetriebnahmejahr lediglich 50% der üblichen Auslastung erreichen.

<sup>35</sup> Diesen Preis nennt der Hersteller Solarworld AG für seinen PV-Speicher „Sunpac“ auf telefonische Anfrage. Diese Kosten beinhalten lediglich die reinen Kosten des Speichers. Zusätzliche Kosten entstehen durch die

Für die im Rahmen dieser Analyse betrachteten exemplarischen PV-Dachanlagen mit einer Leistung von 5 kW wird ein Speichervolumen von 7 kWh unterstellt. Zusätzlich wurde unterstellt, dass der Speicher rund 115 vollständige Zyklen pro Jahr erreichen kann. Bei einem Speichervolumen von 7 kWh und einem Wirkungsgrad von 85 % lassen sich somit knapp 700 kWh Strom speichern.<sup>36</sup> Die technische Lebensdauer des Speichers wird mit 10 Jahren angesetzt. Ferner wird unterstellt, dass die zugebauten PV-Anlagen einen Eigenverbrauchsanteil von durchschnittlich 30 % auch ohne Speicher erreichen können. Durch die Einrichtung des dargestellten dezentralen Speichers lässt sich der Eigenverbrauchsanteil auf 47 % erhöhen.<sup>37</sup>

In Tabelle 4-7 sind die wesentlichen Annahmen zu den unterstellten Vergütungen des derzeitigen EEG sowie die angenommene Strompreisentwicklung für Haushaltskunden dargestellt. Der Vergütungssatz für eingespeisten PV-Strom der hier analysierten PV-Anlagen beträgt in 2012 nominal 23,57 €-Cent je kWh.<sup>38</sup> Da für die folgenden Jahre von einem Zubau von jährlich 3.500 MW ausgegangen wird, vermindert sich die jährliche nominale Vergütung für Neuanlagen ab 2013 um 9 %.

---

Installation des Speichers, welche laut telefonischer Auskunft eines Händlers derzeit rund 1.300 € betragen. Insofern können die im Rahmen dieser Analyse unterstellten Investitionskosten als untere Bandbreite angesehen werden. Die technischen Annahmen bzgl. des Speichers basieren im Wesentlichen auf den Herstellerangaben des Produkts „Sunpac“ (vgl. Solarworld (2011)).

<sup>36</sup> Hier sind die Wirkungsgradverluste des Speichers bereits berücksichtigt.

<sup>37</sup> Vgl. bspw. SMA (2011).

<sup>38</sup> Dies entspricht einem Zubau in 2011 zwischen 5.500 – 6.500 MW.

	Einheit	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Vergütung für eingespeisten PV-Strom	€-ct./kWh (nominal)	23,6	21,4	19,5	17,8	16,2	14,7	13,4	12,2	11,1
EV-Förderung für EV-Anteil <= 30% bei Fortführung der derzeitigen Förderung	€-ct./kWh (nominal)	7,2	5,1	3,1	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EV-Förderung für EV-Anteil >30% bei Fortführung der derzeitigen Förderung	€-ct./kWh (nominal)	11,6	9,4	7,5	5,8	4,2	2,7	1,4	0,2	0,0
Entwicklung der Endverbraucherpreise für Haushaltsstrom	€-ct./kWh (nominal)	24,6	25,4	26,3	27,1	28,0	28,9	29,9	30,9	31,9

Tabelle 4-7: Wesentliche Annahmen zu Strompreisen und Vergütungen

Die Förderung des Eigenverbrauchs für einen EV-Anteil von bis zu 30 % liegt bei Fortführung der derzeitigen Regelung in 2012 bei 7,2 €-Cent je kWh und sinkt bis 2016 auf Null. Die Eigenverbrauchsförderung für einen EV-Anteil von mehr als 30 % liegt bei Fortführung der derzeitigen Förderregelung in 2012 noch bei 11,6 €-Cent je kWh und sinkt bis 2020 auf Null.

Für die Entwicklung des Strompreises für Haushaltskunden wird eine jährliche Preissteigerung um nominal 3,3 % unterstellt, so dass sich für 2020 ein Strompreis von nominal 31,9 €-Cent je kWh ergibt.

## 4.6.2 Ergebnisse

Im Folgenden wird analysiert, wie stark die Förderung des Eigenverbrauchs erhöht werden muss, damit ein zusätzlicher Speicher rentabel betrieben werden kann. Dabei wird zunächst eine einzelne PV-Anlage betrachtet. Anschließend wird untersucht, welche Auswirkungen eine zusätzliche Eigenverbrauchsförderung auf die Förderkosten, Erlöse und EEG-Umlage hat, wenn alle zukünftig zugebauten PV-Anlagen mit einer Leistung kleiner 30 kW die für den Bau eines Speichers erforderliche zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs erhalten.

### 4.6.2.1 Betrachtung einer einzelnen PV-Anlage

Im Folgenden werden fünf unterschiedliche Szenarien betrachtet, die im Rahmen der Analyse miteinander verglichen werden:

- Szenario „ohne EV-Förderung und EV-Anteil von 30%“: Hier wird unterstellt, dass zukünftig der Eigenverbrauch nicht mehr gefördert wird. Der Eigenverbrauchsanteil liegt bei 30%.
- Szenario „ohne EV-Förderung und EV-Anteil von 47%“: Hier wird unterstellt, dass zukünftig der Eigenverbrauch nicht mehr gefördert wird. Der Eigenverbrauchsanteil liegt bei 47%.
- Szenario „mit derzeitiger EV-Förderung und EV-Anteil von 30%“: Hier wird unterstellt, dass die derzeitigen Regelungen des EEG zur Förderung des Eigenverbrauchs auch weiterhin bestehen bleiben. D.h., dass der Eigenverbrauch entsprechend der derzeitigen Vergütung bis 2020 weiter gefördert wird. Der Eigenverbrauchsanteil liegt bei 30%.
- Szenario „mit derzeitiger EV-Förderung und EV-Anteil von 47%“: Hier wird unterstellt, dass die derzeitigen Regelungen des EEG zur Förderung des Eigenverbrauchs auch weiterhin bestehen bleiben. D.h., dass der Eigenverbrauch entsprechend der derzeitigen Vergütung bis 2020 weiter gefördert wird. Der Eigenverbrauchsanteil liegt bei 47%.
- Szenario „mit EV-Förderung inkl. Speicheranreiz und EV-Anteil von 47%“: Für den Anteil am Eigenverbrauch von 30% wird die Fortführung der derzeitigen Förderregelung des EEG unterstellt. In diesem Szenario wird somit für einen EV-Anteil von bis zu 30% angenommen, dass dieser Eigenverbrauch entsprechend Tabelle 4-7 auch weiterhin vergütet wird. Für den Eigenverbrauchsanteil über 30% wird eine im Vergleich zur derzeitigen Förderregelung höhere Vergütung vorgesehen. Diese Erhöhung wird derart ausgestaltet, dass die unterstellten Installationskosten gemäß Tabelle 4-6 gedeckt werden können. Der Eigenverbrauchsanteil liegt insgesamt bei 47%.

In Tabelle 4-8 sind zunächst die Erlösdifferenzen für unterschiedliche Förderszenarien dargestellt, wenn sich der Eigenverbrauchsanteil einer PV-Anlage mit einer Leistung von 5 kW von 30% auf 47% erhöht.<sup>39</sup> Die Werte stellen dabei die Erlösdifferenzen der Nettobarwerte für das jeweilige Inbetriebnahmejahr dar. Der erste Szenarienvergleich zeigt dabei die Erlösstei-

---

<sup>39</sup> Die Berechnungen des Nettobarwerts der Erlöse ergeben sich über einen 10-Jahreszeitraum, was der technischen Lebensdauer des unterstellten Speichers entspricht. Es wird davon ausgegangen, dass ein Eigenverbrauchsanteil von 30% unabhängig vom jeweiligen Förderszenario erreicht werden kann.

gerung, wenn der Eigenverbrauchsanteil ohne Förderung des Eigenverbrauchs von 30% auf 47% erhöht werden kann. So liegt die Erlössteigerung für einen 10-Jahreszeitraum für eine PV-Anlage mit Inbetriebnahme 2012 bei lediglich 46 €<sub>2011</sub>. Aufgrund der sinkenden Festpreisvergütung des eingespeisten PV-Stroms und des steigenden Strompreises für Endverbraucher steigt die Erlösdifferenz mit späterer Inbetriebnahme. Eine in 2020 errichtete PV-Anlage würde durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von 30% auf 47% rund 1.300 €<sub>2011</sub> mehr Erlösen. Bei einem Vergleich dieser zusätzlichen Erlöse mit der unterstellten Entwicklung der Investitionskosten eines Speichers (vgl. Tabelle 4-6) zeigt sich, dass ein Zubau eines Speichers ohne zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs bis 2020 nicht erfolgen wird.

Im zweiten Szenarienvergleich wird überprüft, ob die Förderung des Eigenverbrauchs im Rahmen der derzeitigen Regelung im EEG ausreicht, um einen Speicher zuzubauen und damit den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. Die Erlösdifferenzen liegen für Anlagen mit Inbetriebnahme bis 2019 stets höher als im Szenarienvergleich ohne Eigenverbrauchsförderung. Dies liegt daran, dass der Anlagenbetreiber durch eine Erhöhung seines Eigenverbrauchs auf mehr als 30% neben den Zusatzerlösen aufgrund des steigenden Strompreises zusätzlich eine Förderung für den eigenverbrauchten Strom erhält. Ab dem Inbetriebnahmejahr 2020 liegen die Erlösdifferenzen identisch zu denjenigen ohne EV-Förderung, da ab diesem Zeitpunkt die Eigenverbrauchsförderung auch für einen EV-Anteil von mehr als 30% wegfällt. Die zusätzlichen Erlöse durch die derzeit bestehende Förderung des Eigenverbrauchs sind analog zum Szenario ohne Eigenverbrauchsförderung nicht ausreichend, um einen Speicher zu installieren.

	Einheit	Differenz des Nettobarwerts der Erlöse über 10 Jahre für eine neue 5-kW-PV-Dachanlage zwischen ...									
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
...Szenario "ohne EV-Förderung und EV-Anteil von 30%" und Szenario "ohne EV-Förderung und EV-Anteil von 47%"	€ <sub>2011</sub>	46	255	446	620	778	923	1.057	1.179	1.292	
...Szenario "mit derzeitiger EV-Förderung und EV-Anteil von 30%" und Szenario "mit derzeitiger EV-Förderung und EV-Anteil von 47%"	€ <sub>2011</sub>	767	834	898	960	1.020	1.078	1.134	1.189	1.292	
...Szenario "mit derzeitiger EV-Förderung und EV-Anteil von 30%" und Szenario "mit EV-Förderung inkl. Speicheranreiz und EV-Anteil von 47%"	€ <sub>2011</sub>	6.690	6.021	5.419	4.877	4.389	3.950	3.555	3.200	2.880	
	<b>Einheit</b>	<b>Annahmen</b>									
erforderliche EV-Förderung für EV-Anteil > 30% in Szenario "mit EV-Förderung inkl. Speicheranreiz und EV-Anteil von 47%"	€-ct./kWh (nominal)	106,5	94,1	82,6	72,0	62,1	53,0	44,5	36,7	29,3	

Tabelle 4-8: Entwicklung der Erlösdifferenzen unterschiedlicher Förderszenarien einer PV-Kleinanlage nach Inbetriebnahmejahr – 2012 bis 2020

Im dritten Szenarienvergleich wird untersucht, wie stark der Eigenverbrauch für einen EV-Anteil von mehr als 30% gefördert werden muss, damit der Zubau eines dezentralen Speichers rentabel ist und somit der EV-Anteil auf 47% erhöht werden kann. Die Erlöse einer Eigenverbrauchserhöhung von 30% auf 47% über eine 10-Jahresperiode müssen demnach mindestens den Investitionskosten eines Speichers entsprechen. Dabei zeigt sich, dass der Vergütungssatz für einen EV-Anteil von mehr als 30% für eine Anlage, die 2012 errichtet wird auf mehr als 100 €-Cent je kWh angehoben werden muss, damit eine Investition in einen Speicher betriebswirtschaftlich rentabel wird. Selbst für im Jahr 2020 in Betrieb genommene Anlagen ist eine zusätzliche Förderung des EV-Anteils über 30% um rund 30 €-Cent je kWh erforderlich.

Während in Tabelle 4-8 die Erlössteigerungen durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs im Zeitverlauf dargestellt sind, zeigt Bild 4.4 die möglichen zusätzlichen Erlöse durch eine Erhö-

hung des Eigenverbrauchsanteils von 30% bis 60% für unterschiedliche Förderszenarien.<sup>40</sup> Die blaue Linie zeigt dabei die Erlösdifferenz, wenn der Eigenverbrauchsanteil ohne Förderung des Eigenverbrauchs über 30% hinaus erhöht werden kann. Hierbei zeigt sich, dass die Erlöse mit zunehmendem Eigenverbrauchsanteil steigen. Der Eigenverbrauchsanteil würde jedoch lediglich dann erhöht, wenn die Kosten des Speichers geringer sind als die zusätzlichen Erlöse durch die Eigenverbrauchserhöhung. Die Linien zeigen somit an, wie teuer ein Speicher je nach Speichervolumen maximal sein darf.

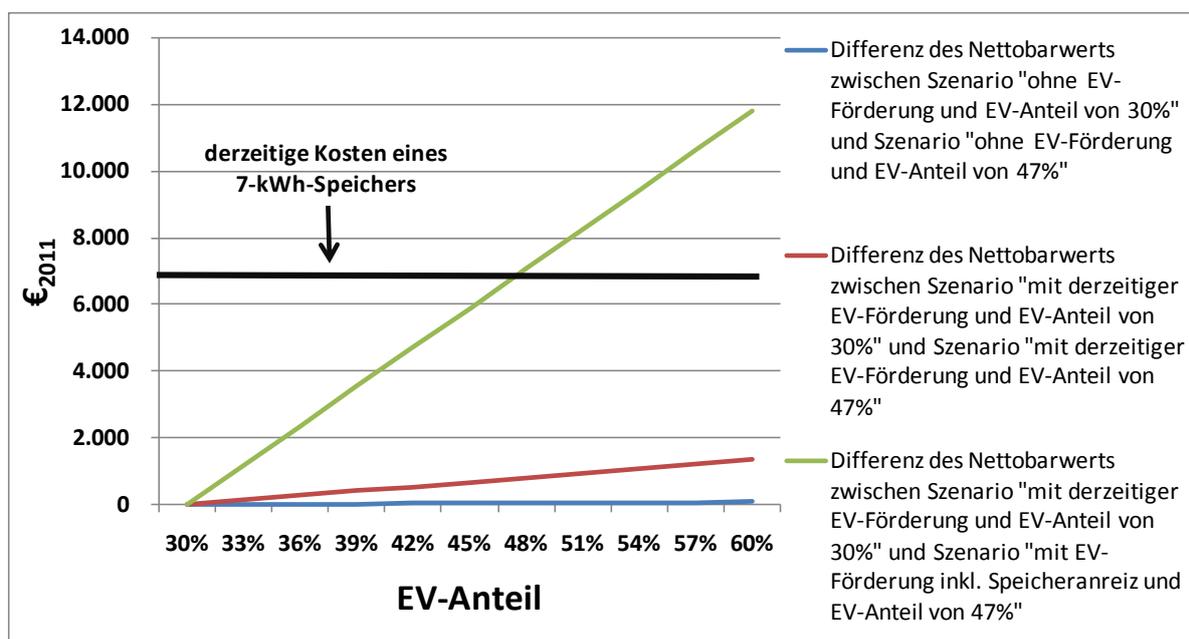


Bild 4—4: Erlösdifferenzen unterschiedlicher Szenarien bei Variation der Eigenverbrauchsanteile bei einer Inbetriebnahme in 2012

Die rote Linie zeigt die Erlösdifferenz bei einer Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils, wenn die Anlagen entsprechend der derzeitigen rechtlichen Regelung im Rahmen des EEG gefördert werden. Durch die zusätzliche Förderung für einen Eigenverbrauchsanteil über 30% liegen die Erlösdifferenzen stets höher als im Szenario ohne Eigenverbrauchsförderung. Es zeigt sich auch hierbei, dass die derzeit geltende zusätzliche Eigenverbrauchsförderung keinen

<sup>40</sup> Die Berechnungen des Nettobarwerts der Erlöse ergeben sich über einen 10-Jahreszeitraum, was der technischen Lebensdauer des unterstellten Speichers entspricht. Es wird eine PV-Anlage unterstellt, die in 2012 zugebaut wird. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass ein Eigenverbrauchsanteil von 30% unabhängig vom jeweiligen Förderszenario erreicht werden kann.

Anreiz zur Investition in einen Speicher setzt. Dies gilt selbst dann, wenn der Speicher bei gleichen Investitionskosten größer dimensioniert würde und somit ein höherer EV-Anteil realisiert werden könnte.

Die grüne Linie in Bild 4.4 zeigt die Erlösdifferenzen, die erforderlich sind, um einen Zubau eines dezentralen Speichers wirtschaftlich rentabel zu machen. Diese Erlösdifferenzen ergeben sich wiederum durch in Tabelle 4-8 dargestellte deutliche Erhöhung der Förderung für einen EV-Anteil über 30%. Durch eine kleinere Dimensionierung des Speichers und einer damit verbundenen geringeren Eigenverbrauchserhöhung auf bspw. 42% müssten bei unterstellter Förderung die Kosten für einen Speicher niedriger als 4.700 € liegen. Bei einer Erhöhung des Speichervolumens und damit einhergehend einer Erhöhung des EV-Anteils auf bspw. 60% müssen die Investitionskosten für einen solchen Speicher bei unterstellter Förderung unterhalb von 12.000 € liegen.

#### **4.6.2.2 Betrachtung des PV-Zubaus zwischen 2012 und 2020**

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt die für einen Zubau eines dezentralen Stromspeichers erforderliche Förderhöhe abgeleitet wurde, werden in diesem Abschnitt die Auswirkungen einer solchen Förderung auf die Kosten, Einspeisung und Strompreise für Haushaltskunden unter der Annahme analysiert, dass alle zwischen 2012 und 2020 neu errichteten PV-Kleinanlagen mit einer Leistung von weniger als 30 kW einen Speicher zubauen und die dazu erforderliche Vergütung erhalten.

Das Ziel dieses Abschnitts ist es, die Auswirkungen einer für einen Speicherzubau erforderlichen massiven Förderung des Eigenverbrauchs gegenüber der derzeitigen Ausgestaltung der Förderung im EEG zu vergleichen. Die derzeit gültige Förderregelung des EEG sieht ab 2012 keine weitere Förderung des Eigenverbrauchs vor. Diese aktuelle Regelung dient für die folgenden Berechnungen als Grundlage bzw. als Vergleichsszenario. Im Anhang werden zusätzlich die Ergebnisse dargestellt, falls die derzeitige Eigenverbrauchsförderung auch in der Zukunft weiter bestehen bleiben würde. Die sonstigen Annahmen bleiben identisch.

Tabelle 4-9 zeigt die Auswirkungen des Szenarios mit einer EV-Förderung, die einen Speichereinzubau anreizt, gegenüber einem Szenario ohne EV-Förderung<sup>41</sup>. Im Szenario ohne EV-Förderung wird davon ausgegangen, dass lediglich ein EV-Anteil von 30% erreicht werden kann. Im Szenario mit einer entsprechenden Förderung des Eigenverbrauchs wurde unterstellt, dass sich durch den Zubau des Speichers der EV-Anteil auf 47% erhöhen lässt. Erzeugungsseitig wirkt sich die Speicherung des erzeugten Stroms aufgrund der Wirkungsgradverluste negativ auf die EE-Einspeisung bzw. den EE-Eigenverbrauch aus. Bis 2020 summieren sich die Verluste auf knapp 400 GWh. Die Bruttoförderkosten erhöhen sich aufgrund der hohen EV-Förderung auf knapp 1 Mrd. €<sub>2011</sub> in 2020. Die Nettoförderkosten<sup>42</sup> steigen nochmals stärker aufgrund einer geringeren Vermarktungsmenge und somit auch einem geringeren Vermarktungswert des PV-Stroms bei einem höheren EV-Anteil.

	Einheit	Auswirkungen eines Szenarios mit einer zusätzlichen EV-Förderung inkl. Speicheranreiz (EV-Anteil: 47%) gegenüber einem Szenario ohne EV-Förderung (EV-Anteil: 30%)									
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Minderung PV-Strom (Speicherverluste)	GWh	23	70	117	163	210	256	303	350	396	
Erhöhung der Bruttoförderkosten	Mio. € <sub>2011</sub>	122	340	517	656	762	842	902	945	972	
Erhöhung der Nettoförderkosten	Mio. € <sub>2011</sub>	131	368	563	720	845	943	1.022	1.082	1.127	

*Tabelle 4-9: Auswirkungen einer zusätzlichen Eigenverbrauchsförderung inkl. Speicheranreiz auf die Kosten und Einspeisung der PV – 2012 bis 2020*

Die Stimulierung eines Zubaus von dezentralen Speichern durch eine verstärkte EV-Förderung beeinflusst auch die Strompreise für die Endkunden. In Tabelle 4-10 sind die Auswirkungen auf die Strompreise für Haushaltskunden aufgezeigt. Demnach steigt der

<sup>41</sup> Es wird unabhängig davon eine Förderung des eingespeisten PV-Stroms weiterhin entsprechend Tabelle 4-7 unterstellt.

<sup>42</sup> Die Nettoförderkosten spiegeln die Bruttoförderkosten (gesamte EEG-Vergütungen) abzüglich der Vermarktungserlöse (Strommarkterlöse, vermiedenen Netznutzungsentgelte) und zzgl. der weiteren Vermarktungskosten (Profilservice, Handel) wider. Für die Berechnungen wurde ein Anstieg der Großhandelspreise für Strom von rund 58 €<sub>2011</sub> je MWh auf 66 €<sub>2011</sub> je MWh in 2020 unterstellt.

Endkundenpreis bis 2020 um 3,7 €<sub>2011</sub> je MWh an. Die stärkste Erhöhung erfolgt durch die höheren Netzförderkosten, die sich direkt auf die EEG-Umlage auswirken. Weiterhin steigen auch die Netznutzungsentgelte an, da der verminderte Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz aufgrund des höheren EV-Anteils die Umlagebasis für die gesamten Netzkosten vermindert. Der Einfluss auf die KWK-Umlage ist lediglich marginal und bewegt sich lediglich im Cent-Bereich je MWh. Die höhere Mehrwertsteuer ergibt sich direkt aus der Erhöhung der genannten Preisbestandteile.

	Einheit	Strompreiserhöhung eines Szenarios mit einer zusätzlichen EV-Förderung inkl. Speicheranreiz (EV-Anteil: 47%) gegenüber einem Szenario ohne EV-Förderung (EV-Anteil: 30%)									
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
EEG-Umlage	€ <sub>2011</sub> /MWh	0,3	0,9	1,4	1,8	2,1	2,3	2,5	2,7	2,8	
Netznutzungsentgelt	€ <sub>2011</sub> /MWh	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	
KWK-Umlage	€ <sub>2011</sub> /MWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Mehrwertsteuer	€ <sub>2011</sub> /MWh	0,1	0,2	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	
<b>Gesamt</b>	<b>€<sub>2011</sub>/MWh</b>	<b>0,4</b>	<b>1,1</b>	<b>1,8</b>	<b>2,3</b>	<b>2,7</b>	<b>3,0</b>	<b>3,3</b>	<b>3,5</b>	<b>3,7</b>	

*Tabelle 4-10: Auswirkungen einer zusätzlichen Eigenverbrauchsförderung inkl. Speicheranreiz auf die Strompreise für Haushaltskunden – 2012 bis 2020*

In Tabelle 4-11 sind die zusätzlichen kumulierten realen Förderkosten für die zwischen 2012 und 2020 neu errichteten PV-Dachanlagen über die gesamte Förderdauer dargestellt. Es zeigt sich, dass die erforderliche Förderung des Eigenverbrauchs zur Stimulierung eines Speicherzubaues für die genannten Kleinanlagen die Nettokosten der Förderung um mehr als 20 Mrd. €<sub>2011</sub> erhöhen würde.

	Auswirkungen eines Szenarios mit einer zusätzlichen EV-Förderung inkl. Speicheranreiz (EV-Anteil: 47%) gegenüber einem Szenario ohne EV-Förderung (EV-Anteil: 30%)
	Mrd. € <sub>2011</sub>
Erhöhung der Bruttoförderkosten	18,7
Erhöhung der Nettoförderkosten	22,2

*Tabelle 4-11: Auswirkungen einer zusätzlichen Eigenverbrauchsförderung inkl. Speicheranreiz auf die Förderkosten – kumulierte Kosten für die gesamte Förderdauer für PV-Anlagen, die zwischen 2012 und 2020 errichtet werden*

#### 4.7 Abschließende Bewertung

Die derzeitige Förderung der Fotovoltaik setzt einen Anreiz zur Maximierung der Anlagenleistung bzw. der verfügbaren Dachfläche. Das bedeutet, dass die zugebauten PV-Anlagen derzeit im Wesentlichen auf einen maximalen Energieertrag dimensioniert werden und somit die PV-Erzeugung häufig oberhalb der jeweiligen Verbrauchslast liegt. Um eine Ausrichtung der Anlagendimensionierung an der jeweiligen Last zu erreichen, müsste die Förderung für Eigenverbrauch theoretisch nochmals deutlich erhöht werden oder alternativ die Vergütung für eingespeisten Strom deutlich abgesenkt werden. Wie in den vorherigen Ausführungen erläutert, hat eine solche Kopplung von dezentraler Erzeugung und dezentraler Last in der Regel geringe oder keine positiven Effekte für das Gesamtsystem. Die derzeitige Förderung setzt zwar einen Anreiz, die PV-Anlage für einen möglichen Eigenverbrauch nutzbar zu machen, um höhere Gesamterlöse zu erzielen. Die Dimensionierung der Anlage dürfte bei der derzeitigen Ausgestaltung jedoch im Wesentlichen nicht beeinflusst werden. Durch die zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs erhöhen sich die Renditen der Anlagenbetreiber und es entstehen im Wesentlichen reine Mitnahmeeffekte. Die Auswirkungen auf die Strompreise der Endverbraucher sind zwar lediglich geringfügig. In der Tendenz steigen sie aber bei einer höheren Inanspruchnahme des Eigenverbrauchs, da die Gesamtkosten des Elektrizitätssystems auf eine geringere Verteilungsbasis umgelegt werden. Somit erfolgt eine Umverteilung der Systemkosten von den PV-Anlagenbetreibern mit Eigenverbrauchsnutzung zu den restlichen Stromendverbrauchern. Bei der Höhe der Kosten der PV-Förderung, die durch die Endverbraucher zu tragen sind, sollten zusätzliche direkte und indirekte Belastungen möglichst gänzlich vermieden werden. Weiterhin zu berücksichtigen sind die verminderten Einnahmen der öffentlichen Hand (Konzessionen, Steuern). Diese Einnahmen sinken durch einen zuneh-

menden Eigenverbrauch des PV-Stroms, da für diesen Teil des Stroms keine Steuern und Abgaben zu zahlen sind.

Zudem ist zu beachten, dass ein zunehmender Eigenverbrauch allenfalls mittel- bis langfristig in Kombination mit dezentralen Speichern und/oder ein an die tatsächliche Erzeugungsleistung angepasstes Verbrauchsverhalten zu einer Netz entlastenden Wirkung führen kann.<sup>43 44</sup> Vielmehr kann eine von der tatsächlichen Erzeugungsleistung unabhängige Anpassung des Verbraucherverhaltens kurzfristig ggf. auch dazu führen, dass sich die Lastspitzen erhöhen und dadurch sogar ein stärkerer Netzausbau erforderlich ist. Eine nennenswerte netzentlastende Wirkung wird durch die derzeitige Eigenverbrauchs-Regelung nicht erzielt.

Beide Effekte sind allerdings als untergeordnet gegenüber der Zunahme der Netzkosten einzuordnen, die sich ohnehin durch den Zubau der dezentralen Erzeugungsanlagen ergibt.

Da insgesamt keine wesentlichen positiven Effekte mit einem zunehmenden Eigenverbrauch verbunden sind und in der Tendenz die Strompreise für den Endverbraucher ab dem Jahr 2012 bzw. 2013 steigen werden, wird von einer Beibehaltung der Eigenverbrauchsförderung abgeraten. Der Wegfall von Einnahmen der öffentlichen Hand bestärkt dieses Ergebnis zusätzlich.

Spätestens ab dem Erreichen der Netzparität<sup>45</sup> ist eine zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs nicht mehr relevant. Auf Grundlage der derzeitigen Ausgestaltung des EEG sowie der

---

<sup>43</sup> In diesem Bereich sollte zusätzlich analysiert werden, ob eine stärkere Flexibilisierung des Verbrauchs durch eine Kopplung der Strompreise am Großhandelsmarkt und den Endkundenpreise in hoher zeitlicher Differenzierung durch variable Tarife einer Kopplung des Verbrauchs an dezentrale Signale - in diesem Fall der jeweiligen PV-Erzeugung - überlegen ist.

<sup>44</sup> Eine netzentlastende Wirkung wird dann erzielt, wenn die tatsächlich am Netzanschluss eingespeiste Erzeugungsleistung verringert wird. Dies kann entweder dadurch erzielt werden, dass der Verbrauch zu Zeiten hoher PV-Erzeugungsleistung (also typischerweise in den Mittagsstunden sonniger Tage) erhöht und damit die resultierende Einspeisung ins Netz verringert wird oder dadurch, dass ein Teil der Erzeugungsleistung (ebenfalls insbesondere zu Zeiten hoher PV-Erzeugungsleistung) dezentral zwischengespeichert und erst zu Zeiten mit niedriger Einspeiseleistung (und/oder hoher Last) ans Netz abgegeben wird.

<sup>45</sup> Üblicherweise gilt die Netzparität als erreicht, wenn die Kosten des selbst erzeugten Stroms bspw. einer Fotovoltaikanlage gleich hoch sind wie die Strombezugskosten, die für den Bezug des Stroms aus dem öffentlichen Netz zu entrichten sind.

mittelfristigen Prognose des PV-Zubaus des IE Leipzig<sup>46</sup> ist dieser Zeitpunkt für das Jahr 2013 zu erwarten. Sobald die Netzparität erreicht ist, kann die Vergütung für PV-Dachanlagen theoretisch vollständig eingestellt werden, da der EE-Betreiber eingesparte Strombezugskosten gegen seine Stromgestehungskosten der PV-Anlage rechnen kann. Damit würden zunächst lediglich diejenigen PV-Anlagen zugebaut werden, die einen Eigenverbrauchsanteil von 100 % erreichen können. Dieser Anteil lässt sich insbesondere erreichen, in dem die Anlage auf die Höhe der Last dimensioniert wird. Würde die Förderung gänzlich eingestellt werden, würden somit deutlich kleinere PV-Anlagen zugebaut werden. Die kleinere Dimensionierung der Anlage ist jedoch wiederum mit höheren Stromgestehungskosten verbunden. Somit ist zu erwarten, dass zumindest für eine bestimmte Zeit vergleichsweise weniger PV-Zubau bezogen auf die neu installierte Leistung erfolgt. Sofern eine Vergütung für den eingespeisten PV-Strom gezahlt wird, bestimmt die Höhe dieser Vergütung die betriebswirtschaftlich optimale Dimensionierung der Anlage. Je höher die Vergütung ist, desto größer ist der Anreiz einer energieertragsmaximierenden Auslegung und desto niedriger kann der Eigenverbrauchsanteil sein. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchanteils kann alternativ auch über einen dezentralen Speicher erfolgen. Allerdings sind die derzeitigen Speichersysteme noch sehr teuer. Im Rahmen der Analyse konnte gezeigt werden, dass der Zubau eines dezentralen Speichers für PV-Strom aus kleinen Dachanlagen lediglich durch massive zusätzliche Förderung des Eigenverbrauchs angereizt werden kann. Die Förderung des eigenverbrauchten PV-Stroms für einen EV-Anteil von mehr als 30 % müsste von derzeit 16,74 €-Cent je kWh auf mehr als 100 €-Cent je kWh ansteigen, damit sich eine Speicherinvestition zur Erhöhung des EV-Anteils von 30% auf 47% lohnt. Diese massive Erhöhung der Förderung wirkt sich insbesondere steigernd auf die Endverbraucherpreise für Strom aus. Dabei steigen neben der EEG-Umlage zusätzlich auch die Netznutzungsentgelte sowie die Mehrwertsteuer. Neben den höheren Kosten vermindert die Speicherung von PV-Strom aufgrund der Wirkungsgradverluste auch die EE-Erzeugungs- bzw. -Einspeisemenge. Selbst im optimistischen Fall einer unterstellten deutlichen Verminderung der Investitionskosten müsste im Jahr 2020 der Eigenverbrauch für den EV-Anteil über 30% noch mit 16 €-Cent je kWh (nominal) vergütet werden. Insgesamt zeigt sich, dass eine Stimulierung eines Speicherzubaues nur mit massiver finanzieller Hilfe erfolgen kann. Die Höhe der erforderlichen Förderung

---

<sup>46</sup> Vgl. IE Leipzig (2010).

kann ökonomisch nicht gerechtfertigt werden. Daher wird massiv von einer solchen Förderung abgeraten.

Durch eine möglichst niedrige Vergütung oder gar ein Auslaufen der Förderung für eingespeisten PV-Strom lassen sich ab Erreichen der Netzparität die EEG-Förderkosten und damit die EEG-Umlage deutlich reduzieren. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der daraus resultierende steigende Anteil des Eigenverbrauchs die spezifischen Netznutzungsentgelte und die KWK-Umlage erhöhen würde sowie die Einnahmen der öffentlichen Hand aus Stromsteuern, Mehrwertsteuern und Konzessionsabgaben senken würde. D. h. bei Erreichung der Netzparität und einer Einstellung der direkten Förderung über das EEG werden aus volkswirtschaftlicher Perspektive indirekte Subventionen durch die Entlastungen des Eigenverbrauchsanteils von Steuern und Abgaben sowie einer nicht verursachungsgerechten Reduktion der Netznutzungsentgelte für PV-Anlagen gewährt. Dies ist bei der Festlegung der Vergütungshöhen im Rahmen des EEGs zu berücksichtigen.

Eine Fortführung der Eigenverbrauchsförderung für Anlagen mit Inbetriebnahmejahr nach 2011 kann somit nicht empfohlen werden. Zudem ist bei der zukünftigen Ausgestaltung bei Erreichung der Netzparität die indirekte Subventionierung von Eigenverbrauch bei der Ausgestaltung der Förderung zu berücksichtigen. Spätestens bei einem deutlichen Überschreiten der Netzparität sollte die direkte Förderung vollständig eingestellt werden, um einen massiven Zubau, der auch zu diesem Zeitpunkt volkswirtschaftliche Kosten verursacht, nicht zusätzlich zu stimulieren.

## 5 Vergütungssystem Biomasse / Biogas (AP 5)

### 5.1 Hintergrund und Ziel des Kapitels

Stromerzeugung auf Basis Bioenergie wurde über die Förderung des EEG in den letzten Jahren erheblich ausgeweitet. Von 1,5 TWh im Jahr 2001 stieg die Stromerzeugung bis zum Jahr 2004 / 2005 zunächst moderat und anschließend mit einer deutlich stärkeren jährlichen absoluten Zunahme bis 2009 auf 23 TWh im Jahr 2009 an.

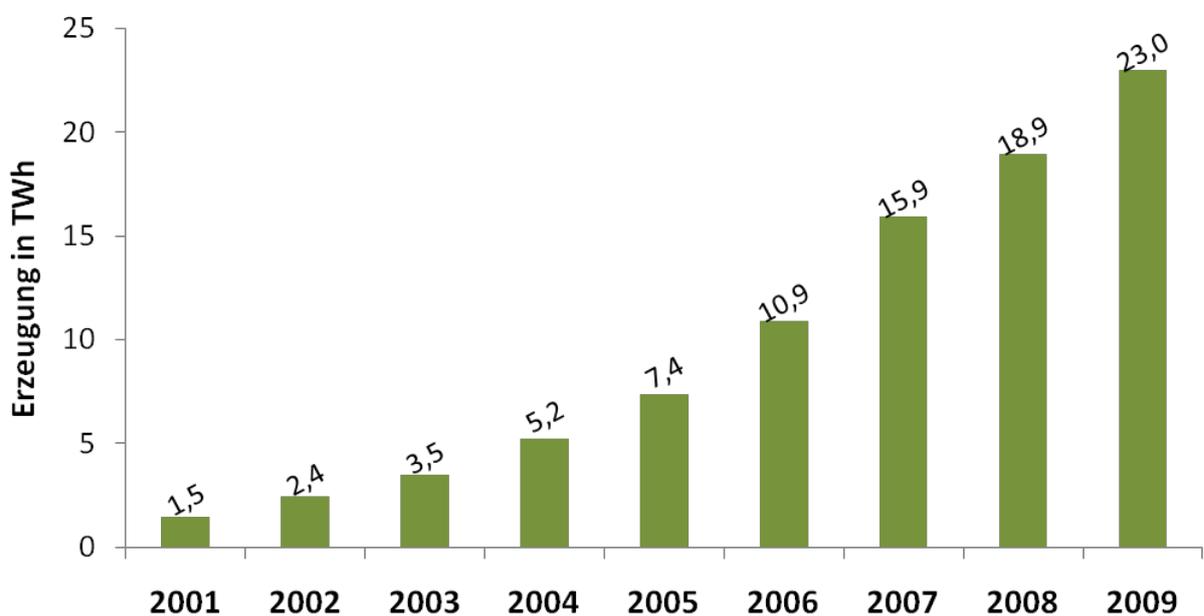


Bild 5-1: Entwicklung der EEG-Stromeinspeisung aus Anlagen auf Basis Bioenergie - Jahr 2001 bis 2009

Zur Erreichung von aktuellen politischen Zielsetzungen zur zukünftigen Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wird eine weitere Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis Bioenergie avisiert.<sup>47</sup> Bis zum Jahr 2015 soll die Stromerzeugung um ca. 10 TWh gegenüber dem Jahr 2010 erhöht werden, was einer Steigerung um etwa 28 % entspricht. Bis zum Jahr 2020 wird eine Stromerzeugung auf Basis Bioenergie von 49,5 TWh

<sup>47</sup> Bundesrepublik Deutschland (2010): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

avisiert und somit eine weitere Steigerung von 7,5 TWh gegenüber dem Wert des Jahres 2015 angestrebt.

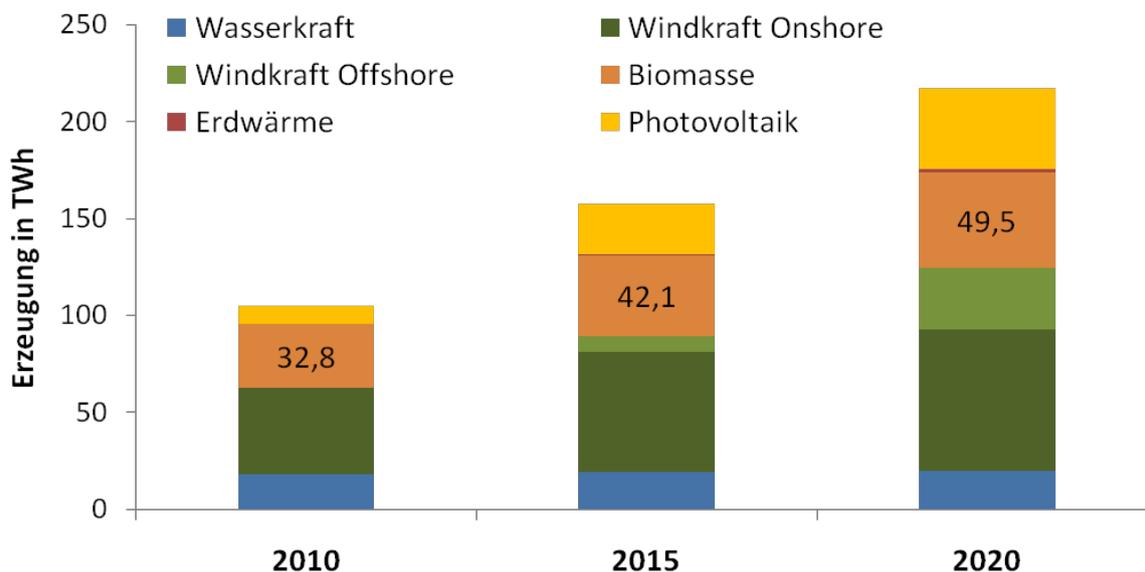


Bild 5-2: *Avisierte Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland - Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energien*

Damit kommt der Erhöhung der Stromerzeugung auf Basis Bioenergie zur Erreichung der avisierten EE-Ausbauziele neben dem Ausbau der Windenergie On- und Offshore und der zunehmend kritischer beurteilten - Stromerzeugung in PV-Anlagen eine wesentliche Bedeutung zu.

Beim weiteren Ausbau der Stromerzeugung auf Basis Bioenergie wird der Ausgestaltung des Vergütungssystems innerhalb des EEGs eine wesentliche Bedeutung zukommen. Dabei ist absehbar, dass die heutige Ausgestaltung mittel- und langfristig in ihren Grundsätzen überprüft werden muss. Kurzfristig sind dabei im Rahmen der aktuellen EEG-Novellierung die entsprechenden Weichen zu stellen. U. a. ergeben sich folgende Herausforderungen:

- Nutzungskonkurrenzen zwischen unterschiedlichen Anwendungsbereichen von Bioenergie, Flächenkonkurrenzen bei der Nahrungsmittel- und Grundstoffproduktion sowie dem Anbau von Bioenergiepflanzen und Konflikte zu Umwelt- und Klimaschutz müssen in einem geschlossenen Rahmen analysiert und gelöst werden. Insbesondere gilt es zu vermeiden, alternative Fördersysteme in Konkurrenz zu einander zu stellen und unerwünschte Auswirkungen, wie die Schaffung von Monokulturen und den Import von biogenen Energieträgern zu begrenzen.

- Der Ansatz der Kostenbasierung des EEGs führt im Bereich der Bioenergie ggf. zu einer Spirale der Erhöhung der Vergütungssätze. Die hohe Nachfrage nach biogenen Brennstoffen und Bioenergieanlagen durch die Förderung treiben über die Nachfrage die Preise. Eine nachgeführte Anpassung der Vergütungssätze führt in diesem Fall ggf. zu einer Kostenspirale, da bei einer weiteren Erhöhung der Vergütungssätze über eine steigende Nachfrage nach biogenen Brennstoffen wiederum Preissteigerungen resultieren. Insbesondere ist aufgrund dieser Gefahr einer Kostenspirale der Nutzen der Verwendung von biogenen Brennstoffen zur Stromerzeugung bedarfsgerecht und effizient auszugestalten.
- Die Anreizwirkungen und die Ausgestaltung der Bonuszahlungen sowie die Differenzierung der Grundvergütungssätze nach installierter Leistung muss unter Kosten- und Nutzenaspekten sorgfältig analysiert und bewertet werden.
- Die Einführung von Instrumenten zur verbesserten Markt- und Netzintegration von EE-Anlagen und die Vergütungssystematik müssen auf Konsistenz überprüft werden und der identifizierte Anpassungsbedarf umgesetzt werden.

## **5.2 Ausgestaltung des aktuellen Vergütungssystems**

Die Förderung von Strom aus Biomasse wurde seit der Einführung des EEG im Jahre 2000 zwischenzeitlich erheblich differenziert und zum Teil deutlich erhöht. Das EEG 2000 sah eine Förderung von Strom aus Biomasseanlagen in Abhängigkeit der installierten elektrischen Leistung von 10,23 Cent je kWh (bei Anlagen kleiner 500 kW), 9,21 Cent je kWh (bei Anlagen zwischen 500 kW und 5 MW) und 8,7 Cent je kWh (bei Anlagen größer 5 MW) für 20 Jahre vor.

Mit der Novellierung des EEG im Jahre 2004 wurde einerseits eine zusätzliche Leistungsklasse mit Anlagen kleiner 150 kW mit einem Vergütungssatz von 11,5 Cent je kWh eingeführt. Die Vergütungssätze für die übrigen Leistungsklassen wurden leicht abgesenkt. Durch die anteilige Vergütung von Anlagen mit einer hohen Leistung zu den Vergütungssätzen für Anlagen mit geringerer Leistung führte die Absenkung für die Vergütungssätzen für die höheren Leistungsklassen zu keiner oder nur geringen Erlösreduktionen von Neuanlagen gegenüber dem EEG 2000. Zugleich wurde eine Degression dieser Vergütungssätze um 1,5 % p.a. beginnend mit dem Jahr 2005 für neu in Betrieb genommene Anlagen eingeführt. Andererseits wurden zahlreiche Bonuszahlungen als zusätzliche Erlösmöglichkeiten ergänzt,

die keiner Degression unterlagen, und de facto zu Mehreinnahmen für Alt- und Neuanlagen gegenüber dem EEG 2000 bei Erfüllung der Anspruchsvoraussetzungen geführt haben. Bei diesen Boni handelt es sich um

- Bonuszahlungen für nachwachsende Rohstoffe,
- Bonuszahlungen für KWK-Strom und
- Bonuszahlungen für innovative Technologien.

Der Bonus für nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo) konnte sowohl für Bestandsanlagen als auch für Neuanlagen in Anspruch genommen werden. Der Bonus betrug 6 Cent je kWh bis zur Anlagenleistung von 500 kW und 4 Cent je kWh bei einer Anlagenleistung von bis zu 5 MW, wenn der Strom ausschließlich aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen sowie Gülle oder Schlempe gewonnen wird. Abweichend davon wurde der Bonus bei Strom aus Verbrennung von Holz bei einer Anlagenleistung von 500 kW bis 5 MW mit 2,5 Cent je kWh in reduzierter Form eingeführt.

Der Bonus für KWK-Strom wurde mit einer zusätzlichen Vergütung von 2 Cent je kWh eingeführt. Die Anspruchsvoraussetzung war, dass es sich bei der mit dem KWK-Bonus geförderten Strommengen tatsächlich um KWK-Strom im Sinne des KWK-Gesetzes handelt.

Der Bonus für innovative Anlagentechnologien in Höhe von 2 Cent je kWh wurde bei einer Anlagenleistung von bis zu 5 MW gewährt, wenn der Strom aus Anlagen, in denen Biomasse durch thermochemische Vergasung oder Trockenfermentation umgewandelt wird oder für Strom der mittels Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren gewonnen wird. Darüber hinaus wurde der Bonus gewährt, wenn zur Stromerzeugung eingesetztes Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität aufbereitet worden ist. Dabei war es unerheblich, ob das Gas an einer oder mehreren Stellen in das Erdgasnetz eingespeist wird. Der Bonus wurde nur gewährt, wenn die Anlage zumindest zeitweise als KWK-Anlage betrieben wird.

Mit der zweiten Novellierung des EEG im Jahre 2008 wurden die Rahmenbedingungen für die Stromerzeugung aus Biomasse in erheblichem Umfang modifiziert. Dieses hat nicht nur Auswirkungen bei der Förderung von Neuanlagen, sondern auch die Vergütung von Bestandsanlagen wurde zum Teil erheblich angepasst. Dabei wurde u. a. die Degression ab 2009 von 1,5 % auf 1 % abgesenkt und allerdings auf die Bonuszahlungen ausgeweitet. Zudem wurden die Höhe des KWK-Bonus und die Vergütung bis zu einer Leistung von 150 kW um

1 Cent je kWh erhöht. Die beiden letzteren Regelungen werden auch für Bestandsanlagen angewendet, so dass der KWK-Bonus nach der aktuellen Fassung des EEG 3 Cent je kWh beträgt und die Grundförderung bis 150 kW für alle Anlagen bei Inbetriebnahme bis Ende des Jahres 2009 bei 11,67 Cent je kWh liegt. Durch die anteilige Vergütung von Anlagen mit einer hohen Leistung zu den Vergütungssätzen für Anlagen mit geringerer Leistung profitierten Anlagen aller Größenklassen von dieser Anhebung. Darüber hinaus wurde ein neuer Bonus in Höhe von 1 Cent je kWh eingeführt, wenn die Formaldehyd-Grenzwerte für immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Biogasanlagen eingehalten werden. Die Begrenzung der Förderung auf Anlagen mit einer installierten Leistung von unter 20 MW wurde aufgehoben, wenn es sich bei der Anlage um eine KWK-Anlage handelt.

Damit erhalten Biomasseanlagen mit Inbetriebnahmejahr 2009 als Grundvergütung 11,67 Cent je kWh für die Leistung bis 150 kW, 9,18 Cent je kWh für die Leistung von 150 bis 500 kW, 8,25 Cent je kWh für die Leistung von 500 kW bis 5 MW und 7,79 Cent je kWh für die Leistung über 5 MW.

Der KWK-Bonus für Neuanlagen beträgt 3 Cent je kWh und besteht bis einschließlich einer Leistung von 20 MW. Unter bestimmten Anspruchsvoraussetzungen kann der höhere KWK-Bonus auch für Bestandsanlagen in Anspruch genommen werden.

Der im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahre 2008 eingeführte sog. Formaldehyd-, Emissionsminderungs- oder auch Luftreinhaltungsbonus in Höhe von 1 Cent je kWh kann sowohl für Neu- als auch Bestandsanlagen in Anspruch genommen werden. Die Bonuszahlung gilt grundsätzlich für Biogasanlagen - in der Regel Biogas-Verbrennungsmotoren -, die anaerobe Vergärungsprozesse nutzen, nach § 4 Abs. 1 BImSchG i. V. m. 4. BImSchV genehmigungsbedürftig sind und einen Grenzwert von 40 mg je m<sup>3</sup> einhalten. Der Nachweis der Anspruchsberechtigung ist durch Bescheinigung der zuständigen Behörden zu erbringen. Eine weitere Voraussetzung ist, dass die Anlagen eine installierte Nennleistung (gemäß Leistungsbegriff § 3 Nr. 6 EEG) von maximal 500 kW haben.

Mit der Einführung des Bonus sollen Anreize geschaffen werden, eine Reduzierung der Formaldehydemissionen zu erreichen. Die Gewährung eines Bonus über die genehmigungsrechtlichen Vorgaben hinaus wurde mit zusätzlichen Kostenbelastungen für Techniken zur Minimierung der Formaldehydemissionen begründet.

Der Technologie-Bonus wurde bereits, wie zuvor dargestellt, im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahre 2004 eingeführt und wurde weitgehend beibehalten. Der Bonus wird für

Verfahren der Gasaufbereitung und für innovative Anlagentechnik gewährt. Dabei ist eine Beschränkung der Inanspruchnahme auf Anlagen mit einer Leistung (Jahresdurchschnittsleistung) von maximal 5 MW vorgesehen. Anlagen mit einer höheren Jahresdurchschnittsleistung erhalten den Bonus anteilig.

Die Zahlungen im Rahmen der Bonuszahlungen für nachwachsende Rohstoffe (NaWaRo-Bonus) wurden im EEG 2009 im Vergleich zum EEG 2004 teilweise deutlich erhöht, die Anspruchsvoraussetzungen konkretisiert und die Bonushöhe weiter differenziert. Diese Regelungen gelten größtenteils sowohl für Bestands- als auch Neuanlagen.

Während der grundsätzliche NaWaRo-Bonus beibehalten wurde (6 Cent je kWh bei einer Anlagenleistung bis zu 500 kW und 4 Cent je kWh bei einer Anlagenleistung bis zu 5.000 kW) wurde der NaWaRo-Bonus im Falle einer Nutzung von Biogas eingeführt und liegt bei 7 Cent je kWh bei einer Anlagenleistung bis 150 kW. Weitere Erhöhungen des NaWaRo-Bonus ergeben sich bei Erfüllung von zusätzlichen Anspruchsvoraussetzungen. So wird der NaWaRo-Bonus Biogas bei Nutzung von Gülle zur Biogaserzeugung auf bis zu 11 Cent je kWh erhöht und wird auf die gesamte Stromerzeugung gewährt, wenn jederzeit ein Gülleanteil von 30 Masseprozent eingehalten wird. Ebenfalls erhöht sich der NaWaRo-Bonus Biogas bei Nutzung von Pflanzen im Rahmen der Landschaftspflege auf 9 Cent je kWh, wenn überwiegend, d. h. mehr als 50 % der Beschickungssubstrate der Anlage, auf den entsprechenden Materialien basieren.

Insbesondere bei den Anspruchsvoraussetzungen für die unterschiedlichen NaWaRo-Boni wurden zahlreich Positiv- und Negativ-Listen erstellt, um die Anspruchsvoraussetzungen zu konkretisieren.

Die aktuelle Vergütungssystematik weicht somit in zahlreichen Bereichen von der reinen Kostenbasierung der Förderung innerhalb des EEG ab. Potenzielle Nutzenüberlegungen sind im Rahmen der Förderung integriert. Insbesondere die Bonuszahlungen basieren in ihrer Ausgestaltung auf Analysen des potenziellen Nutzens. In Abschnitt 5.4 wird dieser Punkt entsprechend analysiert und insbesondere vor dem Hintergrund der geplanten Einführung eines optionalen Marktprämienmodells untersucht und bewertet.

### 5.3 Entwicklung des Ausbaus und der Förderung von Bioenergie im Rahmen des EEG

Aufgrund der starken Differenzierung der Grundvergütung nach Anlagenleistungen und der zahlreichen Bonuszahlungen unterscheidet sich die Durchschnittsvergütung je nach Anlage erheblich. Bild 5-3 stellt die Varianz der Vergütungshöhen (inklusive Bonuszahlungen) innerhalb der Nutzung von Bioenergie zur Stromerzeugung für die bis Ende 2009 installierte Leistung dar. Dabei wurde die im Jahr 2009 tatsächlich erzeugte Strommenge für die einzelnen Anlagen unterstellt.<sup>48</sup> Die Anlagen mit einer Vergütung unter 10 Cent je kWh erzeugen eine Strommenge von knapp 6 TWh pro Jahr. Die Anlagen mit den geringsten Vergütungssätzen erhielten dabei eine Vergütung von knapp 8 Cent je kWh. In einem Bereich von 10 bis 20 Cent je kWh werden weitere 9 TWh erzeugt. Weitere 9 TWh werden mit einem durchschnittlichen Vergütungssatz von über 20 bis zu maximal rund 27 Cent je kWh gefördert.

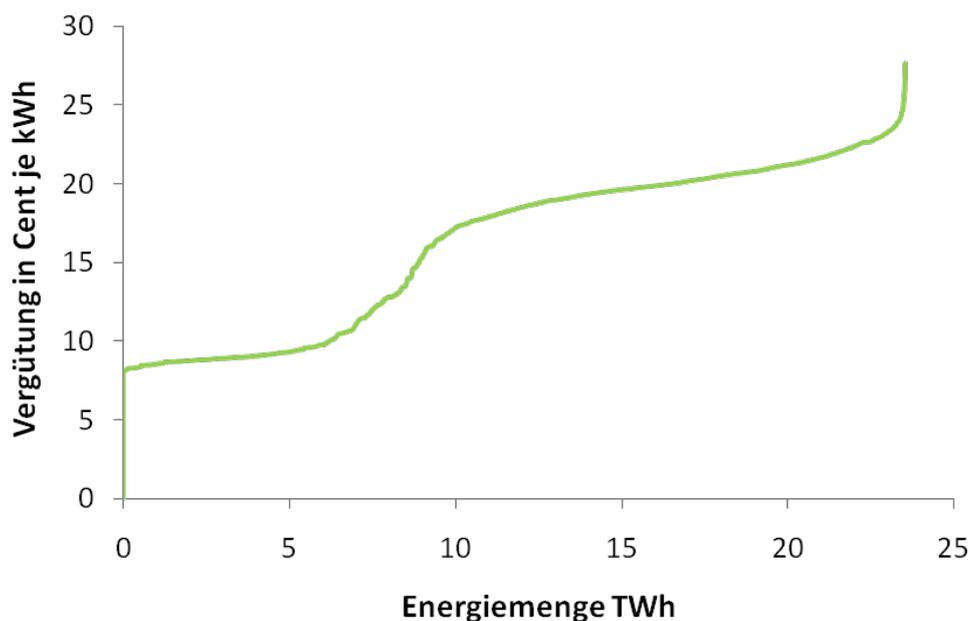
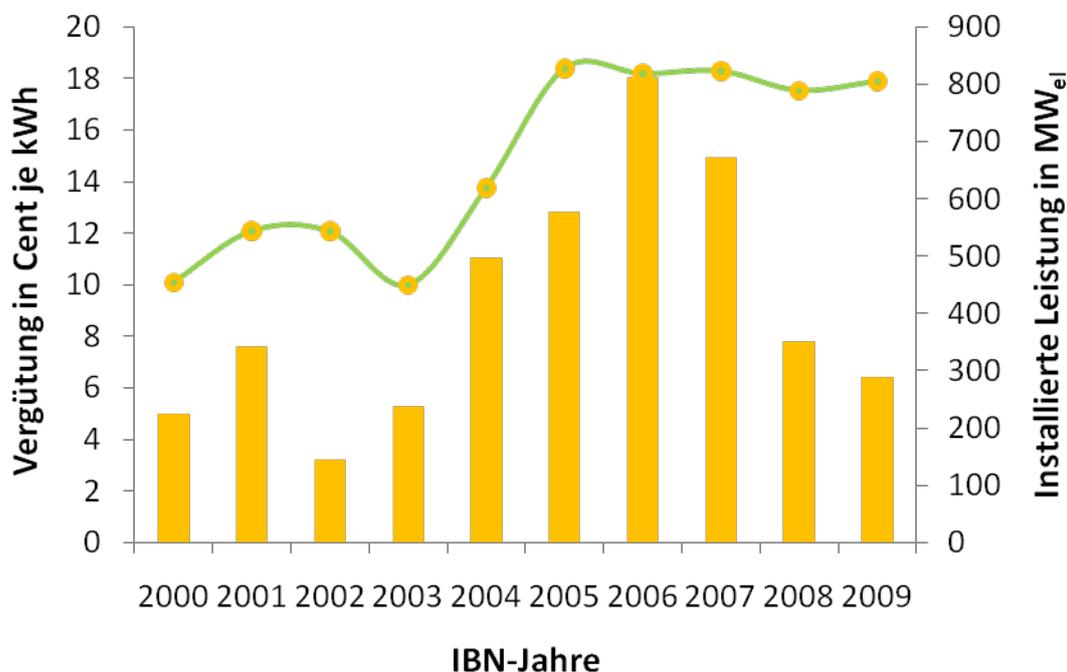


Bild 5-3: Vergütungskostenkurve nach Anlagen im Jahre 2009

<sup>48</sup> Für Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2009 wurde dabei eine Stromerzeugung für ein gesamtes Betriebsjahr abgeschätzt.

Dieses macht die erhebliche Differenzierung der Vergütungshöhen deutlich. Grundsätzlich ist eine solche Differenzierung auf der einen Seite mit dem Anspruch der Kostenbasierung des EEG im Einklang. Auf der anderen Seite zeigt diese Analyse auch, dass ein erheblicher Teil der Stromerzeugung auf Basis Bioenergie sehr weit von der Konkurrenzfähigkeit im Vergleich zu alternativen Technologien innerhalb und außerhalb des EEG entfernt ist.

Eine Analyse der durchschnittlichen Vergütungszahlungen nach Inbetriebnahmejahren zeigt deutlich, dass eine tatsächliche Kostendegression zur Heranführung der Stromerzeugung in Bioenergieanlagen an die Wettbewerbsfähigkeit in den letzten Jahren nicht gelungen ist (Bild 5-4). Während zunächst - in den Jahren 2000 bis 2003 - sehr günstige Potenziale zur Stromerzeugung auf Basis Bioenergie - in der Regel feste Biomassen - erschlossen werden konnten, wurden ab dem Jahr 2004 bzw. 2005 ausschließlich Potenziale mit hohen Kosten erschlossen. Dies steht im Einklang mit der erheblichen Erhöhung der Vergütungssätze und der Einführung von Bonuszahlungen im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahre 2004. Seit 2005 liegen die durchschnittlichen Vergütungszahlungen für neu in Betrieb genommene Anlagen bei ca. 18 Cent je kWh.



*Bild 5-4: Durchschnittsvergütung und installierte elektrische Leistung von Bioenergieanlagen im Jahre 2009 nach Inbetriebnahmejahren*

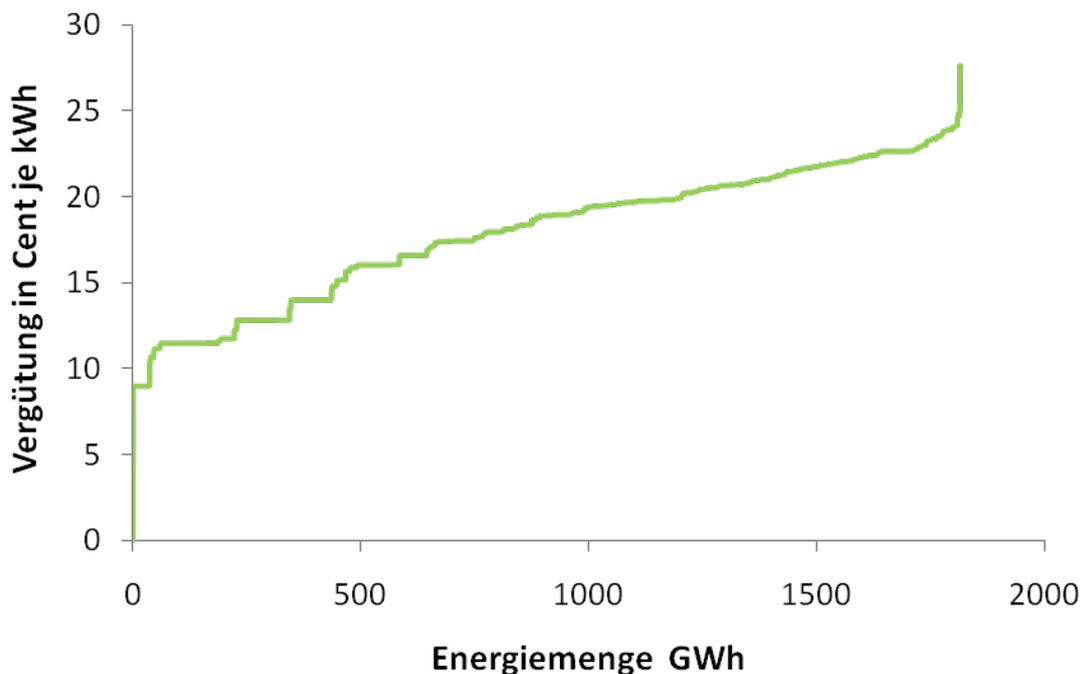
Die in Bild 5-4 ebenfalls dargestellte Entwicklung der in den einzelnen Jahren neu in Betrieb genommenen installierten elektrischen Leistung macht deutlich, dass die Anhebung der Vergütungssätze und die Einführung von Boni im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahr 2004 zunächst in erheblichem Umfang eine Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis Bioenergie anreizen konnten. Ab dem Jahr 2007 bis zum Jahr 2009 ist hingegen ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen. Der Grund für diese Entwicklung kann in mehreren Ursachen vermutet werden. Einerseits wurden bei den Stromerzeugungsmöglichkeiten auch die teureren Bioenergien sowie deren besten Anwendungsmöglichkeiten weitgehend genutzt. Zum anderen sind sowohl die Anlagenpreise als auch die Brennstoffkosten angestiegen. Ein Grund für diesen Anstieg liegt im starken Zubau an Bioenergieanlagen und der damit verbundenen Zunahme der Nachfrage an biogenen Brennstoffen. Es handelt sich zum Teil um einen sich selbst verstärkenden Effekt, der - insbesondere vor dem Hintergrund begrenzter Bioenergiepotenziale und Nutzungskonkurrenzen sowie nur geringfügiger Kostendegressionspotenziale bei den Anlagentechnologien im Hinblick der Heranführung der biogenen Stromerzeugung an die Wettbewerbsfähigkeit - kritisch zu beurteilen ist.<sup>49</sup> Zugleich zeigt der Zubau neuer Anlagen im Jahr 2009, dass die erhebliche Erhöhung der Vergütungssätze im Rahmen der EEG-Novellierung im Jahr 2008 den Trend einer Abnahme der neu installierten Leistung zumindest kurzfristig nicht umkehren konnte. Ob dieses auf die überproportionalen Kostensteigerungen und die bereits in erheblichem Umfang erschlossenen Potenziale zurückzuführen ist oder ob die Vergütungserhöhungen zunächst entsprechende Anreizwirkungen entfalten mussten, kann auf Basis der bisher öffentlich vorliegenden Daten nicht abschließend beurteilt werden. Valide Angaben zum Zubau im Jahr 2010 liegen bisher nicht vor.

Die in Bild 5-5 dargestellte Vergütungskostenkurve für im Jahr 2009 in Betrieb genommene Anlagen<sup>50</sup> zeigt aber sehr deutlich, dass zwar einige Stromerzeugungsmengen zu günstigeren Vergütungssätzen erschlossen werden konnten, ein erheblicher Teil der Anlagen allerdings eine durchschnittliche Vergütung von 15 bis zu über 25 Cent je kWh erhält. So werden rund 25 % der potenziellen Stromerzeugung der Anlagen mit einem durchschnittlichen Vergü-

<sup>49</sup> Siehe zu den begrenzten Bioenergiepotenzialen und Nutzungskonkurrenzen sowie nur geringfügiger Kostendegressionspotenziale auch die Ausführungen in den folgenden Abschnitten.

<sup>50</sup> Für die Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2009 wurde dabei wiederum eine Stromerzeugung für ein gesamtes Betriebsjahr auf Basis von zu erwartenden Volllaststunden abgeschätzt.

tungssatz bis zu 15 Cent je kWh und 75 % der potenziellen Stromerzeugung der Anlagen mit einem durchschnittlichen Vergütungssatz von über 15 Cent je kWh bezahlt.



*Bild 5-5: Vergütungskostenkurve nach Anlagen für im Jahre 2009 in Betrieb genommene Anlagen*

Einen erheblichen Anteil an der Höhe der durchschnittlichen Vergütungssätze wird durch die Inanspruchnahme von Bonuszahlungen neben der jeweiligen Grundvergütung verursacht. Bild 5-6 zeigt die Inanspruchnahme der unterschiedlichen Boni in Prozent des insgesamt erzeugten Stroms im Jahr 2009 für alle Anlagen Ende des Jahres 2009 sowie für Anlagen mit Inbetriebnahme 2009. Dabei sind Kombinationen mehrerer Boni nicht die Ausnahme sondern der Regelfall. Über alle Anlagen werden ein KWK-Bonus, der Formaldehydbonus für 12 %, ein Technologie-Bonus für 21 % und ein NaWaRo-Bonus für 66 % der Stromerzeugung in Anspruch genommen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere der Formaldehyd-Bonus nur von Biogasanlagen unter Berücksichtigung von Leistungsgrenzen in Anspruch genommen werden kann. Aber auch beim KWK-Bonus wird ggf. nur ein Teil der Stromerzeugung mit diesem Bonus vergütet. Die Bedeutung der Bonuszahlungen hat für Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2009 im Vergleich zum bestehenden Anlagenpark deutlich zugenommen.

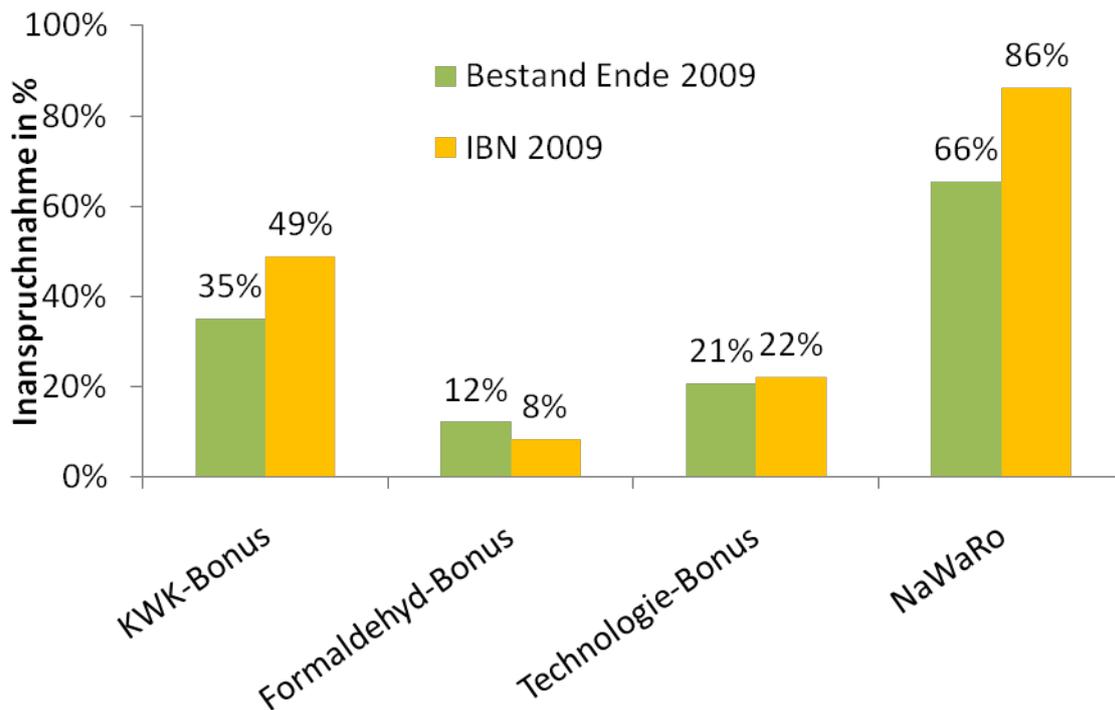


Bild 5-6: *Inanspruchnahme von Bonuszahlungen in % der gesamten Einspeisung von Bioenergieanlagen - Bestandsanlagen Ende 2009 und Anlagen mit Inbetriebnahme 2009*

Insbesondere die Inanspruchnahme von KWK- und NaWaRo-Bonuszahlungen ist bei der Förderung von deutlich höherer Bedeutung. Dies zeigt, dass eine Beurteilung und Bewertung der einzelnen Bonuszahlungen von weitreichender Bedeutung für eine Weiterentwicklung des EEG im Bereich des Vergütungssystems für Bioenergie ist.<sup>51</sup>

## 5.4 Beurteilung der Förderung von Bioenergie im Rahmen des EEG

Eine Analyse und Beurteilung der Förderung von Bioenergie im Rahmen des EEG kann in unterschiedlichen Zusammenhängen erfolgen. Aufgrund von zahlreichen Nutzungskonkurrenzen innerhalb des Bioenergiebereichs zwischen dem Verkehrs-/Wärme- und Elektrizitätssektor, durch Flächenkonkurrenzen beim Anbau nachwachsender Bioenergie mit der Nahrungsmittelproduktion und der Grundstoffproduktion sowie Konflikten im Bereich des Um-

<sup>51</sup> Siehe hierzu Abschnitt 5.4.2.

welt- und ggf. Klimaschutzes ist die Förderung von Bioenergie im Rahmen des EEG ganzheitlich und vor dem Aspekt der Nachhaltigkeit zu bewerten. Zudem wird aufgrund der Speicherbarkeit von Bioenergie und den unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten im Energiebereich der Bioenergie im Rahmen der mittel- und langfristigen Transformation des Energiesystems zu einer CO<sub>2</sub>-armen Energieversorgung eine zunehmende Bedeutung zukommen. Eine effiziente Nutzung der beschränkten Bioenergiepotenziale ist daher von außerordentlicher Relevanz und bereits heute sollten die Weichen im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahr 2012 entsprechend gestellt werden. Kurzfristig ist zugleich eine Analyse und Bewertung des komplexen Vergütungssystems für Bioenergie im EEG und insbesondere der Bonuszahlungen erforderlich. Dabei sollten insbesondere der Nutzen und die Anspruchsberechtigung für das zukünftige Elektrizitätsversorgungssystem beachtet werden und Fehlentwicklungen entgegengesteuert werden.

Im Rahmen dieses Gutachtens werden wesentliche Aspekte in allen drei Bereichen aufgezeigt.

#### **5.4.1 Allgemeine Aspekte der Förderung von Bioenergie**

Das EEG ist aktuell das wichtigste Instrument zur Förderung von Bioenergie. Dies gilt nicht nur für die Stromerzeugung, sondern für die gesamte Energieversorgung. Daneben existieren sowohl politische Ziele für die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Wärme- und Mobilitätsbereich als auch konkrete Vorgaben, z. B. durch das Biokraftstoffquotengesetz, sowie steuerliche Anreize in unterschiedlichen Bereichen.

Grundsätzlich sind bei der Förderung von Stromerzeugung auf Basis biogener Energieträger diese Zielkonflikte und Nutzungskonkurrenzen im Bioenergiebereich zu berücksichtigen. Neben der Gefahr einer Verfehlung von Zielen in einigen Bereichen durch eine Übererfüllung der Ziele in anderen Bereichen, ist bei einem Einsatz unterschiedlicher Instrumente zur individuellen Zielerreichung die Gefahr einer Konkurrenz der Fördersysteme gegeben, die tendenziell zu einer Kostenspirale führen kann. Eine Vereinheitlichung der Förderinstrumente, z. B. im Fall Biogas durch eine direkte Förderung der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Einspeisung ins Erdgasnetz, kann diese Problematik erheblich reduzieren. Mittel- und langfristig kann dadurch eine effiziente Nutzung auf Basis von Bedarfs- und Marktsignalen gewährleistet werden.

Aufgrund der Speicherbarkeit ist Bioenergie zugleich ein wichtiger Energieträger bei der Transformation der gesamten Energieversorgung und insbesondere der Elektrizitätsversorgung. So können stochastische Schwankungen der Einspeisung von Windenergieanlagen und PV-Anlagen durch Stromerzeugung aus Bioenergieanlagen ausgeglichen und abgesichert werden, wenn die Anlagen nach Bedarfssignalen der Elektrizitäts- und Regelenergiemärkte eingesetzt werden und dies bei der Auslegung der Anlagentechnologie bereits Berücksichtigung findet. Die geplante Einführung des (optionalen) Marktprämienmodells ist in diesem Bereich ein wesentlicher erster Schritt. Diese Form der Markt- und Netzintegration der EE kann insbesondere bei Bioenergieanlagen zu einer deutlichen Erhöhung des Nutzens der Bioenergie beim Transformationsprozess in der Elektrizitätsversorgung führen. Dabei ist bei der Förderung der Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe darauf zu achten, dass die Anreize des Marktprämienmodells nicht durch alternative Anreizwirkungen konterkariert bzw. unterlaufen werden.

Neben energiewirtschaftlichen Aspekten sind Flächenkonkurrenzen sowie Umwelt- und Klimaschutzaspekte von wesentlicher Bedeutung bei der Förderung von Bioenergie. Eine Überförderung von Bioenergie kann sowohl im nationalen als auch im internationalen Kontext zu unerwünschten Nebeneffekten führen. Auch hier sind sowohl Zielkonflikte als auch ggf. Konflikte bei der Ausgestaltung von konkurrierenden Instrumenten als wesentliche Probleme anzusehen. Insbesondere der Import von biogenen Energieträgern birgt einerseits die Gefahr einer nicht nachhaltigen Erzeugung in den Lieferländern als auch einer Verringerung der Nutzung von Bioenergie im Ursprungsland, da die erzielbaren Erlöse durch die in Deutschland bestehende Förderung höher sind. Grundsätzlich ist aber auch bei biogenen Energieträgern aus Deutschland der Nachhaltigkeitsaspekt ein wesentliches Kriterium.

#### **5.4.2 Beurteilung der aktuellen Ausgestaltung des EEG**

Bei der Beurteilung der aktuellen Ausgestaltung ist sowohl das Grundvergütungssystem als auch das System der Gewährung von Bonuszahlungen zu betrachten.

Im Rahmen des *Grundvergütungssystems* ist die Frage der Notwendigkeit und Sinnhaftigkeit der erheblichen Differenzierung der Vergütungssätze nach installierter Anlagenleistung zu prüfen. Insbesondere die hohen und im Zeitverlauf gestiegenen spezifischen Förderkosten erfordern eine Erhöhung der Effizienz der Förderung innerhalb des EEG. Dabei ist einerseits zu berücksichtigen, dass in größeren Anlagen in der Regel höhere energetische Nutzungsgra-

de und zugleich bessere Möglichkeiten zur bedarfsgerechten Einspeisung mit geringeren Investitions- und Betriebskosten gegeben sind. Mittel- und langfristig kann eine Heranführung von biogener Stromerzeugung nur durch die Nutzung von sowohl energetisch als auch ökonomisch effizienten Anlagengrößen und -technologien gelingen. Auf der anderen Seite ist beim derzeitigen Fördersystem eine Kostenbasierung erforderlich, um unerwünschte Mitnahmeeffekte, die nicht über Innovationskräfte des Marktes zu Effizienzgewinnen führen, zu begrenzen. Die Ausgestaltung der Grundvergütung unter Berücksichtigung von Kosten- und Nutzenaspekten ist im Rahmen der EEG-Novelle kritisch zu betrachten. Eine sinnvolle Entwicklung in diesem Bereich ist eine sukzessive Angleichung der Vergütungssätze nach Leistungsklassen. Ggf. ist dabei eine Erhöhung der Grundvergütungssätze für Anlagen in den höheren Leistungsklassen erforderlich, wenn kompensatorisch wesentliche Bonuszahlungen abgeschafft oder erheblich reduziert werden, um einen weiteren Ausbau der Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe zu ermöglichen. Dies könnte das komplexe Vergütungssystem erheblich vereinfachen und zugleich ein erster Schritt zu einer verbesserten energetischen und ökonomischen Effizienz der Verstromung von biogenen Energieträgern sein.<sup>52</sup>

Der **KWK-Bonus** soll einen Anreiz zur effizienten energetischen Ausnutzung von biogenen Brennstoffen setzen. Grundsätzlich kann dieses Ziel ceteris paribus als sinnvoll gelten, da die energetische Effizienz bei einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung höher ist. Dabei sind jedoch wesentliche zusätzliche Aspekte zu berücksichtigen:

Die variablen Kosten für die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme sind bei den meisten Anlagentechnologien unter Berücksichtigung des wirtschaftlichen Wertes der Wärme geringer als für die ausschließliche Erzeugung von Strom. Die Anlagenkosten erhöhen sich in der Regel bei den meisten Technologien zur Verstromung von Bioenergie nur marginal, da grundsätzlich keine andere Auslegung erforderlich ist. Zugleich wird bei den meisten Erzeugungstechnologien die Stromerzeugung im Betrieb bei gleichzeitiger Wärmeerzeugung nicht gesenkt. In der Regel wird die Abwärme, die ansonsten an die Umgebung abgegeben wird, als

---

<sup>52</sup> Die Möglichkeit der Nutzung z. B. von dezentral vorhandenen biogenen Reststoffen zur Biogaserzeugung ist nach Ansicht der Gutachter auf Basis der Möglichkeit der Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz weiterhin gegebene und wird bei entsprechender Ausgestaltung des Fördersystems nicht tangiert. Eine Kopplung von dezentraler Biogaserzeugung und dezentraler Stromerzeugung ist hingegen in der Regel sowohl energetisch als auch wirtschaftlich nicht effizient.

Wärmequelle genutzt. Zugleich erhöhen sich die Erlöse durch den Verkauf der Wärme bzw. in Form vermiedener Wärmeerzeugungskosten auf Basis vermiedener Brennstoffkosten (und ggf. alternativer Wärmeerzeugungssysteme). In der Regel ist eine KWK-Erzeugung für den Anlagenbetreiber somit eine wirtschaftliche Option, so dass ein KWK-Bonus ausschließlich die Anreize und Erlöse weiter erhöht.<sup>53</sup>

Die Gefahr eines zusätzlichen KWK-Bonus kann in diesem Bereich in einer Nutzung von Wärmesenken gesehen werden, die entweder „künstlich“ geschaffen werden oder durch andere Maßnahmen, wie z.B. eine Erhöhung der Effizienz bei der Wärmenutzung, kompensiert werden könnte. Die Erlöse bzw. vermiedenen Kosten einer alternativen Wärmebereitstellung sollten in der Regel weitgehend ausreichen, um eine KWK-Erzeugung anzureizen.

Bei dem potenziellen Nutzen der KWK-Erzeugung ist der Nutzen alternativer Verwendungen von Bioenergie zur Stromerzeugung zu berücksichtigen. Insbesondere die mittel- und langfristige Anforderung an Bioenergieanlagen zum Ausgleich von Angebot- und Nachfrage und bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen einen wesentlichen Beitrag zu leisten, wird durch die zusätzliche Förderung über den KWK-Bonus teilweise konterkariert. Dies gilt bereits im Rahmen der geplanten Einführung des optionalen Marktprämienmodells. Eine wie auch immer geartete Nutzung der Abwärme beschränkt die Flexibilität der Anlage und behindert bereits bei deren Auslegung einen möglichst hohen Grad an Flexibilisierung von Bioenergieanlagen. Der Nutzen unterschiedlicher Einsatzweisen und Auslegungsvarianten ist daher insbesondere bei neu in Betrieb genommenen Anlagen verstärkt auf Basis von Marktmechanismen zu basieren. Anlagenstandorte, bei denen durch einen hohen Wärmebedarf eine KWK-Erzeugung und eine entsprechende Auslegung sowie Betrieb der Anlage sinnvoll sind, sollten auch hohe Wärmeerlöse bzw. hohe vermiedene Kosten einer alternativen Wärmeerzeugung generieren. Somit sind eine entsprechende Auslegung und ein entsprechender Einsatz auch ohne zusätzlichen Bonus zu erwarten. Anlagen, bei denen dies nicht der Fall ist, sollten im Rahmen der Anreize des (optionalen) Marktprämienmodells mit hoher Flexibilität

---

<sup>53</sup> Bei unzureichenden Wärmenutzungspotenzialen im Nahbereich fallen ggf. Kosten für einen erforderlichen Wärmenetzausbau an. In wie weit ein solcher Ausbau im Gesamtkontext sinnvoll ist, ist nicht Gegenstand dieser Analyse. Der Ausbau der Fernwärmenetze wird aktuell allerdings z. B. bereits über das KWK-Gesetz gefördert.

ausgelegt werden und entsprechend für den Ausgleich von Angebot- und Nachfrage sowie zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Der KWK-Bonus führt hier zu einer Verzerrung der Preis- bzw. Bedarfssignale der Märkte für Flexibilität und KWK-Erzeugung.

Der **Formaldehydbonus** wurde mit der EEG-Novelle im Jahr 2009 eingeführt und soll zur Reduktion schädlicher Emissionen im Rahmen der Biogasverstromung beitragen. De facto wird der Bonus für die Einhaltung von genehmigungsrechtlichen Vorgaben (Grenzwerte TA Luft) gewährt. Bereits die Gewährung eines Bonus für die Einhaltung einer rechtlichen Vorgabe ist ungewöhnlich. Die von der Regelung betroffenen Biogasanlagen (Gasmotoren) können die Vorgaben in der Regel ohne zusätzliche Kosten decken, da die Vorgaben für Neuanlagen auf dem Stand der Technik - der Vorgabe gemäß TA Luft - erfüllt sind. Bei ggf. erforderlichen Nachrüstungen von Bestandsanlagen fallen allerdings Kosten in einem geringen Umfang an. Zusätzlich ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Nachrüstkosten weitgehend durch eine Verringerung der Betriebskosten kompensiert und zum Teil sogar überkompensiert werden können. Die Fortführung des Formaldehydbonus ist vor diesem Hintergrund von zweifelhaftem Nutzen.

Der **Technologiebonus** soll einerseits für die Entwicklung von innovativen Anlagentechnologien, wie Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen, oder Stirling-Motoren, gewährt werden. Bei den Anlagentechnologien handelt es sich de facto um weitgehend ausgereifte Technologien in einem späten Entwicklungsstadium. Mit Technologiesprüngen und mit erheblichen Kostendegressionen durch die Förderung ist nicht zu rechnen. Die höheren Kosten der Anlagen ergeben sich in der Regel aus ‚fundamentalen‘ Ursachen, so dass sie auch bei Betrieb mit fossilen Brennstoffen in der Regel nur in Anwendungsnischen zum Einsatz kommen.

Der konkrete Nutzen dieser Technologien in Form von Nischenanwendungen auf Basis Bioenergie ist u. a. aufgrund der begrenzten Potenziale von Bioenergie zumindest fraglich. Zudem ist eine Abschätzung des Nutzens der alternativen Verwendung der Bioenergie auf Basis von alternativen Technologien erforderlich. U. a. ist dabei das Ziel der Weiterentwicklung der Technologien eine wesentliche Voraussetzung. Dies wirft die bereits beim KWK-Bonus aufgetretenen Fragen auf:

- Sollen Bioenergieanlagen Grund- oder Mittellast inkl. Systemdienstleistungen bereitstellen?
- Sollen Bioenergieanlagen zu einem möglichst hohen Nutzen durch Ausgleich von Angebot- und Nachfrage in der Elektrizitätsversorgung beitragen oder mit einer hohen energetischen Effizienz durch KWK-Erzeugung genutzt werden?

Der Nutzen der Förderung einzelner Technologien zur Verstromung von Bioenergie ist vor diesem Hintergrund somit zweifelhaft und kann nicht belegt werden.

Andererseits wird der Bonus auch gewährt, wenn zur Stromerzeugung eingesetztes Gas aus Biomasse auf Erdgasqualität aufbereitet wird. Durch die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Einspeisung ins Erdgasnetz kann im Vergleich zur Verstromung vor Ort die Flexibilität der Nutzung erhöht werden. So ist durch die Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz eine gewisse Speicherbarkeit gegeben und das Biogas kann zur KWK-Erzeugung an Orten mit entsprechenden Wärmenachfragepotenzialen genutzt werden. Insbesondere vor dem Hintergrund der Nutzungskonkurrenzen zwischen Wärme-, Verkehrs- und Elektrizitätssektors und der mittel- und langfristige Anforderungen einer bedarfsgerechten Einspeisung greift die Ausgestaltung und die Kopplung der Förderung an die Vergütungssätze der EEG-Anlagen, in denen das Biogas verstromt wird, zu kurz. In diesem Bereich ist zumindest mittel- und langfristig eine Entkopplung der Förderung der Aufbereitung und Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz von der anschließenden Verstromung anzustreben, um das Biogas möglichst effizient zu nutzen. Eine Entkopplung kann dabei einen Beitrag leisten, das aufbereitete Biogas zugleich mit einem hohen wirtschaftlichen Nutzen und einer hohen energetischen Effizienz zu verwenden.<sup>54</sup>

Dem **NaWaRo-Bonus** kommt als Instrument zur Sicherung einer nachhaltigen Erzeugung und Nutzung von Bioenergie eine wichtige Rolle zu. Die erhebliche Differenzierung der Höhe des NaWaRo-Bonus nach Art der biogenen Stoffe (feste Biomasse, flüssige Biomasse, Biogas aus Gülle) und die Berücksichtigung von weiteren Aspekten, wie der Landschaftspflege, kann dabei sowohl vor dem Hintergrund einer Kostenbasierung als auch aufgrund weiterer Aspek-

---

<sup>54</sup> Eine physische Bilanzierung von entnommenen und eingespeisten Biogasmengen ist in der Praxis weder möglich noch wünschenswert. De facto handelt es sich somit auch bei der heutigen Regelung um eine rein bilanzielle Kopplung der Einspeisung von Biogas und der Vergütung der Verstromung.

te, wie Nachhaltigkeit und der Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen beim Anbau von biogenen Stoffen zur Bioenergieerzeugung, sinnvoll sein. Bei der aktuellen Ausgestaltung werden jedoch einerseits Kosten- und Nutzenaspekte unzureichend berücksichtigt. So kann z. B. die Gewährung eines hohen Bonus bei Nutzung von Gülle unter Umwelt- und Klimaschutzgesichtspunkten wünschenswert sein. Allerdings sind mit der Nutzung von Gülle zugleich in der Regel geringere Kosten als bei alternativer Biogaserzeugung verbunden. Die Differenzierung des NaWaRo-Bonus nach Anlagengröße ist hingegen aus Sicht einer Kostenbasierung angemessen. Aus Nutzenaspekten ist eine solche Differenzierung, analog zur Differenzierung bei der Grundvergütung, äußerst fraglich, da eine sowohl energetisch als auch wirtschaftlich effiziente Nutzung in der Regel in größeren Anlagen besser möglich ist. Zudem führt insbesondere die Ausgestaltung des Güllebonus zu erheblichen Fehlanreizen. Da bei einem Gülleanteil von mindestens 30 % auf die gesamte Stromerzeugung der NaWaRo-Bonus Biogas mit Gülle gezahlt wird, werden die Anlagen in der Regel entsprechend ausgelegt. Der Güllebonus führt somit nicht nur zu einer sinnvollen Gülleverwertung, sondern zugleich zu einer zusätzlichen Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen, in der Regel Energiemais, insbesondere in Regionen mit einem hohen Anteil der Viehwirtschaft. Der NaWaRo-Bonus Biogas und der Güllebonus sollten somit entkoppelt werden. Insbesondere sollte der Güllebonus ausschließlich auf den Einsatz von Gülle zur Stromerzeugung und nicht auf den gesamten erzeugten Strom gezahlt werden

Im Rahmen der Novellierung des EEG im Jahre 2012 sollten daher Anpassungen der NaWaRo-Bonuszahlungen und deren Differenzierung sowohl unter Kosten- als auch unter Nutzenaspekten erfolgen. Insbesondere muss in diesem Zusammenhang der Wert der Nutzung aus wirtschaftlicher und ökologischer Perspektive sowie unter Berücksichtigung von Kosten- und Klimaschutzaspekten berücksichtigt werden.<sup>55</sup> Allgemein ist die Verstromung von nachwachsenden Rohstoffen vor diesem Hintergrund und der fehlenden heutigen und auch zukünftig zu erwartenden hohen Stromgestehungskosten - insbesondere in Form von einer Grundlastherzeugung - im Vergleich zur biogenen Reststoffverwertung als kritisch zu betrachten.

---

<sup>55</sup> Eine grundsätzliche Bewertung der Förderung der Stromerzeugung auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen kann im Rahmen dieser Studie nicht erfolgen, da dies einerseits eine Bewertung von Nutzungskonkurrenzen und andererseits die Entwicklung einer umfassenden Strategie zur Bioenergienutzung unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeits-, Klimaschutz- und Umweltschutzkriterien erforderlich macht.

## 5.5 Handlungsempfehlungen

Die Analysen haben wesentliche Aspekte der kurz- sowie der langfristigen Anforderungen der Förderung zur Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe aufgezeigt. Dabei konnte sowohl kurzfristiger Handlungsbedarf aufgezeigt werden, wie bei der Ausgestaltung des Grundvergütungssystems als auch bei der Beibehaltung und Ausgestaltung der Bonuszahlungen. Zugleich ist bei der Nutzung von biogenen Brennstoffen zur Stromerzeugung zu berücksichtigen, dass unter dem derzeitigen Fördersystem mit einer Heranführung an die Wettbewerbsfähigkeit nicht gerechnet werden kann. Diese Erwartung ergibt sich dadurch, dass bei den ausgereiften zum Einsatz kommenden Technologien nicht von deutlichen Kostendegressionen durch die Förderung ausgegangen werden kann und mit zunehmender Nutzung von Bioenergie zur Stromerzeugung ggf. steigende Preise für biogene Brennstoffe - insbesondere bei nachwachsenden Rohstoffen - einhergehen.

Im Rahmen der EEG-Novelle empfehlen wir als zentrales Element einen Systemwechsel für Bioenergieanlagen. Die Einführung eines Marktprämienmodell für Neuanlagen ohne Optionalität zur Festpreisvergütung ist zu empfehlen, um die Wertigkeit der Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen zu erhöhen und Bedarfssignale der Wärme- und Elektrizitätsmärkte effizient und vollständig bei der Auslegung und dem Betrieb der Anlagen zu nutzen. Das Festpreisvergütungssystem mit den im Folgenden dargestellten Anpassungen sollte für Neuanlagen folglich als reines Referenzsystem zur Bestimmung der Bonuszahlungen bestehen bleiben.

Bei der Anpassung des Referenzsystems ist eine erhebliche Vereinfachung der heutigen Komplexität der Differenzierungen nach Anlagengröße sowie Grund- und Bonuszahlungen anzustreben.

Im Bereich der Grundvergütung wird eine sukzessive Verringerung der Differenzierung nach Anlagengrößen vor dem Hintergrund von mittel- und langfristigen Anforderungen an die Nutzung von biogenen Brennstoffen zur Stromerzeugung anzupassen. Im Rahmen der anstehenden Novellierung kann dies kurzfristig über eine deutliche Reduzierung der Grundvergütungssätze im Bereich der Anlagen mit geringer Leistung erfolgen. Durch eine entsprechende unterschiedliche Ausgestaltung der Degressionssätze sollte eine weitere Angleichung mittelfristig auf den Weg gebracht werden.

Im Bereich der Bonuszahlungen ist eine Abschaffung des Formaldehydbonus und des Technologienbonus für die Verwendung von sog. innovativen Stromerzeugungstechnologien zu empfehlen. Der Technologiebonus für die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und Einspeisung ins Erdgasnetz sollte langfristig von der Förderung der Stromerzeugung entkoppelt und entsprechend erhöht werden. Kurzfristig kann die Verringerung der Differenzierung der Grundvergütung nach Anlagengröße bei einer moderaten Anhebung des Technologiebonus für Aufbereitung und Einspeisung des Biogases die energetische und ökonomische Effizienz der Verwertung erhöhen.

Auch beim KWK-Bonus ist eine Abschaffung zu empfehlen. Der zusätzliche Anreiz einer gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung ist vor dem Hintergrund einer energetisch und ökonomisch effizienten Nutzung von biogenen Brennstoffen in der Stromerzeugung sowie der Kopplung der Erzeugung an die Bedarfssignale der Märkte nicht nachhaltig. Eine Berücksichtigung der tatsächlichen Bedarfssignale der Märkte ist bei einer Einführung des Marktprämienmodells eine Voraussetzung einer effizienten Nutzung von biogenen Brennstoffen in der Stromerzeugung.

Beim NaWaRo-Bonus sind insbesondere die Höhe der Boni sowie - in Analogie zu den Grundvergütungssätzen - die Kopplung an die Anlagenleistung zu reduzieren. Dabei sollten sowohl Kosten- als auch Nutzenaspekte berücksichtigt werden. Aufgrund der wesentlichen Bedeutung sollten bei der Festlegung der NaWaRo-Boni ebenfalls Nutzungs- und Flächenkonkurrenzen sowie Aspekte des Umwelt- und Klimaschutzes Berücksichtigung finden, um Fehlentwicklungen, wie z. B. durch Importe von Bioenergie und Anreize zu Monokulturen zu vermeiden. Eine Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe mit erforderlichen Vergütungssätzen von zum Teil deutlich über 15 Cent je kWh als Grundlastherstellung ist vor dem Hintergrund fehlender zu erwartender Kostendegressionen langfristig nicht sinnvoll. Der Güllebonus sollte vom NaWaRo-Bonus entkoppelt werden. Insbesondere sollte der Güllebonus ausschließlich auf die Stromerzeugung aus Gülle gezahlt werden. Der feste Grenzwert von einem Massenanteil von jederzeit 30 % sollte unter dieser Voraussetzung entfallen.

Mittel- und langfristig ist eine weitere Umstellung der Förderung von biogenen Brennstoffen anzustreben. Die in diesem Gutachten skizzierten, erforderlichen Ansätze zur Anpassung der Stromerzeugung auf Basis biogener Brennstoffe im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle sind entsprechend fortzuführen. Hierbei ist eine Harmonisierung der Förderinstrumente und

ordnungspolitischen Regelungen bei unterschiedlichen Nutzungen von Bioenergie anzustreben, um der Nutzungskonkurrenz sowie den negativen Auswirkungen konkurrierender Förderinstrumente gerecht zu werden. Zugleich führt eine stärker marktbasiertere Förderung zu einer effizienten Nutzung von biogenen Brennstoffen, und eine harmonisierte Förderung erhöht den Technologiewettbewerb innerhalb der Erzeugungstechniken. Andererseits müssen Flächenkonkurrenzen zur Nahrungsmittel- und Grundstoffproduktion sowie Aspekte des Umwelt- und Klimaschutzes auch mittel- und langfristig regelmäßig geprüft werden, um Fehlentwicklungen zu vermeiden. In diesem Zusammenhang ist nicht nur eine Überprüfung der Förderinstrumente erforderlich, sondern auch die Nutzung von Flächenpotenzialen für unterschiedliche Anwendungszwecke innerhalb und außerhalb des Bioenergiebereichs sowie die Problematik bei Importen von biogenen Brennstoffen sollten mit einbezogen werden.

## 6 Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenergiemarkt (AP 6)

### 6.1 Vorbemerkungen

#### 6.1.1 Ziel des Kapitels

Durch den zunehmenden EE-Ausbau steigt der Bedarf an Regelenergie zur Sicherstellung der Systembilanz (d. h. des momentanen Gleichgewichts von Erzeugung und Verbrauch), weil erhebliche Anteile der EE-Erzeugung dargebotsabhängig sind und ihre Erzeugung somit nur – mit begrenzter Genauigkeit – prognostiziert werden kann. Gleichzeitig nimmt die Häufigkeit von Zeiten zu, in denen die EE-Einspeisung bereits einen überwiegenden Teil der Stromnachfrage decken kann. Zu diesen Zeiten ist weniger konventionelle Kraftwerksleistung, die Regelenergie erbringen kann, am Netz.

Dabei ist die Stromerzeugung aus EE-Anlagen grundsätzlich regelbar. Allerdings nehmen diese Anlagen heute nicht an Regelenergiemärkten teil, sei es, weil sie die Präqualifikationsbedingungen nicht erfüllen oder aufgrund der Unsicherheit, inwieweit das Anbieten und Erbringen von Regelenergie mit dem EEG vereinbar sind.

Ziel dieses Kapitels ist es aufzuzeigen, wie EE-Anlagen zur Gewährleistung der Systembilanz beitragen können. Dabei betrachten wir sowohl die Möglichkeiten zur Teilnahme an den bestehenden Regelenergiemärkten als auch an alternativen – bestehenden oder neu zu schaffenden – Märkten. Neben technisch-wirtschaftlichen Aspekten untersuchen wir auch bestehende Hindernisse aus rechtlicher Sicht und leiten entsprechenden Anpassungsbedarf ab.

Für die weiteren Überlegungen ist es teilweise erforderlich, die EE-Anlagen anhand der Disponibilität ihrer Einspeisung in folgende Kategorien zu differenzieren:

1. Disponible Anlagen verfügen über eine Speicherbarkeit ihres jeweiligen Primärenergieträgers und eine genügend große Dimensionierung des Verstromungsaggregats, so dass die Zeiträume der Verstromung der (z. B. jährlich) verfügbaren Primärenergie in gewissen Grenzen prinzipiell frei wählbar sind. Hierzu können z. B. Biomasseanlagen zählen.
2. Viele Anlagen sind allerdings trotz grundsätzlicher Speicherbarkeit des Primärenergieträgers faktisch nicht disponibel. Dies ist z. B. bei wärmegeführten Anlagen der Fall oder bei

einer Auslegung des Verstromungsaggregats so, dass die Wirtschaftlichkeit eine Volllastung, also maximale Benutzungsdauer erfordert.

3. Auch dargebotsabhängige Anlagen (auf Basis von Wind- und Solarenergie) sind aufgrund der nur stochastischen Verfügbarkeit der Primärenergie und ihrer fehlenden Speicherbarkeit zur Sicherstellung der Verfügbarkeit in Zeiten mangelnden Dargebots nicht disponibel.

### 6.1.2 Abgrenzung zum Einspeisemanagement

Wenn EE-Anlagen zur Sicherstellung der Systembilanz beitragen sollen, stellt dies grundsätzlich einen Eingriff in die ursprünglich geplante Einspeisung dar. Ein solcher ist auch im Rahmen des sog. Einspeisemanagements nach § 11 EEG möglich. Dies ist jedoch auf Situationen mit Netzengpässen beschränkt. Für die nachfolgenden Betrachtungen wird daher in Bezug auf Zeiträume, in denen Einspeisemanagement stattfindet, folgende Abgrenzung getroffen:

- Situationsabhängig muss eine gewisse Rücksetzung von EE-Einspeisung erfolgen, um die Netzengpässe zu beheben. Dies geschieht per Einspeisemanagement, üblicherweise mit einigen Stunden Vorlauf.
- Außerdem muss das System für die Betriebsstunde ausbalanciert werden. Hierfür kann der ÜNB sich nicht auf § 11 EEG berufen. Der nach Einspeisemanagement verbleibende Bilanzierungsbedarf kann und muss über bestehende oder noch zu schaffende Märkte gedeckt werden.

§ 11 EEG greift also stets nur bis zu der Höhe, in der die EE-Einspeisung als Ursache für Netzüberlastungen identifiziert werden kann. Somit gibt es in allen Stunden – auch in denen, in denen Einspeisemanagement stattfindet – einen Bedarf an Regelleistung bzw. allgemein an Flexibilität zur Bilanzwahrung. Die anteilige Deckung dieses Bedarfs durch EE-Anlagen ist Gegenstand dieses Kapitels.

## **6.2 Potenzial von EE-Anlagen zur Gewährleistung der Systembilanz**

### **6.2.1 Grundsätzliches technisch-wirtschaftliches Potenzial (ungeachtet einer Klassifizierung nach Regelenergieprodukten)**

#### **Negative Regelenergie**

Negative Regelenergie erfordert Flexibilität bzgl. der Reduktion der Einspeiseleistung. Diese Flexibilität ist grundsätzlich bei allen EE-Technologien gegeben, und das Gros der EE-Anlagen bietet auch die technische Möglichkeit zur Steuerung der Einspeisung. Lediglich kleine Anlagen (z. B. PV-Dachanlagen) sind üblicherweise nicht zur Steuerung der Einspeiseleistung ausgelegt. Ein Vorteil vieler EE-Anlagen gegenüber der Mehrzahl konventioneller Kraftwerke besteht darin, dass sie keinen Beschränkungen durch Mindestleistungen unterliegen und somit auch bei brennstoffabhängigen Anlagen keine diesbezüglichen Vorhaltekosten anfallen. Eine detaillierte Analyse der technischen Potenziale ist in [1] zu finden.

Bei dargebotsabhängigen EE-Anlagen ist das Potenzial zur Leistungsreduktion von der momentanen Dargebotshöhe, d. h. der maximal möglichen Einspeiseleistung, abhängig. Somit steht bei diesen Anlagen die Flexibilität zur Reduktion der Einspeisung grundsätzlich nicht sicher zur Verfügung. Allerdings ist das Reduktionspotenzial statistisch betrachtet vor allem dann hoch, wenn insgesamt eine hohe EE-Einspeisung vorliegt, also gerade in den Stunden, in denen das Potenzial zur Erbringung negativer Regelenergie durch konventionelle Anlagen begrenzt ist. Insofern ergänzen sich die Flexibilitäten von EE-Anlagen und konventionellen Anlagen hier komplementär.

Bisweilen wird als Argument gegen eine Erbringung negativer Regelenergie durch EE-Anlagen eingewendet, dass dies mit einem ökologischen Nachteil einhergehe, weil dadurch die maximale Energieausbeute der EE-Anlagen verfehlt werde. Dem sind allerdings drei Aspekte entgegenzuhalten. Erstens tritt der Effekt nur bei nicht disponiblen Anlagen auf, denn bei disponiblen Anlagen wird die Einspeisung lediglich zeitlich verlagert. Zweitens ist nicht die Vorhaltung der Regelenergie, sondern nur deren tatsächliche Inanspruchnahme relevant und der Effekt somit begrenzt, da die Abrufhäufigkeiten gering sind. Und drittens kann in der Vorhaltung der Reserve konventionelle Erzeugung (die ja zur Bereitstellung negativer Regelenergie eine gewisse Mindestleistung – oberhalb der technischen Mindestleistung der An-

lagen – erbringen muss) verdrängt werden, so dass situationsbedingt insgesamt sogar eine höhere Einspeisung aus EE-Anlagen erzielt werden kann.

### **Positive Regelenergie**

Positive Regelenergie kann dann erbracht werden, wenn eine Erzeugungsanlage unterhalb der momentan möglichen Maximaleinspeisung betrieben wird, so dass noch eine kurzfristige Einspeisungserhöhung möglich ist.

Bei disponiblen EE-Anlagen besteht ein solches Potenzial vor allem dann, wenn die Leistung des Verstromungsaggregats in Bezug auf die verfügbare Primärenergie nicht auf maximale Volllaststundenzahl ausgelegt ist. Es ist davon auszugehen, dass dies künftig auf mehr und mehr Anlagen zutreffen wird, wenn – z. B. durch Einführung eines Marktprämienmodells (MPM) – Anreize zur bedarfsgerechten Verlagerung der Einspeisung gesetzt werden. Das MPM hat somit einen doppelten Effekt, indem es neben dem primären Zweck, die fahrplanmäßige Einspeisung stärker am Bedarf zu orientieren, auch Potenzial für die Bereitstellung positiver Regelenergie schafft. In Bezug auf diese EE-Anlagen entsteht dann durch die Vorhaltung der Regelenergie kein ökologischer Nachteil, denn bei der dafür notwendigen Reduktion der Einspeisung findet lediglich eine zeitliche Verlagerung der Verstromung statt.

Bei nicht disponiblen EE-Anlagen bewirkt eine Vorhaltung positiver Regelenergie dagegen eine Reduktion des möglichen Energieertrags. Im Gegensatz zur negativen Regelenergie betrifft dies die weitaus überwiegende Zeit, in der kein Abruf der Regelenergie erfolgt. Somit wäre bei diesen Anlagen die Vorhaltung positiver Regelenergie mit einem ökologischen Nachteil verbunden. Aufgrund der Höhe der entgangenen Einspeisevergütung (oder alternativer Vermarktungserlöse bei Direktvermarktung, ggf. in Verbindung mit MPM) wäre sie hier vermutlich auch ökonomisch unattraktiv.<sup>56</sup>

---

<sup>56</sup> Diese Ausführungen gelten zumindest kurz- und mittelfristig und damit für den hier relevanten Horizont. Bei hohem EE-Durchdringungsgrad kann auch ein Androsseln von dargebotsabhängigen Anlagen sinnvoll sein – nämlich dann, wenn in relevanten Zeiträumen des Jahres ohnehin nicht die gesamte mögliche EE-Einspeisung abgenommen werden kann.

## 6.2.2 Potenzial zur Teilnahme an heutigen Regelenenergiemärkten: Technische Kompatibilität mit Regelenenergieprodukten

An den Regelenenergiemärkten beschaffen die ÜNB drei standardisierte Produkte: Primärregelreserve, Sekundärregelreserve und Minutenreserve.<sup>57</sup> Aufgrund der hohen Bedeutung der Regelenenergie für die Sicherstellung eines stabilen Systembetriebs haben die ÜNB sogenannte Präqualifikationskriterien aufgestellt, deren Erfüllung potenzielle Marktteilnehmer zunächst nachweisen müssen, bevor sie Regelenenergie anbieten können [3-5]. Derzeit bestehen Planungen zur Anpassung einzelner Kriterien [2].

Disponibile EE-Anlagen können – ggf. durch Poolung<sup>58</sup> – die Präqualifikationskriterien grundsätzlich erfüllen, so dass ihnen aus technischer Sicht die entsprechenden Märkte offenstehen.<sup>59</sup>

Dargebotsabhängige EE-Anlagen erfüllen die Präqualifikationskriterien dagegen nicht. Ein Grund hierfür ist, dass zum letztmöglichen Zeitpunkt der Angebotsabgabe (nach Planung der

---

<sup>57</sup> Primärregelreserve dient dazu, das Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch bei dessen Störung innerhalb weniger Sekunden wiederherzustellen [3]. Sie wird innerhalb des kontinentaleuropäischen Synchronverbands solidarisch vorgehalten und durch Regler an den beteiligten Erzeugungseinheiten realisiert, die auf Frequenzabweichungen vom Sollwert (50 Hertz) automatisch und dezentral reagieren.

Zielsetzung der Sekundärregelung ist es, die Frequenz auf ihren Sollwert und die über die Verbundkuppelleitungen zwischen den Regelzonen ausgetauschten Übergabeleistungen auf die abgestimmten Sollwerte des Austauschprogramms zurückzuführen, so dass die aktivierte Primärregelleistung wieder als Reserve zur Verfügung steht [4]. Die Sekundärregelung wird somit verursachergerecht in der für ein Bilanzungleichgewicht jeweils verantwortlichen Regelzone erbracht. Die Aktivierung erfolgt über einen zentralen Regler beim ÜNB, der über Fernwirkeinrichtungen automatisch die Erzeugung der beteiligten Erzeugungseinheiten steuert.

Minutenreserve wird mit mehreren Minuten Vorlauf manuell aktiviert (künftig ebenfalls automatisch, um größere Zahlen von Erbringern mit jeweils kleineren Leistungsanteilen handeln zu können) und dient zur Wiederherstellung des freien Sekundärregelbandes sowie zum Ausgleich von Bilanzungleichgewichten, die über die verfügbare Sekundärregelleistung hinausgehen [5].

<sup>58</sup> Bei Primärregelreserve ist eine Poolung bisher nicht möglich, jedoch geplant [2].

<sup>59</sup> Diese Aussage bezieht sich auf allgemeine technologiespezifische Aspekte; die technische Ausführung konkreter Anlagen, z. B. hinsichtlich Regelungstechnik, kann der Erbringung einzelner Reservearten dennoch entgegenstehen.

BNetzA künftig bei Primärregelreserve 13 Tage und bei Sekundärregelreserve 12 Tage vor Ablauf des Lieferzeitraums, bei Minutenreserve am Vortag der Lieferung [2]) die Verfügbarkeit der Einspeisung und damit deren potenzielle Reduktion nicht sicher genug ist. So ist z. B. für Sekundärregelreserve eine Verfügbarkeit je technischer Einheit von 95 % über den gesamten Ausschreibungszeitraum von einer Woche erforderlich. Weitere Anforderungen an die Verfügbarkeit, die auch die Minutenreserve betreffen (z. B. 100 % Zeitverfügbarkeit), können ggf. durch Poolbildung erfüllt werden – jedoch nur dann, wenn ein gemischter Pool mit konventionellen Einheiten gebildet wird.

Neben den technischen Bedingungen auf Anlagen- oder Poolebene beinhalten die Präqualifikationskriterien Anforderungen bzgl. der Bilanzkreiszugehörigkeit der Anlagen (alle Reservearten) und bzgl. der Infrastruktur zur Fahrplanabwicklung (Minutenreserve). Diese organisatorischen Anforderungen werden nur von EE-Anlagen in der Direktvermarktung erfüllt, nicht hingegen von denen in der festen Einspeisevergütung (FEV).<sup>60</sup>

### **6.2.3 Potenzial zur Teilnahme an heutigen Regelenenergiemärkten: Rechtliche Zulässigkeit**

Ungeachtet der technischen Potenziale von EE-Anlagen und der Erfüllung der Präqualifikationsbedingungen ist zu klären, inwieweit die Möglichkeit zur Teilnahme an den Regelenenergiemärkten rechtlich gegeben ist. Hierzu geben wir zunächst einen Überblick über die einschlägige Fachdiskussion und nehmen anschließend eine eigene Einschätzung vor.

---

<sup>60</sup> Anlagen in der FEV reichen keinen Fahrplan ein und werden nicht, z. B. bei der Abrechnung von Ausgleichsenergie, an diesem gemessen, sondern sie speisen nach individuellen Erwägungen der Anlagenbetreiber ein, und nur der summarische Erzeugungsbeitrag des gesamten EE-Anlagenkollektivs wird vom ÜNB im Rahmen der Leistungs-Frequenz-Regelung indirekt berücksichtigt. EE-Anlagen in der Direktvermarktung unterscheiden sich dagegen bzgl. der Bilanzierung und Abrechnung ggü. dem ÜNB nicht von anderen Erzeugungsanlagen, d. h. sie werden in normalen Bilanzkreisen geführt, gemessen und abgerechnet, so dass z. B. auch ein Soll-Ist-Abgleich zur Überprüfung der Reserveverbringung für einen Anlagenpool mit EE-Anlagen in Direktvermarktung sich nicht von einem rein konventionellen Pool unterscheidet.

### 6.2.3.1 Überblick über die einschlägige Diskussion

Die Zulässigkeit der Vermarktung von Regelenergie durch EE-Anlagen wird in der Fachliteratur nur vereinzelt behandelt (insbesondere *Schumacher*<sup>61</sup>, ZUR 2009, 522, 527; *Ehricke/Breuer*, RdE 2010, 309, 311 ff.). Häufiger finden sich Äußerungen zur Problematik in Stellungnahmen zu laufenden Gesetzgebungs- oder Festlegungsverfahren sowie in Vorträgen. Diese Quellen werden daher, soweit bekannt, in die Auswertung einbezogen. Anhang A eine tabellarische Aufstellung der vertretenen Positionen.

Die vorhandenen Äußerungen sind teilweise vorsichtig zu bewerten, da nicht immer ersichtlich ist, inwieweit sie auf einer genauen Analyse der Rechtslage beruhen. Des Weiteren wird häufig nicht deutlich zwischen der Vermarktung negativer und positiver Regelenergie sowie zwischen Fällen der Direktvermarktung und der festen Einspeisevergütung unterschieden. Ein erheblicher Teil der Äußerungen enthält pauschale Bewertungen ohne normspezifische Argumentation. Hierbei wird die Zulässigkeit der Vermarktung von Regelenergie für EE-Anlagen in der Direktvermarktung ganz überwiegend bejaht, für Anlagen mit fester Einspeisevergütung teilweise aber auch verneint.

Normspezifische Aussagen finden sich vor allem im Hinblick auf das Doppelvermarktungsverbot nach § 56 EEG. Die Vereinbarkeit der Regelenergievermarktung durch EE-Anlagen mit dem Doppelvermarktungsverbot wird vielfach als problematisch angesehen und eine Klarstellung gefordert. Teilweise wird die Vereinbarkeit im Falle der Vermarktung negativer Regelenergie auch ausdrücklich bejaht, im Falle der Vermarktung positiver Regelenergie vereinzelt ausdrücklich verneint.

Unterschiedlich beurteilt wird die Vereinbarkeit der Vermarktung negativer Regelenergie mit dem Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien nach § 8 Abs. 1 EEG wie auch dessen zwingender Charakter nach § 4 Abs. 2 EEG. Teilweise wird jedenfalls die Ausnahmeregelung des § 8 Abs. 3 EEG für anwendbar gehalten, so dass kein Verstoß gegen den Einspeisevorrang vorliege.

---

<sup>61</sup> Die Literaturnachweise der für die rechtliche Erörterung herangezogenen Quellen sind in Anhang B.2 zu finden.

Die Vermarktung negativer Regelenergie wird teilweise als vereinbar mit der Andienungspflicht nach § 16 Abs. 4 EEG angesehen, ohne dies auf Fälle der Direktvermarktung nach § 17 EEG zu beschränken. Vereinzelt wird die Vermarktung positiver Regelenergie im Falle fester Einspeisevergütung als unzulässig beurteilt.

Im Ergebnis nicht als Hinderungsgrund angesehen wird die bislang fehlende Wahrnehmung der Verordnungsermächtigung nach § 64 Abs. 1 Nr. 6b) EEG, wonach zur verbesserten Integration des Stroms aus EE insbesondere die Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt geregelt werden können.

Teilweise wird eine Klarstellung gewünscht, dass die Möglichkeit von Maßnahmen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG bzw. zur Wahrnehmung der Systemverantwortung nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 oder Abs. 2, § 14 EnWG die Vermarktung negativer Regelenergie nicht ausschließt. Uneinheitlich beurteilt wird die Frage, ob Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 1, 14 Abs. 1 EnWG gegenüber Betreibern von EE-Anlagen nur nachrangig zum Einspeisemanagement nach § 11 EEG zulässig sind.

### **6.2.3.2 Einschätzung der derzeitigen Rechtslage**

Vorbemerkungen:

- Die rechtliche Zulässigkeit der Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenergiemarkt wird im Hinblick auf folgende Normkomplexe erörtert: Einspeisevorrang (§ 8 Abs. 1 und 3, § 4 Abs. 2 EEG), Andienungspflicht und Direktvermarktung (§ 16 Abs. 4, § 17 EEG), Doppelvermarktungsverbot (§ 56 Abs. 1 EEG), Verordnungsermächtigung (§ 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. b) EEG) und Verhältnis zu Abregelungsmaßnahmen nach § 11 Abs. 1 EEG, §§ 13, 14 EnWG.
- Untersucht werden sowohl die Erbringung negativer als auch positiver Regelenergie. Hinsichtlich negativer Regelenergie wird weiter danach unterschieden, ob noch verzichtbare konventionelle Erzeugung am Netz ist oder nur noch solche konventionellen „must-run-Kraftwerke“, die aus Gründen der System- oder Netzsicherheit nicht verzichtbar sind.
- In der Folge wird versucht, die aufgrund von Normzweck, Systematik und Materialien überzeugendste Auslegung darzustellen. Dabei sollen möglichst alle Problempunkte für die angestrebte Nutzung der Flexibilitätspotenziale der EE-Einspeisung identifiziert werden, um diese im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle beheben zu können. Der derzeitige

Regelungsgehalt der einschlägigen Rechtsnormen ist letztlich nicht eindeutig zu ermitteln. Dies zeigen auch die widersprüchlichen Ergebnisse der beiden bislang vorliegenden tiefergehenden Darstellungen (*Ehricke/Breuer*, RdE 2010, 309, 311 ff.: Zulässigkeit; *Schumacher*, ZUR 2009, 522, 527: Unzulässigkeit). Bei der BNetzA ist aktuell ein Missbrauchsverfahren hinsichtlich negativer Regelenergie anhängig, das gleichfalls den Klärungsbedarf deutlich macht (Az. BK6-10-233).

## A. Negative Regelenergie

### I. Verzichtbare konventionelle Erzeugung am Netz

#### 1. Verstoß gegen Einspeisevorrang, § 8 Abs. 1 und 3 i.V.m. § 4 Abs. 2 EEG

Die Vermarktung negativer Regelenergie durch Betreiber von EE-Anlagen (im Folgenden: Anlagenbetreiber) könnte gegen das grundlegende, auch europarechtlich (Art. 16 Abs. 2 RL 2009/28/EG) begründete Prinzip des Einspeisevorrangs für EE verstoßen. Dann müsste der Anwendungsbereich des § 8 Abs. 1 EEG eröffnet, eine Abweichung nach § 4 Abs. 2 EEG ausgeschlossen und schließlich auch die Ausnahme des § 8 Abs. 3 EEG nicht einschlägig sein.

##### a) § 8 Abs. 1 EEG

Gemäß § 8 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber vorbehaltlich des Einspeisemanagements nach § 11 EEG und vorbehaltlich der Ausnahme nach § 8 Abs. 3 EEG verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus EE unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Dieser Einspeisevorrang gilt sowohl bei Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung als auch im Falle der Direktvermarktung. Der Normzweck kann in der Steigerung der eingespeisten Strommenge aus EE gesehen werden.

Sowohl für als auch gegen die Vereinbarkeit der Vermarktung negativer Regelenergie mit dem Einspeisevorrang nach § 8 Abs. 1 EEG lassen sich gewichtige Argumente anführen, wobei die einschlägigen Ausführungen bislang ganz überwiegend von der Vereinbarkeit ausgehen. Für die Vereinbarkeit spricht insbesondere der Wortlaut des § 8 Abs. 1 EEG, der nur auf dem „gesamten angebotenen Strom“ aus EE abstellt und damit den Verzicht auf das Angebot von EE-Strom in Folge vertraglicher Vereinbarungen (Vermarktung negativer Regelenergie) möglicherweise nicht erfasst. Demgegenüber sieht § 8 Abs. 3 EEG aber ausdrücklich vor, dass die Verpflichtungen nach § 8 Abs. 1 EEG nicht bestehen, soweit Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zur besseren Netzintegration der Anlage ausnahmsweise vertraglich

vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen. Bei systematischer Auslegung erweisen sich daher Vereinbarungen über die Reduzierung der Einspeisung grundsätzlich als Abweichung vom Einspeisevorrang nach § 8 Abs. 1 EEG. Damit würde der Einspeisevorrang nach § 8 Abs. 1 EEG nicht (nur) an die tatsächlich angebotene EE-Strommenge anknüpfen, sondern an die „anbietbare“ Strommenge, auch wenn diese aufgrund vertraglicher Vereinbarung nicht oder nicht in vollem Umfang angeboten wird.

Ein solches Verständnis stünde jedenfalls bei kurzfristiger Betrachtung auch in Einklang mit dem Normzweck, die eingespeiste Strommenge aus EE zu erhöhen. Die Aufnahme der besonderen Ausnahmvorschrift des § 8 Abs. 3 EEG legt zudem nahe, dass die Netzintegration der EE-Anlagen – also insbesondere auch Fragen der Regelenergiebereitstellung – vom Normzweck des § 8 Abs. 1 EEG nicht unmittelbar abgedeckt sind, sondern erst und nur über diese Sondervorschrift Berücksichtigung finden. Damit sprechen wichtige Gründe für die Unvereinbarkeit der Vermarktung negativer Regelenergie mit § 8 Abs. 1 EEG.

Dies gilt grundsätzlich auch im Falle der Direktvermarktung, da weder Wortlaut noch Systematik, Normzweck oder Materialien eine Differenzierung vornehmen. Allerdings hätte es eine gewisse Logik, wenn der größeren wirtschaftlichen Eigenverantwortung des Anlagenbetreibers im Falle der Direktvermarktung auch zusätzliche wirtschaftliche Chancen durch Vermarktung von Regelenergie entsprächen. Ein solches Ergebnis ließe sich jedoch nur auf die in §§ 17, 64 Abs. 1 Nr. 6a EEG zum Ausdruck kommende allgemeine Zielsetzung einer besseren Marktintegration von EE stützen, so dass die rechtliche Tragfähigkeit einer solchen Differenzierung sehr begrenzt erscheint.

b) § 4 Abs. 2 EEG

Gemäß § 4 Abs. 2 EEG darf von § 8 Abs. 1 EEG unbeschadet des § 8 Abs. 3 EEG nicht zu Lasten des Anlagen- und/oder Netzbetreibers abgewichen werden. Der Einspeisevorrang ist insoweit zwingendes Recht. Überwiegend wird in der Vermarktung negativer Regelenergie weder eine Abweichung zu Lasten des Anlagenbetreibers noch des Netzbetreibers gesehen, da der Anlagenbetreiber eine höhere Vergütung erzielt, der Netzbetreiber aber Kosten einspart (geringerer Bedarf an negativer Regelenergie, geringere Kosten der zu beschaffenden Regelenergie). In der Tat sind beide Parteien damit im wirtschaftlichen Ergebnis besser gestellt, sofern nicht das Marktdesign (Zuschlag nach Leistungspreis, Abruf nach Arbeitspreis) bei einer Gesamtbetrachtung von Leistungs- und Arbeitspreis im Einzelfall die Kosten der Regelenergiebeschaffung erhöht. Allerdings genügt selbst die wirtschaftliche

Vorteilhaftigkeit nicht, um die Vereinbarkeit mit dem Abweichungsverbot des § 4 Abs. 2 EEG festzustellen.

In der allgemeinen Literatur zu § 4 Abs. 2 EEG ist anerkannt, dass Einzelregelungen nicht zusammengefasst und auf ihre Gesamtwirkung hin überprüft werden dürfen.<sup>62</sup> Ebenso werden Abweichungen im Rechtsverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber in aller Regel als unvereinbar mit § 4 Abs. 2 EEG angesehen, da das Abweichen zu Gunsten einer Partei zu Lasten der anderen Partei gehe.<sup>63</sup> Mit der Vermarktung negativer Regelenergie wird aber das Recht des Anlagenbetreibers zur vorrangigen Einspeisung seines EE-Stromes eingeschränkt. Eine Regelung „zu Gunsten“ des Anlagenbetreibers wäre nur gegeben, wenn dem Betreiber sogar weitergehender Netzzugang als nach den Vorschriften des EEG eingeräumt würde. Die bloße wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit eines Verzichts auf den Einspeisevorrang kann insoweit nicht genügen. Dieses Ergebnis entspricht bei systematischer Betrachtung auch dem Verständnis des Gesetzgebers, der in § 4 Abs. 2 EEG ausdrücklich eine Ausnahme für Vereinbarungen über eine Reduzierung der Einspeisung nach § 8 Abs. 3 EEG aufgenommen hat, derartige Vereinbarungen also im Grundsatz als unvereinbar mit § 4 Abs. 2 EEG ansieht, obwohl sie dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber wirtschaftliche Vorteile bringen.

c) § 8 Abs. 3 EEG

Nach § 8 Abs. 3 EEG bestehen die Verpflichtungen nach § 8 Abs. 1 EEG nicht, soweit Anlagenbetreiber und Netzbetreiber zur besseren Netzintegration der Anlage ausnahmsweise vertraglich vereinbaren, vom Abnahmenvorrang abzuweichen. Diese Vorschrift erfasst, wie die Gesetzesbegründungen zu § 8 Abs. 3 EEG 2009 und der Vorgängervorschrift des § 4 Abs. 1 S. 3 EEG 2004 zeigen,<sup>64</sup> insbesondere die Erbringung negativer Regelenergie. Die Vorschrift ist allerdings deutlich restriktiv gefasst („ausnahmsweise“) und stellt offenbar auf Einzelfall-Vereinbarungen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber ab. Eine generelle Teilnahme am Regelenergiemarkt ist dadurch nicht gedeckt. Auch die BNetzA lässt ein restriktives Ver-

---

<sup>62</sup> Vgl. nur Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 4 Rn. 42; Ehrlicke in Frenz / Müggenborg, EEG, 2010, § 4 Rn. 42

<sup>63</sup> Ehrlicke in Frenz / Müggenborg, EEG, 2010, § 4 Rn. 41; Oschmann in Danner / Theobald, Energierecht, Bd. 3, Stand Oktober 2010, VI B 1, § 4 EEG Rn. 28 f.

<sup>64</sup> BT-Dr. 16/8148 S. 44; BT-Dr. 15/2864 S. 32 f.

ständnis des § 8 Abs. 3 EEG im Entwurf ihres Leitfadens zum Einspeisemanagement erkennen, wonach der Netzbetreiber unter Effizienzgesichtspunkten nur eine Vergütung unterhalb der festen Einspeisevergütung leisten dürfe, da die Bereitschaft zur Abregelung von EE-Anlagen nur ein geringes Entgegenkommen darstelle, solange noch verzichtbare konventionelle Erzeugung am Netz sei.<sup>65</sup>

Die restriktive Handhabung von Ausnahmen vom Einspeisevorrang im geltenden Recht hat der Verordnungsgeber (BNetzA) im Übrigen auch hinsichtlich Abregelungsvereinbarungen nach § 8 Abs. 4 Satz 3 AusglMechAV deutlich gemacht, indem diese nur nachrangig zu Abregelungsvereinbarungen mit konventionellen Stromerzeugern genutzt werden dürfen.

#### d) Ergebnis

Im Ergebnis sprechen zahlreiche Argumente, insbesondere die gesetzliche Systematik des § 8 Abs. 3 EEG im Verhältnis zu § 8 Abs. 1 EEG, für die Unvereinbarkeit der Vermarktung negativer Regelleistung mit der derzeitigen Ausgestaltung des Einspeisevorrangs als zwingendem Recht. Die Gegenauffassung lässt sich am ehesten noch für den Fall der Direktvermarktung erwägen und wäre auch vom Ergebnis her logisch. Ergänzend ist festzustellen, dass aus praktischer Sicht zweifelhaft erscheint, ob ein Verstoß gegen den Einspeisevorrang je geltend gemacht werden würde, da jedenfalls im Regelfall aus wirtschaftlichen Gründen weder Netz- noch Anlagenbetreiber hieran ein Interesse haben.

## 2. *Kein Verstoß gegen die Andienungspflicht, § 16 Abs. 4 EEG*

Nach § 16 Abs. 4 EEG sind Anlagenbetreiber, die die feste Einspeisevergütung geltend machen, verpflichtet, ab diesem Zeitpunkt den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom in das Netz einzuspeisen und dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen, wenn dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch besteht und kein Sonderfall vorliegt (Eigenverbrauch oder Drittverbrauch im Arealnetz). Die Anforderungen an einen Wechsel von fester Einspeisevergütung zur Direktvermarktung und umgekehrt regelt § 17 EEG sehr restriktiv. Damit sollte ein „Rosinenpicken“ beim Verkauf des erzeugten Stromes verhindert werden. Zugleich sollten Netzbetreiber und EVU Planungssicherheit hinsichtlich der anfallenden EE-

---

<sup>65</sup> BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Konsultationsfassung v. 29.7.2010, Ziffer 1.2.3.

Strommengen erhalten.<sup>66</sup> Der Normzweck des § 16 Abs. 4 EEG lässt sich daher dahingehend verstehen, dass wirtschaftliche Nachteile für die Netzbetreiber und letztlich die Allgemeinheit verhindert werden sollen. Die Andienungspflicht findet dabei nur auf EE-Strommengen Anwendung, für die grundsätzlich die feste Einspeisevergütung beansprucht werden kann.

Die Vereinbarkeit der Vermarktung negativer Regelenergie mit der Andienungspflicht wird kaum behandelt. Dem Wortlaut nach ist ähnlich dem § 8 Abs. 1 EEG zweifelhaft, ob angesichts der Anknüpfung an den „in der Anlage erzeugten Strom“ auch die Nichterzeugung von Strom (negative Regelenergie) betroffen ist. Insoweit lässt sich fragen, ob an die in einem bestimmten Zeitraum „produzierbare“ EE-Strommenge angeknüpft werden muss. Doch ist die Relevanz des „erzeugten“ Stroms bei § 16 Abs. 4 EEG bereits deshalb deutlich größer als die Relevanz des tatsächlich „angebotenen“ Stroms nach § 8 Abs. 1 EEG, weil der Anwendungsbereich des § 16 Abs. 4 EEG von vornherein auf solche Strommengen beschränkt ist, für die grundsätzlich die feste Einspeisevergütung beansprucht werden kann. Zudem zielt der Normzweck nicht auf die Steigerung der Einspeisung von EE-Strom, sondern auf die Vermeidung wirtschaftlicher Nachteile für die Netzbetreiber und die Allgemeinheit, die sich aus der anderweitigen Vermarktung von Strommengen ergeben. Bei der Vermarktung negativer Regelenergie wird aber weder erzeugter Strom anderweitig vermarktet, noch erleiden Netzbetreiber oder Allgemeinheit in der Regel wirtschaftliche Nachteile. Im Gegenteil erzielt der Netzbetreiber einen wirtschaftlichen Vorteil, da er keine Verluste bei der Vermarktung des eingespeisten EE-Stroms zu Preisen unterhalb der Einspeisevergütung erleidet, einen geringeren Bedarf an negativer Regelenergie hat und schließlich die benötigte Regelenergie zu einem günstigeren Preis beschaffen kann. Eine Steigerung der Kosten der Regelenergiebeschaffung kann sich nur im Einzelfall aufgrund des Marktdesigns (Zuschlag nach Leistungspreis, Abruf nach Arbeitspreis) bei einer Gesamtbetrachtung von Leistungs- und Arbeitspreis ergeben.

Im Ergebnis ist die Vermarktung negativer Regelenergie daher mit der Andienungspflicht nach § 16 Abs. 4 EEG vereinbar. Der Anlagenbetreiber ist aus dem Blickwinkel dieser Vorschrift also nicht auf die Direktvermarktung nach § 17 EEG beschränkt.

---

<sup>66</sup> BT-Dr. 16/8148 S. 49. Nach Neuordnung des Ausgleichsmechanismus sind die EVU nicht mehr betroffen.

### 3. Verstoß gegen Doppelvermarktungsverbot, § 56 Abs. 1 EEG, nicht auszuschließen

§ 56 Abs. 1 EEG sieht vor, soweit hier relevant, dass Strom aus erneuerbaren Energien nicht mehrfach verkauft oder anderweitig überlassen werden darf. Dieses Doppelvermarktungsverbot gilt grundsätzlich sowohl bei Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung als auch bei Direktvermarktung.<sup>67</sup> Die Gesetzesbegründung macht deutlich, dass hiermit bestimmte Mehreinnahmen des Anlagenbetreibers und ggf. auch etwaige Verbrauchertäuschungen unterbunden werden sollen, die genauen Grenzen sind jedoch unklar. Der Normzweck des § 56 Abs. 1 EEG könnte insbesondere in folgenden drei Richtungen verstanden werden:

- (1) keine Mehreinnahmen des Anlagenbetreibers aufgrund mehrfacher Entlohnung der positiven Umwelteigenschaften von EE;
- (2) keine Mehreinnahmen des Anlagenbetreibers, die zu einer Mehrbelastung der Verbraucher führen;
- (3) keine Mehreinnahmen des Anlagenbetreibers durch zusätzliche Vermarktungswege, da das System der festen Einspeisevergütung dem Anlagenbetreiber einen auskömmlichen Ertrag ermöglicht.

Die Vermarktung negativer Regelenenergie aus EE-Anlagen wird derzeit vor allem unter dem Aspekt des Doppelvermarktungsverbot als problematisch angesehen, die Vereinbarkeit aber verbreitet bejaht.

#### a) Argumente für die Vereinbarkeit mit § 56 Abs. 1 EEG

Für die Vereinbarkeit mit § 56 Abs. 1 EEG gibt es gewichtige Argumente. Die Anknüpfung an den mehrfachen Verkauf oder die anderweitige Überlassung könnte auf einander widersprechende Handlungen des Netzbetreibers hinweisen, die nicht gleichzeitig erfüllt werden können.<sup>68</sup> In diese Richtung deuten auch die Hinweise auf die mehrfache Entlohnung positiver Umwelteigenschaften und auf etwaige Verbrauchertäuschungen.<sup>69</sup> Eine derartige Situation tritt bei der Vermarktung negativer Regelenenergie nicht ein.

---

<sup>67</sup> BT-Dr. 16/8148 S. 73.

<sup>68</sup> Vgl. auch allgemein Salje, EEG, 5. Aufl. 2009, § 56 Rn. 10: „Strombilanz-Unterdeckung“.

<sup>69</sup> BT-Dr. 16/8148 S. 73.

Aber auch wenn keine einander widersprechenden Handlungen verlangt werden, ist bereits fraglich, ob die Vermarktung negativer Regelenergie zu einer mehrfachen Vermarktung (Verkauf oder anderweitige Überlassung) von EE-Strom führt. Hiergegen spricht insbesondere, dass bei Abruf negativer Regelenergie kein Strom produziert und auf Grundlage fester Einspeisevergütung oder durch Direktvermarktung veräußert wird. Soweit umgekehrt Strom produziert und vermarktet wird, könnte die Zahlung eines Leistungsentgeltes für die Bereitstellung negativer Regelenergie nicht als zusätzliche Vermarktung dieses Stroms angesehen werden, sondern als Entgelt für ein eigenständiges Produkt (negative Regelenergie). Soweit schließlich aufgrund vorhandener Speichermöglichkeiten (z.B. Biomasse) der Einspeisezeitpunkt verlagert wird, könnte der gezahlte Leistungs- und Arbeitspreis für die negative Regelenergie nicht als zusätzliche Vermarktung des (eingespeisten) Stroms angesehen werden, sondern wiederum als Entgelt für ein eigenständiges Produkt (negative Regelenergie).

Unter Normzweckgesichtspunkten verstößt die Vermarktung negativer Regelenergie auch nicht gegen die oben genannten Normzweckbestimmungen (1) und (2), da weder auf die positiven Umwelteigenschaften Bezug genommen wird noch ein Nachteil für die Verbraucher entsteht. Vielmehr ergibt sich, wie bereits ausgeführt, eine Entlastung der Verbraucher durch den Wegfall der Einspeisevergütung, die Ersparnis zusätzlicher Regelenergie und den günstigeren Preis der EE-Regelenergie gegenüber der sonst zu beschaffenden Regelenergie aus konventionellen Energieträgern.

b) Argumente gegen die Vereinbarkeit mit § 56 Abs. 1 EEG

Andererseits lässt sich ein Widerspruch zum Doppelvermarktungsverbot aber nicht eindeutig ausschließen. Der Wortlaut ließe sich möglicherweise im Sinne eines Verbots der mehrfachen Vermarktung einer bestimmten Strommenge verstehen. Danach könnte ausreichen, wenn eine bestimmte Strommenge erzeugt und vergütet worden ist, dieselbe Strommenge zugleich aber auch als negative Regelenergie angeboten und insoweit zumindest mit einem Leistungsentgelt entgolten worden ist. Besonders deutlich wird dies, wenn mangels Abrufes negativer Regelenergie die gesamte mögliche Strommenge erzeugt und vergütet worden ist, daneben aber auch ein Leistungsentgelt für die Bereitstellung negativer Regelenergie vereinnahmt wurde. Bei zeitlicher Verlagerung der Einspeisung (etwa bei Biogasanlagen) kann sogar Leistungs- und Arbeitsentgelt für abgerufene negative Regelenergie erzielt werden und zugleich die Vergütung für den später eingespeisten EE-Strom. Eine solche Auslegung des § 56 Abs. 1

EEG stünde in Einklang (nur) mit der oben genannten Normzweckbestimmung (3), da der Anlagenbetreiber über die – auskömmliche – feste Einspeisevergütung bzw. den vereinbarten Direktvermarktpreis hinaus zusätzliche Einnahmen erzielt.

Gegen die Anwendbarkeit des § 56 Abs. 1 EEG könnte aus systematischer Sicht allerdings sprechen, dass der Gesetzgeber – anders als bei § 8 Abs. 1, Abs. 3 EEG und § 4 Abs. 2 EEG – keine ausdrückliche Ausnahme für Vereinbarungen über eine Einspeisereduzierung nach § 8 Abs. 3 EEG vorgesehen hat. Damit hat er derartige Vereinbarungen möglicherweise nicht als Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot angesehen, was entsprechend auch für die Vermarktung negativer Regelenergie gelten könnte. Das Fehlen einer derartigen Regelung ist mangels anderer Hinweise aber weniger aussagekräftig als die positiven Regelungen in § 4 Abs. 2 und § 8 EEG, da nicht deutlich wird, ob sich der Gesetzgeber des Problems bewusst war.

Das Doppelvermarktungsverbot des § 56 Abs. 1 EEG gilt grundsätzlich sowohl bei Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung als auch bei Direktvermarktung gemäß § 17 EEG. Allerdings passt das Normzweckverständnis (3) im Falle der Direktvermarktung nicht in gleicher Weise. Der Anlagenbetreiber unterliegt hier einem gewissen Risiko, dass er keine Vergütung in Höhe der – als auskömmlich angesehenen – festen Einspeisevergütung erzielt. Diesem wirtschaftlichen Risiko des Anlagenbetreibers könnte es entsprechen, dass er auch die wirtschaftlichen Chancen der Vermarktung negativer Regelenergie wahrnehmen darf. Für eine solche Auslegung böte das Normzweckverständnis (3) insoweit einen Anknüpfungspunkt, als die Gesetzesbegründung ausdrücklich auf die auskömmliche Höhe der festen Einspeisevergütung verweist, die Anwendbarkeit des Doppelvermarktungsverbot auf Fälle der Direktvermarktung aber nur mit der Gefahr einer Verbrauchertäuschung begründet. Eine deutliche Aussage lässt sich insoweit aber nicht treffen.

#### c) Ergebnis

Im Ergebnis sprechen zwar gute Gründe für die Vereinbarkeit der Vermarktung negativer Regelenergie mit dem Doppelvermarktungsverbot. Doch lässt sich ein Verstoß nicht eindeutig ausschließen. Dies gilt insbesondere bei Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung, weniger in Fällen der Direktvermarktung.

#### 4. *Verordnungsermächtigung nach § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. b) EEG*

Gemäß § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. b) EEG ist die Bundesregierung ermächtigt, die Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelenergiemarkt im Wege der Verordnung zu regeln. Hieraus lässt sich keine eindeutige Aussage entnehmen, ob eine derartige Rechtsverordnung zwingende Voraussetzung für die Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenergiemarkt ist oder ob eine solche Rechtsverordnung lediglich zur Präzisierung und ggf. Vereinfachung der Voraussetzungen erforderlich ist. Im Ergebnis kann § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. b) EEG keine eindeutige Aussage für oder gegen die Zulässigkeit der Teilnahme am Regelenergiemarkt entnommen werden.

## II. **Keine verzichtbare konventionelle Erzeugung am Netz**

### 1. *§ 11 Abs. 1 EEG*

§ 11 Abs. 1 EEG regelt das sog. Einspeisemanagement, wenn die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch Strom aus EE-Anlagen (bzw. KWK oder Grubengas) überlastet wäre. Eine Regelung der Einspeisung nach § 11 Abs. 1 EEG hat gemäß § 11 Abs. 2 EEG Vorrang gegenüber Maßnahmen im Rahmen der Systemverantwortung nach § 13 Abs. 1, 14 Abs. 1 EnWG.<sup>70</sup> Aus diesem Grunde darf negative Regelenergie aus EE-Anlagen nicht in Anspruch genommen werden, um eine Überlastung der Netzkapazität zu verhindern (vgl. hierzu auch die diesbezügliche Abgrenzung in Abschnitt 6.1.2).

### 2. *Kein Konflikt mit dem Einspeisevorrang, § 8 Abs. 1 EEG*

Da definitionsgemäß in der hier untersuchten Fallgestaltung keine verzichtbare konventionelle Erzeugung am Netz ist, beeinträchtigt die Erbringung negativer Regelenergie nicht den Einspeisevorrang gegenüber konventioneller Erzeugung. Hierbei wird davon ausgegangen,

---

<sup>70</sup> BT-Dr. 16/8148 S. 47; Salje, EEG, 5. Aufl. 2010, § 11 Rn. 35 f.; Ehrlicke in Frenz / Muggenborg, EEG, 2010, § 11 Rn. 27. Von einem gesetzgeberischen Versehen gehen dagegen aus: Schumacher, ZUR 2009, 522, 527; Bourwieg in Britz / Hellermann / Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2010, § 13 Rn. 18b.

dass dies auch bei einer etwaigen Resteinspeisung aus konventioneller Erzeugung gilt, die aus Gründen der System- oder Netzsicherheit nicht verzichtbar ist.<sup>71</sup>

3. *Kein Verstoß gegen die Andienungspflicht, § 16 Abs. 4 EEG*

Aus den oben (I. 2.) bereits dargestellten Gründen ist die Erbringung negativer Regelenergie nicht als Verstoß gegen die Andienungspflicht nach § 16 Abs. 4 EEG anzusehen.

4. *Konflikt mit dem Doppelvermarktungsverbot, § 56 Abs. 1 EEG, nicht auszuschließen*

Aus den oben (I. 3.) genannten Gründen lässt sich ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot bei Erbringung negativer Regelenergie insbesondere bei Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung nicht eindeutig ausschließen.

## **B. Positive Regelenergie**

Betrachtet werden im Folgenden vor allem die Fallgestaltungen, in denen der Zeitpunkt der Stromerzeugung beeinflusst werden kann (insbesondere Biomasseanlagen). Aus wirtschaftlichen Gründen vermutlich kaum relevant sind Fallgestaltungen, in denen dargebotsabhängige EE-Anlagen gedrosselt betrieben werden, um im Bedarfsfall positive Regelenergie bereitstellen zu können (vgl. Abschnitt 6.2.1).

1. *Kein Verstoß gegen Einspeisevorrang, § 8 Abs. 1, 3 i.V.m. § 4 Abs. 2 EEG*

Ein Verstoß der Vermarktung positiver Regelenergie gegen den Einspeisevorrang nach § 8 Abs. 1 EEG ist nicht erkennbar, wenn lediglich der Zeitpunkt der Stromeinspeisung verlagert wird. Ein Verzicht auf die Einspeisung bestimmter Strommengen ist hiermit nicht verbunden.

Selbst wenn die EE-Anlage gedrosselt betrieben werden sollte, ist ein Verstoß gegen den Einspeisevorrang nicht anzunehmen. Zwar werden auch in diesem Falle bestimmte „anbietbare“ Strommengen nicht angeboten und nicht erzeugt. Doch ist davon auszugehen, dass die Regelung zum Einspeisevorrang zwar möglicherweise Einschränkungen der üblichen Stromerzeugung erfasst, nicht aber die generelle Fahrweise von EE-Anlagen in der Weise

---

<sup>71</sup> Vgl. BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Konsultationsfassung v. 29.7.2010, Ziffer 1.2.2; in diesem Sinn auch Bourwieg in Britz / Hellermann / Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2010, § 13 Rn. 18b; a.A. offenbar Altrock / Herrmann, ZNER 2010, 350, 353, 357.

regeln soll, dass stets die technisch maximal mögliche Erzeugung geleistet werden soll. Auch die im Falle negativer Regelenergie wesentliche systematische Betrachtung des Verhältnisses zu § 8 Abs. 3 EEG gibt keine Hinweise auf die Unvereinbarkeit mit § 8 Abs. 1 EEG.

Im Ergebnis begründet die Vermarktung positiver Regelenergie keinen Verstoß gegen den Einspeisevorrang nach § 8 Abs. 1 EEG.

## *2. Verstoß gegen Andienungspflicht, § 16 Abs. 4 EEG*

Die Vorschrift soll nach ihrer Entstehungsgeschichte vor allem ein Rosinenpicken beim Verkauf des erzeugten Stromes verhindern. Dementsprechend ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, den gesamten in seiner Anlage erzeugten Strom, für den dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach EEG besteht, einzuspeisen und dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Vermarktet der Anlagenbetreiber einen Teil des von ihm erzeugten Stromes hingegen als positive Regelenergie, so wird dieser gerade nicht dem Netzbetreiber zur Verfügung gestellt, was der Andienungspflicht widerspricht. Es bestehen auch keine Anhaltspunkte, dass der Anwendungsbereich des § 16 Abs. 4 EEG auf die „gewöhnliche“ börsliche oder außerbörsliche Stromvermarktung beschränkt wäre und die Vermarktung als positive Regelenergie nicht erfassen würde. Dies gilt umso mehr, als sich Kurzfristhandel und Minutenreserve sehr nahe kommen können.

Fraglich erscheint allerdings, ob dieses Ergebnis mit dem Normzweck in Einklang steht, der auf die Verhinderung wirtschaftlicher Nachteile für den Netzbetreiber und die Allgemeinheit durch eine gesonderte Vermarktung besonders wertvoller Strommengen gerichtet ist. Ein wirtschaftlicher Nachteil ist jedenfalls dann anzunehmen, wenn der Anlagenbetreiber den nunmehr als positive Regelenergie vermarkteten Strom andernfalls als EE-Strom zu der im Verhältnis geringeren EEG-Vergütung eingespeist hätte. Lässt sich dies hingegen nicht feststellen, weil der Anlagenbetreiber den Strom sonst zu einem anderen Zeitpunkt erzeugt hätte, zu dem positive Regelenergie nicht benötigt wurde, so ist ein Verstoß gegen die Andienungspflicht nach § 16 Abs. 4 EEG nicht mit gleicher Eindeutigkeit gegeben. Allerdings ergeben sich auch in diesem Falle insoweit Nachteile, als die erhöhten Einnahmen durch die Vermarktung besonders wertvoller Strommengen nicht den mit der Vermarktung des EE-Stroms belasteten Netzbetreibern und der Allgemeinheit zu Gute kommen, sondern dem Anlagenbetreiber, obwohl die „auskömmliche“ Höhe der festen Einspeisevergütung eine erhöhte Vergütung für den Anlagenbetreiber nicht erfordert. Nach einem solchen Verständnis sieht das derzeitige

System der festen Einspeisevergütung eben keine wirtschaftlichen Anreize für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung aus EE vor.

Dieses Ergebnis erscheint allerdings nicht vollständig überzeugend, weil andererseits keine Möglichkeit vorgesehen ist, den Anlagenbetreiber zu einer bedarfsgerechten Einspeisung zu bewegen und das Ergebnis bei einer Einspeisung zu einem anderen Zeitpunkt für Netzbetreiber und Allgemeinheit noch nachteiliger wäre als die Vermarktung durch den Anlagenbetreiber als positive Regelenergie.

Im Ergebnis spricht viel für die Unvereinbarkeit der Vermarktung positiver Regelenergie mit der Andienungspflicht nach § 16 Abs. 4 EEG. In diesem Fall ist sie nur bei Übergang zur Direktvermarktung nach § 17 EEG zulässig.

### *3. Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot, § 56 Abs. 1 EEG, nicht auszuschließen*

Wie bereits oben zur negativen Regelenergie ausgeführt, lässt sich ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot nur unter bestimmten Annahmen begründen. Insbesondere muss der Normzweck wie oben (3) angegeben bestimmt werden. Die Unvereinbarkeit mit dem Doppelvermarktungsverbot könnte dann angenommen werden, wenn der Anlagenbetreiber ein Leistungsentgelt für die Bereitstellung positiver Regelenergie erhielt, die Regelenergie aber nicht abgerufen wird und stattdessen später die feste Einspeisevergütung vereinnahmt werden kann.

Sollte die EE-Anlage hingegen gedrosselt betrieben werden, so scheidet ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot aus. Bei Nichtabruf der positiven Regelenergie wird eine Vergütung für EE-Strom insoweit nicht erzielt. Bei Abruf der positiven Regelenergie wird diese lediglich als Regelenergie vergütet, nicht aber zusätzlich als eingespeister EE-Strom.

Im Ergebnis sprechen zwar gute Gründe für die Vereinbarkeit der Vermarktung positiver Regelenergie mit dem Doppelvermarktungsverbot. Doch lässt sich ein Verstoß nicht eindeutig ausschließen, wenn der Anlagenbetreiber den Zeitpunkt der Erzeugung von EE-Strom beeinflussen kann. Dies gilt insbesondere bei Inanspruchnahme der festen Einspeisevergütung, weniger in Fällen der Direktvermarktung.

### *4. Keine Unvereinbarkeit mit den Abregelungsmöglichkeiten nach § 11 Abs. 1 EEG bzw. §§ 13 Abs. 1, Abs. 2, 14 Abs. 1 EnWG*

Die Erbringung positiver Regelenergie durch EE-Anlagen wird teilweise deshalb in Frage gestellt, weil aufgrund der bestehenden Abregelungsmöglichkeiten eine zuverlässige Bereit-

stellung positiver Regelenergie nicht möglich sei. Soweit die Präqualifikationsanforderungen erfüllt sind (insbesondere bei dargebotsabhängigen EE-Anlagen problematisch), sollte dies der Erbringung positiver Regelenergie aber nicht entgegenstehen. Ebenso wie die Bundesnetzagentur für konventionelle Erzeugungsanlagen festgestellt hat, muss die Abstimmung zwischen etwaigen Abregelungsmöglichkeiten einerseits und der Inanspruchnahme positiver Regelenergie andererseits vielmehr durch geeignete Maßnahmen des Netzbetreibers sichergestellt werden.<sup>72</sup>

Im Ergebnis wird die Vermarktung positiver Regelenergie nicht dadurch ausgeschlossen, dass EE-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen geregelt werden können.

#### **6.2.4 Zwischenfazit**

Disponibile EE-Anlagen weisen Potenzial sowohl für positive als auch negative Regelenergie auf, dessen Nutzung nicht mit ökologischen Nachteilen verbunden ist. Zudem sind sie – ggf. durch Poolung – grundsätzlich kompatibel zu den Präqualifikationskriterien für die Regelenergiemärkte.

Dargebotsabhängige EE-Anlagen weisen ein Potenzial für negative Regelenergie auf, dessen Nutzung ebenfalls keine ökologischen Nachteile (sondern ggf. sogar Vorteile) birgt. Sie sind jedoch insbesondere wegen ihrer unsicheren Verfügbarkeit inkompatibel zu den Produkten der heutigen Regelenergiemärkte. Aufgrund des hohen und weiter zunehmenden Anteils der dargebotsabhängigen Anlagen an der gesamten EE-Erzeugung sowie angesichts der Tatsache, dass gerade die Vorhaltung negativer Regelenergie durch konventionelle Anlagen zunehmend kritisch – und damit teurer – wird, sollte das technische Potenzial auch dieser Anlagen nutzbar gemacht werden.

Es erscheint zunächst naheliegend, hierzu eine Veränderung der Präqualifikationsbedingungen in Betracht zu ziehen. Allerdings erscheinen diese Bedingungen bzw. deren einer Teilnahme von dargebotsabhängigen EE-Anlagen entgegenstehende Aspekte (hier insbesondere die Anforderungen an die Verfügbarkeit) im Hinblick auf Rolle der Regelleistung zur Wahrung der Systemsicherheit durchaus als gerechtfertigt. Unter Be-

---

<sup>72</sup> BNetzA v. 17.12.2009, Az. BK6-09-002.

rücksichtigung des Betrachtungshorizonts der vorliegenden Studie sind Änderungen der Präqualifikationskriterien somit hier nicht Gegenstand.<sup>73</sup>

Ungeachtet technischer Aspekte ist aus juristischer Sicht eine Teilnahme von EE-Anlagen an den bestehenden Regelenergiemärkten nicht sicher zulässig.

Um die Potenziale der EE-Anlagen für die Sicherstellung der Systembilanz künftig nutzen zu können, sind somit weitergehende Überlegungen erforderlich. Gegenstand der nachfolgenden Betrachtungen sind folgende Aspekte:

- Soweit EE-Anlagen die technischen Voraussetzungen (gem. Präqualifikationsbedingungen und Marktregeln) erfüllen, sollten sie an den Regelenergiemärkten teilnehmen dürfen.
- Da ein großer Teil der EE-Anlagen die Präqualifikationsbedingungen jedoch nicht erfüllt, sollte die Flexibilität der Anlagen aber auch unabhängig von bestehenden Regelenergieprodukten genutzt werden können. Allgemein bietet es sich an, den Intraday-Zeitbereich (also die Zeitspanne zwischen Gate Closure des Day-ahead-Markts und Abruf der Minutenreserve) stärker für die Gewährleistung der Systembilanz zu nutzen, denn mit zunehmender Nähe zum Betriebszeitpunkt kann die Einspeise- und Verbrauchssituation (und hier insbesondere die Höhe der dargebotsabhängigen Erzeugung) deutlich besser prognostiziert werden, ohne dass an das Ausbalancieren strikte Zeitanforderungen wie bei den standardisierten Regelenergieprodukten bestehen.
- Es sind notwendige Anpassungen des Rechtsrahmens abzuleiten, um die technisch-wirtschaftlich und ökologisch sinnvolle Nutzung von Flexibilitäten der EE-Anlagen rechtsicher zuzulassen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bzgl. einer Teilnahme an Märkten außerhalb der derzeitigen Regelenergiemärkte – insbesondere bei Verzicht auf die Vergütung von Leistungspreisen für Reservevorhaltung – möglicherweise ohnehin geringere juristische Hürden vorliegen.

---

<sup>73</sup> Langfristig ist eine Diskussion über die Anpassung von Produktdefinitionen und Präqualifikationskriterien der Regelenergiemärkte dagegen erforderlich, wenn bei sehr hohen EE-Anteilen eine Erbringung der Regelenergie durch EE-Anlagen mehr und mehr zwingend wird.

## 6.3 Optionen zur Nutzung von EE-Anlagen für die Gewährleistung der Systembilanz

### 6.3.1 Grundidee und Annahmen

#### Marktprämienmodell

In Abstimmung mit dem Auftraggeber gehen wir im Folgenden davon aus,

- dass zur Marktintegration der EE-Erzeugung ein MPM eingeführt wird, das dazu führt, dass erheblich mehr EE-Anlagen als bisher in die Direktvermarktung wechseln werden;
- dass das MPM allen, also auch dargebotsabhängigen EE-Anlagen offen stehen wird; und
- dass bei der Parametrierung des MPM grundsätzlich eine hohe Teilnahmequote angestrebt wird, wobei Mitnahmeeffekte soweit wie möglich ausgeschlossen werden.

#### Konzentration auf Anlagen in der Direktvermarktung

Eine Grundidee der nachfolgenden Überlegungen besteht darin, rein arbeitspreisbasierte Märkte für die Bereitstellung von Flexibilität durch EE-Anlagen zu erschließen, die von den ÜNB ergänzend zu den Regelenergiemärkten genutzt werden können. Aufgrund der o. g. Annahmen kann davon ausgegangen werden, dass das Potenzial bereits dann weitgehend erschlossen wird, wenn hierbei nur Anlagen in der Direktvermarktung berücksichtigt werden.<sup>74</sup> Dies hat zusätzlich folgende Vorteile:

- Die Wechselbereitschaft ins MPM wird erhöht, indem nur dort Zusatzerlöse durch Vermarktung von Flexibilität ermöglicht werden. Gleichzeitig würde dies keine nennenswerte Einschränkung aus Systemsicht bedeuten, wenn ohnehin eine möglichst hohe Teilnahmequote am MPM bei gleichzeitiger Minimierung von Mitnahmeeffekten erzielt werden soll.

---

<sup>74</sup> Die Öffnung des MPM für alle EE-Anlagen und die angestrebte hohe Teilnahmequote zielen darauf ab, dass das MPM zwar juristisch eine optionale Alternative zur FEV darstellen, aber faktisch so attraktiv sein wird, dass der Großteil der EE-Anlagen aus wirtschaftlichen Erwägungen ins MPM und damit in die Direktvermarktung wechseln wird.

- Die Auswahlentscheidung für die ÜNB (Abwägung zwischen optionalen Beschaffungsmärkten für Flexibilität) wird begrenzt und damit einfacher regulierbar.
- Der administrative Aufwand wird begrenzt, weil eine Umsetzung auf bestehenden Märkten aufbaut. Hierauf sowie auf weitere Ausgestaltungsfragen gehen wir im folgenden Abschnitt näher ein.

Darüber hinaus sollte die Teilnahme an bestehenden Regelenergiemärkten grundsätzlich für EE-Anlagen möglich sein, die die technischen Voraussetzungen erfüllen. Dabei erscheint es aus drei Gründen sowohl notwendig als auch hinreichend, dies ebenfalls nur für EE-Anlagen in der Direktvermarktung sicherzustellen:

- Die technischen Voraussetzungen werden insbesondere von disponiblen EE-Anlagen erfüllt, für die das MPM aufgrund der Erlösvorteile durch bedarfsgerechte Einspeisung ohnehin attraktiv sein wird [1].
- Zudem entsteht durch die Beschränkung auf die Direktvermarktung wiederum ein im Hinblick auf die Marktintegration erwünschter weiterer Anreiz zum Wechsel ins MPM.
- Schließlich wird hierdurch eine Verzerrung der Regelenergiemärkte vermieden, die dadurch entstünde, dass EE-Betreiber in der FEV eine vorteilhaftere wirtschaftliche Ausgangslage haben: Während für im Markt stehende Erzeugungsanlagen (gleich ob konventionell oder EE-basiert) der Leistungspreis das mit der Regelleistungsvorhaltung verbundene Risiko einer nicht auskömmlichen Vergütung am Fahrplanmarkt ausgleichen soll, besteht für EE-Anlagen in der FEV ein solches Risiko gar nicht, so dass insoweit unterschiedliche Voraussetzungen für das Bietverhalten bzgl. der Leistungspreise bestehen.

Da es sich um bestehende Märkte handelt, wirft die Teilnahme an den Regelenergiemärkten keine Fragen des Marketdesigns auf, erfordert jedoch juristische Klarstellungen und wird daher im diesbezüglichen Abschnitt 6.3.3 mit aufgegriffen.

Die oben dargestellten Vorteile einer ausschließlichen Erbringung von Flexibilität durch EE-Anlagen in Direktvermarktung (inkl. MPM) basieren, wie erwähnt, auf der Annahme einer hohen Teilnahmequote am MPM. Diese kann über die Höhe der gewährten Bonuszahlungen stark beeinflusst werden. Dabei gilt es zu beachten, dass einerseits zu hohe Bonuszahlungen im Vergleich zu einem System mit ausschließlicher FEV die Förderkosten für EE erhöhen, andererseits bei zu geringen Bonuszahlungen eine hohe Teilnahmequote am MPM und somit – ohne die Möglichkeit der Teilnahme am Regelenergiemarkt innerhalb der FEV – die mög-

lichst vollständige Nutzung des EE-Potenzials für den Regelenergiemarkt verfehlt wird. Einer ausgewogenen – ggf. geeignet zu flexibilisierenden – Festlegung der Bonuszahlungen kommt daher eine herausragende Bedeutung zu bei der Frage, inwieweit das Flexibilitätspotenzial der EE-Anlagen innerhalb des MPM wirtschaftlich effizient gehoben werden kann.

Eine abschließende quantitative Bewertung der Vor- und Nachteile wurde im Rahmen dieses Gutachtens nicht vorgenommen. Im Folgenden wird, wie bereits oben ausgeführt, davon ausgegangen, dass eine hohe Teilnahmequote am geplanten MPM durch geeignete Parametrierung erreicht werden kann und soll.

### **6.3.2 Teilnahme an bestehenden Kurzfristmärkten für EE-Anlagen in der Direktvermarktung**

#### **Vorüberlegungen**

EE-Anlagen in der Direktvermarktung werden bilanz- und regelungstechnisch wie konventionelle Kraftwerke behandelt. Dies gilt auch für das MPM, denn dieses ändert zwar gegenüber der „reinen“ Direktvermarktung die Erlösposition der Betreiber, nicht aber die Einbindung der Anlagen in die Marktprozesse. Folglich können diese Anlagen entsprechend ihrer technischen Möglichkeiten an bestehenden Märkten agieren.

Spezielle Flexibilitätsmärkte sind hier also nicht erforderlich, sondern EE-Anlagen können durch Wechsel in die Direktvermarktung (inkl. MPM) ihre Flexibilität gleichberechtigt mit konventionellen Anlagen über existierende Märkte (Intradaymarkt und Regelenergiemarkt) anbieten. Dies ist auch deshalb zweckmäßig, weil bei steigendem Anteil der direkt vermarkteten EE-Anlagen auch auf der Nachfrageseite für Flexibilität eine Differenzierung eintritt, so dass nicht mehr vorrangig die ÜNB (EE-bedingte) Flexibilität benötigen: Wenn z. B. die EE-Einspeisung größer ist als die zuvor erstellten Prognosen, müssen sowohl die ÜNB (für die durch sie vermarkteten Anlagen in der FEV) als auch die Bilanzkreisverantwortlichen mit hohem EE-Direktvermarktungs-Anteil ein Stromüberangebot absetzen.

#### **Regelenergiemarkt**

Für disponible EE-Anlagen ist, wie oben ausgeführt, aus technischer Sicht eine Teilnahme am Regelenergiemarkt (Minutenreserve und Sekundärregelreserve mit Leistungs- und Arbeits-

preis, ggf. auch Primärregelreserve mit Leistungspreis) grundsätzlich technisch möglich. Bei Anlagen in der Direktvermarktung sind zudem auch die organisatorischen Anforderungen (Bilanzkreiszugehörigkeit und Fahrplanabwicklung) erfüllbar. Die angestrebten Änderungen der Ausschreibungsbedingungen [2], beispielsweise hinsichtlich der Mindestgebotsgrößen, fördern zudem die Teilnahme kleinerer Einheiten. Die angestrebte Verkürzung der Zeitblöcke für die Primär- und Sekundärleistungsvorhaltung reduziert ebenfalls das Risiko und damit die Kosten einer Teilnahme an diesen Märkten. Eine Teilnahme dezentraler EE-Anlagen wird dadurch gefördert.

### **Intradaymarkt**

Der Intradaymarkt ist rein arbeitspreisbasiert, d. h. er bietet weder eine Vergütung für noch stellt er Anforderungen an die Vorhaltung von Leistung über bestimmte Zeiträume. Er steht damit disponiblen EE-Anlagen in positiver und negativer Richtung und allen anderen, insbesondere dargebotsabhängigen, EE-Anlagen wenigstens in negativer Richtung offen.

Aus Systemsicht würde die stärkere Verwendung des Intradaymarkts zur Sicherstellung der Systembilanz zweierlei Nutzen stiften:

- Die Verbreiterung der Angebotsseite durch EE-Anlagen würde zu Kostensenkungen führen, die sich darin niederschlugen, dass die benötigte Regelleistung am Intradaymarkt zeitweise zu einem niedrigeren Arbeitspreis als dem für Minutenreserve abgerufen würde.<sup>75</sup> Dies gilt auch dann, wenn die ausgeschriebene Menge an Regelleistung zunächst konstant bliebe.

---

<sup>75</sup> Die Wirkungen auf die Preisbildung sind im Detail recht komplex und daher schwer vorhersagbar. Zum einen bestünde für einen Teil, aber nicht für alle Anbieter die Option, entweder an der vortägigen Minutenreserveausschreibung oder am Intradaymarkt teilzunehmen, woraus eine Tendenz zur Preiskonvergenz der beiden Märkte entstünde. Gleichzeitig bestünden aber weiterhin erhebliche Unterschiede zwischen ihnen, einerseits hinsichtlich der Preisbildung (Zahlung von Gebotspreisen beim Minutenreserveabruf vs. Markträumungspreis am Intradaymarkt, Leistungspreis nur am Reservemarkt) und andererseits hinsichtlich der Teilnehmer sowohl auf Angebots- als auch Nachfrageseite. Für die ökonomische Effizienz ist jedoch die Kostensenkung maßgeblich, die durch die Verbreiterung des Angebots zu erwarten ist.

- Basierend auf Erfahrungen mit der Liquiditätsentwicklung am Intradaymarkt wäre in einem zweiten Schritt ggf. ein zusätzlicher Nutzen durch eine Reduktion der vorzuhaltenden und über Leistungspreise vergüteten Regelleistung zu erzielen. Hierzu wäre zu analysieren, inwieweit die Zunahme der Direktvermarktung von EE-Einspeisung die Liquidität des Intradaymarkts verbessert und wie die Liquidität mit dargebotsbedingten Schwankungen des tatsächlichen Reservebedarfs korreliert.

Nutzen und Liquidität des Intradaymarkts hängen freilich nicht allein von der Angebotsseite ab, sondern auch von der Nachfrageentwicklung, und diese wiederum von den potenziellen Einsatzzwecken der hierüber beschafften Energie.

Im Hinblick hierauf sollten zum einen die Marktregeln des Intradaymarktes fortentwickelt werden, um seine Eignung für die Sicherstellung der Systembilanz zu erhöhen. Hierzu zählen die Verschiebung der „Gate Closure“ näher an den Lieferzeitpunkt sowie die Einführung von Viertelstundenprodukten. Bisher werden nur Stundenprodukte gehandelt, so dass die Granularität der Minutenreserve nicht abgebildet werden kann.

Zum anderen ist hierzu aber auch eine juristische Klärung notwendig. Die ÜNB sollten die Möglichkeit erhalten, den Intradaymarkt zur Beschaffung von Regelenergie zu nutzen.

### **6.3.3 Juristische Erwägungen**

In der Folge werden die erforderlichen Änderungen des Rechtsrahmens im Zusammenhang mit der Teilnahme von EE-Anlagen an den Regelenergiemärkten dargestellt (A.). Sicherzustellen ist einerseits, dass Anlagen mit Direktvermarktung an den Regelenergiemärkten teilnehmen dürfen (I.), andererseits dass Anlagen mit fester Einspeisevergütung von der Teilnahme ausgeschlossen sind (II.). Hierauf basiert ein Vorschlag für entsprechende Gesetzesänderungen (III.). Abschließend wird kurz auf rechtliche Aspekte der Teilnahme an Intradaymärkten eingegangen (B.).

## **A. Vermarktung von Regelernergie durch EE-Anlagen**

### **I. EE-Anlagen mit Direktvermarktung: Zulässigkeit der Vermarktung von Regelernergie**

#### **1. Einspeisevorrang, § 8 Abs. 1 und 3, § 4 Abs. 2 EEG**

Nach den obigen Ausführungen spricht insbesondere die gesetzliche Systematik des § 8 Abs. 3 EEG im Verhältnis zu § 8 Abs. 1 EEG für die Unvereinbarkeit der Vermarktung negativer Regelernergie mit der derzeitigen Ausgestaltung des Einspeisevorrangs als zwingendem Recht. Zwar lässt sich die Gegenauffassung für den Fall der Direktvermarktung erwägen, doch kommt dies in der derzeitigen Gesetzesfassung nicht hinreichend zum Ausdruck. Daher ist eine Änderung bzw. Klarstellung dahingehend zu empfehlen, dass der Einspeisevorrang die Vermarktung negativer Regelernergie durch EE-Anlagen mit Direktvermarktung nicht ausschließt. Hier kann die Sonderregelung des § 8 Abs. 3 EEG, die bislang nur in Ausnahmefällen abweichende Vereinbarungen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber zulässt, auf die Erbringung von Regelernergie ausgeweitet werden.

Die Vermarktung positiver Regelernergie steht nach den obigen Überlegungen nicht in Widerspruch zum Einspeisevorrang. Insoweit besteht kein eigener Regelungsbedarf. Allerdings sollte bei der angestrebten Änderung bzw. Klarstellung zum Einspeisevorrang ohnehin nicht nach negativer oder positiver Regelernergie unterschieden werden, so dass sie auch die Vermarktung positiver Regelernergie erfassen würde.

#### **2. Andienungspflicht / Direktvermarktung, § 16 Abs. 4, § 17 EEG**

Nach den oben dargestellten Überlegungen widerspricht die Vermarktung negativer Regelernergie nicht der Andienungspflicht nach § 16 Abs. 4 EEG. Jedenfalls aber entfällt die Andienungspflicht bereits nach derzeitiger Rechtslage unter den Voraussetzungen der Direktvermarktung nach § 17 EEG. Änderungs- oder Klarstellungsbedarf besteht insoweit also nicht.

Die Vermarktung positiver Regelernergie dürfte in Widerspruch zu § 16 Abs. 4 EEG stehen. Sie ist aber bereits nach derzeitiger Rechtslage unter den Voraussetzungen der Direktvermarktung nach § 17 EEG zulässig. Eine Änderung oder Klarstellung ist auch insoweit nicht erforderlich.

Sollte für Anlagen mit Direktvermarktung eine Marktprämie eingeführt werden, so wäre allerdings darauf zu achten, dass die Ausnahme von der Andienungspflicht nach § 16 Abs. 4 EEG auch bei Inanspruchnahme der Marktprämie eingreift. Je nach Ausgestaltung der Marktprämie – die derzeit noch nicht hinreichend deutlich absehbar ist – könnte daher eine entsprechende Regelung zur Reichweite der Andienungspflicht bei Anlagen mit Direktvermarktung empfehlenswert sein.

### 3. Doppelvermarktungsverbot, § 56 Abs. 1 EEG

Die Unvereinbarkeit der Vermarktung negativer Regelenergie mit dem Doppelvermarktungsverbot lässt sich auch in Fällen der Direktvermarktung nach derzeitiger Rechtslage nicht eindeutig ausschließen. Fraglich erscheint allerdings, ob eine ausdrückliche Änderung des § 56 Abs. 1 EEG erforderlich ist. Ebenso wie bislang nicht in Zweifel gezogen wurde, dass Vereinbarungen nach § 8 Abs. 3 EEG mit dem Doppelvermarktungsverbot vereinbar sind, könnte dies gleichermaßen für die Vermarktung negativer Regelenergie gelten, wenn diese nach § 8 Abs. 3 EEG n.F. für zulässig erklärt wird. Zur weiteren Absicherung wäre ein entsprechender Hinweis in der Begründung zu § 8 Abs. 3 EEG n.F. denkbar. Andererseits könnte eine ausdrückliche Änderung auch des § 56 Abs. 1 EEG aber insbesondere im Hinblick auf das besondere Design der Regelenergiemärkte mit Leistungs- und Arbeitspreis der Rechtssicherheit dienen.

Ähnliches gilt für die Vermarktung positiver Regelenergie in Fällen der Direktvermarktung. Auch insoweit ist die Notwendigkeit einer ausdrücklichen Änderung des § 56 Abs. 1 EEG zweifelhaft. Ein Hinweis auf die Zulässigkeit könnte im Zusammenhang mit der vorgeschlagenen Änderung des § 16 Abs. 4 EEG (s. u.) in die Gesetzesbegründung aufgenommen werden. Allerdings kann im Falle positiver Regelenergie nicht auf das systematische Argument zurückgegriffen werden, dass Vereinbarungen nach § 8 Abs. 3 EEG nach bisherigem Verständnis nicht gegen das Doppelvermarktungsverbot verstießen.

Im Ergebnis wird aus Gründen der Rechtssicherheit eine Änderung des § 56 Abs. 1 EEG empfohlen, um die Vereinbarkeit der Vermarktung negativer wie positiver Regelenergie mit dem Doppelvermarktungsverbot für Anlagen in der Direktvermarktung sicherzustellen.

### 4. Einspeisemanagement / Systemverantwortung, § 11 Abs. 1 und 2 EEG, § 13 Abs. 1 und 2 EnWG

Aufgrund der Vorschriften zum Einspeisemanagement und zur Systemverantwortung unterliegt die Bereitstellung von Regelenergie durch EE-Anlagen bestimmten Restriktionen. So darf Regelenergie aus EE-Anlagen gemäß § 11 Abs. 1 und 2 EEG nicht in Anspruch genommen werden, um eine Überlastung der Netzkapazität zu verhindern. Zudem können Maßnahmen des Einspeisemanagements nach § 11 Abs. 1 EEG oder der Systemverantwortung nach § 13 Abs. 1 und 2 EnWG die Erbringung von Regelenergie faktisch einschränken. Diese Vorschriften stehen der Vermarktung von Regelenergie nach den obigen Überlegungen jedoch nicht entgegen. Vielmehr sind die dargestellten Restriktionen bei der näheren Ausgestaltung des Rahmens für Bereitstellung und Abruf von Regelenergie zu berücksichtigen.

#### 5. Verordnungsermächtigung, § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. b) EEG

Der Verordnungsermächtigung lässt sich keine eindeutige Aussage für oder gegen die Zulässigkeit der Vermarktung von Regelenergie durch EE-Anlagen mit Direktvermarktung entnehmen. Eine Änderung bzw. Klarstellung erscheint aber entbehrlich. Dass die Teilnahme an Regelenergiemärkten auch ohne Erlass einer Verordnung nach § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. b) EEG nicht ausgeschlossen ist, wird bereits im Zusammenhang mit den dargestellten Änderungen bei Einspeisevorrang und Doppelvermarktungsverbot hinreichend deutlich.

#### II. EE-Anlagen mit fester Einspeisevergütung: Unzulässigkeit der Vermarktung von Regelenergie

Teilweise wird die Vermarktung negativer und/oder positiver Regelenergie im derzeitigen Rechtsrahmen ausdrücklich auch für Anlagen mit fester Einspeisevergütung<sup>76</sup> bzw. ohne weitere Differenzierung zwischen Direktvermarktung und fester Einspeisevergütung<sup>77</sup> als zulässig angesehen. Daher sollte die Unzulässigkeit klar geregelt werden. Insoweit ist ausrei-

---

<sup>76</sup> Stellungnahme Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. v. 23.7.2010, S. 1 f. zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA; Stellungnahme Lechwerke AG und RWE Innogy GmbH v. 23.7.2010, S. 2 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA; unter Hinweis auf Klarstellungsbedarf auch Stellungnahme von HAMBURG ENERGIE v. 23.7.2010, S. 4, 5 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA.

<sup>77</sup> Position des Biogasrat e.V. zur Reform des EEG - „EEG 2012 – schlank, marktnah und effizient“, S. 3 f. zum Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien (EAG-EE); Stellungnahme von Energy2market GmbH v. 23.7.2010, S. 1 f. zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA.

chend, wenn sich die Unzulässigkeit der Vermarktung negativer bzw. positiver Regelenergie jeweils aus einer Vorschrift ergibt.

Hinsichtlich der Vermarktung negativer Regelenergie erscheint die Regelung zum Einspeisevorrang als zentraler Anknüpfungspunkt. Angesichts der teilweise vertretenen gegenteiligen Auffassung<sup>78</sup> sollte die Unvereinbarkeit mit dem Einspeisevorrang im Rahmen der Neuregelung deutlich zum Ausdruck kommen. Dies kann durch eine Beschränkung der oben (A.I.1.) vorgeschlagenen Ausweitung des § 8 Abs. 3 EEG (nur) auf Anlagen mit Direktvermarktung und einen zusätzlichen Hinweis in der Begründung erfolgen, wonach die Vermarktung negativer Regelenergie durch EE-Anlagen mit fester Einspeisevergütung gegen den Einspeisevorrang verstößt.

Hinsichtlich der Vermarktung positiver Regelenergie durch EE-Anlagen mit fester Einspeisevergütung ist die Regelung des Einspeisevorrangs hingegen nicht der geeignete Anknüpfungspunkt. Der Einspeisevorrang soll nach seiner Zielrichtung eine Reduzierung von Einspeisungen aus EE-Anlagen ausschließen, nicht aber Vorgaben zur Wahl zwischen fester Einspeisevergütung und Regelenergieentgelt treffen. Eine entsprechende Regelung gehört systematisch vielmehr zur Andienungspflicht nach § 16 Abs. 4 EEG. Daher ist eine Änderung des § 16 Abs. 4 EEG dahingehend zu empfehlen, dass die Vermarktung positiver Regelenergie durch EE-Anlagen mit fester Einspeisevergütung ausgeschlossen ist.

Eine weitere Vorschrift zur Unzulässigkeit der Vermarktung von negativer oder positiver Regelenergie durch Anlagen mit fester Einspeisevergütung ist nicht erforderlich, wenn die Unzulässigkeit für negative Regelenergie bereits im Zusammenhang mit dem Einspeisevorrang und für positive Regelenergie im Zusammenhang mit der Andienungspflicht geregelt wird. Insbesondere muss eine derartige Regelung nicht im Zusammenhang mit dem Doppelvermarktungsverbot nach § 56 Abs. 1 EEG getroffen werden. Grundsätzlich erscheint das Doppelvermarktungsverbot auch nicht für derartige Fragestellungen zugeschnitten.

---

<sup>78</sup> Ehrlicke/Breuer, RdE 2010, S. 309, 313 ff.; Stellungnahme Lechwerke AG und RWE Innogy GmbH v. 23.7.2010, S. 2 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA; Stellungnahme von Energy2market GmbH v. 23.7.2010, S. 2 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA; dena-Netzstudie II, S. 434.

### III. Textvorschlag

#### 1. § 8 Abs. 3 EEG

Dem § 8 Absatz 3 wird ein neuer Satz 2 angefügt:

„Die Verpflichtungen nach Absatz 1 stehen der Vermarktung von Regelenergie nicht entgegen, soweit Anlagenbetreiberinnen und -betreiber den in ihrer Anlage erzeugten Strom nach § 17 direkt vermarkten.“

Begründungsvorschlag:

„Nach derzeitiger Rechtslage lässt § 8 Absatz 3 eine Ausnahme vom Einspeisevorrang nach §§ 8 Absatz 1, 4 Absatz 2 nur ausnahmsweise aufgrund vertraglicher Vereinbarung zwischen Anlagenbetreiberin oder -betreiber und Netzbetreiber zu. Der neue Satz 2 erweitert diese Ausnahme dahingehend, dass Anlagen mit Direktvermarktung nach § 17 im Umfang der Direktvermarktung an den Regelenergiemärkten teilnehmen dürfen. Dies fördert die erforderliche Bereitstellung von Regelenergie und erhöht die Attraktivität der Direktvermarktung im Sinne einer stärkeren Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien.“

Die Vermarktung von Regelenergie wird nicht zugelassen, soweit für die Stromerzeugung der Anlage dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht. Die feste Einspeisevergütung sichert bereits ein auskömmliches Entgelt. Zudem würden diese Anlagen insoweit aufgrund ihrer anderen wirtschaftlichen Ausgangslage die Funktion der Regelenergiemärkte beeinträchtigen. Schließlich würde die Attraktivität der Direktvermarktung nach § 17 im Sinne einer stärkeren Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien konterkariert. Eine Steuerung der Einspeisung aus Gründen der besseren Netz- und Systemintegration kann daher bei Anlagen mit fester Einspeisevergütung nur durch andere Mechanismen außerhalb der Teilnahme an den Regelenergiemärkten verfolgt werden.“

#### 2. § 16 Abs. 4 EEG

Dem § 16 Absatz 4 wird ein neuer Satz 2 angefügt:

„Ausgeschlossen ist unter den Voraussetzungen des Satzes 1 auch die Vermarktung des in der Anlage erzeugten Stroms als Regelenergie.“

Begründungsvorschlag:

„Nach derzeitiger Gesetzesfassung könnte das Bestehen einer Andienungspflicht nach § 16 Absatz 4 zweifelhaft sein, wenn die Vermarktung der Strommengen als positive Regelenergie

zu einer wirtschaftlichen Entlastung für Netzbetreiber und Allgemeinheit führt. Der neue Satz 2 stellt daher klar, dass die Andienungspflicht auch die Vermarktung des in der Anlage erzeugten Stroms als Regelenergie ausschließt. Es gelten entsprechende Erwägungen wie im Rahmen des § 8 Absatz 3.“

### 3. § 56 Abs. 1 EEG

Dem § 56 Absatz 1 wird folgender Satz 2 angefügt:

„Die Vermarktung als Regelenergie gilt nicht als mehrfacher Verkauf oder anderweitige Überlassung von Strom.“

Begründungsvorschlag:

„Der neue Satz 2 stellt klar, dass die Vermarktung als Regelenergie nicht gegen das Doppelvermarktungsverbot des § 56 Absatz 1 verstößt. Nach den Neuregelungen des § 8 Absatz 3 Satz 2 und des § 16 Absatz 4 Satz 2 ist die Vermarktung als Regelenergie aber nur zulässig, soweit die Anlage sich in der Direktvermarktung befindet. Insoweit erhalten Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber keine feste Einspeisevergütung. Eine Beschränkung der zulässigen Entgelte durch Ausschluss der Vermarktung als Regelenergie ist daher nicht gerechtfertigt.“

### 4. § 17 EEG (Marktprämie)

Da die Ausgestaltung eines etwaigen Marktprämienmodells noch nicht bekannt ist, können Notwendigkeit und möglicher Inhalt einer gesetzlichen Regelung derzeit nicht beurteilt werden.

## **B. Rechtliche Aspekte einer Teilnahme an Intradaymärkten**

Aus rechtlicher Perspektive stellt sich insbesondere die Frage, ob Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit haben, die zum Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigte Energie an Intradaymärkten zu beschaffen. In die Prüfung der Zulässigkeit einzubeziehen sind insbesondere die Vorschriften der § 3 Nr. 1 und Nr. 30, § 13 Abs. 1 S. 1 Nr. 2, §§ 22 f., § 24 S. 4 EnWG, Anlage 2 Nr. 1 StromNEV, § 2 Nr. 9, §§ 6 ff., § 27 Abs. 1 Nr. 2 und Nr. 3, Abs. 2 StromNZV sowie die Festlegungen der Bundesnetzagentur zur Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve. Zweifelhaft könnte erscheinen, ob der Intradayhandel insoweit als „Regelenergiehandel“ anzusehen ist und ob bejahendenfalls die börsliche Beschaffung die Voraussetzung eines „Ausschreibungsverfahrens“ nach § 22 Abs. 2 EnWG

erfüllt. Daher läge eine Änderung oder Klarstellung des Rechtsrahmens nahe. Möglicherweise könnten auch der Bundesnetzagentur konkretisierende Festlegungskompetenzen übertragen werden. Hier wäre eine detaillierte Untersuchung notwendig.

## **7 Befreiung von der EEG-Umlagepflicht nach § 37 Abs. 1 S. 2 EEG (AP 7)**

### **7.1 Hintergrund und Ziel**

Die Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien durch das EEG sind über die EEG-Umlage letztendlich von den Letztverbrauchern zu tragen. Dabei haben sog. privilegierte Letztverbraucher gemäß § 40 bis 44 EEG einen unterproportionalen Anteil der Kosten - bezogen auf ihren Stromverbrauch - zu tragen und zahlen unabhängig von den Förderkosten für den privilegierten Verbrauch eine reduzierte EEG-Umlage von 0,05 Cent je kWh. Die übrigen, nicht privilegierten Letztverbraucher müssen proportional zu ihrem Stromverbrauch die verbleibenden Kosten der Förderung tragen.

Die absolute EEG-Umlage entspricht den von Netzbetreibern an die Betreiber von EEG-Anlagen zu zahlenden Einspeisevergütungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte sowie der Vermarktungserlöse am Großhandelsmarkt für den eingespeisten Strom. Bei den Vermarktungserlösen sind einerseits die Verkaufserlöse am Großhandelsmarkt und andererseits die Vermarktungskosten zu berücksichtigen. Die Verkaufserlöse hängen vom Großhandelspreis für Strom und von der Einspeisestruktur der EEG-Anlagen, der sog. Wertigkeit, ab. Die Vermarktungskosten setzen sich aus den Kosten für den Profilservice (Kosten der Beschaffung von Ausgleichsenergie, Geschäften auf dem intraday-Markt und der Vorhaltung und des Einsatzes von EEG-Reserve zum Ausgleich von Prognosefehlern der Einspeisung) sowie den Kosten für die Börsenzulassung und Handelsanbindung zusammen. Im Festpreisvergütungssystem des EEG wird die Vermarktung von den vier Übertragungsnetzbetreibern übernommen.<sup>79</sup> Bild 7—1 stellt die einzelnen Komponenten der Ein- und Ausgaben beim aktuellen Wälzungsmechanismus auf Basis der Prognose der EEG-Umlage für das Jahr 2010 dar.<sup>80</sup>

---

<sup>79</sup> Vgl. zu den konkreten Rahmenbedingungen bei der Ausgestaltung der Vermarktung die Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV).

<sup>80</sup> Vgl. Amprion et al. (2009): Prognose der EEG-Umlage 2010 nach AusglMechV.

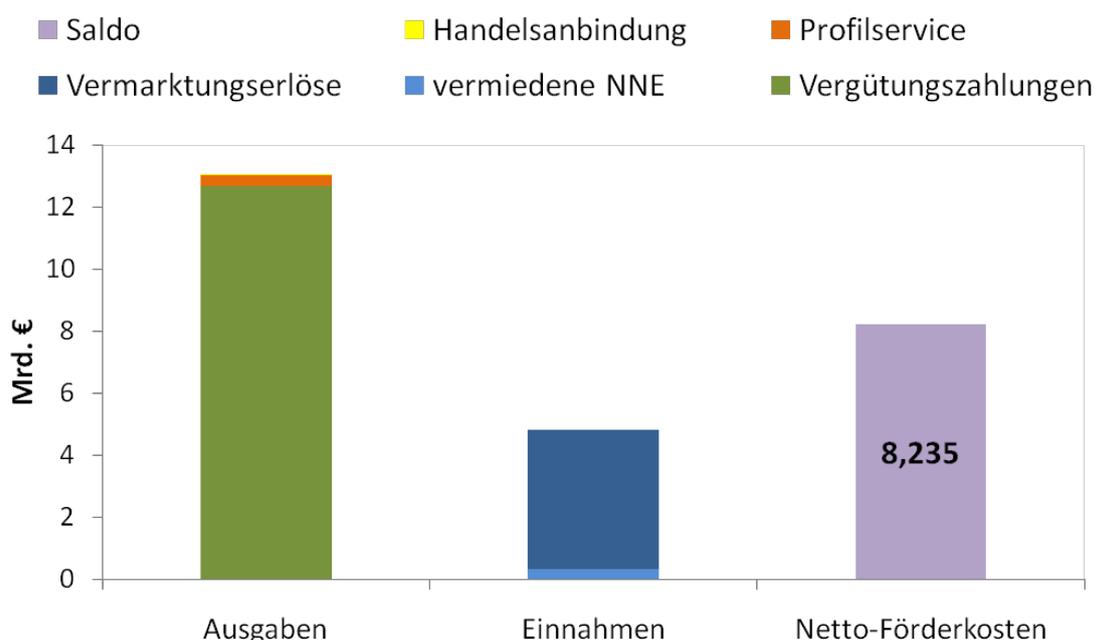


Bild 7—1: Berechnung der Netto-Förderkosten des EEG (absolute EEG-Umlage)

Von diesen Kosten wird ein Teil durch die Zahlungen der privilegierten Verbraucher in Höhe von 0,05 Cent je kWh privilegierten Letztverbrauch getragen. Bei einem prognostizierten Letztverbrauch dieser Verbrauchergruppe von 67,89 TWh entspricht dieses einer Zahlung in Höhe von 33,9 Mio. € im Jahre 2010, die von den Netto-Förderkosten in Höhe von 8,235 Mrd. € abgezogen werden. Die nicht privilegierten Letztverbraucher haben im Jahr 2010 somit Kosten des EEG in Höhe von 8,201 Mrd. € zu tragen, was bei einem prognostizierten Letztverbrauch von 400,6 TWh einer spezifischen EEG-Umlage von 2,047 Cent je kWh entspricht.

Im EEG ist eine Ausnahme von dieser solidarischen Finanzierung durch die nicht-privilegierten Letztverbraucher vorgesehen. Die Ausnahme von dieser Regelung ergibt sich durch § 37 Abs. 1 Satz 2 des EEG: „Dies gilt nicht für Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die, bezogen auf die gesamte von ihnen gelieferte Strommenge, mindestens 50 Prozent Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 liefern.“

Nach allgemeiner Auslegung dieser Regelung - des sog. „Grünstromprivilegs“ - bedeutet dies, dass Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU), die im Jahresdurchschnitt mindestens 50 % des an Letztverbraucher gelieferten Stroms aus EEG-Anlagen mit Vergütungsanspruch in der Direktvermarktung nach § 17 EEG beziehen, keine EEG-Umlage tragen bzw. den Letztverbrauchern in Rechnung stellen müssen, sondern von dieser befreit sind.

Die Ausnahmeregelung besteht bereits seit der Einführung des EEG im Jahre 2000. In der damaligen Begründung zum Gesetz wird angeführt: „Die Aufnahme- und Vergütungspflicht [...] besteht nicht für Elektrizitätsunternehmen, die zu mehr als der Hälfte Strom aus Erneuerbaren Energien abgeben, da diese [...] bereits dem Umwelt- und Klimaschutz ausreichend Genüge tun.“<sup>81</sup> Weitere Ausführungen zur Intention dieser Ausnahmeregelung sind weder in der Begründung bei der Gesetzesnovelle im Jahr 2004 noch bei der der Gesetzesnovelle im Jahr 2008 zu finden.

Als zusätzliche Begründung können zwei weitere Aspekte vermutet werden. Zum einen wird durch diese Regelung die Direktvermarktung nach § 17 des EEG für Anlagenbetreiber wirtschaftlich attraktiver. Mit der Möglichkeit der Direktvermarktung nach § 17 des EEG soll das „Ziel der Bundesregierung, dass Erneuerbare Energien mittel- bis langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit im Energiebinnenmarkt erreichen,“ unterstützt werden. „Mit der Direktvermarktung solle den Anlagenbetreibenden der Weg optional in Richtung Markt eröffnet werden.“<sup>82</sup> Allerdings wird die Ausnahmeregelung nicht explizit in der Begründung zum EEG(2009) als unterstützendes Instrument zur Direktvermarktung genannt. Vielmehr wird in der Begründung zum EEG(2009)<sup>83</sup> explizit darauf eingegangen, dass dem Gesetzgeber bewusst ist, „dass die rigiden Regelungen dieses Paragraphen [§ 17 EEG] eine Eigenvermarktung eher unattraktiv machen“ und die „Nachteile [...] durch einen Bonus für die Eigenvermarktung, der durch eine Verordnung ausgestaltet werden soll, ausgeglichen werden“ sollen.<sup>84</sup> Zum anderen kann als mögliche Begründung vermutet werden, dass durch das „Grünstromprivileg“ die Möglichkeit geschaffen werden sollte, wirtschaftlich attraktive Ökostromprodukte auf Basis von in Deutschland erzeugtem Strom aus regenerativen Energiequellen zu ermöglichen.

---

<sup>81</sup> Vgl. Begründung zum EEG 2000.

<sup>82</sup> Siehe hierzu BMWi / BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung.

<sup>83</sup> Siehe Begründung zum EEG 2009

<sup>84</sup> Die Vermutung liegt nahe, dass die erhebliche Erhöhung der Anreize zur Direktvermarktung durch das Grünstromprivileg schlicht übersehen worden ist.

Die Regelung wurde gemäß der von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Informationen seit der Einführung des EEG im Jahre 2000 nur in geringem Umfang genutzt. Im Jahr 2009 haben elf Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit einem summarischen Endverbraucherabsatz von rund 390 GWh diese Regelung in Anspruch genommen. Angaben zum Umfang der Nutzung dieser Regelung für das Jahr 2010 bzw. geplanten Nutzung im Jahr 2011 liegen bisher nicht vor. Auf Basis von Brancheninformationen kann jedoch abgeschätzt werden, dass sowohl die Anzahl der Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die die Regelung genutzt haben, als auch der Letztverbraucherabsatz, der auf Basis dieser Regelung von der EEG-Umlage befreit wird, sich bereits 2010 deutlich erhöht haben.<sup>85</sup> Bei der aktuellen Mittelfristprognose<sup>86</sup> der EEG-Umlage 2011 bis 2015 („Trend-Szenario“) wurde die Endverbrauchsmenge, die aufgrund des Grünstromprivilegs von der EEG-Umlage befreit wird, bei aus unserer Sicht konservativen Annahmen zur Inanspruchnahme auf ca. 12 TWh bzw. rund 11 % der gesamten eingespeisten Energie aus EEG-Anlagen im Jahr 2011 abgeschätzt.<sup>87</sup> Bis 2015 steigt dieser Wert unter ebenfalls konservativen Annahmen auf rund 38 TWh der gesamten eingespeisten Energie aus EEG-Anlagen an.

Bereits diese aus unserer Sicht konservative Einschätzung der Entwicklung zeigt, dass zunehmend die wirtschaftlichen Potenziale zur Generierung von zusätzlichen Erlösen durch Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Ökostromanbieter sowie EEG-Anlagenbetreiber auf Basis des Grünstromprivilegs erkannt und genutzt werden. Dabei hat die deutliche Erhöhung der EEG-Umlage von rund 1 Cent je kWh in den Jahren 2007 bis 2009 über 2,047 Cent je kWh im Jahr 2010 auf 3,53 Cent je kWh im Jahr 2011 zu einer erheblichen Verstärkung der

---

<sup>85</sup> Diese Annahme wird durch veröffentlichte Werte zur installierten Leistung von EEG-Anlagen in der Direktvermarktung nach § 17 EEG für das Jahr 2010 gestützt. Es ist davon auszugehen, dass bei der überwiegenden Anzahl der EEG-Anlagen in der Direktvermarktung zugleich das Grünstromprivileg als profitabelste Möglichkeit genutzt wird.

<sup>86</sup> IE Leipzig (2010): „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für die Kalenderjahre 2011 bis 2015“

<sup>87</sup> Erste Angaben für die Monate Januar und Februar 2011 zur installierten Leistung von EEG-Anlagen in der Direktvermarktung nach § 17 EEG weisen auf eine deutliche Erhöhung der Inanspruchnahme hin. Es ist davon auszugehen, dass bei der überwiegenden Anzahl der EEG-Anlagen in der Direktvermarktung zugleich das Grünstromprivileg als profitabelste Möglichkeit zur Anwendung kommt.

wirtschaftlichen Anreize einer Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs beigetragen und ist wesentliche Ursache der zunehmenden Bedeutung dieser Regelung.

Mit der zu erwartenden Ausweitung der Inanspruchnahme des § 37 Abs. 1 Satz 2 des EEG werden neben den möglichen zuvor beschriebenen intendierten Zielen und möglichen Vorteilen zunehmend die weiteren Folgewirkungen öffentlich diskutiert. Insbesondere wird die Gefahr unerwünschter Mitnahmeeffekt (sog. ‚windfall profits‘) von EEG-Anlagenbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die die Regelung nutzen, gesehen. Zugleich wird zunehmend die Problematik erkannt, dass die spezifische EEG-Umlage von nicht-privilegierten Letztverbrauchern, die nicht im Rahmen des § 37 Abs. 1 Satz 2 des EEG von der Umlage befreit werden, durch die Regelung steigt.<sup>88</sup>

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden zunächst wesentliche Wirkungsmechanismen des „Grünstromprivilegs“ dargestellt. Dabei werden zwei Bereiche unterschieden: Zum einen werden die qualitativen Auswirkungen auf Betreiber von EEG-Anlagen, Elektrizitätsversorgungsunternehmen und Letztverbraucher analysiert. Zum anderen werden die volks- bzw. energiewirtschaftlichen Verteilungs- und Wohlfahrtseffekte untersucht. Anschließend werden quantitative Größenordnungen dieser Wirkungsmechanismen bis zum Jahr 2015 ermittelt.

Abschließend erfolgen Bewertungen der Regelung sowie Empfehlungen für die Weiterentwicklung. Bei der Bewertung der Regelung werden auf Basis der Analysen zu den Wirkungsmechanismen und quantitativen Auswirkungen zunächst die Vor- und Nachteile vor dem Hintergrund der möglicherweise mit dem ‚Grünstromprivileg‘ intendierten Ziele abgewogen. Desweiteren erfolgt eine Analyse möglicher Folgewirkungen auf konkrete Ausgestaltungsregeln zur Vergütung von Anlagenbetreibern innerhalb des EEG. Hierbei wird insbesondere auf die Problematik wirtschaftlicher Anreize im Rahmen des Repowering von Windenergieanlagen Onshore eingegangen. Weiterhin wird die intendierte Absenkung der Vergütungshöhe von Windenergieanlagen von der Anfangsvergütung auf die Grundvergütung sowie die Intention der einheitlichen Umlage der Förderkosten der Erneuerbaren Energien auf die Letztverbraucher diskutiert. Darüber hinaus werden potenzielle Konflikte hinsichtlich einer zukünftigen Ausgestaltung der Verordnungsermächtigung zur Markt- und Netzintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien gemäß § 64 Abs. 1 Nr. 6 EEG - insbesondere des Modells

---

<sup>88</sup> Vgl. u. a. Lukac, S. (2010).

der gleitenden Marktprämie - berücksichtigt. Bei den abschließenden Empfehlungen werden im Einklang mit den Zielen des aktuellen Energiekonzepts der Bundesregierung, insbesondere einer „Weiterentwicklung der so genannten Grünstromvermarktung zur besseren Markt- und Systemintegration, ohne die EEG-Umlage zu erhöhen“, konkrete Handlungsoptionen aufgezeigt.

## 7.2 Wirkungsmechanismen des § 37 Abs. 1 Satz 2 des EEG

Durch die Befreiung von Elektrizitätsversorgungsunternehmen von der EEG-Umlage gemäß § 37 Abs. 1 Satz 2 des EEG wird eine Direktvermarktung von EEG-Erzeugungsanlagen nach § 17 EEG insbesondere bei einer steigenden EEG-Umlage zunehmend wirtschaftlich attraktiv.

Durch den § 17 EEG ist Betreibern von EEG-Anlagen die optionale Möglichkeit - unter Einhaltung von Anzeigepflichten gegenüber dem Netzbetreiber - gegeben, den erzeugten Strom jeweils für den Zeitraum eines Kalendermonats eigenständig an Dritte zu vermarkten. Eine solche Direktvermarktung ist für den EEG-Anlagenbetreiber ohne Berücksichtigung des Grünstromprivilegs wirtschaftlich attraktiv, wenn die zu erwartenden Strompreise am Großhandelsmarkt unter Berücksichtigung der zu erwartenden stündlichen Einspeisestrukturen und Strompreisstrukturen bei Direktvermarktung höhere Erlöse ermöglichen als die EEG-Festpreisvergütung. Dabei sind auf der einen Seite zusätzliche Kosten der Vermarktung, wie Kosten für Ausgleichsenergie bei Fahrplanabweichung, die Erstellung von Einspeisefahrplänen, Kosten des Börsenzugangs und der Handelsanbindung, und ein zusätzliches Vermarktungsrisiko zu berücksichtigen. Auf der anderen Seite kann der EEG-Anlagenbetreiber zusätzliche Erlöse für vermiedene Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit von der Netzanschlussebene und den Netzentgelten des vorgelagerten Netzbetreibers erzielen. Eine Gegenüberstellung der jeweiligen Erlös- und Kostenkomponenten für die beiden Fälle - Verbleib in der Festpreisvergütung versus Direktvermarktung - ist exemplarisch für eine Biogasanlage und eine Windenergieanlage in Bild 7—2 dargestellt. Die verwendeten Zahlen sind dabei – soweit sie nicht Gesetzen entnommen sind - typische Werte für derartige technische Anlagen, die die Verfasser vorhergehenden Studien entnommen haben.

Auf der linken Seite sind die spezifischen Erlöse einer Biogasanlage mit einer Leistung von 150 kW und Inbetriebnahme 2008 dargestellt, die einen KWK-Bonus (3 Cent je kWh), den NaWaRo-Bonus (3 Cent je kWh) und den sog. Formaldehyd-Bonus (1 Cent je kWh) erhält und die an der Mittelspannungsebene angeschlossen ist. Die Festpreisvergütung unter Be-

rücksichtigung der Boni beläuft sich somit auf 226,7 € je MWh. Bei einer Direktvermarktung kann der Anlagenbetreiber 50 € je MWh am Großhandelsmarkt bei einem base-Preis von 50 € je MWh und einem Wertigkeitsfaktor von 100 % Erlösen. Hinzu kommen Zahlungen des Anschlussnetzbetreibers für vermiedene Netznutzungsentgelte von etwa 5 € je MWh. Davon sind Vermarktungskosten - Kosten für Ausgleichsenergie und Handelsanbindung - von ca. 5 € je MWh abzuziehen. In Summe kann der Biogasanlagenbetreiber somit maximal 50 € je MWh erzielen, so dass kein Anreiz gegeben ist, in die Direktvermarktung zu wechseln.

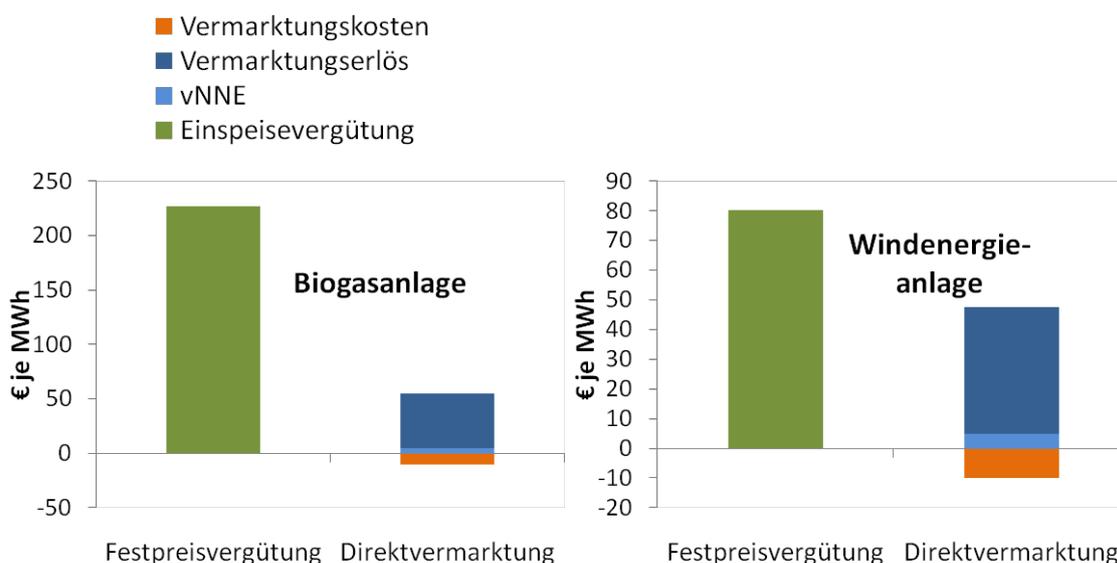


Bild 7—2: Einnahmen und Ausgaben im Festpreisvergütungssystem und bei Direktvermarktung - Biogas- und Windenergieanlage

Auf der rechten Seite sind die Erlöse und Kosten im Festpreisvergütungsmodell sowie in der Direktvermarktung für eine Windenergieanlage mit dem Inbetriebnahmejahr 2008 mit Netzanschluss in der MS-Ebene dargestellt. Bei Verbleib in der Festpreisvergütung ermöglicht in diesem Fall Erlöse von 80,3 € je MWh für den Anlagenbetreiber. Bei einer Direktvermarktung kann der Anlagenbetreiber 40 € je MWh am Großhandelsmarkt bei einem base-Preis von 50 € je MWh und einem Wertigkeitsfaktor von 80 %<sup>89</sup> Erlösen. Auch in diesem Fall kommen

<sup>89</sup> Der Wertigkeitsfaktor von Windenergie liegt in der Regel unter 100 %, da in Perioden mit einer hohen Windenergieeinspeisung mit Preis dämpfenden Effekten zu rechnen ist. In der Empirie liegt dieser Wert aktuell etwa zwischen 85 % und 95 %.

Zahlungen des Anschlussnetzbetreibers für vermiedene Netznutzungsentgelte von etwa 5 € je MWh hinzu. Davon sind Vermarktungskosten - Kosten für Ausgleichsenergie und Handelsanbindung - von ca. 10 € je MWh abzuziehen, die bei Windenergieanlagen aufgrund der höheren Prognoseunsicherheit über den Kosten bei Biogasanlagen liegen.<sup>90</sup> In Summe kann der Windenergieanlagenbetreiber somit maximal 35 € je MWh erzielen, so dass ebenfalls kein Anreiz gegeben ist, in die Direktvermarktung zu wechseln.

Im Unterschied zu den beiden oben dargestellten Fällen ist eine Direktvermarktung (ohne Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs) unter den heutigen Rahmenbedingungen nur bei einigen wenigen Anlagen bereits eine wirtschaftliche Option für die Betreiber. Im Wesentlichen gilt dies für ausgewählte Wasserkraftwerke, Gruben- und Klärgasanlagen jeweils mit einer hohen installierten Leistung und ggf. für einige Windenergieanlagen, die nur noch die Grundvergütung erhalten.

In den Beispielen wurde unterstellt, dass der Anlagenbetreiber die Vermarktung eigenständig übernimmt. In der Praxis wird die überwiegende Zahl der EEG-Anlagenbetreiber eine Direktvermarktung am Großhandelsmarkt nicht eigenständig durchführen, sondern entweder den Strom direkt an ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen verkaufen oder die Vermarktung durch ein Unternehmen vornehmen lassen, welches entsprechende Dienstleistungen anbietet. In beiden Fällen entfallen die direkten Kosten der Vermarktung für den EEG-Anlagenbetreiber. Stattdessen bezahlt der EEG-Anlagenbetreiber ein Entgelt für die Vermarktungsdienstleistung. In diesen Fällen erhält der EEG-Anlagenbetreiber bei Direktvermarktung den Vermarktungswert abzüglich der Vermarktungskosten sowie einer Marge für die Dienstleistung. Bei ausreichendem Wettbewerb unter den Anbietern dieser Dienstleistung ist davon auszugehen, dass die Marge für die Dienstleistung unabhängig von den potenziellen Mehrerlösen des EEG-Anlagenbetreibers durch die Direktvermarktung ist.

Auf Basis der aktuellen Strompreise am Großhandelsmarkt von etwa 50 € je MWh (Terminmarktpreisnotierungen baseload Jahr 2011) ist, wie bereits durch die Beispiele dargestellt, eine Direktvermarktung nur für eine äußerst geringe Anzahl von EEG-Anlagen wirtschaftlich

---

<sup>90</sup> Bei den Vermarktungskosten für die beiden Anlagenkategorien wurden exemplarische Werte gewählt, die in der Empirie näher zu analysieren sind. Im Rahmen dieser Untersuchung wird in diesem Bereich mit plausiblen Abschätzungen gearbeitet.

attraktiv. Bild 7—3 zeigt exemplarisch die Vergütungshöhen und Einspeisemengen von EEG-Anlagen auf Basis der für das Jahr 2011 prognostizierten Mengen.<sup>91</sup>

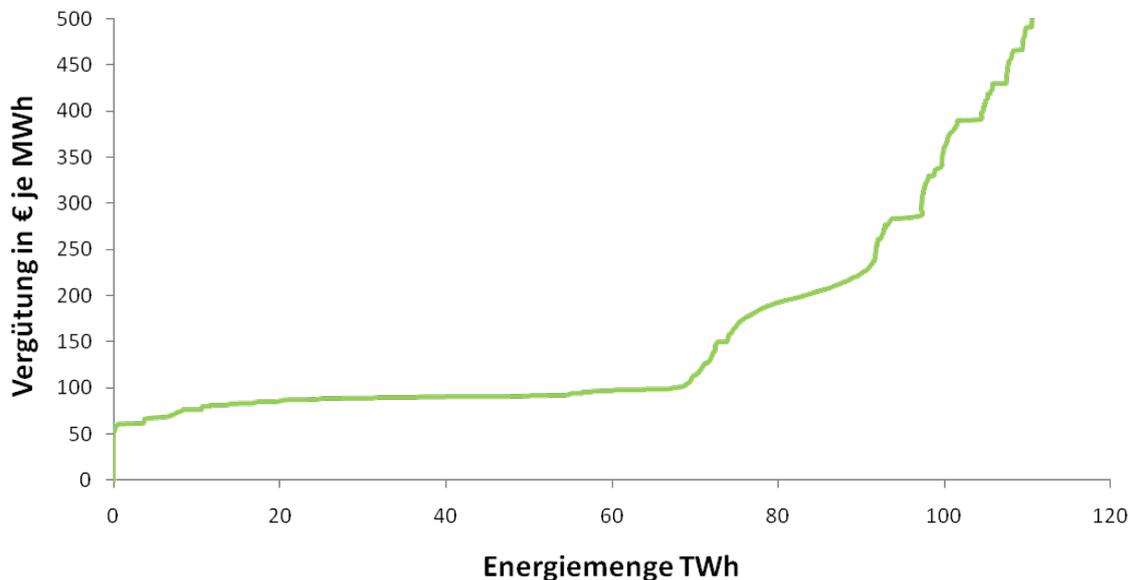


Bild 7—3: EEG-Energiemengen nach Vergütungssätzen - Jahr 2011

Bei einem Strompreis am Großhandelsmarkt von knapp 50 € kommen für eine Direktvermarktung nur wenige EEG-Anlagen in Frage, da für die Anlagenbetreiber beim Verbleib im Festpreisvergütungsmodell höhere Erlösmöglichkeiten gegeben sind. Bei einer exakten Quantifizierung sind dabei Wertigkeiten der Einspeisung, Erlöse durch vermiedene Netznutzungsentgelte sowie Vermarktungskosten zu berücksichtigen. Das grundsätzliche Ergebnis bleibt aber auch in diesem Fall erhalten. Ausschließlich ein geringer Anteil von Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen kommt für eine Direktvermarktung ohne Grünstromprivileg in Frage, die geringfügige Mehrerlöse gegenüber der Festpreisvergütung generieren können.

Bei einer Befreiung von der EEG-Umlage gemäß § 37 Abs. 1 Satz 2 des EEG erhöht sich das Direktvermarktungspotenzial erheblich. Elektrizitätsversorgungsunternehmen können in diesem Fall als Dienstleister den Betreibern von EEG-Anlagen nicht nur eine Vergütung in Höhe des Vermarktungswertes abzüglich Vermarktungskosten und Marge, sondern zusätzlich maximal 200 % der EEG-Umlage als Aufschlag zahlen. In diesem Fall könnten die Elektri-

<sup>91</sup> Siehe Anhang A.

tätsversorgungsunternehmen unter Berücksichtigung, dass sie ihren Kunden die EEG-Umlage nicht in Rechnung stellen müssen, den beschafften Strom zum identischen Endkundenpreis anbieten, ohne ihre Vertriebsmarge zu verringern. Der beschaffte Strom würde zu 50 % aus EEG-Anlagen stammen und die anderen 50 % würden alternativ am Großhandelsmarkt oder auf anderen Wegen beschafft werden. Wie für die Direktvermarktung ohne Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs kann bei ausreichendem Wettbewerb unter Anbietern dieser Dienstleistung davon ausgegangen werden, dass die Marge für die Dienstleistung unabhängig von den potenziellen Mehrerlösen des EEG-Anlagenbetreibers durch die Direktvermarktung unter Berücksichtigung der Möglichkeit der Befreiung von der EEG-Umlage ist. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen könnten bei gleichbleibender Vertriebsmarge über die Dienstleistungsgebühr die Kosten der Vermarktung der Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen decken und ggf. eine zusätzliche Marge für die Dienstleistung erzielen. Darüber hinaus könnten die Unternehmen den Kunden ein Grünstromprodukt anbieten, welches potenziell eine zusätzliche Marge im Vertrieb erlaubt.<sup>92</sup>

Das zusätzliche Inanspruchnahmepotenzial hängt wesentlich von der Höhe der EEG-Umlage ab. Da die EEG-Umlage wiederum von der tatsächlichen Inanspruchnahme des § 37 Abs. 1 Satz 2 des EEG abhängt, ist zur Abschätzung des Inanspruchnahmepotenzials somit ein iteratives Vorgehen erforderlicher. Geht man in einem ersten Schritt von einer Berechnung der EEG-Umlage ohne Inanspruchnahme der Regelung zum Grünstromprivileg aus, ergibt sich für das Jahr 2011 eine spezifische EEG-Umlage für nicht-privilegierte Letztverbraucher auf Basis der Prognose der Entwicklung der installierten Leistungen im Trendszenario zur Bestimmung der EEG-Umlage unter den im Anhang beschriebenen Modifikationen in Höhe von 33,32 € je MWh. Somit können Anlagenbetreiber bei Direktvermarktung über die Nettovermarktungserlöse am Großhandelsmarkt und den vermiedenen Netznutzungsentgelten hinausgehende Erlöse in Höhe von ca. 66,64 € je MWh, der doppelten EEG-Umlage, erzielen.

---

<sup>92</sup> Hierbei ist kritisch zu hinterfragen, ob ein solches Produkt tatsächlich die Intention der Verbraucher bei Bezug eines Grünstromprodukts widerspiegelt. Letztendlich fördern diese Verbraucher in Abhängigkeit der Beschaffung der verbleibenden 50 % und der Art der EEG-Anlagen, die zur Erfüllung des 50 %-Kriteriums genutzt werden, ggf. den Ausbau der Erneuerbaren Energien in geringerem Umfang als die übrigen Verbraucher.

Bild 7—4 zeigt, dass sich durch die zusätzliche Berücksichtigung der doppelten EEG-Umlage als Erlösmöglichkeit der EEG-Anlagenbetreiber ein erhebliches wirtschaftliches Potenzial für die Direktvermarktung mit Grünstromprivileg ergibt.

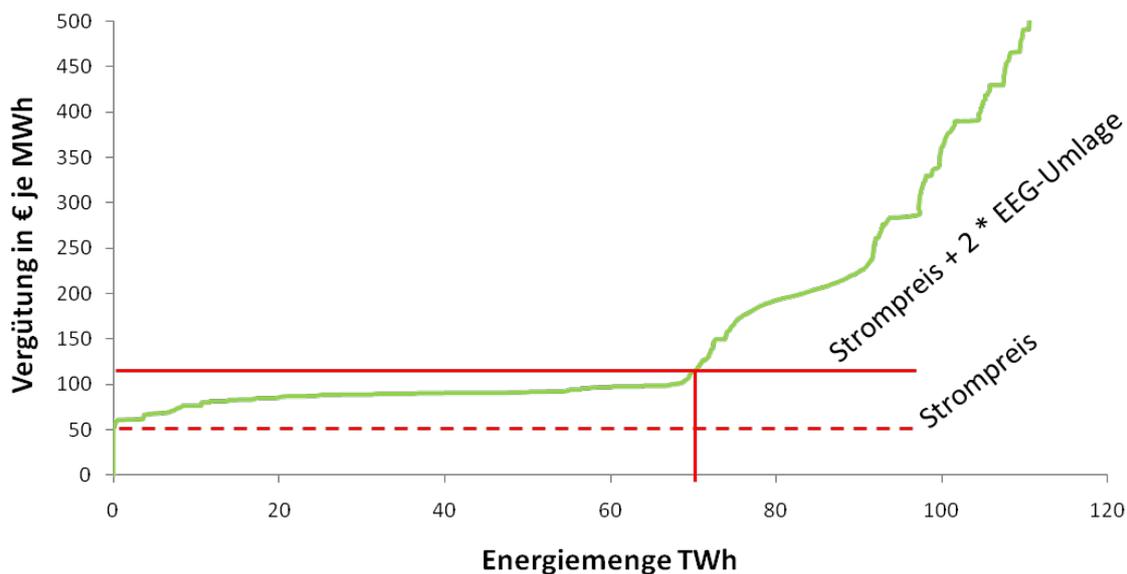


Bild 7—4: EEG-Energiemengen nach Vergütungssätzen und Erlöspotenzial bei Direktvermarktung mit und ohne Grünstromprivileg - Jahr 2011

Das in Bild 7—4 dargestellte Inanspruchnahmepotenzial von über 70 TWh liegt unter Berücksichtigung von Vermarktungskosten, Wertigkeitsfaktoren der unterschiedlichen EE-Technologien und den zusätzlichen Erlösen für vermiedene Netznutzungsentgelte mit ca. 60 TWh um 10 TWh niedriger. Würden alle Betreiber von EEG-Anlagen, die wirtschaftlich durch eine Direktvermarktung unter Berücksichtigung des Grünstromprivilegs besser gestellt werden, in diese wechseln und der 50 %-Anteil exakt eingehalten, so ergäbe sich ein von der EEG-Umlage befreiter Stromabsatz bei Endverbrauchern von etwa 120 TWh. Dies würde wiederum zu einer weiteren Steigerung der EEG-Umlage um 4,4 € je MWh auf 37,57 € je MWh führen. Einerseits sinken zwar die Netto-Vergütungen für Anlagenbetreiber durch die Netzbetreiber (d. h. die absolute EEG-Umlage), andererseits sinkt der nicht-privilegierte Letztverbrauch, auf den die Kosten umgelegt werden, ebenfalls. Da insbesondere die EEG-Anlagen, deren Einspeisevergütung nahe am Vermarktungswert liegt, in die Direktvermarktung gehen würden, während die EEG-Anlagen mit den höchsten Einspeisevergütungen im Festpreissystem des EEG verbleiben, überwiegt der zweite Effekt.

Wird bereits die erhöhende Wirkung des Grünstromprivilegs auf die spezifische EEG-Umlage bei der Berechnung der EEG-Umlage berücksichtigt, ergibt sich ein „Spiraleffekt“. Die steigende spezifische EEG-Umlage würde wiederum ein zusätzliches Inanspruchnahmepotenzial generieren, da die EEG-Anlagenbetreiber in der zweiten Iteration nicht mehr nur 66,64 € je MWh, sondern bereits 75,34 € je MWh zusätzlich Erlöse erzielen würden. Durch weitere Iterationsschritte lässt sich das endgültige Inanspruchnahmepotenzial bestimmen. Unter der dargestellten Annahme, dass das gesamte Inanspruchnahmepotenzial genutzt wird und der erforderliche 50 %-Anteil von EEG-Anlagen mit Vergütungsanspruch exakt eingehalten wird, ergibt sich eine spezifische EEG-Umlage von 37,6 € je MWh und eine Inanspruchnahme der Regelung für eine EEG-Erzeugungsmenge in Höhe von 63 TWh.

Es ist davon auszugehen, dass die zusätzlichen Erlöse, die durch die Direktvermarktung in Verbindung mit dem Grünstromprivileg entstehen, im Wesentlichen von den Betreibern der EEG-Anlagen abgeschöpft werden können. Aufgrund des beschränkten Inanspruchnahmepotenzials sind die Betreiber von EEG-Anlagen in einer Verhandlungsposition, die ihnen dies ermöglicht. Bei ausreichendem Wettbewerb können somit die Vertriebe (langfristig) ausschließlich eine Marge für die Dienstleistung der Direktvermarktung erwirtschaften. Ebenso ist nicht davon auszugehen, dass die Letztverbraucher, die entsprechende von der EEG-Umlage befreite Produkte beziehen, von der Regelung merklich durch sinkende Strombezugskosten profitieren können.

In der Praxis wird mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht das gesamte Inanspruchnahmepotenzial genutzt werden. Insbesondere die EEG-Anlagenbetreiber, die ihre Erlöse durch die Direktvermarktung in Verbindung mit dem Grünstromprivileg nur marginal erhöhen können, werden nicht vollständig wechseln.<sup>93</sup> Somit handelt es sich bei den zuvor dargestellten Effekten um die Abschätzung einer oberen Grenze. Die Prognose der EEG-Umlage für das Jahr 2011 geht z. B. davon aus, dass im Durchschnitt nur 33,33 % des Potenzials genutzt werden. Implizit kann auf Basis dieser Annahme aus empirischen Daten abgeleitet werden, dass die Mög-

---

<sup>93</sup> Zusätzlich wird im Jahr 2011 ein gewisser Anteil des wirtschaftlichen Potenzials ungenutzt bleiben, da EEG-Anlagenbetreiber entsprechend informiert werden müssen und vertragliche Beziehungen mit den entsprechenden Dienstleistern eingehen müssen. Dieses Informations- und Vertragsproblem wird im Zeitverlauf allerdings erheblich abnehmen. Bereits aktuell hat sich die Situation gegenüber dem Jahr 2009 und 2010 erheblich verändert, so dass die Inanspruchnahme des wirtschaftlichen Potenzials erheblich zunimmt.

lichkeit der Direktvermarktung mit Grünstromprivileg für EEG-Anlagenbetreiber erst genutzt wird, wenn sie je MWh ca. 18 bis 19 € gegenüber der Festpreisvergütung mehr Erlösen können. Selbst in diesem Fall lässt sich eine zusätzliche Erhöhung der spezifischen EEG-Umlage um rund 2 bis 2,5 € je MWh abschätzen. Zugleich sind weitere Risiken zu berücksichtigen, die eine vollständige Nutzung des maximalen Inanspruchnahmepotenzials beschränken. Einerseits gibt es aufgrund der Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen Erzeugung - insbesondere bei dargebotsabhängigen EEG-Anlagen - die Notwendigkeit mehr als den minimal erforderlichen Anteil der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen von 50 % zu überschreiten. Durch entsprechende Vertragsgestaltung zwischen EVUs und EEG-Anlagenbetreibern kann dieses Risiko zwar zum großen Teil abgesichert werden, bleibt aber nach wie vor in geringem Umfang bestehen. Andererseits gilt vergleichbares durch das Risiko einer Unsicherheit über den tatsächlichen Verbrauch der versorgten Kunden, die im Rahmen des Grünstromprivilegs von der EEG-Umlage befreit sind. Wiederum können diese Risiken durch eine entsprechende Ausgestaltung von EVUs und Letztverbrauchern minimiert, aber nicht vollständig beseitigt werden.

Die volks- bzw. energiewirtschaftlichen Verteilungseffekte wurden bereits zuvor in wesentlichen Bereichen dargestellt. Es ist davon auszugehen, dass es durch diese Regelung zu Umverteilungen zwischen den EEG-Anlagenbetreibern und den nicht-privilegierten Letztverbrauchern kommt. Unter der Annahme, dass das wirtschaftliche Potenzial vollständig genutzt wird, entstehen Mehrerlöse für die Anlagenbetreiber in Höhe von rund 1,8 Mrd. € im Jahr 2011. Die zusätzlichen Erlöse der Anlagenbetreiber müssen durch eine Erhöhung der EEG-Umlage für nicht-privilegierte Letztverbraucher zusätzlich finanziert werden. Davon sind auch die nicht-privilegierten Letztverbraucher, die in den Genuss der Befreiung von der EEG-Umlage kommen, nicht ausgenommen, da die Kostensenkung durch Wegfall der EEG-Umlage durch die Kostenerhöhung beim Strombezug der Vertriebe bei den EEG-Anlagenbetreibern abgeschöpft werden. Diese Umverteilung erhöht die Förderkosten der Erneuerbaren Energien in der Stromversorgung unnötig. Zwar kann ggf. in einigen Bereichen eine verbesserte Einsatzweise im Hinblick auf eine Markt- und Netzintegration durch eine Optimierung der Einsatzweise gegenüber Bedarfssignalen des Marktes sowie eine Teilnahme an Regelenergiemärkten induziert werden. Es ist jedoch davon auszugehen, dass dies durch

andere Alternativen, z. B. durch das sog. optionale Marktprämienmodell<sup>94</sup>, bei entsprechender Ausgestaltung mit deutlich geringeren Mitnahmeeffekten und ggf. mit geringfügigeren Verzerrungen möglich ist. Zudem sind die entsprechenden Effizienzgewinne durch eine verbesserte Markt- und Netzintegration im Vergleich zu den zu erwartenden Mitnahmeeffekten gering. Hierbei handelt es sich um ‚windfall profits‘ der EEG-Anlagenbetreiber, die in einer erheblich geringeren Größenordnung zu erwarten sind<sup>95</sup>. Allgemein ist das Grünstromprivileg nicht konsistent mit der Kostenbasierung des EEG. Das Grünstromprivileg ermöglicht für Betreiber von EEG-Anlagen, die bereits über die Festpreisvergütung entsprechende Förderzahlungen erhalten und für die dadurch Investitionssicherheit gegeben ist, eine erhebliche Renditeerhöhung, ohne dass ein entsprechender zusätzlicher Nutzen gegeben ist. Somit führt die Regelung zur Direktvermarktung mit Grünstromprivileg im Wesentlichen zu einem ‚Rosinenpicken‘ und zu unerwünschten Mitnahmeeffekten in erheblicher Größenordnung.

### **7.3 Abschätzung der quantitativen Auswirkungen für die Jahre 2012 bis 2015**

Das Grünstromprivileg wird bereits im Jahr 2011 voraussichtlich von einem nennenswerten Teil der EEG-Anlagenbetreiber zur Erhöhung der Erlöse genutzt werden. Im Rahmen dieser Untersuchung ist insbesondere die Frage relevant, welche Effekte das Grünstromprivileg in der mittleren Frist, d. h. in den Jahren 2012 bis 2015, haben wird, um im Rahmen der EEG-Novellierung entsprechende Anpassungen vornehmen zu können.<sup>96</sup>

---

<sup>94</sup> Zur möglichen Ausgestaltung des optionalen Marktprämienmodells vgl. Fraunhofer ISI (2007) sowie zu einer kritischen Auseinandersetzung mit einzelnen Ausgestaltungsoptionen r2b / consentec (2010).

<sup>95</sup> Vgl. hierzu r2b / consentec (2010).

<sup>96</sup> Am 20.01.2011 wurde eine Änderung des § 37 Absatz 1 Satz 2 des EEG durch das Bundesumweltministerium vorgeschlagen. Diese sah bereits für das Jahr 2011 eine unterjährige Anpassung des Grünstromprivilegs vor. Auf eine unterjährige Anpassung wurde verzichtet. Allerdings ist ggf. eine Anpassung ab dem Jahr 2012 geplant. Die qualitativen und quantitativen Auswirkungen der geplanten Anpassung wurden zusätzlich berücksichtigt und werden am Ende des Kapitels behandelt.

Auf Basis der Prognose der Entwicklung der installierten Leistungen im Trendszenario zur Bestimmung der EEG-Umlage unter den im Anhang beschriebenen Modifikationen wurde daher im Rahmen dieser Untersuchung eine quantitative Abschätzung vorgenommen.

Zu diesem Zweck wurde einerseits eine Abschätzung der Entwicklung der EEG-Energiemengen nach Vergütungssätzen für die Jahre 2012 bis 2015 vorgenommen. Andererseits wurden die möglichen Netto-Vermarktungserlöse der jeweiligen Anlagenbetreiber (nach EE-Technologien) unter Berücksichtigung von vermiedenen Netznutzungsentgelten bestimmt. Im Rahmen der Analyse wurden desweiteren Annahmen zu der Entwicklung der Strompreise am Großhandelsmarkt für die entsprechenden Jahre getroffen. Dabei wurde der Mittelwert der täglichen Notierungen vom 01.10.2010 bis 31.12.2010 für die Jahresbaseprodukte 2012 bis 2015 verwendet.

Zunächst wurden Berechnungen zur Entwicklung der EEG-Umlage ohne Berücksichtigung des Grünstromprivilegs durchgeführt. Bereits ohne Berücksichtigung des Grünstromprivilegs wäre von einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage bis zum Jahr 2015 auszugehen. Getrieben wird die Entwicklung insbesondere durch die erheblichen zusätzlichen Kosten des weiteren Ausbaus der Fotovoltaik sowie des Zubaus von Bioenergieanlagen, deren Vergütungssätze erheblich über dem Vermarktungswert liegen. Unterstellt man, dass das gesamte wirtschaftliche Potenzial für die Direktvermarktung mit Grünstromprivileg erschlossen wird, ergeben sich weitere zusätzliche Erhöhungen der EEG-Umlage. Bild 7—5 zeigt die Entwicklung der EEG-Umlage mit und ohne Grünstromprivileg für die Jahre 2012 bis 2015. Wird das Grünstromprivileg in der heutigen Form fortgeführt, ist mit einem weiteren Anstieg der spezifischen EEG-Umlage auf 43 € je MWh im Jahre 2012 und sukzessiven Steigerungen auf 65 € je MWh in 2015 auszugehen. Bei Abschaffung des Grünstromprivilegs ist immer noch mit einem erheblichen Anstieg der EEG-Umlage in den nächsten Jahren zu rechnen. Dieser fällt allerdings deutlich moderater aus, so dass im Jahre 2015 mit 46 € je MWh das Niveau erheblich geringer ist. Dabei nehmen insbesondere die Differenzen zwischen der EEG-Umlage mit und ohne Grünstromprivileg erheblich zu. Liegt die Differenz im Jahr 2012 bei rund 7 € je MWh, steigt diese bis 2015 auf rund 19 € je MWh.

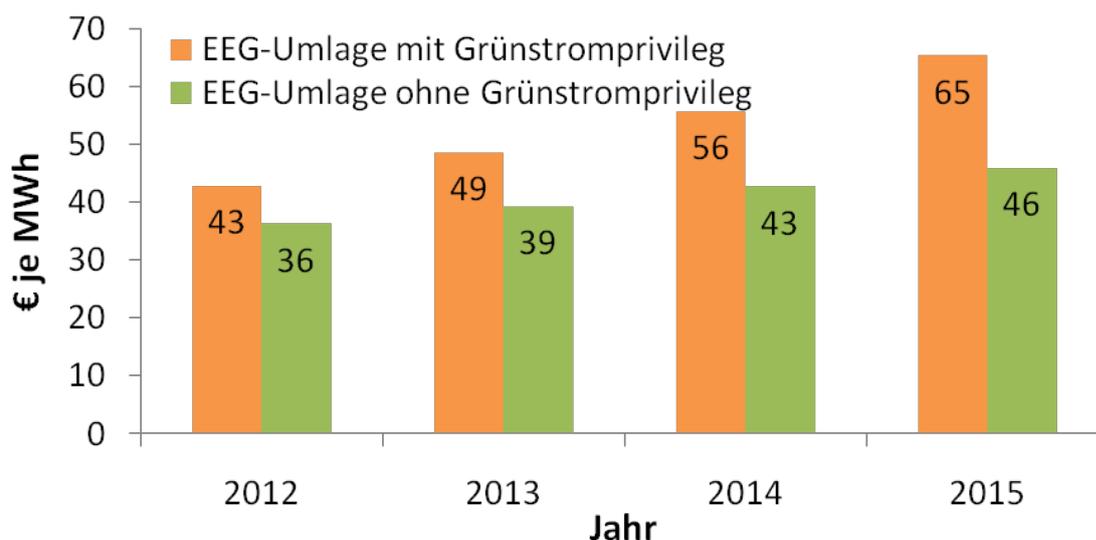


Bild 7—5: Entwicklung der EEG-Umlage mit und ohne Grünstromprivileg - 2012 bis 2015

Diese Entwicklung ist zwei Ursachen geschuldet. Einerseits steigt die Inanspruchnahme erheblich und in Folge dessen sinkt die Menge des nicht-privilegierten Letztverbrauchs auf den die Netto-Förderkosten umgelegt werden. Andererseits verbleiben die Anlagen mit hohen Vergütungssätzen, die zu hohen spezifischen Netto-Förderkosten führen, in der Festpreisvergütung. Die absoluten Netto-Förderkosten sinken dadurch unterproportional. Bereits im Jahr 2012 können unter Berücksichtigung des Grünstromprivilegs 100 % der Stromerzeugung aus Windenergie Onshore, Wasserkraft und Deponie-, Gruben- und Klärgas sowie 78 % der Stromerzeugung aus Bioenergien in der Direktvermarktung Mehrerlöse erzielen (Tabelle 7-1). Ausschließlich Fotovoltaik, Windenergie Offshore, Geothermie und ein Teil der Bioenergie verbleiben in der Festpreisvergütung. In Summe sind im Jahr 2012 bis zu 65 TWh bzw. 87 % der gesamten Einspeisung von EEG-Anlagen in der Direktvermarktung mit Grünstromprivileg. Dadurch reduziert sich der nicht-privilegierte Letztverbrauch von 408,1 TWh auf 259,2 TWh. Bis zum Jahr 2015 verschärft sich die Situation. In Summe wird bis zu 91 % bzw. 103,8 TWh der Stromerzeugung in Verbindung mit dem Grünstromprivileg direkt vermarktet. Ausschließlich ältere Fotovoltaikanlagen und Bioenergieanlagen mit sehr hohen Vergütungssätzen verbleiben im Festpreisvergütungsmodell. Diese Entwicklung führt zu einer Reduktion des nicht-privilegierten Letztverbrauchs von 392,8 TWh auf 165,4 TWh, auf den die Netto-Förderkosten umgelegt werden. Da nur Anlagen im Festpreisvergütungsmodell verbleiben, deren Vergütungssätze weit von den erzielbaren Markterlösen entfernt sind, sinken die Netto-Förderkosten zugleich deutlich weniger. Wenn alle Anlagen im Festpreisvergü-

tungsmodell verbleiben würden, ergäben sich Netto-Förderkosten im Jahr 2015 von 18,1 Mrd. €. Obwohl bei Beibehaltung des Grünstromprivilegs nur 9 % der Stromerzeugung von EEG-Anlagen über das Festpreisvergütungsmodell vergütet werden, belaufen sich die Netto-Förderkosten auf rund 10,9 Mrd. € bzw. rund 60 % der ursprünglichen Netto-Förderkosten.

	2012	2013	2014	2015
Windenergie Onshore	100%	100%	100%	100%
Windenergie Offshore	0%	0%	100%	100%
Fotovoltaik	0%	0%	23%	69%
Geothermie	0%	0%	0%	100%
Wasserkraft	100%	100%	100%	100%
Bioenergie	79%	81%	86%	99%
Gase	100%	100%	100%	100%
<b>Gesamt</b>	<b>87%</b>	<b>86%</b>	<b>89%</b>	<b>94%</b>

*Tabelle 7-1: Entwicklung der Anteile von EEG-Anlagen in der Direktvermarktung mit Grünstromprivileg nach EE-Technologien - Jahr 2012 bis 2015*

Die Betreiber von EEG-Anlagen profitieren vom Grünstromprivileg in erheblichem Ausmaß und erhalten ‚windfall profits‘ in mit den Jahren zunehmender Höhe. In Summe belaufen sich die ‚windfall profits‘ der Anlagenbetreiber im Jahre 2012 auf etwa 2,7 Mrd. € und steigen auf über 7,6 Mrd. € bis zum Jahr 2015. Bild 7—6 zeigt die durchschnittlichen ‚windfall profits‘ für Betreiber von EEG-Anlagen, die durch das Grünstromprivileg ermöglicht werden, nach Jahr und EE-Technologie.

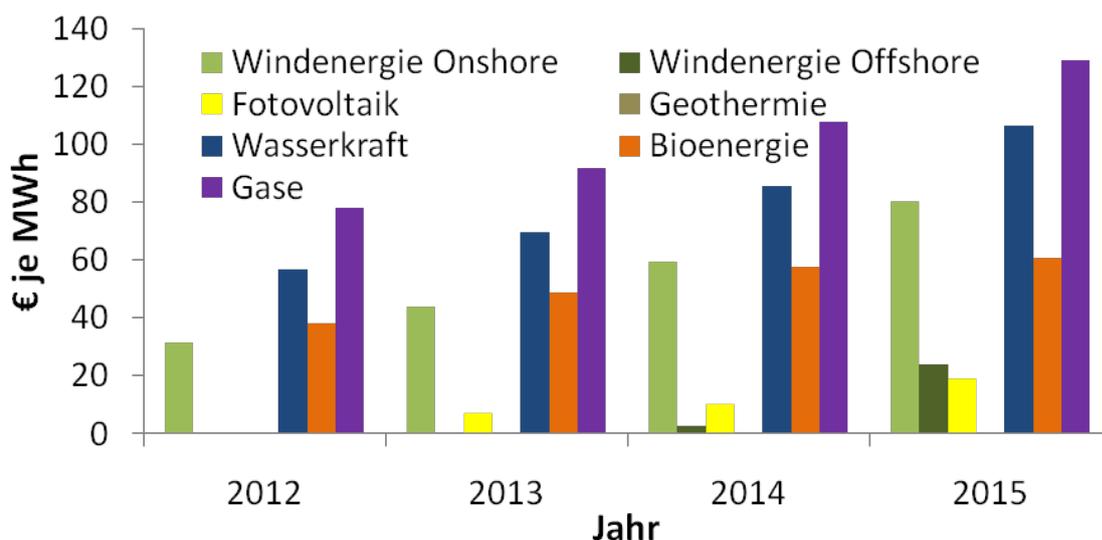


Bild 7—6: ‚windfall profits‘ von EEG-Anlagen durch das Grünstromprivileg nach EE-Technologien - Jahre 2012 bis 2015

Bereits im Jahr 2012 können Betreiber von Windenergieanlagen Onshore und Bioenergieanlagen durchschnittliche ‚windfall profits‘ in Höhe von etwa 30 bis 40 € je MWh und Betreiber von Wasserkraft bzw. Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen sogar in Höhe von über 60 € je MWh bzw. 80 € je MWh erzielen. Bis zum Jahr 2015 steigt die Höhe der durchschnittlichen ‚windfall profits‘ nochmals deutlich an und erreicht bei vielen EE-Technologien eine Höhe von bis zu 100 € je MWh und mehr.

## 7.4 Bewertung und Handlungsempfehlungen

Wie die Analysen gezeigt haben, sind durch das sog. Grünstromprivileg in den nächsten Jahren erhebliche zusätzliche Erhöhungen der spezifischen EEG-Umlage für nicht privilegierte Letztverbraucher zu erwarten. Vermeintliche Vorteile von Letztverbrauchern, die über das Grünstromprivileg von der EEG-Umlage befreit sind, werden sich dabei ebenfalls nicht ergeben. Die Betreiber von EEG-Anlagen, bei denen sich eine Direktvermarktung in Verbindung mit dem Grünstromprivileg wirtschaftlich rechnet, werden über zusätzliche Erlöse, sog. ‚windfall profits‘ die Vorteile weitgehend abschöpfen. Dies führt, wie gezeigt werden konnte, zu Mehrkosten der Förderung Erneuerbarer Energien bei allen nicht-privilegierten Letztverbrauchern im erheblichen Ausmaß.

Insbesondere vor dem Hintergrund der Intention des EEG, eine kostenbasierte Förderung von Erneuerbaren Energien in der Stromversorgung zu verfolgen, ist das Grünstromprivileg daher

äußerst kritisch zu beurteilen.<sup>97</sup> Die Vorteile einer Förderung von Grünstromprodukten sind daher gering. Potenzielle Vorteile ergeben sich durch eine direkte Kopplung der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen und Vertriebsportfolien. Im Vergleich zu anderen Maßnahmen der Direktvermarktung, wie z. B. der geplanten Einführung eines optionalen Marktprämienmodells, wird somit nicht nur die Möglichkeit einer Anbindung an den Großhandelsmarkt für Strom (und den Regelenergiemärkten), sondern zugleich die Möglichkeit einer Anbindung an den Vertriebsmarkt geschaffen. Dies kann einerseits dazu genutzt werden, Strukturen für Bilanzkreise mit hohen EE-Anteilen zu schaffen, und andererseits die Akzeptanz für eine politisch avisierte Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu erhöhen. Die wesentlichen energiewirtschaftlichen Vorteile können allerdings bereits durch die Möglichkeit einer Anbindung an den Großhandelsmarkt für Strom (und die Regelenergiemärkte), z. B. bei entsprechender Ausgestaltung durch das optionale Marktprämienmodell, bei deutlich geringeren unerwünschten Mitnahmeeffekten erreicht werden.

Die Regelung führt nicht dazu, dass Elektrizitätsunternehmen, die durch eine Versorgung ihrer Kunden mit einem überproportionalen Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien bereits dem Umwelt- und Klimaschutz ausreichend Genüge tun, entlastet werden. Da die Elektrizitätsversorgungsunternehmen ausschließlich auf Strom aus EEG-Umlagen mit niedrigen Vergütungssätzen zur Erreichung des erforderlichen 50 %-Anteils zurückgreifen (können), wird vielmehr eine Situation geschaffen, in der ausschließlich EE-Technologien mit hohen Netto-Förderkosten im EEG verbleiben. Die Kosten für diese teuren EE-Technologien, wie z. B. Fotovoltaikanlagen, Windenergieanlagen Offshore, geothermische Anlagen sowie Biogasanlagen, werden auf einen geringeren Letztverbraucherabsatz umgelegt werden und erhöhen die spezifische EEG-Umlage. So können Grünstromprodukte geschaffen werden, bei

---

<sup>97</sup> Im Rahmen von Fördersystemen mit Mengenvorgaben, wie z. B. Quotenmodellen, sind Mitnahmeeffekte in Form von Marktrenten als Anreize erforderlich und können die Effizienz erheblich erhöhen. Im Rahmen des EEG sind Mitnahmeeffekte hingegen erheblich kritischer zu sehen, da diese im Wesentlichen auf Regulierungsfehler zurückzuführen sind und damit keine Anreize für eine Erhöhung der Effizienz gegeben werden.

denen letztendlich nur ein sehr geringer volkswirtschaftlicher und ökologischer Nutzen vorhanden ist.<sup>98</sup>

Zwar kann das Ziel einer verbesserten Integration Erneuerbarer Energien in den Markt erreicht werden. Potenziell gehen bereits im Jahr 2012 über 80 % der EEG-Mengen in die Direktvermarktung und bis 2015 kann ein Wert von über 95 % erreicht werden. Die Fahrweise dieser Anlagen wird sich, soweit sie über entsprechende Steuerungsmöglichkeiten bei der Erzeugung verfügen, verstärkt an den Bedarfssignalen des Marktes - den Strompreisen am Großhandelsmarkt - orientieren. Dies wird allerdings, wie bereits ausgeführt wurde, zu erheblichen Kosten erreicht. Zugleich wird die geplante Umsetzung der Verordnungsermächtigung zur verbesserten Markt- und Netzintegration, z. B. durch die Einführung eines Marktprämienmodells, unterlaufen. Bei einer entsprechenden Ausgestaltung des Marktprämienmodells können die positiven Marktintegrationseffekte bei deutlich geringen Mitnahmeeffekten durch die Betreiber von EEG-Anlagen mindestens genauso gut erzielt werden.

Darüber hinaus können zahlreiche Regelungen des EEGs durch das Grünstromprivileg de facto nicht die beabsichtigte Wirkung entfalten. Als Beispiele können hier zwei Bereiche angeführt werden. Die Förderung von Windenergieanlagen, die in den ersten Jahren mit einer erhöhten Anfangsvergütung erfolgt und anschließend auf eine Grundvergütung zurückgeführt wird, erzielt nicht ihre beabsichtigte Wirkung. Die Windenergieanlagen werden spätestens bei Wegfall des Anspruchs auf eine höhere Anfangsvergütung in die Direktvermarktung wechseln. Dieses ist insbesondere in Hinsicht auf die Stimulierung von Repowering von Altanlagen im EEG problematisch. Die mögliche zusätzliche Förderung von 0,5 Cent je kWh bei Repowering wird keine wirtschaftlichen Anreize setzen und führt somit dazu, dass ein Repowering von alten Windenergieanlagen nicht stattfinden wird. Zum anderen werden im Rahmen des EEGs zahlreiche Anreize zur Erhöhung der Effizienz durch gekoppelte Erzeugung von Strom- und Wärme sowie zu nachhaltigeren Brennstoffen (z. B. zusätzliche Vergütung für nachwachsende Rohstoffe) gesetzt. Da ein wesentlicher Teil dieser Anlagen sich nicht mehr in der Festpreisvergütung befinden, werden diese Anreize nicht wirksam.

---

<sup>98</sup> Allgemein sind Grünstromprodukte in Deutschland vor dem Hintergrund der Fördermechanismen für Erneuerbare Energien aus ökologischer Sicht schwierig zu bewerten. Eine zusätzliche Förderung ist nur in den seltensten Fällen gegeben, da die Förderung von Erneuerbaren Energien bereits über das EEG erfolgt.

Die Analysen und Bewertungen haben gezeigt, dass das Grünstromprivileg in seiner heutigen Form für eine Förderung Erneuerbarer Energien innerhalb des EEG nicht geeignet ist. Möglichkeiten einer Anpassung, wie z. B. einer Erhöhung des notwendigen Anteils an Strom aus EEG-Anlagen, der erforderlich ist, um von der EEG-Umlage befreit zu werden, können die zahlreichen negativen Folgewirkungen zwar lindern, aber nicht beseitigen. Im Rahmen einer Förderung über eine feste Einspeisevergütung ggf. ergänzt um ein Marktprämienmodell, stellt die Direktvermarktung mit Grünstromprivileg keine sinnvolle Ergänzung in Form einer zusätzlichen Option dar. Als abschließende Empfehlung kann daher ausschließlich die Abschaffung des Grünstromprivilegs in seiner heutigen Form und grundsätzlichen Systematik empfohlen werden.

Sollte weiterhin eine Förderung von Grünstromprodukten im Rahmen des EEGs gewollt sein und gerade entwickelnde Handels-, Vertriebs- und Organisationsstrukturen genutzt werden, sollte dies nicht ohne Berücksichtigung und unabhängig von der geplanten Einführung des optionalen Marktprämienmodells erfolgen. Das optionale Marktprämienmodell kann, wenn es im Rahmen der EEG-Novelle eingeführt wird, ab Anfang des Jahres 2012 bei einer entsprechenden Ergänzung die Funktion einer Weiterentwicklung einer Förderung von Grünstromprodukten übernehmen. In diesem Zusammenhang sollte geprüft werden, ob die Integration des Grünstromprivilegs – im Sinne einer Verbesserung der Rahmenbedingungen für Grünstromprodukte – in das optionale Marktprämienmodell sinnvoll, möglich und zielführend ist. Eine zu prüfende Option kann z. B. in der Gewährung eines zusätzlichen Bonus bei Vertrieb der Stromerzeugung von EEG-Anlagen im Marktprämienmodell als ein 100 %-iges Grünstromprodukt angesehen werden.<sup>99</sup> Die Höhe des Bonus sollte dabei angemessen sein und berücksichtigen, dass die energiewirtschaftlichen Vorteile der zusätzlichen Förderung von Grünstromprodukten bei den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen der Förderung der Stromerzeugung Erneuerbarer Energien in der Stromversorgung gering sind. Andernfalls würden sich weiterhin erhebliche zusätzliche Mitnahmeeffekte für EEG-Anlagenbetreiber ergeben mit der Folge zusätzlicher Förderkosten. Der Bonus sollte somit im Wesentlichen einen zusätzlichen Anreiz geben, in das Marktprämienmodell zu wechseln und die Wert-

---

<sup>99</sup> In diesem Fall ist das Doppelvermarktungsverbot für Stromerzeugung aus EEG-Anlagen im Marktprämienmodell explizit aufzuheben.

schöpfungskette von der Erzeugung über den Handel bis zum Vertrieb schließen. Aus Sicht der Gutachter sollte der Bonus maximal 2 € je MWh betragen.

Am 20.01.2011 wurde eine Änderung des § 37 Absatz 1 Satz 2 des EEG durch das Bundesumweltministerium vorgeschlagen.<sup>100</sup> Dieser Vorschlag sah bereits für das Jahr 2011 eine unterjährige Anpassung des Grünstromprivilegs vor. Es war vorgesehen, die Umlagebefreiung für Unternehmen, die das Grünstromprivileg ab Mitte des Jahres 2011 nutzen, auf 2 Cent je kWh zu begrenzen. Die unterjährige Anpassung wurde mittlerweile verworfen und die Änderung soll zum 01.01.2012 in Kraft treten.<sup>101</sup> Die vorgesehene Anpassung des Grünstromprivilegs soll gemäß dem Kabinettsbeschluss explizit im Rahmen der EEG-Novelle geprüft werden.

Ergänzend zu den ursprünglichen Berechnungen wurden daher im Rahmen der Studie zusätzliche Berechnungen im Hinblick auf die Auswirkungen der geplanten Veränderung des Grünstromprivilegs durchgeführt. Die Deckelung der Befreiung von der EEG-Umlage auf 2 Cent je kWh senkt das wirtschaftliche Inanspruchnahmepotenzial. Nur für die Stromerzeugung auf Basis Deponie-, Klär- und Grubengas ist eine Direktvermarktung mit Grünstromprivileg in den Jahren 2012 bis 2015 weiterhin vollständig wirtschaftlich. Daneben existieren wirtschaftliche Inanspruchnahmepotenziale bei der biogenen Stromerzeugung und bei Stromerzeugung in Windenergieanlagen Onshore mit einem Anteil von jeweils 60 bis 70 % der gesamten Stromerzeugung. Die Mitnahmeeffekte der Anlagenbetreiber sinken im Rahmen des modifizierten Grünstromprivilegs ebenfalls entsprechend ab. In Summe betragen die zusätzlichen Einnahmen der EEG-Anlagenbetreiber im Jahr 2012 rund 230 Mio. € und steigen bis zum Jahr 2015 auf rund 370 Mio. € an. Der erhebliche Anstieg der EEG-Umlage durch das Grünstromprivileg in seiner bisherigen Form wird ebenfalls erheblich abgeschwächt. Die Erhöhung der spezifischen EEG-Umlage durch das Grünstromprivileg reduziert sich durch die Veränderung auf etwa 2 € je MWh im Jahr 2012 und erhöht sich bis 2015 nur leicht auf 4 € je MWh bis 2015.

---

<sup>100</sup> Bundesumweltministerium (2011): Eckpunkte für eine kurzfristige Änderung des EEG bei Fotovoltaik und beim Grünstromprivileg zur Kostendämpfung; Stand 20.01.2011.

<sup>101</sup> Änderungsantrag zum "Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen".

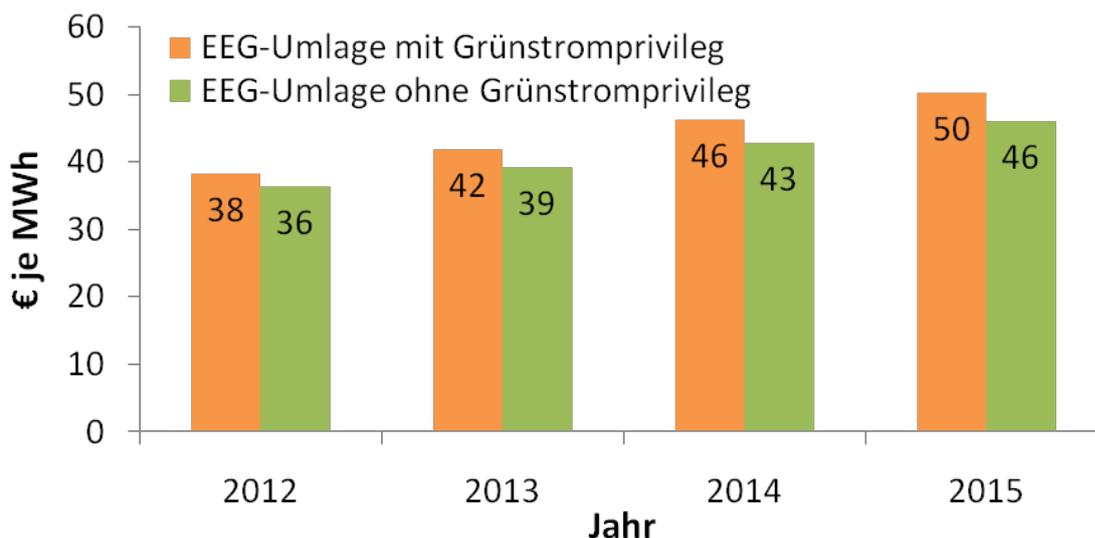


Bild 7—7: Entwicklung der EEG-Umlage mit und ohne Grünstromprivileg - 2012 bis 2015

Obwohl die Auswirkungen des modifizierten Grünstromprivilegs auf die EEG-Umlage und somit die Strompreise für Endverbraucher erheblich geringer sind, ist eine vollständige Abschaffung bzw. eine wie oben skizzierte Weiterentwicklung im Rahmen des Marktprämienmodells zu empfehlen. Einerseits bleiben unerwünschte Mitnahmeeffekte bei einigen EEG-Anlagenbetreibern erhalten und zahlreiche Regelungen des EEG werden ebenfalls weiterhin, wenn auch in abgeschwächter Form, konterkariert. Andererseits führt die Konkurrenz zwischen dem Marktprämienmodell und dem modifizierten Grünstromprivileg weiterhin zu einem nicht wünschenswerten „Wettlauf“ von Fördermodellen.<sup>102</sup>

Aufgrund der dargestellten Herausforderungen bei der Weiterentwicklung des gesamten EEGs und insbesondere des Grünstromprivilegs sowie der geplanten Einführung des optionalen Marktprämienmodells kann ausschließlich eine Abschaffung des Grünstromprivilegs im Rahmend der EEG-Novelle empfohlen werden.

<sup>102</sup> Darüber hinaus muss ebenfalls berücksichtigt werden, dass im Rahmen der hier durchgeführten Berechnungen ein moderater Anstieg der Strompreise am Großhandelsmarkt auf Basis aktueller Terminmarktnotierungen unterstellt wurde. Sollte sich eine erhebliche Preiserhöhung am Großhandelsmarkt, z. B. getrieben durch unerwartete Preisanstiege für Steinkohle und Erdgas an den Weltmärkten, ergeben, würde das Grünstromprivileg auch in der modifizierten Form zu weiteren Mitnahmeeffekten für EEG-Anlagenbetreiber und Erhöhungen der EEG-Umlage führen.

## **8 Zusatzuntersuchung zur zukünftigen Ausgestaltung der Vergütungsregelung für Fotovoltaikanlagen (AP 8)**

### **8.1 Hintergrund**

In den Jahren 2009 und 2010 erfolgte ein erheblicher und deutlich über früheren Erwartungen und Zielgrößen liegender Zubau an Fotovoltaikanlagen. Der Zubau in 2010 betrug ca. 7.000 MW, so dass die installierte Leistung Ende 2010 in Deutschland ca. 17.000 MW betrug. Aufgrund der – im Verhältnis z. B. zu Windenergie – hohen EEG-Vergütungssätze für Fotovoltaik (PV) einerseits und der geringen Anzahl von Sonnenstunden in Deutschland und dadurch bedingten niedrigen Volllaststundenzahl der Anlagen führt diese Entwicklung dazu, dass der Anteil der Fotovoltaik an den gesamten EEG-Förderkosten sehr hoch, der Anteil an der gesamten in EEG-Anlagen erzeugten Energie jedoch vergleichsweise gering ist.

Die – in Erkenntnis dieser volkswirtschaftlich nachteilig eingeschätzten Entwicklung – außerplanmäßigen Kürzungen der Vergütung für PV-Anlagen im Jahr 2010 haben dabei nicht zu einer signifikanten Verringerung des Zubaus geführt. Auch für das Jahr 2011 wird wiederum – trotz einer geplanten weiteren Anpassung des EEG – ein Zubau in ähnlicher Größenordnung wie 2010 erwartet.

Dabei zeigt sich, dass mit dem den EEG-Fördersätzen zugrundeliegenden Konzept der Kostenbasierung gerade in Hochtechnologiebranchen durch zum Teil erhebliche kurzfristige Kosten- und Preisdegressionen eine Mengensteuerung praktisch nicht erreichbar ist. Eine Mengensteuerung ist bei dem Ansatz einer Festpreisvergütung neben Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlich erzielbaren Kosten- und Preisdegressionen zusätzlich durch ein im besten Fall approximativ abschätzbares wirtschaftliches Potenzial zu den jeweiligen Vergütungssätzen und insbesondere durch erhebliche Unsicherheiten bei der Geschwindigkeit der Erschließung dieses Potenzials de facto mit erheblichen Ungenauigkeiten verbunden. Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2009 wurde das sogenannte Konzept des „atmenden Deckels“ eingeführt.<sup>103</sup> Gemeint ist damit ein Element zur expliziten Steuerung der Zubaumenge von PV-

---

<sup>103</sup> Das Konzept des „atmenden Deckels“ wurde im Rahmen des Energiekonzepts der Bundesregierung als Element der Mengensteuerung bei der Förderung von PV-Anlagen bekräftigt.

Anlagen über eine flexible, vom beobachteten Zubau abhängige Degression der Vergütung für PV-Anlagen. Bereits im Jahr 2010 erfolgte eine weitere Anpassung der EEG-Vergütung für PV-Anlagen, da sich der Anpassungsmechanismus als zu langsam und als zu wenig ausgeprägt erwiesen hat, um als Element der Mengensteuerung wirksam zu sein. Dabei wurde allerdings das grundsätzliche Design beibehalten, so dass die immanente Problematik der Ausgestaltung des Fördermechanismus erhalten bleibt. So wird auch aktuell eine weitere Anpassung des EEG vorgenommen, allerdings wiederum ohne das grundsätzliche Design des Fördermechanismus an die gewonnenen Erfahrungen anzupassen.

Das BMWi hat Consentec und r2b energy consulting deshalb in einer Zusatzuntersuchung zum vorliegenden Gutachten damit beauftragt, ein nachhaltiges Konzept zur Ausgestaltung der flexiblen Degressionsregelung vorzuschlagen, das geeignet ist, politisch vorgegebene Mengen- und Ausbauziele mit einem stabileren Mechanismus umzusetzen und die Wirksamkeit des Elements der Mengensteuerung - des atmenden Deckels - zu erhöhen.

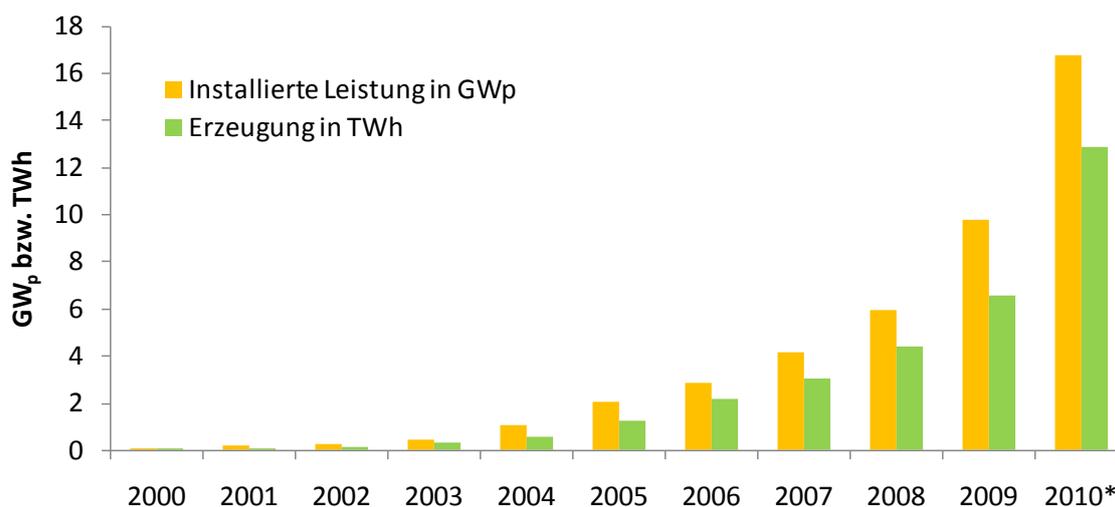
Nachfolgend stellen wir einerseits unseren diesbezüglichen Vorschlag dar und erläutern seine wesentlichen Charakteristika anhand beispielhafter Simulationsrechnungen. Andererseits werden auf Basis historischer und aktueller Marktentwicklungen mögliche Zielkorridore aufgezeigt, die auf der einen Seite mit dem Ziel der Technologieentwicklung der PV zur (betriebswirtschaftlichen) Marktreife und auf der anderen Seite mit für die deutsche Volkswirtschaft und für die Endverbraucher begrenzten zusätzlichen Belastungen durch den weiteren Ausbau der Fotovoltaik in Deutschland im Einklang stehen.

In einer ergänzenden Analyse untersuchen wir die möglichen quantitativen Auswirkungen einer Einführung des vorgeschlagenen Vergütungssystems hinsichtlich der Genauigkeit der Einhaltung der Mengenziele sowie der resultierenden Förderkosten.

## **8.2 Historische und zukünftige Entwicklung des Ausbaus**

Der Ausbau der Fotovoltaik in Deutschland seit dem Jahr 2000 basiert ausschließlich auf der Förderung mittels des EEG. Wie aus Bild 8—1 ersichtlich wird, ist die installierte Leistung seit 2000 exorbitant gestiegen. Lag der jährliche Zubau in den Jahren 2001 bis 2003 bei rund 100 MW pro Jahr, stieg dieser in den Jahren 2004 bis 2006 im Durchschnitt auf etwa 650 MW pro Jahr an. Ab dem Jahr 2007 haben sich die jährlichen Zubauten noch einmal erheblich erhöht und im Jahre 2010 kann von einem Zubau von etwa 7.000 MW ausgegangen

werden. Entsprechend der Zunahme der installierten Leistung ist die Erzeugung, die über das EEG vergütet wird, rasant angestiegen. Aufgrund des beschleunigten Ausbaus der installierten Leistung ist die Zunahme der zu vergütenden Einspeisung in vollem Umfang jeweils erst verzögert wirksam, da durch die unterjährigen Zubauten die neu in Betrieb genommenen Anlagen ihren vollen Jahresertrag erst im Jahr nach der Inbetriebnahme erzeugen.



\* geschätzte Werte

Bild 8—1: Entwicklung der installierten Leistung und Stromeinspeisung von netzgekoppelten PV-Anlagen in Deutschland - Jahre 2000 bis 2010

So kann für die bis Ende des Jahres 2010 in Betrieb genommenen Anlagen eine durchschnittliche jährliche Einspeisung von etwa 16 TWh erwartet werden. Aufgrund der garantierten Vergütungsdauer des EEG von 20 Jahren ergeben sich somit für die bereits installierten Anlagen Brutto-Förderkosten in Höhe von etwa 6,7 Mrd. € pro Jahr, die in jedem Jahr bis über die Mitte des nächsten Jahrzehnts hinaus von den Verbrauchern zu zahlen sind.<sup>104</sup> Rechnet man die entsprechenden Vermarktungserlöse und vermiedenen Netznutzungsentgelte den Bruttoförderkosten entgegen, sinkt dieser Betrag zwar auf knapp 6 Mrd. € pro Jahr, er führt aber

<sup>104</sup> Die Eigenverbrauchsregelung für Anlagen mit Inbetriebnahme 2009 und 2010 kann je nach Inanspruchnahme sowohl die Brutto- als auch die Nettoförderkosten geringfügig senken. Allerdings führt dieses nicht zu einer tatsächlichen Entlastung der Volkswirtschaft und der Endverbraucher, da einerseits die Einnahmen der öffentlichen Hand sinken und andererseits die Umlagebasis für die EEG-Umlage, Netzentgelte und KWK-Umlage verringert wird. Siehe hierzu auch AP 3/4.

immer noch zu einer erheblichen Belastung der nicht-privilegierten Endverbraucher über die EEG-Umlage in Höhe von etwa 1,5 Cent je kWh.<sup>105</sup>

Der unerwartete Zubauboom muss vor diesem Hintergrund als Fehlentwicklung mit erheblichen Kostenbelastungen betrachtet werden. Zwar war die Degression der Vergütungssätze insbesondere durch die zusätzliche Absenkung der Vergütungssätze im Rahmen der außerordentlichen Anpassung im Jahre 2010 höher als erwartet, eine Eindämmung der Kosten in erforderlichem Umfang konnte allerdings aufgrund der hohen Zubauzahlen trotzdem nicht erreicht werden. Zugleich ist bei dieser Entwicklung problematisch, dass der Zielkorridor für den Zubau in Folge der Entwicklung massiv erhöht wurde, obwohl eine volkswirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit der Stromerzeugung in PV-Anlagen bei weitem nicht erreicht wurde und in absehbarer Zukunft erreicht wird. Bild 8—2 macht dies anhand der unterstellten Entwicklung der installierten Leistung in den Leitszenarien des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) deutlich.

---

<sup>105</sup> Durch die Inflation nehmen die realen Werte im Zeitverlauf bis Mitte des nächsten Jahrzehnts ab, weil das EEG keine Inflationsanpassung der Vergütungssätze für bestehende Anlagen vorsieht. Auf der anderen Seite sind die bei der Berechnung der Netto-Förderkosten angesetzten vermiedenen Netznutzungsentgelte eine „scheinbare“ Reduktion, weil davon ausgegangen werden kann, dass durch den Ausbau der Fotovoltaik insbesondere die Verteilungsnetze ausgebaut werden müssen. Somit entstehen in der Regel zusätzliche Kosten und keine Einsparungen, was die Endverbraucher über die Netzentgelte am Ende finanzieren müssen. Daneben kann ebenfalls von zusätzlichen Kosten für Regelernergie ausgegangen werden sowie einer Verringerung der Vermarktungserlöse durch eine abnehmende Wertigkeit des eingespeisten Stroms aus PV-Anlagen bei weiterem Ausbau dieser Technologie.

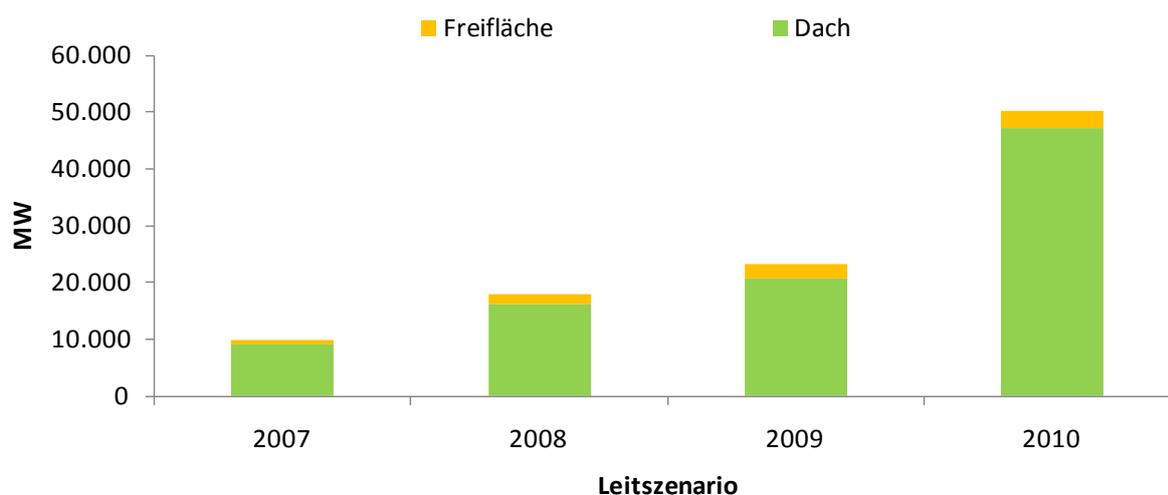


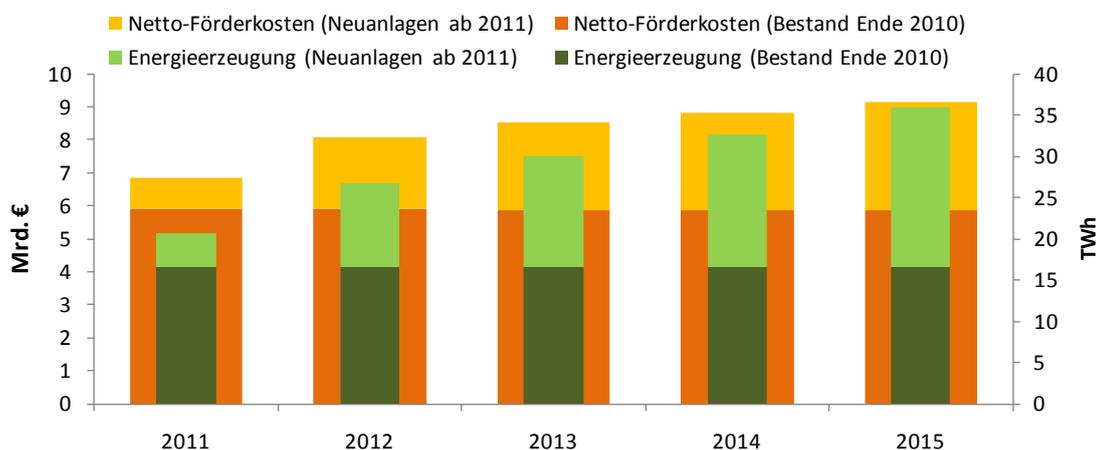
Bild 8—2: Entwicklung des Zielkorridors des Zubaus bis zum Jahr 2020 gemäß Leitszenario 2007 bis 2010

Die unterstellte installierte Leistung von PV-Anlagen wurde von etwa 10 GW im Leitszenario 2007 bereits in den Leitszenarien 2008 und 2009 mehr als verdoppelt und im Leitszenario 2010 auf rund 50 GW erhöht. Auf die aktuellen Fehlentwicklungen wurde somit nicht nur mit einer Reduktion der Vergütungssätze reagiert, sondern zugleich wurden Anpassungen der Ausbauziele in erheblicher Größenordnung vorgenommen. Im Saldo führt dies in der weiteren Konsequenz dazu, dass sich die bereits durch den in der Vergangenheit liegenden Zubau entstandenen zukünftigen Belastungen bei einem fortschreitenden Zubau mit den neuen Zielen trotz einer höheren Degression der Vergütungssätze weiter deutlich erhöhen werden.

Dies wird bei einer Abschätzung der zukünftigen Belastungen der Endverbraucher auf Basis von aktuellen Einschätzungen bis zum Jahr 2015 deutlich. Unterstellt werden im Folgenden die geltende Gesetzeslage unter Berücksichtigung der aktuellen Anpassung sowie das Trendszenario der Mittelfristprognose<sup>106</sup>. Dabei wird davon ausgegangen, dass die aktuelle Anpassung nur eine geringfügige Auswirkung auf die Kostenentwicklung hat und gegenüber dem Trendszenario der Mittelfristprognose keine Reduktion der Zubauleistung induziert. Die aktuelle Anpassung sieht einerseits ein teilweises Vorziehen der Degression des Jahres 2012 nach dem ersten Halbjahr 2011 (Dachanlagen) bzw. ab September 2011 (Freiflächenanlagen) vor, wenn in der Periode zwischen 28. Februar 2011 und 1. Juni 2011 die auf ein Jahr hochge-

<sup>106</sup> Vgl. hierzu Amprion et al. (2010) und Anhang 1.

rechnet, bei der Bundesnetzagentur gemeldete neu installierte Leistung den Grenzwert von mindestens 3.500 MW überschreitet. Andererseits wird eine zusätzliche Erhöhung der Degression um 15 % eingeführt, wenn die installierte Leistung 7.500 MW in der vorherigen Bezugsperiode – 1. Oktober des Vorjahres bis 30. September des Vorjahres – überschreitet. Bei den heutigen Entwicklungen ist es wahrscheinlich, dass aufgrund eines deutlich geringeren Zubaus bis zur Mitte des Jahres 2011 die erste Regelung keine Auswirkung hat und zugleich bei einer deutlichen Erhöhung des Zubaus in der zweiten Jahreshälfte die zweite Regelung zu einer Verringerung der Vergütungssätze um 24 % führt. Basierend auf diesen Annahmen ergibt sich die in Bild 8—3 dargestellte Entwicklung der Stromerzeugung und der jährlichen Netto-Förderkosten für PV-Anlagen.



*Bild 8—3 Mögliche Entwicklung Stromerzeugung und Netto-Förderkosten von netzgekoppelten PV-Anlagen in Deutschland - Jahre 2011 bis 2015*

Die Energieerzeugung der Anlagen steigt durch neu in Betrieb genommene Anlagen bis 2015 um weitere rund 19 TWh auf, zusammen mit den Bestandsanlagen Ende 2010, fast 36 TWh an. Zugleich erhöhen sich allerdings auch die Netto-Förderkosten durch neu in Betrieb genommene Anlagen weiter. Neben den jährlichen Netto-Förderkosten der Bestandsanlagen 2010 von etwa 5,9 Mrd. € sind im Jahr 2015 zusätzliche jährliche Netto-Förderkosten in Höhe von rund 3,3 Mrd. € von den Verbrauchern zu tragen. Bei den aktuellen Regelungen des EEG ist somit eine weitere Erhöhung der Netto-Förderkosten bis 2015 um etwa 36 % auf dann über 9 Mrd. € als realistische Erwartung anzusetzen. Dies führt zu einer spezifischen EEG-Umlage von über 2,3 Cent je kWh allein aufgrund der Förderung der Fotovoltaik in Deutschland und

über die garantierte Vergütungsdauer von 20 Jahren zu einer langfristigen Belastung der Endverbraucher über einen entsprechend langen Zeitraum in den Folgejahren.<sup>107</sup>

### 8.3 Ausbauziel für PV-Anlagen bis zum Jahr 2020

Bei der Einführung einer bewussten Mengensteuerung für den PV-Ausbau sind die Zubaumengen an den allgemeinen energiepolitischen Zielen zu orientieren. Diese sind grundsätzlich im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Herbst 2010 beschrieben. Das Energiekonzept enthält dabei zwar keine detaillierten quantitativen Angaben, z. B. zum angestrebten Ausbau der PV in Deutschland, stützt sich aber auf die in 2010 von einem Konsortium von Forschungsinstituten ermittelten Energieszenarien, die mögliche und aus heutiger Sicht sinnvoll durchführbare Wege zur Erreichung der energiepolitischen Ziele auch quantitativ beschreiben [17].

Angesichts der hohen Dynamik in der technologischen Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien erscheint es dabei aus unserer Sicht nicht sinnvoll, bereits zum heutigen Zeitpunkt sehr langfristige Ausbauziele für einzelne Technologien festzusetzen. Andererseits erfordert eine Mengensteuerung, gerade wenn sie über eine flexible Degressionsregelung erfolgen soll und damit Mehr- bzw. Mindermengen in einzelnen Perioden bewusst akzeptiert, sinnvollerweise einen Ansatz mit mehrjährigen Zielen. Wir haben in Abstimmung mit dem

---

<sup>107</sup> Bei den Berechnungen wurden vereinfachend die Förderung des Eigenverbrauchs und der Eigenverbrauch bei Erreichung der Netzparität nicht berücksichtigt. Eine grundsätzliche Veränderung der Ergebnisse ist bei einer Berücksichtigung nicht zu erwarten, vielmehr kommt es tendenziell zu einer Verringerung der direkten Förderkosten bei gleichzeitiger Erhöhung der indirekten Förderkosten (Verminderung von Einnahmen der öffentlichen Hand etc.). Siehe hierzu AP 3 / 4. Ebenfalls wurde keine Fortführung des Grünstromprivilegs unterstellt, was zu einer Erhöhung der spezifischen EEG-Umlage für PV-Anlagen aufgrund einer Verringerung der Umlagebasis führen würde. Darüber hinaus wurden zusätzliche Kosten für einen erforderlichen Ausbau der Verteilungsnetze und die erhöhten Anforderungen an Systemdienstleistungen bei dem unterstellten Ausbau der Fotovoltaik in dieser Größenordnung nicht explizit berücksichtigt. Somit handelt es sich um eine konservative Abschätzung der Größenordnung der volkswirtschaftlichen Zusatzkosten. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass eine Einhaltung des Zielkorridors von ca. 3.000 bis 3.500 MW neu installierter Leistung pro Jahr ab 2012 unterstellt wurde und somit keine Ausreißer bei der neu installierten Leistung, die sich bei den aktuellen Vergütungsregelungen in der Vergangenheit ergeben haben und in der Zukunft ebenfalls nicht unwahrscheinlich sind, angenommen wurden.

BMW bei der Ausgestaltung der zukünftigen Vergütungsregelung für PV-Anlagen deshalb den Zeitbereich bis 2020 betrachtet. Insbesondere zeigen auch die Ausführungen zur weiteren Entwicklung der PV-Förderung und möglichen, je nach Anlagenart sogar sehr wahrscheinlichen Erreichung der Netzparität in diesem Zeitraum (vgl. Kapitel 4), dass spätestens 2020 im Bereich PV eine grundlegende Umstellung des Fördersystems bis hin zum kompletten Wegfall der Fördernotwendigkeit sinnvoll sein kann.

Für das Jahr 2020 werden in allen in [17] betrachteten Szenarien installierte PV-Anlagenleistungen von in Summe 33,3 GW angesetzt. Vergleicht man diesen Zielwert mit der heute installierten Leistung von ca. 17 GW, wird im Zeitraum 2011 bis einschließlich 2020 ein Zubau von insgesamt ca. 16 GW, also jährlich durchschnittlich ca. 1.600 MW, angestrebt. Da für 2011 von einem effektiv deutlich höheren Zubau ausgegangen werden kann, halten wir für das nachfolgend vorgeschlagene Vergütungssystem realistischen Anwendungszeitraum 2012-2020 ein durchschnittliches jährliches Ausbauziel von 1.000 MW bis 1.500 MW für sinnvoll. Dieser Wert korrespondiert mit dem Vorschlag aus [18], wo ein Zielzubau von 1.500 MW pro Jahr vorgeschlagen wurde. Wir verwenden diesen Wert deshalb nachfolgend als Grundlage für unsere beispielhaften quantitativen Betrachtungen.

Wichtig ist dabei, dass die Zielmarke von 1.500 MW pro Jahr als Durchschnittswert, entsprechend einem Zubau von insgesamt 13.500 MW im Betrachtungszeitraum 2012–2020 betrachtet werden muss. Das Prinzip der flexiblen Vergütungsdegression über einen „atmenden Deckel“ akzeptiert bewusst, dass in einzelnen betrachteten Perioden Ausbauziele über- oder untererfüllt werden und leitet daraus Konsequenzen in Form einer automatischen Anpassung für die Entwicklung der Vergütungssätze ab. Bei der Ausgestaltung einer Vergütungsregelung mit flexibler Degression halten wir es deshalb zwar für dringend geboten, die Abweichungen in einzelnen Perioden vom angestrebten Mittelwert so stark wie möglich zu begrenzen. Da sie aber mit dem Prinzip des „atmenden Deckels“ nicht zu vermeiden sind, ist es wichtig, Zielmengen als Durchschnittswerte zu interpretieren, so dass Über- oder Untererfüllungen von Ausbauzielen in den Folgeperioden über eine automatische Anpassung der Vergütungssätze kompensiert werden können. Sollen Mengenziele hingegen auch periodenscharf exakt eingehalten werden, halten wir den Übergang auf ein alternatives Steuerungssystem für unabdingbar. Ein Kurzabriss, wie eine solche Steuerung effizient ausgestaltet werden könnte, wird in Abschnitt 8.4 gegeben.

Die heutige Auslegung des Vergütungssystems im EEG auf ca. 3.000 bis 3.500 MW bei einer Degression von 9 % und eine Anpassung des Zielkorridors auf 50.000 MW, wie im Leitszenario 2010<sup>108</sup>, ist aus Ansicht der Gutachter hingegen sowohl vor dem Hintergrund des erheblichen weiteren Anstiegs der Netto-Förderkosten (vgl. Abschnitt 8.2) nicht sinnvoll als auch vor dem Hintergrund des Ziels der Technologieentwicklung sowie aus industriepolitischer Perspektive nicht notwendig.

Der Markt für Fotovoltaikanlagen ist bereits heute ein internationaler Markt. Trotz der massiven Förderung und des damit einhergehenden hohen Zubaus in Deutschland wurde in den letzten Jahren seit 2007 nur etwa die Hälfte der zugebauten Anlagenleistung in Deutschland installiert. Getrieben wurde die Entwicklung sowohl in Deutschland als auch in den anderen Ländern, wie z. B. Spanien, der Tschechischen Republik, Italien und Japan, bisher im Wesentlichen durch die Förderbedingungen in den unterschiedlichen Ländern. Für die Zukunft ist davon auszugehen, dass Deutschland die Rolle des Leitmarktes sowohl in Europa als auch weltweit zunehmend verliert und zumindest mittelfristig der Förderung eine geringere Bedeutung für den PV-Ausbau im internationalen Kontext zukommt. Die aktuelle Studie „Wegweiser Solarwirtschaft“<sup>109</sup> im Auftrag des BSW - Bundesverbandes Solarwirtschaft e. V. - geht von einem Anteil des Zubaus in Deutschland am weltweiten Zubau im Jahr 2012 von unter 40 % und von rund 25 % im Jahr 2014 aus. Längerfristig wird davon ausgegangen, dass sich diese Tendenz weiter fortsetzt und dieser Wert im Jahr 2020 bis auf rund 6 % abgesunken ist. Zugleich betrug der Marktanteil der deutschen Modulhersteller im deutschen Markt gemäß dieser Studie im Jahr 2010 nur 20 %. Weltweit setzen die deutschen Modulhersteller in etwa Module mit identischer Leistung ab. Die Studie geht davon aus, dass die Absatzmenge deutscher Modulhersteller auf den internationalen Märkten in den nächsten Jahren erheblich steigt. Dieser Anstieg kann genutzt werden, um eine Verringerung der Zubauleistung in Deutschland zu kompensieren und kann zugleich für ein mögliches weiteres Wachstum der Produktionskapazitäten für Solarmodule in Deutschland genutzt werden. Beide Entwicklungen zeigen, dass aus industriepolitischer Perspektive eine Förderung deutscher Modulherstel-

<sup>108</sup> Vgl. BMU (2010): Leitstudie 2010 - Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global.

<sup>109</sup> Roland Berger / Prognos (2010): PV-Roadmap 2020 - Wettbewerbsfähig - auf dem Weg zu einer bedeutenden Säule der Energieversorgung.

ler weder möglich noch sinnvoll ist. Die deutschen Modulhersteller befinden sich bereits heute auf dem deutschen Heimatmarkt in einer Wettbewerbssituation zu ausländischen Herstellern und müssen sowohl auf dem Heimatmarkt als auch im internationalen Markt ihre Wettbewerbsfähigkeit beweisen.

Hierbei ergeben sich sowohl kurz- als auch mittelfristig aufgrund signifikanter Wachstumsdynamiken in verschiedenen internationalen Märkten erhebliche wirtschaftliche Möglichkeiten. Dabei wird die Bedeutung der Märkte in den unterschiedlichen Ländern bereits in den nächsten Jahren weniger von Förderbedingungen bestimmt werden, sondern sich vielmehr aufgrund der Standortvoraussetzungen ergeben. Wie in AP 3/4 ausgeführt, kann davon ausgegangen werden, dass in Deutschland bereits etwa in 2013 die sog. Netzparität erreicht wird. Zu diesem Zeitpunkt ist ein Zubau von Anlagen, wenn ein hoher Eigenverbrauchsanteil erreicht werden kann und gute Standortbedingungen vorliegen, betriebswirtschaftlich rentabel.<sup>110</sup> Das betriebswirtschaftlich erschließbare Potenzial wird sich in den Folgejahren bei weiteren Kostendegressionen für PV-Anlagen und ggf. weiter steigenden Strompreisen für Endkunden ausweiten. D. h., selbst bei einer sofortigen Einstellung der PV-Förderung in Deutschland kann davon ausgegangen werden, dass sich mittelfristig ein marktgetriebener Ausbau an geeigneten Standorten (mit einem hohen Eigenverbrauch) einstellt. In anderen Ländern mit günstigeren Standortbedingungen hinsichtlich der globalen Solarstrahlung kann über die geringeren spezifischen Stromgestehungskosten durch eine höhere erzielbare Volllaststundenzahl bereits früher ein marktgetriebener Zubau erwartet werden. Bei entsprechend guten Bedingungen hinsichtlich der globalen Solarstrahlung kann dieser nicht nur bei hohen Eigenverbrauchsanteilen betriebswirtschaftlich rentabel sein, sondern es kann sich z. B. in Südeuropa und Nordafrika bereits etwa Mitte dieses Jahrzehnts eine Konkurrenzfähigkeit von Fotovoltaikanlagen in einigen Bereichen ergeben. Vor dem Hintergrund des Ziels der Technologieentwicklung ist somit zu erwarten, dass sich die Fotovoltaik auch ohne eine weitere massive Förderung und entsprechend hohen Zubauzahlen in Deutschland und weltweit bereits kurz- und mittelfristig (in Deutschland mittel- und langfristig) als Technologie marktgetrieben etablieren wird.

---

<sup>110</sup> Wie in AP 3/4 ausgeführt, bedeutet die betriebswirtschaftliche Rentabilität keine volkswirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit zu anderen Erzeugungstechnologien, da weiterhin indirekte Kostenvorteile durch Ausnahme von Steuern und Abgaben sowie Netznutzungsentgelten gegeben sind.

Der Zielkorridor eines Zubaus von 1.500 MW p.a. in den nächsten Jahren kann somit als ein sukzessiver Übergang zu einer marktgetriebenen Zubauentwicklung angesehen werden, der einen unerwünschten kurzfristigen Zubaustopp in Deutschland verhindert und eine Überleitung zu einem Zubau in Deutschland in Anwendungsfällen, in denen bei hohen Eigenverbrauchsanteilen und guten Standortbedingungen die Stromerzeugung zumindest betriebswirtschaftlich rentabel ist, ermöglicht. Sowohl das Ziel der Technologieentwicklung als auch der Erhalt der deutschen Solarindustrie als wesentliches industriepolitisches Argument, werden dadurch nicht gefährdet, da beide Aspekte zukünftig im Wesentlichen von anderen Entwicklungen getrieben werden.

Eine Anpassung des Fördersystems sollte somit in den nächsten Jahren wesentlich auf zwei Punkte ausgelegt sein: Einerseits sollte eine weitere Erhöhung der Belastungen für die Volkswirtschaft und die Endverbraucher begrenzt werden. Andererseits sollte eine möglichst kurzfristige Anpassung an die tatsächlichen Marktbedingungen und ggf. eine automatische Einstellung der direkten Förderung erfolgen, wenn ein marktgetriebener Zubau ohne direkte Förderung erfolgt.

#### **8.4 „First Best“-Lösung**

Aus ökonomischer Perspektive kann eine sog. ‚first best‘-Lösung auf Basis eines Instruments der Mengensteuerung gefunden werden, die einerseits eine exakte Einhaltung des Mengenziels hinsichtlich der direkt geförderten PV-Anlagenleistung und andererseits bei ausreichendem Wettbewerb innerhalb der Solarwirtschaft zu einer effizienten Kostendegression zur Einhaltung der Mengenziele führt. In der Umsetzung wäre dies durch die Einführung einer jährlichen oder halbjährlichen Auktion möglich. In dieser Auktion werden Rechte auf Vergütung nach dem EEG versteigert. Die Menge der zu versteigernden Vergütungsrechte ergibt sich aus dem jährlichen bzw. halbjährlichen Mengenziel für den Zubau. Als Auktionsteilnehmer kommen dabei z. B. die Modulhersteller in Frage. Diese können in der Auktion bieten und erhalten bei Zuschlag ein Zertifikat über das Vergütungsrecht gemäß dem im EEG festgeschriebenen Vergütungssatz und der Vergütungsdauer. Dieses können sie über die Wertschöpfungskette PV-Anlagenhersteller und Anlageninstallateure bis zum Endkunden zusammen mit den zugehörigen PV-Modulen weiterverkaufen. Bei entsprechendem Wettbewerb zwischen den Modulherstellern würde sich ein Auktionspreis ergeben, der sich aus der Differenz zwischen Barwert der Vergütungszahlungen und tatsächlichen Kosten der PV-Anlagen ergibt.

Die Solarwirtschaft würde in diesem Fall folglich ihre tatsächlichen Kostenerwartungen (ggf. zuzüglich einer Risikoprämie) offenbaren, und sowohl unerwünschte Mitnahmeeffekte als auch eine Abweichung vom Mengenziel würden aufgrund einer Unterschätzung der Kostendegression bei der Festlegung der Vergütungssätze im EEG verhindert. Die Auktionserlöse, die sich letztendlich somit aus möglicherweise überhöhten Vergütungssätzen ergeben, können als Einnahmen zur Reduktion der EEG-Umlage und somit der Belastungen der Endverbraucher verwendet werden. Bei Erreichung eines marktgetriebenen Zubaus in der avisierten Höhe sollten sich bei einer solchen Auktion Gebotspreise einstellen, die approximativ den Wert der Vergütungsrechte widerspiegeln. In diesem Fall kann die direkte Förderung eingestellt werden und der Zubau wird über Marktpreise erfolgen.

Bei einer konkreten Ausgestaltung sind zahlreiche weitere Aspekte zu berücksichtigen. Neben den möglichen Ausgestaltungen des Auktionsdesigns (zugelassene Teilnehmer, Periodizität, Dauer der Gültigkeit der Zertifikate, Wiederverkaufsmöglichkeit,...) sind dies insbesondere die Art der Verwendung der Auktionserlöse zur Entlastung der EEG-Umlage sowie ggf. eine Durchführung von Teilauktionen für unterschiedliche Anlagengrößenklassen sowie Dachanlagen vs. Freiflächenanlagen.

Eine Alternative zu dieser ‚first best‘-Lösung wird aus zwei Gründen im Folgenden vorgestellt. Einerseits enthält die ‚first best‘-Lösung ein Element, die Auktion, welches im aktuellen ordnungspolitischen Rahmen bei der Förderung der Erneuerbaren Energien in dieser Form nicht vorgesehen ist und mit dem auch im internationalen Kontext keine belastbaren Erfahrungen vorliegen. Andererseits kann das im Folgenden vorgeschlagene Vergütungskonzept, auch wenn es bei der ‚ex ante‘ erforderlichen Parametrisierung zusätzliche Abschätzungen erforderlich macht, bei entsprechender Ausgestaltung wesentliche Schwächen des heutigen Vergütungsmodells beseitigen und eine höhere Effizienz erreichen, ohne den grundsätzlichen Ansatz des heutigen Vergütungssystems zu verändern.

## **8.5 Vorschlag zum zukünftigen Vergütungskonzept**

Nachfolgend schildern wir die Eigenschaften und die Ausgestaltung des von uns vorgeschlagenen Vergütungskonzeptes. Wir weisen explizit darauf hin, dass bei dem Vorschlag zu einem zukünftigen Vergütungskonzept sowohl der Wirkungsmechanismus an sich als auch die Parametrierung von entscheidender Bedeutung sind. Das Vergütungskonzept selber entfal-

tet eine wünschenswerte Lenkungswirkung. Die kurzfristige Umsetzung der wünschenswerten Lenkungswirkung muss durch die Parametrierung sicher gestellt werden.

### 8.5.1 Grundlagen

Wesentlich für den erarbeiteten Vorschlag war die Erkenntnis, dass die stabile Erreichung von Zubaumengenzielen über mehrere Perioden hinweg mit einer ‚ex-ante‘ fixen oder zumindest determiniert gestaffelten Vergütungsregelung nicht oder nur mit sehr hohen Unsicherheiten möglich ist. Insbesondere verbleiben selbst bei exakter Approximation der erwarteten Kostendegressionen signifikante Unsicherheiten über die Höhe und Ausschöpfung des jeweiligen Zubaupotenzials. Diese Unsicherheiten können wegen der Vielzahl der auf sie wirkenden politischen, ökonomischen und technischen Einflussfaktoren in Prognosen nur sehr unvollkommen approximiert werden.

Diese Unsicherheiten führen dazu, dass fix gestaffelte Vergütungsregelungen, wie auch die aktuellen politischen Diskussionen zeigen, zwangsläufig in vergleichsweise kurzen Abständen neu justiert werden müssen. Die politische Entscheidungsfindung im Vorfeld einer solchen Justierung erweist sich aber, gerade wegen der Schwierigkeit einer genauen quantitativen Beschreibung der erwarteten Entwicklung als schwierig und ist vielfältigen subjektiven Einflüssen unterworfen. Insbesondere kann die periodische Infragestellung der Vergütungsregelungen mit häufig nicht nur justierender Wirkung eine stabile, damit prognostizier- und steuerbare Entwicklung des PV-Zubaus gefährden und somit die Erreichung der eigentlich angestrebten Mengenziele erschweren oder sogar verhindern. Zugleich ergibt sich in der Regel eine erhebliche Zeitverzögerung bei der Anpassung des Vergütungssystems, mit der Folge von erheblichen Abweichungen zwischen einem avisierten Zielzubau und dem tatsächlichen Zubau.

Wir schlagen deshalb eine Vergütungsregelung mit flexibler Degression der Vergütungssätze vor, die auf einem selbstlernenden und somit automatisch nachsteuernden Mechanismus beruht, der keine periodischen Neujustierungen erfordert. Insbesondere beruht der von uns vorgeschlagene Mechanismus ausschließlich auf einer Beobachtung des tatsächlichen PV-Zubaus und seiner Reaktion auf Vergütungsanpassungen. Die Funktionalität ist jedoch nicht von Prognosen, z. B. zur Entwicklung der durchschnittlichen Kostendegression bzw. der Güte solcher Prognosen, in dem Umfang abhängig, wie dies durch das heutige Förderkonzept gegeben ist. Konkret schlagen wir vor, die Vergütung für Fotovoltaikanlagen periodisch

anzupassen (zu Anpassungszeitpunkten und Periodendauern vgl. Abschnitt 8.5.2). Dabei sollte die Vergütung in der Folgeperiode über einen sogenannten ökonomischen Regelkreis, d. h. eine Übertragung aus technischen Prozessen bekannter Regelungsmechanismen auf ökonomische Fragestellungen, bestimmt werden. Wir schlagen hier konkret die Anwendung eines sogenannten Proportional-Integral-Reglers vor. Hierdurch erreicht man einen Selbsterneffekt mit automatischer Nachsteuerung der Regelung, indem die Vergütungssatzänderungen sowohl aus der Abweichung vom Zubauziel in der jeweiligen Vorperiode wie aus der kumulierten Abweichung vom Zubauziel in allen Vorperioden bestimmt werden. Gleichzeitig wird das Zubauziel für die Folgeperiode und für alle weiteren Perioden entsprechend dem integralen Zubauziel über den gesamten Betrachtungszeitraum einerseits und dem bereits realisierten Zubau andererseits angepasst.

Mathematisch exakt lässt sich dieser Mechanismus über nachfolgende Formeln beschreiben:

$V_t$  : Vergütung in Periode  $t$

$Z_t$  : Zubau in Periode  $t$

$P, I$  : Reglerparameter

(8.1)

$$V_{t+1} = V_t \cdot \left( 1 + P \cdot \left( \Delta Z_t + \frac{1}{I} \sum_{i=1}^t \Delta Z_i \right) \right)$$

$$\Delta Z_t = Z_{t,soll} - Z_{t,ist}$$

(8.2)

$$Z_{t,soll} = \left( \sum_{i=1}^n Z_{soll,Durchschnitt} - \sum_{i=1}^{t-1} Z_{i,ist} \right) / \sum_{j=t}^n 1$$

(8.3)

Dabei bestimmt (8.1) die genaue Anpassung der Vergütung, wobei in (8.2) die Bestimmung der Abweichung vom Zubauziel für jede Periode definiert wird und (8.3) die Festlegung des Zubauziels für eine Periode abhängig vom bisherigen Zubau beschreibt. Dabei wird das Zubauziel für jede Periode so festgelegt, dass das integrale Mengenziel durch einen gleichmäßigen Zubau über alle verbleibenden Perioden erreicht wird. Ein vereinfachtes und stilisiertes Beispiel für die Entwicklung von Vergütung und Zubauzielen über zwei Perioden ist in Bild 8—4 dargestellt.

Analysiert man die in diesem Regelungsmechanismus angelegte Wirkungsweise genauer, wird deutlich, dass der gewünschte selbst-nachsteuernde Effekt insbesondere über die Berücksichtigung der kumulativen Abweichungen von den periodenindividuellen Zubauzielen erreicht wird:

- Diese führt beispielsweise dazu, dass eine wiederholte Abweichung vom Zubauziel in gleicher absoluter Höhe nicht nur zu einer Degression der Vergütungssätze in gleicher Höhe, sondern zu einer verschärften Degression der Vergütungssätze führt. Damit können auch Veränderungen, die bei der Entscheidung über die Vergütungsregelung noch nicht erkennbar waren, wie z. B. sprunghafte Kostendegressionen durch Technologiesprünge, erkannt und nachgefahren werden.
- Nur wenn die kumulierten Abweichungen von den fortschreitend angepassten periodenindividuellen Zubauzielen möglichst klein bzw. im Optimalfall zu Null werden, wird das eigentlich angestrebte integrale Zubauziel über den gesamten Betrachtungszeitpunkt erreicht. Die kumulative Betrachtung gewährleistet also eine Berücksichtigung der historischen Entwicklung der geregelten Größe, die für eine Zielerreichung entscheidend ist. Dies entspricht den einschlägigen regelungstechnischen Erkenntnissen, dass eine genaue Regelung einen sogenannten Integralanteil zwingend erfordert. Dieser Integralanteil entspricht den kumulierten Abweichungen vom Zubauziel.

Aus der formelmäßigen Betrachtung ist darüber hinaus erkennbar, dass der vorgeschlagene Mechanismus ohne spezielle Vorgaben, z. B. zu erwartenden Kostendegressionen, auskommt.<sup>111</sup> Die technischen Regelungsparameter  $P$  und  $I$  verändern nicht grundsätzlich den Charakter des Mechanismus, bestimmen aber sein Verhalten, z. B. hinsichtlich der Stärke und Schnelligkeit der Reaktion auf Abweichungen des tatsächlichen Zubaus vom Zubauziel, und somit seine tatsächliche Wirksamkeit hinsichtlich unerwünschter kurzfristiger Mengeneffekte und unerwünschter Kosteneffekte. Wir schlagen am Ende unserer Ausführungen eine aus heutiger Sicht robuste Parametrierung vor, die für eine mehrjährige Anwendung ohne weitere Anpassungen geeignet ist.

---

<sup>111</sup> Insbesondere hinsichtlich der Vergütungssätze bei der Einführung eines solchen Fördersystems und der Höhe der zukünftigen Degression sollte eine Parametrierung vorgenommen werden, die auch kurzfristige Fehlentwicklungen bei der Mengenentwicklung weitgehend ausschließt. Eine Abschätzung der aktuellen Kostenpotenzial-Situation bei PV-Anlagen und möglicher zukünftiger Kostendegressionen ist somit vorzunehmen.

- (1) Für einen 10-periodigen Anwendungszeitraum wird ein Zubau von 10.000 MW angestrebt. Die Parameter P und I der Regelung betragen  $P = 0,01 \%$  pro MW und  $I=2$ .
- (2) Die Vergütung für Periode 1 wird auf einen Wert von 100 festgesetzt. In Periode 1 wurde ein Zubau von 1.500 MW realisiert.

- (3) Damit ergibt sich entsprechend (8.2) ein Wert für  $\Delta Z_1$  von  $-500$  MW. Die Anwendung von (8.1) führt entsprechend zu einer Vergütung für Periode 2 von

$$V_2 = 100 \cdot \left( 1 + \frac{0,0001}{\text{MW}} \cdot \left( -500 \text{ MW} + \frac{1}{2}(-500 \text{ MW}) \right) \right) = 92,5 .$$

Entsprechend (8.3) beträgt der Sollzubau für Periode 2

$$Z_{2,\text{soll}} = (10000 \text{ MW} - 1500 \text{ MW}) / 9 \approx 944 \text{ MW} .$$

Der tatsächlich beobachtete Zubau betrage jedoch 1344 MW.

- (4) Es resultiert aus der Anwendung der Rechenvorschriften ein Wert von  $\Delta Z_2$  von  $-400$  MW. Die Anwendung von (8.1) ergibt eine Vergütung für Periode 3 von

$$V_3 = 92,5 \cdot \left( 1 + \frac{0,0001}{\text{MW}} \cdot \left( -400 \text{ MW} + \frac{1}{2}(-500 \text{ MW} - 400 \text{ MW}) \right) \right) \approx 84,6 .$$

Der Sollzubau für Periode 3 beträgt

$$Z_{2,\text{soll}} = (10000 \text{ MW} - 1500 \text{ MW} - 1344 \text{ MW}) / 8 \approx 895 \text{ MW} .$$

Bild 8—4: Beispiel zur Anwendung des vorgeschlagenen Vergütungsmechanismus

### 8.5.2 Anfangsvergütungssätze und Regelparameter

Der Anfangsvergütungssatz ist für die langfristige Wirksamkeit des vorgeschlagenen Vergütungskonzepts nicht von entscheidender Bedeutung. Kurzfristig können sich am Anfang der Einführung eines solchen Reglers allerdings unerwünschte Abweichungen bei der gewünschten Zielmenge ergeben<sup>112</sup>, wenn die Anfangsvergütungssätze zu hoch sind. Hierbei besteht

<sup>112</sup> Mit der kurzfristigen Verfehlung der Zielmenge in den Anfangsperioden ist zugleich eine längerfristige Erhöhung der Förderkosten verbunden, da der zu hohe Zubau mit zu diesem Zeitpunkt noch hohen Vergütungssätzen gefördert wird.

insbesondere die Gefahr eines zu hohen Zubaus, da dieser zunächst nach oben nicht begrenzt ist. In wieweit die ungenaue Abschätzungen wiederum zu längerfristigen Abweichungen führen, hängt insbesondere von der Intensität der Regelung, d. h. der Festlegung der Regelparameter, und somit der Anpassungsgeschwindigkeit bei Fehlentwicklung (vgl. Abschnitt 8.5.3) ab.

Sowohl eine adäquate Bestimmung des Anfangsvergütungssatzes als auch die unterstellte Kostendegression sind mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden. Bei einem Mengenziel von 1.500 MW pro Jahr muss der Vergütungssatz– nach Anlagengrößenklassen sowie Dachanlagen vs. Freifläche – so gewählt werden, dass in der Periode bis zur nächsten Anpassung der Vergütungssätze ein unter Berücksichtigung der Periodendauer wirtschaftliches Potenzial für Zubauten erschlossen wird. Dies würde einerseits eine Abschätzung der Kosten für PV-Module in den unterschiedlichen Anwendungsfällen erforderlich machen.<sup>113</sup> Auf Basis dieser Kosten wäre eine Abschätzung der Preise für Endkunden erforderlich, die zusätzlich von der dann aktuellen Situation von Angebot und Nachfrage auf dem deutschen und den internationalen Märkten für PV-Module abhängen. Darüber hinaus wären aber auch sowohl das zu den Vergütungssätzen wirtschaftlich erschließbare Potenzial als auch die Geschwindigkeit der Erschließung dieses Potenzials abzuschätzen.

Eine historische Betrachtung der Kostendegression kann im eigentlichen Sinne nicht erfolgen, weil ausschließlich Preis- und keine Kostendaten vorliegen. Die Kosten dürften zwar ein wesentliches Element der Preisbestimmung sein, werden aber, wie zuvor dargelegt, zugleich von der jeweiligen Angebots-Nachfrage-Situation überlagert.

Bild 8—5 zeigt die Entwicklung der durchschnittlichen Endkundenpreise (Systempreise) für fertig installierte Dachanlagen bis 100 kWp. Es ist eine deutliche Abnahme über den gesamten Zeitraum zu erkennen. Der Preis halbiert sich annähernd von 5 € je Wp im 2. Quartal 2006 auf rund 2,7 € je Wp im 4. Quartal 2010. Insbesondere ab dem 2. Quartal 2009 bis zum 4. Quartal 2010 konnten erhebliche jährliche Reduktionen der Preise von knapp 10 bis über 20 % über ein Jahr beobachtet werden. Allerdings hat sich die Tendenz in den letzten Quartalen abgeschwächt. Auf Basis eines Quartalsvergleichs ergibt sich sogar eine leichte Erhöhung

---

<sup>113</sup> Hierbei sind auch Preisentwicklungen auf den vorgelagerten Märkten, wie den Preisen für Silizium, zu berücksichtigen.

der Preise von 1,7 % zwischen dem ersten und zweiten Quartal 2010 und anschließende annähernde Konstanz der Preise bis zum 4. Quartal 2010.

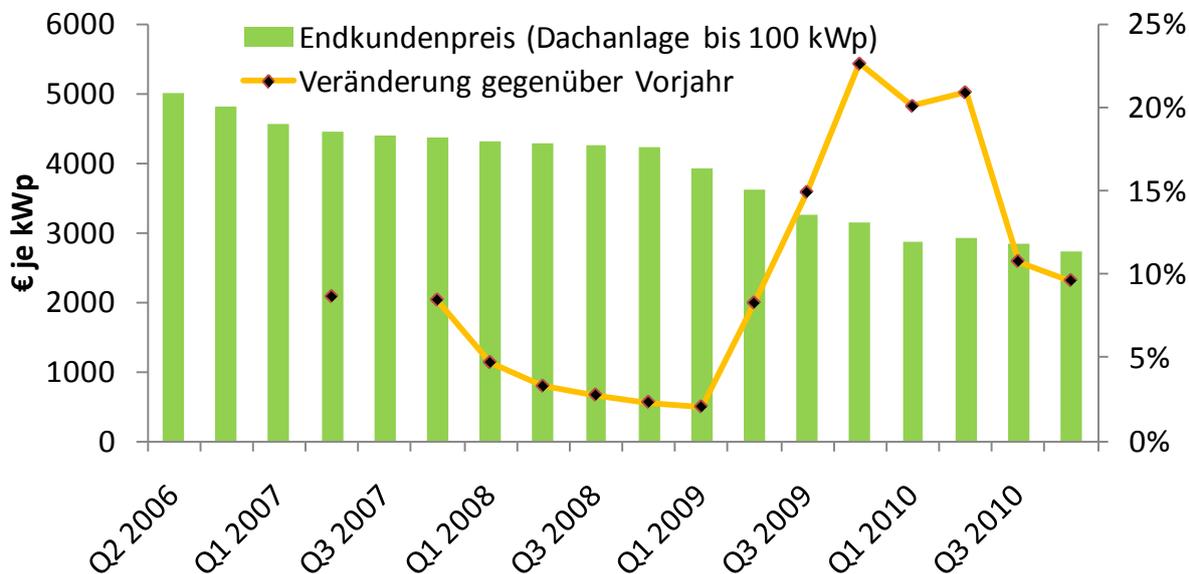


Bild 8—5: Durchschnittlicher Endkundenpreis (Systempreis) für fertig installierte Dachanlagen bis 100 Kilowattpeak - Q2-2006 bis Q4-2010

Bei einer Analyse der Modulpreise für kristalline Siliziummodule unterschiedlicher Herkunft für den Zeitraum Mai 2009 bis Februar 2011 zeigt sich eine vergleichbare Entwicklung.

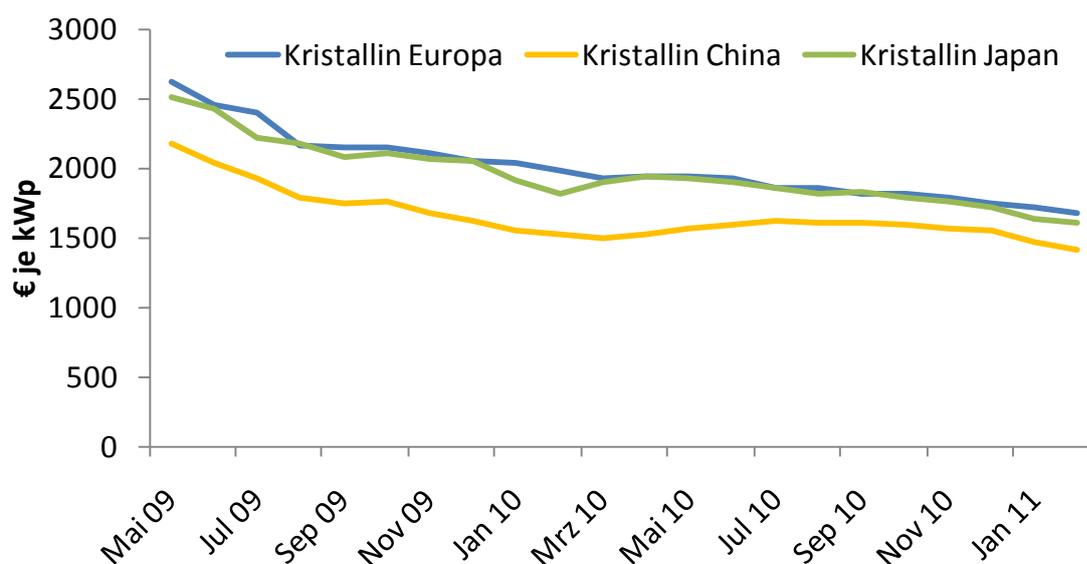


Bild 8—6: Modulpreisindizes der pvXchange für kristalline Siliziummodule unterschiedlicher Herkunft - Mai 2009 bis Februar 2011

Bild 8—6 zeigt einerseits, dass kristalline Siliziummodule aus China über den gesamten Zeitraum günstiger als entsprechende Module aus Japan und Europa gewesen sind, wobei es in den letzten Monaten zunehmend zu einer Angleichung kam. Von der Größenordnung sind die Preisdegressionen vom 3. Quartal 2009 bis zum 4. Quartal 2010 für Endkundenpreise und für die Module - abhängig von der Herkunftsregion - in einer vergleichbaren Größenordnung.

Die Entwicklung der unterschiedlichen Preisindizes macht bereits deutlich mit welchen Schwierigkeiten eine Ableitung von Preis- und Kostendegressionen verbunden ist. Einerseits ist davon auszugehen, dass sich die Preise mit erheblichen Unstetigkeiten verändern. Dies kann sowohl durch Technologiesprünge als auch durch volatile Preisentwicklungen bei Inputfaktoren, wie in der Vergangenheit bei Silizium, verursacht worden sein. Andererseits kann davon ausgegangen werden, dass die beobachteten Preisentwicklungen nicht nur Kostenentwicklungen folgen, sondern zugleich der Angebot-Nachfrage-Situation geschuldet sind.

Zusätzliche Unsicherheiten bei der Festlegung von Vergütungssätzen zur Erreichung einer Zielmenge in einem bestimmten Zeitraum sind aber vor allen Dingen aufgrund der Unsicherheiten bei einer exakten Bestimmung des zu dem jeweiligen Vergütungssatz vorhandenen Potenzials und durch die Erschließungsgeschwindigkeit dieses Potenzials gegeben.

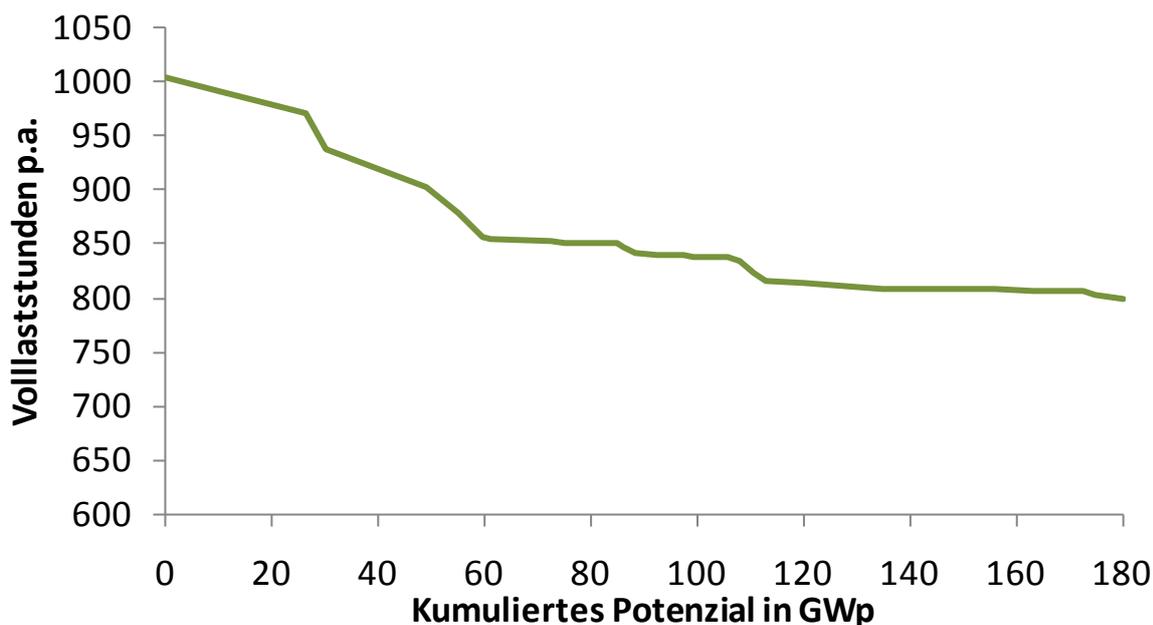


Bild 8—7: Potenzial der möglichen installierten Leistung von PV-Dachanlagen nach Volllaststunden in Deutschland

Bild 8—7 zeigt exemplarisch das Potenzial der möglichen kumulierten installierten Leistung für PV-Dachflächenanlagen in Deutschland in Abhängigkeit von den zu erwartenden Volllaststunden bei Verwendung der aktuellen Technik. Insgesamt besteht ein Potenzial von etwa 180 GW<sub>p</sub> mit Volllaststunden über 800 h pro Jahr. Das Potenzial mit Volllaststunden über 850 h pro Jahr ist mit ca. 85 GW<sub>p</sub> deutlich geringer und sinkt weiter für Anlagen mit Volllaststunden über 900 h pro Jahr auf etwa 50 GW<sub>p</sub>. Unter Berücksichtigung spezifischer Bedingungen bei der Installation kann auf dieser Basis ein wirtschaftliches Potenzial für jeweilige Vergütungssätze abgeleitet werden. Geringere Vergütungssätze führen dabei dazu, dass die Anlagen ceteris paribus höhere Volllaststunden erzielen müssen, um die Rentabilitätsgrenze zu erreichen. Von den verfügbaren Potenzialen müssen noch die bereits erschlossenen Potenziale abgezogen werden, um eine Abschätzung zum wirtschaftlich noch erschließbaren Potenzial für bestimmte Vergütungssätze zu erhalten. Selbst wenn man einerseits eine Abschätzung der Preisdegression für PV-Dachanlagen und andererseits eine Abschätzung des wirtschaftlich noch erschließbaren Potenzials mit hinreichender Genauigkeit vornehmen kann, was bei der Vielzahl von Unsicherheiten nur approximativ möglich ist, sind zusätzlich Abschätzungen über die Erschließungsgeschwindigkeit des wirtschaftlichen Potenzials vorzunehmen. Spätestens an diesem Punkt wird deutlich, dass eine akkurate ‚ex ante‘-Bestimmung von Vergütungs-

sätzen, die zu einer bestimmten Zubaumenge in einer gegebenen Zeitperiode führen, de facto nur mit sehr großen Ungenauigkeiten möglich ist.

Diese Ausführungen machen deutlich, dass tendenziell eine konservative Festlegung des Anfangsvergütungssatzes erforderlich ist, da sonst bereits zu Beginn die Gefahr einer deutlichen Abweichung von der Zielmenge droht.<sup>114</sup> Da das aktuelle Vergütungssystem auf einen Zubau von 3.000 bis 3.500 MW pro Jahr ausgelegt ist, sollte die Anfangsvergütung zu Beginn des Jahres 2012 unterhalb der sich aus der aktuellen Regelung des EEG ergebenden Vergütungssätze bei einem Zielwert von 1.500 MW liegen.

### 8.5.3 Periodische Anpassungen

Neben dem Anfangsvergütungssatz, der Grunddegression und den Regelparametern ist die Anpassungsgeschwindigkeit von entscheidender Bedeutung, in wie weit sich auf der einen Seite Abweichungen von Vergütungssätzen und Preisen für Anlagen ergeben können und auf der anderen Seite wie stark sich eine solche Abweichung auf das Auseinanderlaufen von Ziel- zu Ist-Mengen auswirken.

Aufgrund der dynamischen Technologieentwicklung und den damit verbundenen Kostenentwicklungen sowie den kurzfristigen Veränderungen von Angebot und Nachfrage und damit verbundenen Übersetzungen der Kostenentwicklung auf die Preise für PV-Anlagen für Endkunden ist eine schnelle Anpassung zwingend erforderlich. Auch wegen der Gefahr von erheblichen Abweichungen zwischen Ziel- und Ist-Mengen für den Fall eines Auseinanderfallens von Vergütungssätzen und Preisen für PV-Anlagen ist eine schnelle Anpassung angemessen. Auf der anderen Seite sind drei Aspekte zu berücksichtigen, die einer umgehenden Anpassung entgegenstehen:

- Den Investoren sollte eine angemessene Sicherheit hinsichtlich des Vergütungssatzes bei der Realisation einer Anlage ermöglicht werden. D. h., eine nicht vorhersehbare Veränderung des Vergütungssatzes innerhalb des erforderlichen Realisierungszeitraums sollte möglichst vermieden werden.

---

<sup>114</sup> Zugleich wird deutlich, dass bei der aktuellen Regelung mit einer ständigen Nachsteuerung inklusive der Diskussionen zu einem adäquaten Zubaupfad und angemessenen Vergütungsdegressionen zu rechnen ist.

- Auch bei einer automatischen Anpassung muss die erforderliche Zeit zur Erfassung und Auswertung der Informationen zum Anlagenzubau berücksichtigt werden.
- Die teilweise gegebenen saisonalen Abhängigkeiten bei den Zubaumöglichkeiten für PV-Anlagen (z. B. Realisierungsprobleme bei extremem Winterwetter) sollten Beachtung finden.
- Neben der Periodizität der tatsächlichen Anpassung sind somit zugleich die Datengrundlage auf der die Anpassung erfolgt und der Zeitpunkt, zu dem die Höhe der Anpassung bekannt sein sollte, in der Ausgestaltung zu berücksichtigen.
- Bei der heutigen Form der Meldung von Inbetriebnahmen von Anlagen ist von einer erforderlichen Vorlaufzeit von im Minimum einem Monat bis zur Auswertung auszugehen. Zur Einhaltung einer angemessenen Sicherheit für Investoren sollte ein Zeitraum von der Bekanntgabe einer Änderung bis zur Wirksamkeit der Änderung von zwei Monaten eingehalten werden. Die saisonale Abhängigkeit beim Zubau sollte entweder durch eine Festlegung von Perioden, die in grundsätzlich ähnlicher Weise von der Saisonalität betroffen sind oder eine rollierende jährliche Auswertungsperiode als Grundlage für die Anpassung berücksichtigt werden. Letztgenannte Option schließt saisonale Effekte mit höherer Sicherheit aus, vergrößert aber die Trägheit der Regelung, da der erfasste Zubau mehrere Perioden umfasst und damit evtl. bereits erfolgte Reaktionen auf Vergütungsanpassungen eher unterschätzt.
- Eine alternative Möglichkeit ist grundsätzlich durch eine Ergänzung in Form einer Anmeldung und Genehmigung möglich. In diesem Fall müssten Anlagenbetreiber vor der Realisierung bei einer zuständigen Behörde einen Antrag auf die Genehmigung einer Anlage zu einem festen Vergütungssatz stellen. Dies würde zwar auf der einen Seite zusätzlichen Aufwand für die Erfassung und Genehmigung von Anlagen erfordern, würde auf der anderen Seite die Investitionssicherheit auch bei kurzfristigen Anpassungen und geringeren Vorlaufzeiten verbessern. In diesem Fall muss zusätzlich ein Anreiz- bzw. Sanktionsmechanismus implementiert werden, um die Möglichkeit von unverbindlichen Genehmigungen „auf Vorrat“ und ein erhebliches Auseinanderfallen von Genehmigungen und Realisationen von PV-Anlagen zu verhindern.

#### **8.5.4 Beispielhafte Betrachtungen zu den Eigenschaften des Vergütungskonzepts**

Nachfolgend untersuchen wir in einigen beispielhaften Simulationen die Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus zur selbst-nachsteuernden Bestimmung der PV-Vergütung. Dabei betrachten wir den Zeitraum 2012 bis einschließlich 2020 und gehen – soweit nicht explizit anders erwähnt – für diesen Zeitraum von einem integralen Zubauziel von 13.500 MW aus.

Im Folgenden unterstellen wir eine halbjährliche Anpassung der Vergütung, wobei für die Vergütungsänderung einerseits der Zubau im vorangegangenen Halbjahr<sup>115</sup>, andererseits der kumulierte Zubau seit Beginn des Betrachtungszeitraums ausgewertet werden.

Wir setzen nachfolgend die Anfangsvergütung pro erzeugte Energieeinheit für die erste betrachtete Periode auf 100<sup>116</sup>.

Wir unterstellen, soweit nicht anders erwähnt, in der ersten Periode durchschnittliche Kosten der Erzeugung einer Energieeinheit in neu installierten PV-Anlagen von 95 sowie eine Kostendegression von 12 % pro Jahr.

Weiterhin unterstellen wir, dass der tatsächliche jährliche PV-Zubau sich in einer Bandbreite zwischen 0 und 8.000 MW bewegt und funktional abhängig ist vom Verhältnis zwischen Vergütung und durchschnittlichen Kosten pro erzeugte Energieeinheit. Der zunächst angenommene Zusammenhang ist in Bild 8—8 dargestellt.

---

<sup>115</sup> Die Auswirkungen von Verzögerungen zwischen Erfassungszeitraum und Wirksamkeit der neuen Vergütung werden in einer Sensitivitätsuntersuchung betrachtet.

<sup>116</sup> Zur Veranschaulichung der grundsätzlichen Wirkungsweise wird bewusst von realen Vergütungshöhen abstrahiert.

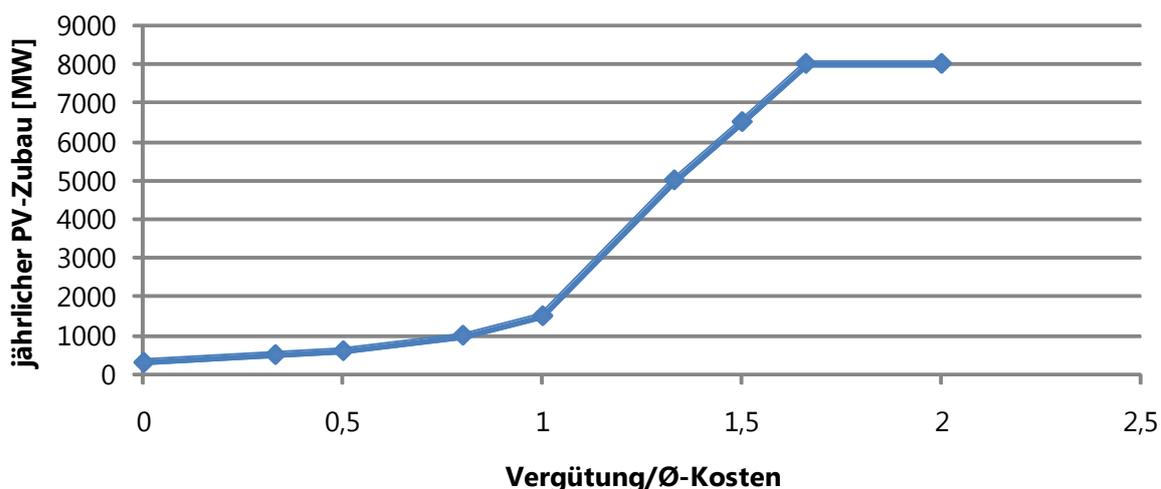


Bild 8—8 Annahme zur Abhängigkeit des PV-Zubaus vom Verhältnis zwischen Vergütung und durchschnittlichen Kosten

Wir weisen darauf hin, dass sowohl die Annahme zu Durchschnittskosten als auch zur Ausschöpfung des Zubaupotenzials erheblichen Unsicherheiten unterliegen. Sie gehen deshalb nicht in die Parametrierung des Regelungsmechanismus ein. Vielmehr wird nachfolgend im Rahmen von ‚ceteris paribus‘-Analysen untersucht, wie sich unterschiedliche Ausprägungen dieser Einflussfaktoren auf das Verhalten des Regelungsmechanismus auswirken.

Wir vergleichen außerdem das Verhalten des vorgeschlagenen selbst-nachsteuernden Regelungsmechanismus zur Bestimmung der flexiblen Vergütungsdegression mit einem alternativen Ansatz, bei dem die Vergütungsdegression nach einem ex-ante fest vorgegebenen Schema abhängig vom Zubau in der jeweils letzten Periode erfolgt.

Jährlicher Zubau	Resultierende Degression
< 500 MW	+ 9 %
500 bis 1.000 MW	0 %
1.000 bis 1.500 MW	- 9 %
1.500 bis 2.000 MW	- 14 %
2.000 bis 2.500 MW	- 19 %
2.500 bis 3.000 MW	- 24 %

Jährlicher Zubau	Resultierende Degression
3.000 bis 3.500 MW	- 29 %
3.500 bis 4.000 MW	- 35 %
4.000 bis 4.500 MW	- 40 %
Mehr als 4.500 MW	- 45 %

Tabelle 8-1: Parametrierung des alternativ betrachteten nicht nachsteuernden Mechanismus zur Bestimmung der flexiblen Vergütungsdegression

Bild 8—9 zeigt zunächst das Verhalten des vorgeschlagenen Mechanismus unter den oben definierten Randbedingungen. Erkennbar sind der grundsätzlich angestrebte glatte Verlauf der Regelung und die gute Einhaltung des integralen Mengenziels. Insbesondere wird die anfängliche Übererfüllung der Zubauziele (bedingt durch die unterstellte Divergenz zwischen Vergütung und Durchschnittskosten) gut ausgeglichen.

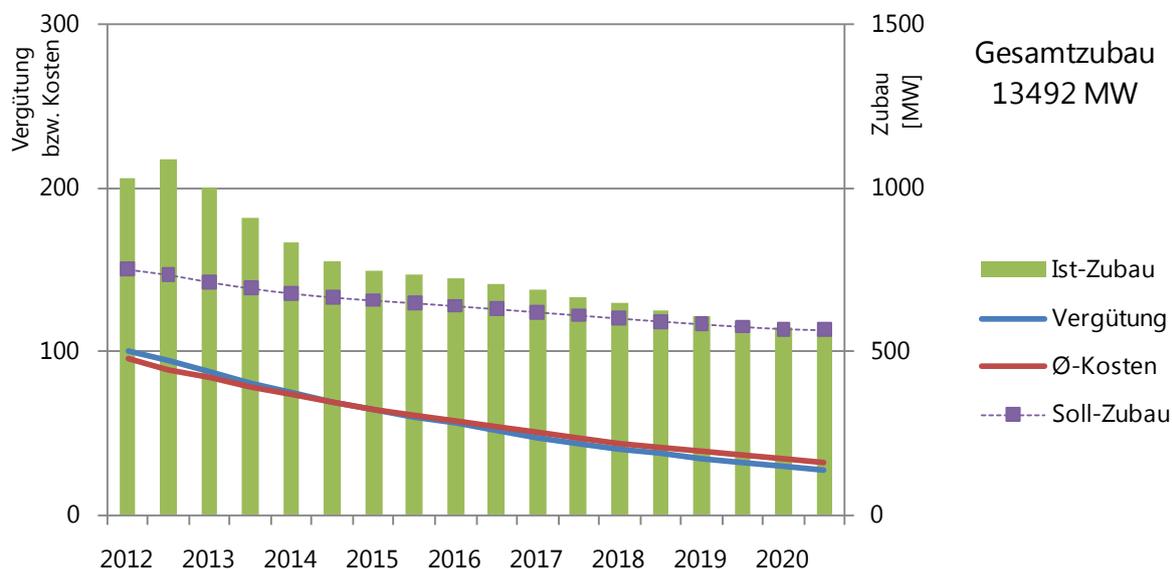


Bild 8—9 Beispielhafte Darstellung zur Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus (Zubauziele sind halbjährlich angegeben)

Zum Vergleich ist in Bild 8—10 das Verhalten des nicht nachsteuernden Regelungsmechanismus entsprechend Tabelle 8-1 bei ansonsten identischen Annahmen angegeben.

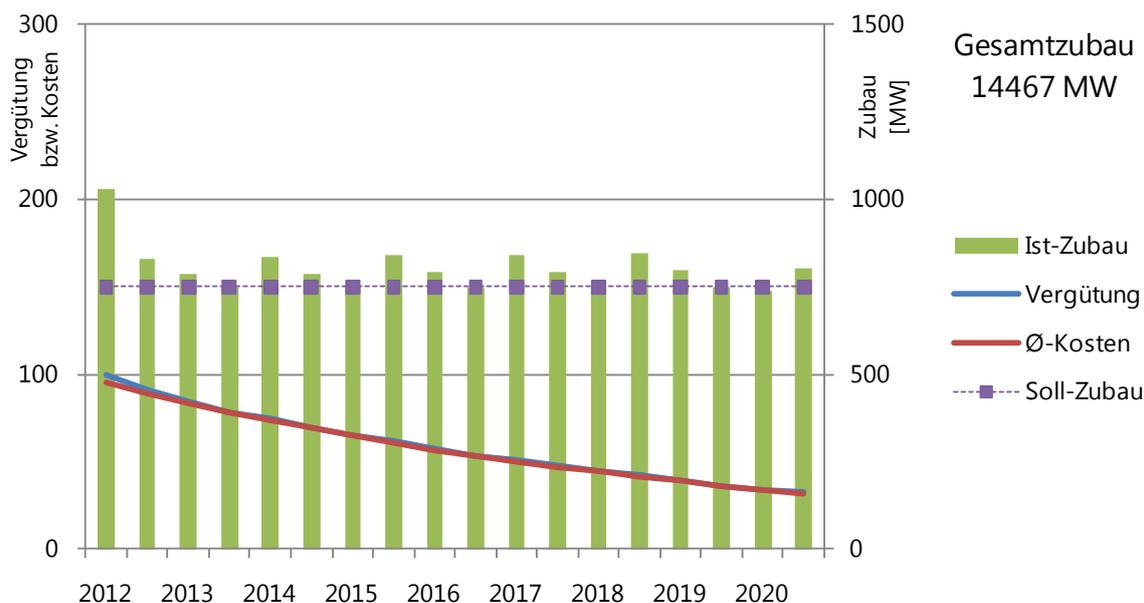
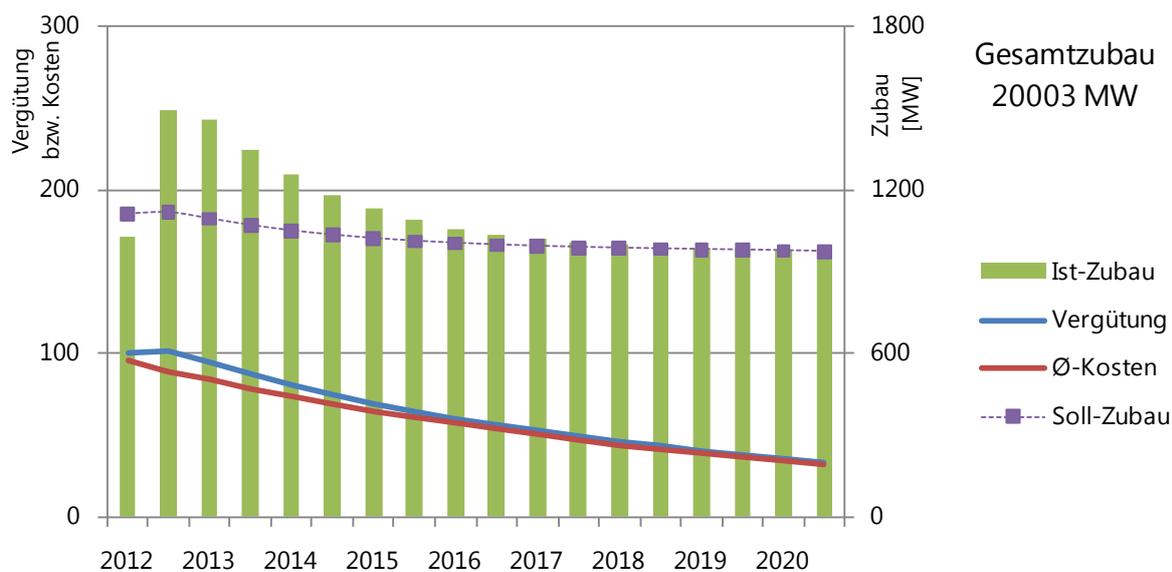


Bild 8—10 Beispielhafte Darstellung zur Wirkungsweise des nicht-nachsteuernden Regelungsmechanismus (Zubauziele sind halbjährlich angegeben)

Dabei ist erkennbar, dass für den hier unterstellten, generell eher unwahrscheinlichen Fall einer gleichmäßigen Kostendegression, die mit den bei der Parametrierung des Degressionsmechanismus getroffenen Annahmen zusätzlich auch noch gut übereinstimmt, auch dieser Mechanismus zur Mengensteuerung geeignet ist. Wegen der fehlenden Anpassung der periodenindividuellen Zubauziele an den bereits erfolgten Zubau wird das integrale Zubauziel über den Betrachtungszeitraum jedoch weniger gut erreicht als bei dem von uns vorgeschlagenen nachsteuernden Regelungsmechanismus. Außerdem verläuft die Regelung wegen der diskreten Degressionsstufen des Ansatzes deutlich weniger gleichmäßig.

Nachfolgend wird bei ansonsten identischer Parametrierung ein integrales Zubauziel von 20.000 MW vorgegeben. Bild 8—11 zeigt, dass die Eignung des vorgeschlagenen selbst-nachsteuernden Regelungsmechanismus nicht von einem konkreten Zubauziel abhängig ist. Vielmehr reagiert der Regler angemessen nicht nur auf Über- sondern auch auf Unterschreitungen des Zubauziels (wie hier in Periode 1) und führt den integralen Zubau im Anwendungszeitraum an den Zielwert heran.



*Bild 8—11 Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei verändertem integralen Zubauziel von 20.000 MW*

Im Folgenden sollen – wiederum für ein Zubauziel von 13.500 MW – die Auswirkungen deutlich abweichender Annahmen zu den unsicheren Einflussfaktoren Kostendegression und Abhängigkeit des Zubaus vom Vergütungssatz untersucht werden.

Dazu wird zunächst eine gegenüber den Basisannahmen deutlich höhere Kostendegression von 20 % pro Jahr untersucht. Die Bilder 8—12 und 8—13 zeigen unter diesen Annahmen das Verhalten des vorgeschlagenen nachsteuernden und des nicht nachsteuernden Regelungsmechanismus zur Bestimmung der Vergütungsdegression.

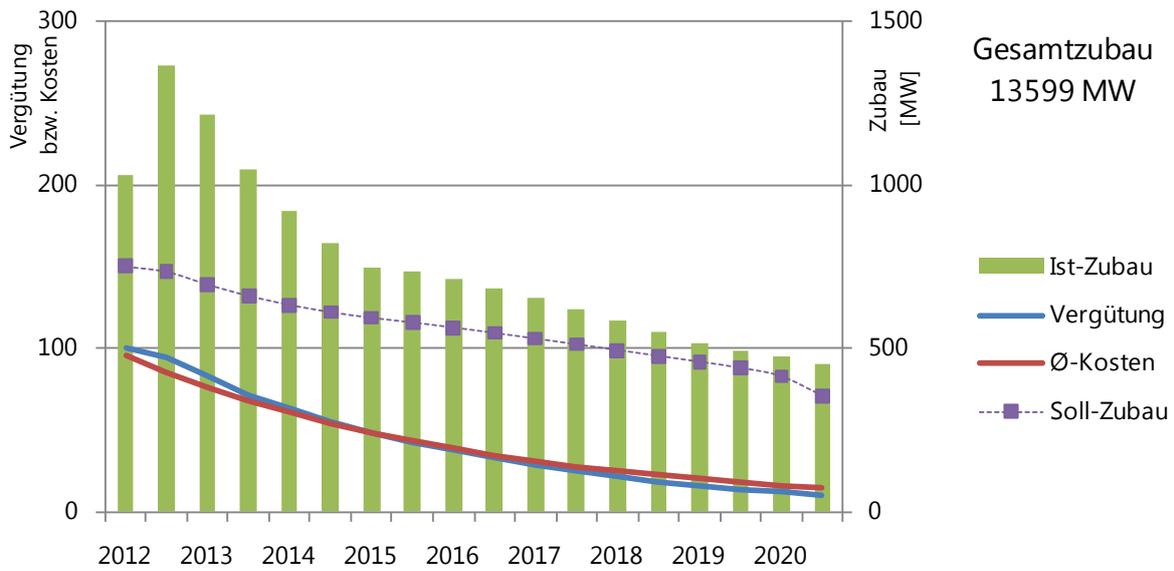


Bild 8—12 Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei stärkerer Kostendegression

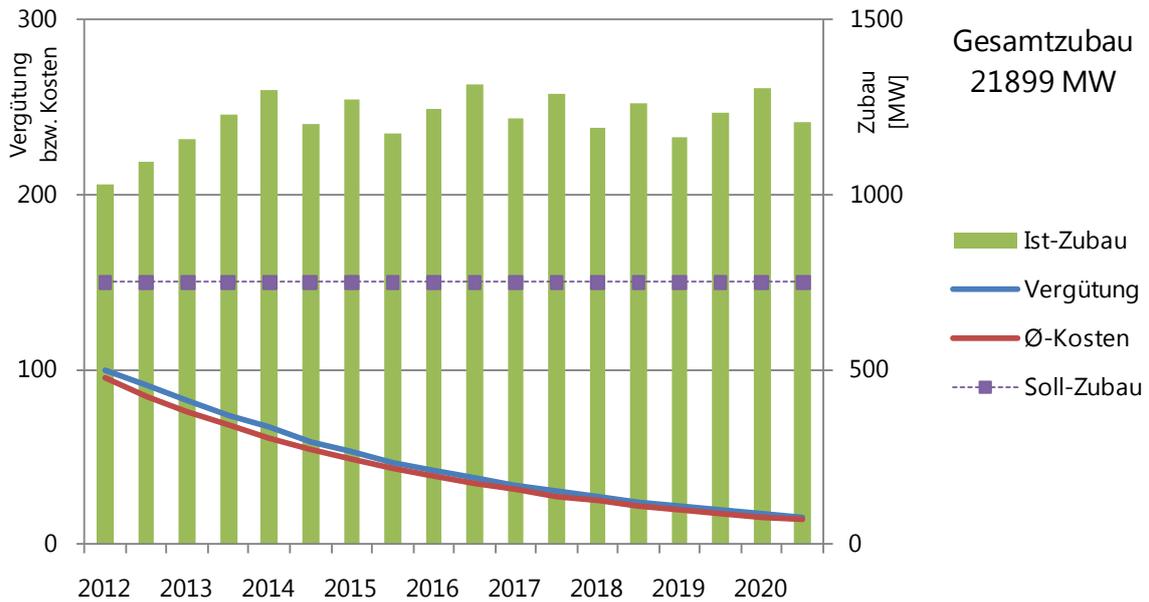


Bild 8—13 Wirkungsweise des nicht-nachsteuernden Regelungsmechanismus bei stärkerer Kostendegression

Der Vergleich der beiden Bilder zeigt deutlich die Vorzüge des selbst-nachsteuernden Regelungsmechanismus, der auch auf diese hohe Kostendegression – wenn auch durch die zeitverzögerte Wirkung der kumulierten Abweichungen von den periodenindividuellen Zubauzielen mit einer gewissen Verzögerung – reagieren kann, während der nicht-nachsteuernde Rege-

lungsmechanismus aufgrund der Begrenzung der möglichen Degression auf einen fixen – und zur tatsächlich beobachteten Degression nicht passenden – Wert nur eine sehr ungenügende Steuerungswirkung entfaltet. Ein nicht-nachsteuernder Regler würde in diesem Fall somit zwingend eine Anpassung der Degressionsmechanismen inklusive der damit verbundenen politischen Diskussionen und Unsicherheiten über die Wirkung der Anpassungen erfordern, während der nachsteuernde Mechanismus mit unveränderter Parametrierung kontinuierlich angewandt werden kann.

In den Bildern 8—15 und 8—16 wird gezeigt, dass die Nachsteuerung des vorgeschlagenen Regelmechanismus nicht nur mit Blick auf die durchschnittliche Degression der Kosten für die PV-Stromerzeugung, sondern auch in der Reaktion auf andere als oben angenommene Zubaufunktionen mit einem die Zubauziele deutlich übersteigenden Zubau bei Identität von Vergütung und Durchschnittskosten (siehe Bild 8—14) bzw. nicht nur gleichmäßige, sondern auch sprunghafte Kostensenkungen angepasst reagiert und eine weitgehende Einhaltung des integralen Zubauziels sicherstellen kann.

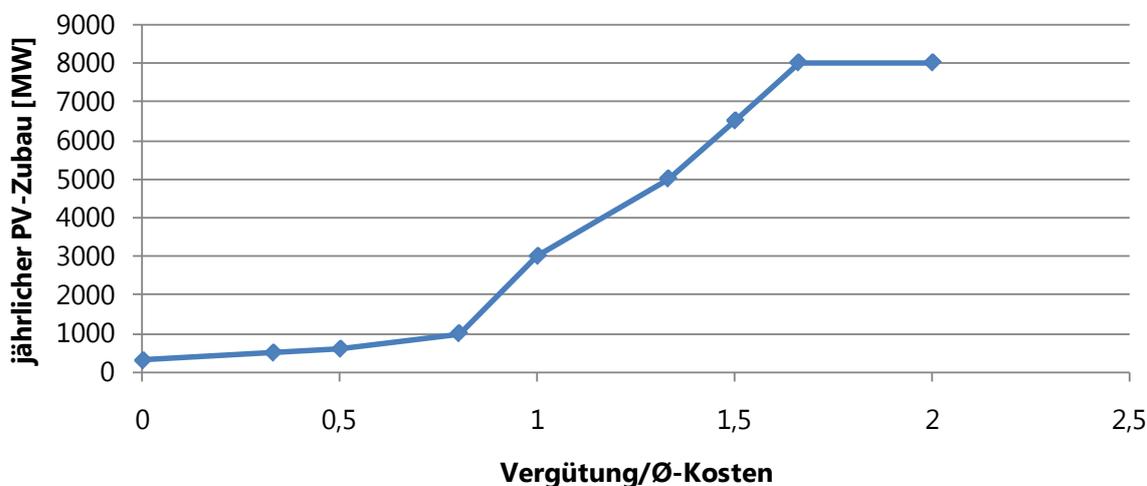
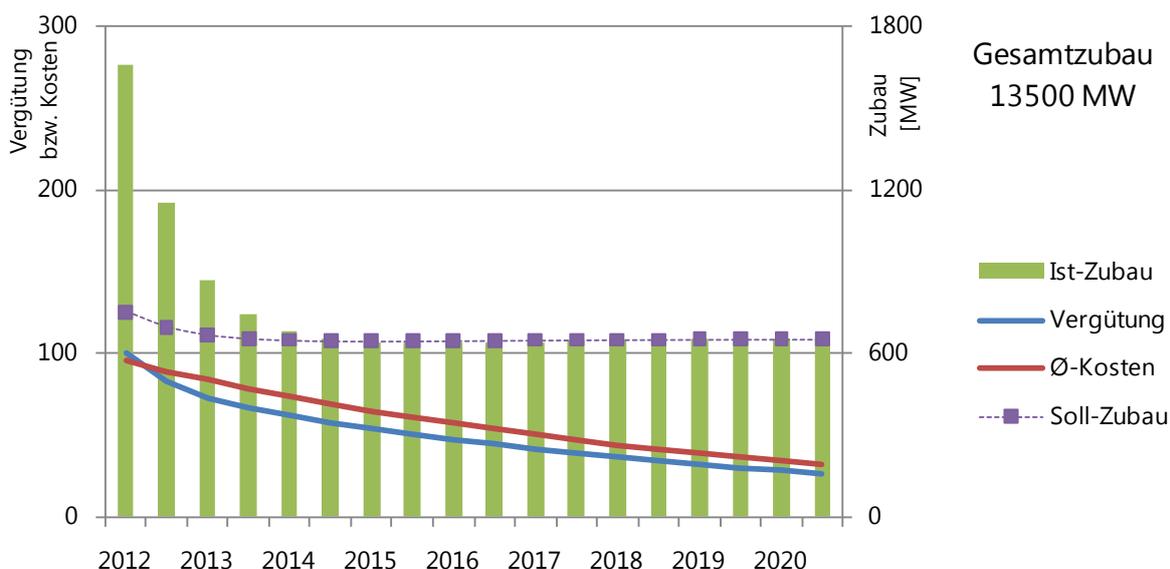
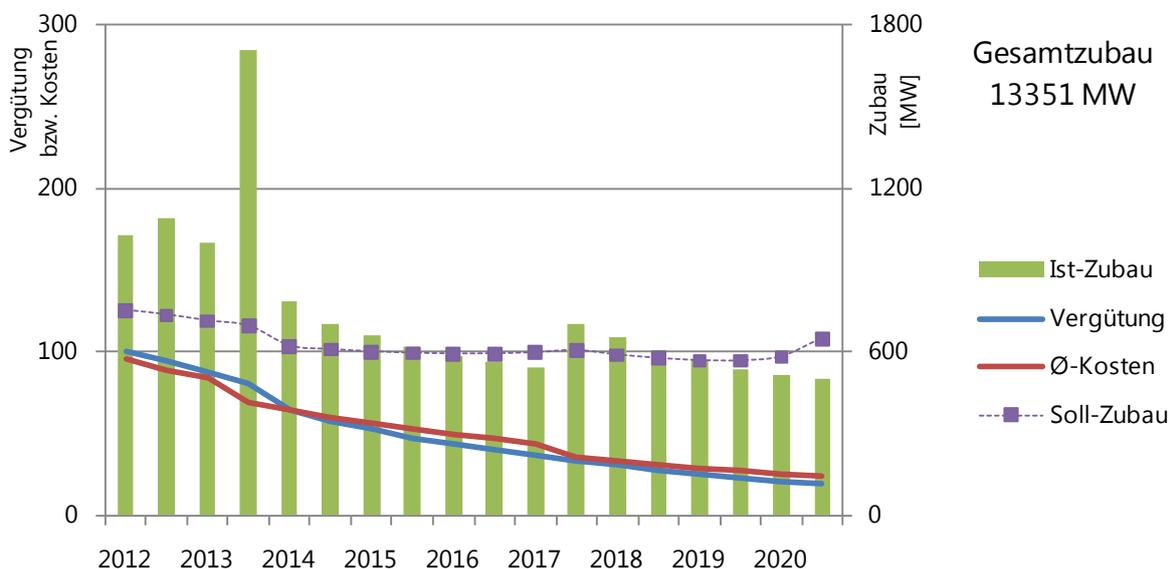


Bild 8—14 *Alternativ betrachtete Abhängigkeit des PV-Zubaus vom Verhältnis zwischen Vergütung und durchschnittlichen Kosten*



*Bild 8—15 Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei alternativ betrachteter Abhängigkeit des Zubaus vom Verhältnis zwischen Vergütung und Durchschnittskosten*



*Bild 8—16 Wirkungsweise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei zweimaliger sprunghafter Absenkung der durchschnittlichen Erzeugungskosten*

Als abschließende Sensitivitätsuntersuchung sollen die Auswirkungen – real unvermeidbarer – Verzögerungen zwischen dem Erfassungszeitraum für den erfolgten Zubau und der Vergütungsanpassung diskutiert werden. Hierfür wird bei ansonsten gegenüber Bild 8—16 unver-

änderter Parametrierung eine Verzögerung von einer vollen Periode zwischen Erfassungszeitraum und Vergütungsanpassung angenommen. Die Ergebnisse in Bild 8—17 zeigen, dass – ersichtlich am schwankenden Verlauf des Zubaus mit deutlich erkennbarem Überschwingen – trotz nach wie vor akzeptabler Einhaltung des integralen Zubauziels die Qualität der Regelung schlechter wird. Da dieser Effekt unabhängig vom Regelmechanismus bei jeder zeitverzögerten Anpassung auftritt, stellt dies nicht die grundsätzliche Anwendbarkeit des Vorschlags in Frage, zeigt aber deutlich die Notwendigkeit einer möglichst unverzögerten Reaktion insbesondere auf signifikante Abweichungen vom Zubauziel.

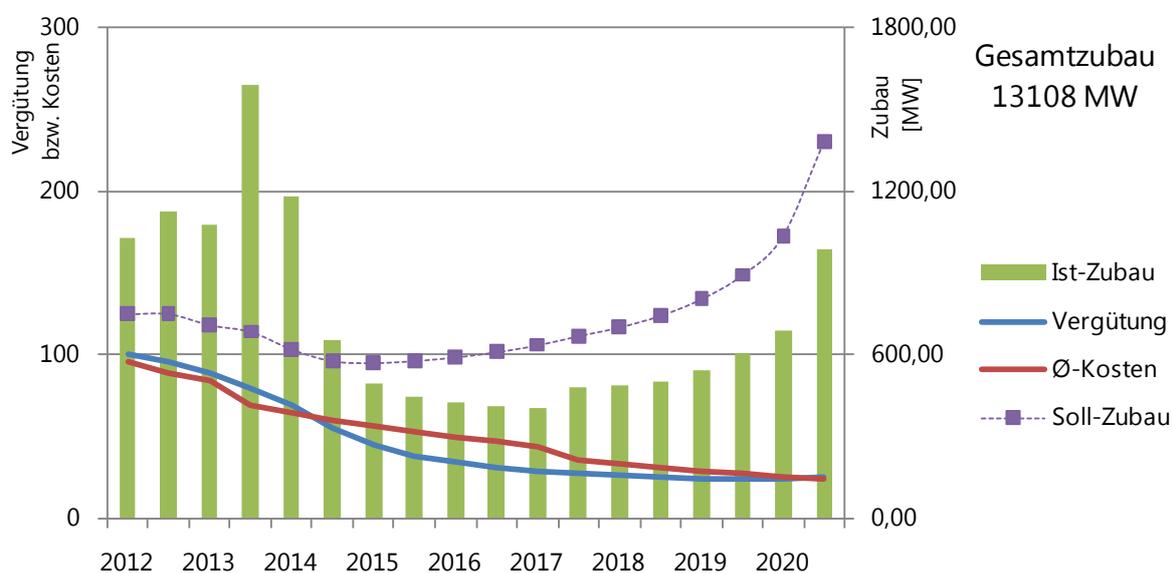


Bild 8—17 Wirkungswaise des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus bei zweimaliger sprunghafter Absenkung der durchschnittlichen Erzeugungskosten und einperiodiger Verzögerung bei der Vergütungsanpassung

### 8.5.5 Erkenntnisse und Parametrierungsvorschlag

Die beispielhaften Betrachtungen aus dem vorangegangenen Abschnitt haben die grundsätzliche Leistungsfähigkeit des vorgeschlagenen selbsttätig nachsteuernden Regelungsmechanismus zur Bestimmung der flexiblen Degression der PV-Vergütung und insbesondere die Überlegenheit gegenüber bisher diskutierten fest parametrisierten und nicht nachsteuernden Ansätzen deutlich gezeigt. Durch die flexible Reaktion auf unbekannte Entwicklungen mit allmählicher Steigerung der Degressionshöhe wird eine Zubausteuerung im Sinne des „atmenden Deckels“, d. h. ohne sprunghafte und fixe Zubaubegrenzungen, erreicht.

Dies kann insbesondere relevant werden, wenn im Laufe des vorgesehenen Anwendungszeitraums bis 2020, wie aus heutiger Sicht nicht unwahrscheinlich, ein begrenzter PV-Zubau bedingt durch die betriebswirtschaftliche Vorteilhaftigkeit des Eigenverbrauchs ohne oder mit nur geringer Vergütung für den nicht eigenverbrauchten Strom erfolgt. Der vorgeschlagene Regelungsmechanismus bewirkt in diesem Falle automatisch ein volkswirtschaftlich sinnvolles allmähliches Absenken der EEG-Förderung ohne einen grundsätzlichen Systemwechsel bzw. ohne explizite Anpassung der Degressionsregeln.

Wir haben im Verlauf der Entwicklung des vorgeschlagenen Mechanismus verschiedene Parametrierungen der Regelparameter P und I getestet. Dabei zeigt sich eine hohe Robustheit, solange die Parameter in einem grundsätzlich sinnvollen Wertebereich liegen. Wir würden für eine Anwendung mit halbjährlicher Anpassung der Vergütung vorschlagen,

- den Parameter P auf Werte von ca. 0,015 % bis 0,02 % zu setzen, was einer unmittelbaren – noch nicht durch die Betrachtung der kumulierten Abweichungen vom Zubauziel modulierten – Änderung der Einspeisung um 1,5 % bis 2 % pro 100 MW Abweichung vom Ausbauziel entspricht;
- den Parameter I auf Werte von ca. 2 bis 4 zu setzen, wobei dieser Parameter die Zahl der Perioden bis zur vollen Wirksamkeit von Abweichungen im kumulativen Regleranteil angibt, höhere Werte somit eine stärkere Dämpfung des Reglerverhaltens und somit einen glatteren, aber langsameren Verlauf der Regelung bewirken.

Die Anpassung erfolgt auf der Datenbasis des bei der Bundesnetzagentur gemeldeten Zubaus von jeweils einem halben Jahr sowie der kumulierten Zubauleistung mit einer jeweiligen Zeitverzögerung von drei Monaten zwischen letztem verwendeten Monat zur Messung und der Anpassung. Die Meldeergebnisse liegen jeweils zwei Monate vor der Anpassung vor, so dass zu diesem Zeitpunkt die Anpassung bekannt ist. Daraus folgt, dass die Auswertung der Daten zu einem Quartalsende jeweils innerhalb eines Monats abgeschlossen wird.

Bei der Anwendung ist zu beachten, dass die Höhe der Vergütung in der ersten Anwendungsperiode nicht durch den Regelungsmechanismus bestimmt wird, sondern exogen vorgegeben werden muss. Da dabei unweigerlich, wie gerade die Erfahrungen der letzten beiden Jahre gezeigt haben, das Risiko großer Mengenfehlsteuerungen besteht, ist die Wirkung dieser Vorgabe besonders gründlich zu erwägen. Wir würden vor diesem Hintergrund eine starke

Absenkung der Vergütung zum Beginn der Anwendung des vorgeschlagenen Mechanismus vorschlagen, da

- in der jüngeren Vergangenheit der Zubau die Erwartungen stets deutlich überschritten hat und Übererfüllungen des Zubauziels um mehrere 100 % zumindest nicht ausgeschlossen werden können;
- eine erneute deutliche Überschreitung zu Beginn einer Anwendungsperiode mit integriertem Zubauziel zwangsläufig zu sehr niedrigen Zubauzielen in den Folgeperioden führen muss, was wiederum, z. B. unter industriepolitischen Gesichtspunkten, aber auch mit Blick auf die erwarteten Kostendegressionen und das Risiko eines Überschwingens der Regelung bei gravierenden Änderungen der Zubauziele nicht angestrebt werden sollte;
- anfängliche Unterschreitungen des Zubauziels vermutlich quantitativ deutlich stärker begrenzt wären als entsprechende Überschreitungen und daher
- mittels des vorgeschlagenen Regelungsmechanismus im Rahmen einer allmählichen Erhöhung der periodenindividuellen Zubauziele und des zunehmenden Informationsgewinns durch Anwendung des Mechanismus problemlos ausgeglichen werden könnten;
- unvermeidbare Verzögerungen zwischen Erfassungszeitraum und Vergütungsänderungen diese Wirkungen zusätzlich verschärfen könnten.

Dies verdeutlicht auch nochmals die Gegenüberstellung der Reaktion des Regelungsmechanismus bei weiterhin angenommener einperiodiger Verzögerung der Vergütungsanpassung mit starker anfänglicher Über- (Bild 8—18) und Unterschreitung (Bild 8—19) des Zubauziels.

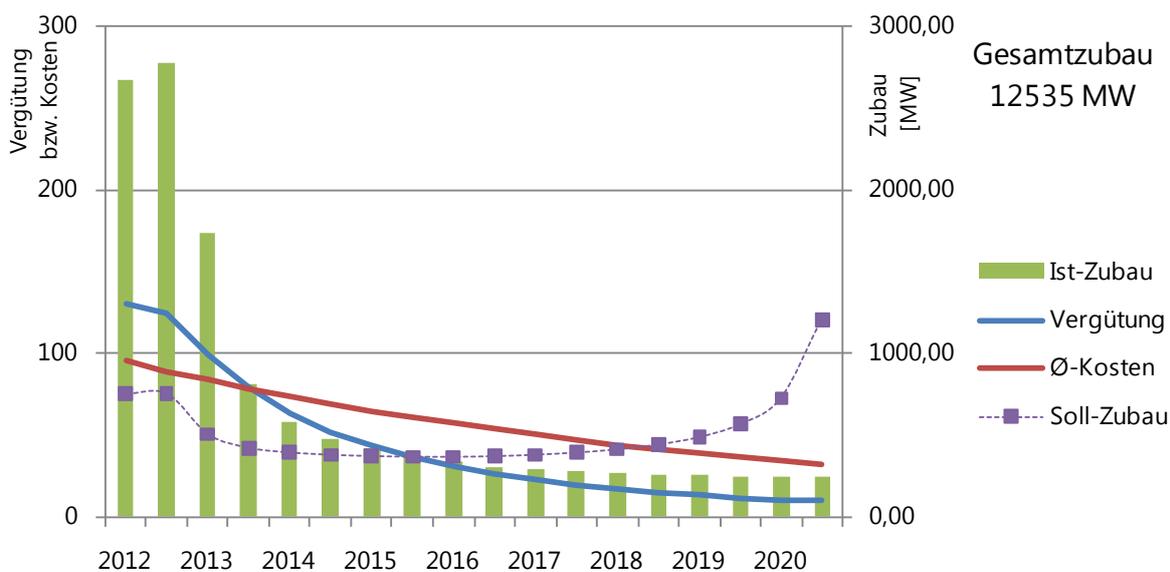


Bild 8—18 Auswirkungen einer anfänglichen starken Überschreitung des Zubauziels bei einperiodiger Verzögerung zwischen Erfassungszeitraum und Vergütungsanpassung

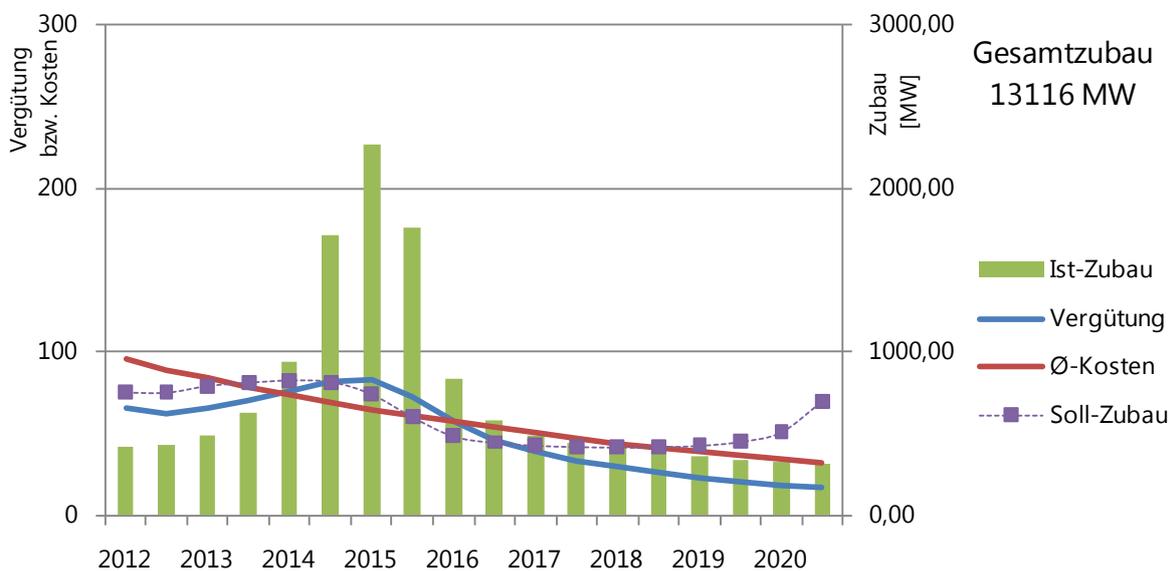


Bild 8—19 Auswirkungen einer anfänglichen starken Unterschreitung des Zubauziels bei einperiodiger Verzögerung zwischen Erfassungszeitraum und Vergütungsanpassung

Da das aktuelle Vergütungssystem auf einen Zubau von 3.000 bis 3.500 MW pro Jahr ausgelegt ist, sollte die Anfangsvergütung zu Beginn des Jahres 2012 sich an diesem Wert orientie-

ren und bei einem Zielwert von 1.500 MW unterhalb der sich aus der aktuellen Regelung des EEG ergebenden Vergütungssätze liegen. Eine zusätzliche Absenkung der Vergütungssätze zu Beginn des Jahres 2012 von 10 % sehen wir in diesem Bereich als zielführend an.

Bei Umsetzung des Konzepts auf Basis der vorgeschlagenen Parametrierung ergeben sich zusammenfassend folgende Vorteile gegenüber der heutigen Vergütungsregelung:

- Die Unsicherheit über den Zubau an installierter Leistung und die Erreichung eines Mengenziels bis zum Jahr 2020 werden deutlich reduziert.
- Eine automatische Überführung des Zubaus auf Basis einer Förderung mit fixen Einspeisevergütungen hin zu einem marktgetriebenen Zubau bei Erreichung der betriebswirtschaftlichen Rentabilität ist gewährleistet und wird ohne erhebliche Zeitverzögerung realisiert.
- Die weiteren Kosten der Förderung und die damit verbundenen zusätzlichen Belastungen der Endverbraucher werden reduziert. Die Kostenreduzierung resultiert einerseits aus einer Anpassung der Mengenziele auf durchschnittlich 1.500 MW p. a. und der vorgeschlagenen zusätzlichen Degression der Vergütungssätze um 10 % zu Beginn des Jahres 2012 und andererseits aus einer schnelleren, automatischen Anpassung der Vergütungssätze beim integralen Mengenziel. Bereits die zuerst genannten Anpassungen können - unter der Annahme eines tatsächlichen Zubaus von 1.500 MW p. a. - gegenüber den in Abschnitt 8.2 ermittelten zusätzlichen Netto-Förderkosten im Jahre 2015 von etwa 3,3 Mrd. € für den weiteren Zubau zwischen 2011 und 2015 zu einer Verringerung in Höhe von rund 900 Mio. € führen. Diese Kostenreduktion ist nicht nur im Jahr 2015 zu erwarten, sondern senkt aufgrund der Vergütungsdauer von 20 Jahren die jährliche Kostenbelastung der Verbraucher durch die Förderung der Fotovoltaik auch langfristig - bis deutlich über das nächste Jahrzehnt hinaus - um diesen Betrag.

## **8.6 Ergänzende quantitative Analyse der Auswirkungen der Einführung des vorgeschlagenen Vergütungssystems**

Im Rahmen einer weiteren Zusatzuntersuchung hat das BMW*i* die r2b energy consulting GmbH beauftragt, die Analyse des vorgeschlagenen Vergütungsmodells für PV-Anlagen durch eine zusätzliche quantitative Analyse zu ergänzen. Ziel dieser Analyse ist es, die bereits in den vorherigen Abschnitten erläuterten Wirkungsmechanismen und an Beispielen darge-

stellten Auswirkungen, umfassend zu untersuchen. Dabei wird die Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen insbesondere hinsichtlich der Kostendegressionen von PV-Anlagen sowie der Geschwindigkeit des Zubaus von PV-Anlagen berücksichtigt. Die Unsicherheiten werden dabei mit Eintrittswahrscheinlichkeiten belegt.

Zu diesem Zweck war es einerseits notwendig, eine umfangreiche, detaillierte Datenbasis u. a. zu vorhandenen Potenzialen für PV-Anlagen, zu erwartende Kostenentwicklungen und mögliche Zubaugeschwindigkeiten von PV-Anlagen zu erstellen. Andererseits mussten umfangreiche Rechnungen auf Basis von sog. ‚Monte-Carlo-Simulationen‘ durchgeführt werden, um neben den grundsätzlichen Wirkungsmechanismen insbesondere Unsicherheiten über die zuvor genannten Einflussfaktoren auf den Zubau an PV-Anlagen zu berücksichtigen.

Im Folgenden werden zunächst die wesentlichen Annahmen, die unter Verwendung der ermittelten Datenbasis abgeleitet wurden, dargestellt und das verwendete Simulationsmodell beschrieben. Anschließend werden die wesentlichen Ergebnisse hinsichtlich des Zubaus sowie der resultierenden Förderkosten dargestellt. Abschließend erfolgt eine Bewertung der Ergebnisse sowie eine Darstellung der wesentlicher Erkenntnisse, die bei der Umsetzung des vorgeschlagenen Vergütungsmodells zu beachten sind.

### **8.6.1 Methodik und Annahmen**

Die durchgeführten Berechnungen wurden mittels eines Simulationsmodells zur Bestimmung des Zubaus von PV-Anlagen in Deutschland für den Zeitraum 2012 bis 2020 durchgeführt. Das Simulationsmodell berechnet die zu erwartende Rendite für potenzielle Investoren in Abhängigkeit der zu erwartenden Vergütungszahlungen<sup>117</sup> sowie der Kosten der PV-Anlage. Die zu erwartenden Vergütungszahlungen hängen einerseits von den jeweilig geltenden Vergütungssätzen und andererseits von den zu erwartenden Volllaststunden der PV-Anlage ab. Um eine differenzierte Betrachtung der jeweilig geltenden Vergütungssätze, der zu erwartenden Volllaststunden sowie der Kosten der PV-Anlage vornehmen zu können, ist im Modell eine Differenzierung vorhandener Potenziale für den Zubau von PV-Anlagen nach Anlagenart (Dachfläche vs. Freifläche), nach Anlagenleistung gemäß den Kategorien des EEGs und nach

---

<sup>117</sup> Zusätzlich werden bei der Renditeberechnung die vermiedenen Kosten für Strombezug bei Eigenverbrauch des erzeugten Stroms aus der PV-Anlage berücksichtigt.

zu erwartenden Volllaststunden in Abhängigkeit des Standorts der Anlage vorgesehen.<sup>118</sup> Der Anteil des vorhandenen Potenzials, der in einem bestimmten Zeitraum realisiert wird, hängt von der Höhe der zu erwartenden Rendite ab. Die Abhängigkeit wird durch eine Funktion der Ausschöpfungsquote approximiert. Ab einem vorgegebenen Minimalwert der erwarteten Rendite wird ein mit der erwarteten Rendite steigender Anteil des vorhandenen Potenzials realisiert. Der Anteil des vorhandenen Potenzials, der tatsächlich innerhalb einer Periode realisiert werden kann, hängt dabei neben der erwarteten Rendite von der Dauer der Periode ab. Zum anderen können in dem Modell unterschiedliche Regelungen zur Degression der Vergütungssätze - insbesondere die Zeitpunkte sowie die Höhe der Degression in Abhängigkeit des Zubaus in der jeweils relevanten Vorperiode - implementiert werden.

Das Modell ermittelt für jeden möglichen Entwicklungspfad schrittweise - beginnend mit der ersten Betrachtungsperiode - u. a. den Zubau innerhalb der Periode, die resultierende Degression der Vergütungssätze zum Beginn der nächsten Periode sowie das verbleibende Potenzial für den Zubau von PV-Anlagen in den Folgeperioden.

Den Unsicherheiten über die tatsächlichen Kostendegressionen bzw. Preisreduktionen für PV-Anlagen, über die vorhandenen Potenziale sowie über die Funktion der Ausschöpfungsquote werden im Modell auf Basis von ‚Monte-Carlo-Simulationen‘ Rechnung getragen. Für alle entsprechenden Annahmen werden nicht nur ‚best guess‘-Annahmen verwendet, sondern diese werden im Rahmen von realistischen Bandbreiten variiert. Den einzelnen Realisationen werden Eintrittswahrscheinlichkeiten zugewiesen. Im Rahmen der ‚Monte-Carlo-Simulation‘ werden die Entwicklungspfade des Zubaus der PV-Anlagen sowie deren Förderkosten und die Entwicklung der Vergütungssätze für jede mögliche Kombination des vorhandenen Potenzials, der Entwicklung der tatsächlichen Preisreduktion für PV-Anlagen sowie der Funktion der Ausschöpfungsquote ermittelt. Zu jedem möglichen Entwicklungspfad wird zusätzlich die Eintrittswahrscheinlichkeit bestimmt, die sich - unter der Annahme der statistischen Unabhängigkeit - als Produkt aus den Eintrittswahrscheinlichkeiten der Annahmen zu den drei unsicheren Eingangsgrößen ergibt.

---

<sup>118</sup> Zur Berücksichtigung des Einfluss des Eigenverbrauchs auf die Renditeerwartung wurde eine weitere Differenzierung hinsichtlich der unterschiedlichen Möglichkeiten der eigenen Nutzung des erzeugten PV-Stroms vorgenommen. Neben unterschiedlichen Eigenverbrauchsanteilen wurde eine Entwicklung der vermiedenen Kosten durch Verringerung des Strombezugs aus dem Netz der allgemeinen Versorgung hinterlegt.

In den nachfolgenden Berechnungen haben wir folgende Bandbreiten zu den unsicheren Eingangsgrößen unterstellt.

### ***Vorhandenes Potenzial für den Zubau von PV-Anlagen in Deutschland***

Das gesamte Potenzial für PV-Anlagen wurde auf Basis einer ‚bottom up‘ Analyse ermittelt. Einerseits erfolgt die Bestimmung der PV-Dachflächenpotenziale auf Basis regional hoch aufgelöster statistischer Daten u.a. zu Bevölkerung, Anzahl Wohnungen und Wohngebäude, Anzahl und Fläche landwirtschaftlicher, industrieller und gewerblicher Betriebe. Die Potenziale für PV-Freiflächen wurden auf Basis der im Rahmen des EEG vergüteten Kategorien ermittelt. Hierbei wurden statistische Daten und öffentlich verfügbare Informationen zu Konversionsflächen, Autobahnstrecken und Bahnstrecken verwendet, auf deren Basis Potenziale für zukünftige PV-Freiflächenzubaute abgeschätzt wurden. Andererseits wurden regional hoch aufgelöste Globalstrahlungsdaten zur Ableitung der potenziellen jährlichen Volllaststunden verwendet.<sup>119</sup> Auf Basis dieser Angaben ist es möglich, sowohl eine Differenzierung nach Anlagenkategorien (Freiflächenanlagen, Dachflächenanlagen) sowie der Leistungsklassen gemäß EEG als auch eine Kategorisierung nach zu erwartenden Volllaststunden vorzunehmen.

Zur Bestimmung des noch verbleibenden Potenzials wurde das bereits bis Anfang 2012 ausgenutzte Potenzial vom gesamten Potenzial abgezogen. In Summe ergibt sich ein Anfang 2012 verbleibendes Potenzial von ca. 130 GW<sub>p</sub>. Davon entfallen rund 84 GW<sub>p</sub> auf kleine Dachflächenanlagen und 29 GW<sub>p</sub> auf große Dachflächen. Das Potenzial für Freiflächenanlagen entspricht etwa 17 GW<sub>p</sub>.

Bild 8—20 zeigt die Aufteilung des zu Beginn des Jahres 2012 noch nicht genutzten Potenzials einerseits nach den Anlagenkategorien große und kleine Dachflächenanlagen sowie Freiflächenanlagen und andererseits nach den zu erwartenden Volllaststunden.

---

<sup>119</sup> Die abgeleiteten Werte der Volllaststunden wurden zusätzlich auf Basis der veröffentlichten Informationen aus den EEG-Anlagenstamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber plausibilisiert und verifiziert.

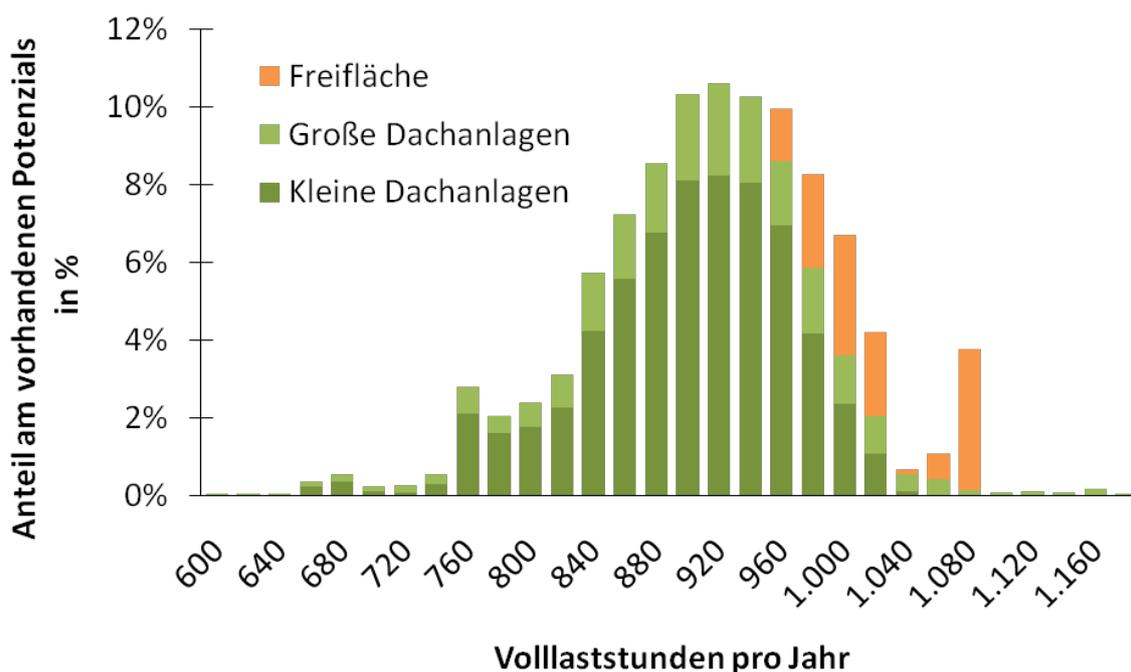


Bild 8—20 Aufteilung des Anfang 2012 vorhandenen Potenzial für den Zubau von PV-Anlagen nach Anlagenkategorien und zu erwartenden Volllaststunden

Neben der in Bild 8—20 dargestellten Differenzierung werden die Dachanlagen zusätzlich hinsichtlich ihrer möglichen Eigenverbrauchsanteile unterschieden.

Zur Berücksichtigung von Unsicherheiten über die exakten Potenziale für den Zubau von PV-Anlagen nach Anlagenkategorien werden in den Modellrechnungen drei gleichwahrscheinliche Varianten berücksichtigt. Neben der dargestellten Variante werden die noch vorhandenen einmal mittels eines pauschalen Skalierungsfaktors von 1,2 um 20 % erhöht und einmal mittels eines pauschalen Skalierungsfaktors von 0,8 um 20 % reduziert. Die realistische Bandbreite der zu Beginn des Jahres 2012 noch erschließbaren Potenziale für PV-Anlagen kann hierdurch abgebildet werden.

### **Kosten- bzw. Preisreduktionen für PV-Anlagen**

Mögliche Entwicklungspfade der Kostendegression für PV-Anlagen wurden im Rahmen eines Lernkurvenansatzes abgeleitet. Bei einem Lernkurvenansatz hängt die Kostendegression von der sog. ‚progress ratio‘ bzw. Lernrate sowie der weltweit kumulierten Kapazität ab. Die ‚progress ratio‘ gibt an, welche Kostenreduktion bei einer Verdopplung der weltweit installierten Kapazität erreicht werden kann. Ein Wert für die ‚progress ratio‘ von beispielsweise 0,8 besagt, dass die Kosten bei einer Verdopplung der weltweit installierten Leistung auf 80 % des Ursprungswertes sinken bzw. eine Kostenreduktion von 20 % erfolgt. Im Rahmen

der Analyse wurden fünf Ausprägungen der ‚progress ratio‘ in einer Bandbreite von 0,79 bis 0,83 gewählt und diesen Eintrittswahrscheinlichkeiten zugeordnet. Zusätzlich wurde der Entwicklungspfad des weltweiten Zubaus an PV-Anlagen in einer Bandbreite variiert, die sich an aktuellen Szenarien und Prognosen orientiert. Der minimale Wert für die im Jahr 2020 kumulierte installierte Leistung liegt dabei bei 140 GW<sub>p</sub>, der maximale Wert beträgt 450 GW<sub>p</sub>. Dabei wurde für die Entwicklung der kumulierten installierten Leistung von 2011 bis 2020 jeweils ein geometrischer Trend unterstellt.

Eine zusätzliche Unsicherheit über die Kosten von PV-Anlagen für Investoren ergibt sich durch kurzfristige Änderungen der Marge zwischen den Herstellungskosten und den Preisen für PV-Anlagen aufgrund der jeweiligen Angebots-Nachfrage-Situation. Diese Unsicherheiten von kurzfristigen Abweichungen wurden durch eine stochastische Störgröße in den Modellberechnungen berücksichtigt.

Bild 8—21 stellt exemplarisch den unter Berücksichtigung der Eintrittswahrscheinlichkeiten resultierenden Erwartungswert sowie die resultierende Bandbreite der Preisreduktion für PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 30 und 100 kW<sub>p</sub> im Zeitverlauf gegenüber den Preisen zu Beginn des Jahres 2011 dar. Dabei ist im Modell für jeden Entwicklungspfad eine Wahrscheinlichkeit hinterlegt. Der Erwartungswert der Preisreduktion sinkt kontinuierlich und erreicht im Jahr 2020 einen Wert von unter 60 %. Es wird zugleich deutlich, dass die Bandbreite im Zeitverlauf zunimmt. So liegen das maximale Preisniveau zu Beginn des Jahres 2015 bei etwa 90 % des Preisniveaus zu Beginn des Jahres 2011 und das minimale Preisniveau zu Beginn des Jahres 2015 bei 65 % des Preisniveaus des Jahres 2011. Bis zum Jahr 2020 verändern sich die entsprechenden Werte auf rund 75 % bzw. 35 %.

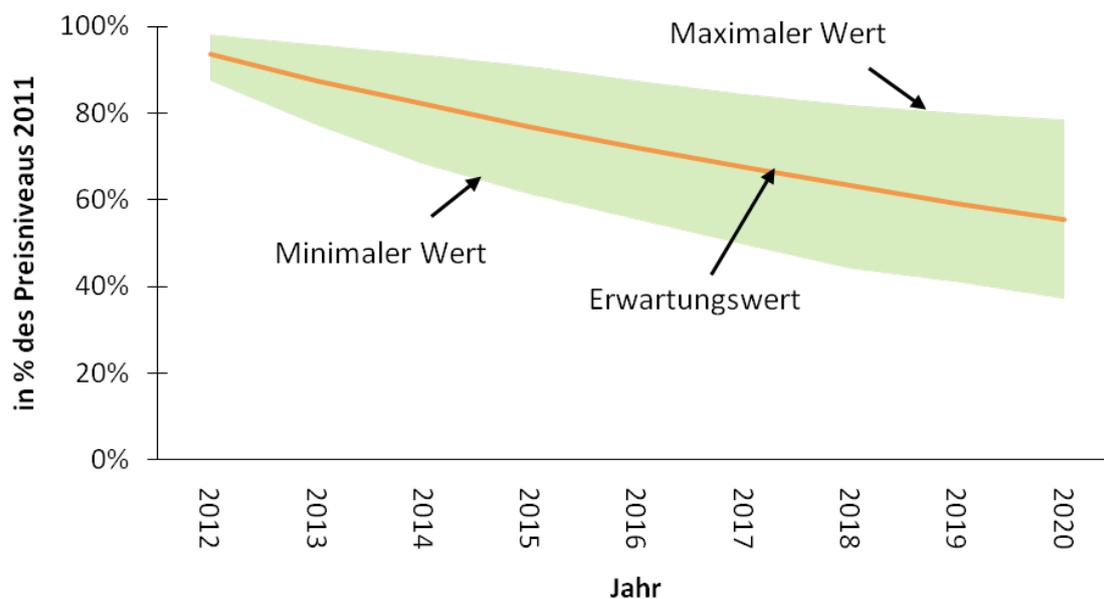


Bild 8—21 Bandbreite der Entwicklung des Preisniveaus für PV-Dachanlagen mit einer installierten Leistung zwischen 30 und 100 kW<sub>p</sub> von 2012 bis 2020

### ***Inanspruchnahmegeschwindigkeit***

### ***Ausschöpfungsquote***

Der funktionale Zusammenhang zwischen der Ausschöpfung von vorhandenen Potenzialen und der erwarteten Rendite wird durch die in Bild 8—22 dargestellten Funktion abgebildet.

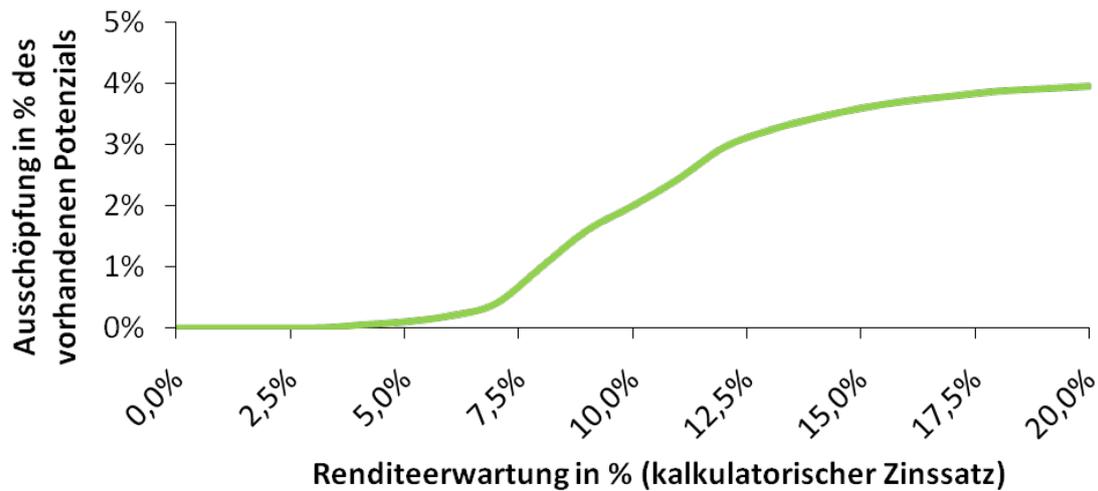


Bild 8—22 Funktionale Abhängigkeit der Ausschöpfungsquote von der erwarteten Rendite

Die Funktion beschreibt den Anteil des Potenzials, der innerhalb einer Betrachtungsperiode von 6 Monaten (Halbjahr), bei unterschiedlichen erwarteten Renditen tatsächlich realisiert wird. Zur Ableitung der Funktion wurde auf historische Kostendaten für PV-Anlagen sowie auf die monatlichen Meldungen der neu installierten Leistung bei der Bundesnetzagentur verwendet. Die Ausschöpfung des vorhandenen Potenzials beginnt bei einer realen erwarteten Gesamrendite (kalkulatorischer Zinssatz) von 4 % und erhöht sich dann sukzessive bis zu einer realen, erwarteten Gesamrendite von 20 %. Dort wird mit einer Ausschöpfungsquote des vorhandenen Potenzials von 4 % innerhalb von 6 Monaten ein Maximum erreicht. Um die Unsicherheiten hinsichtlich des exakten funktionalen Verlaufs der Abhängigkeit der Ausschöpfungsquote von der erwarteten Gesamrendite bei den Simulationen abzubilden, wurden neben dem dargestellten Verlauf eine Ausschöpfungsquote von 80 % und von 120 % der für jede erwartete Rendite dargestellten Ausschöpfungsquote verwendet. Für die drei Varianten wurde jeweils die gleiche Wahrscheinlichkeit von einem Drittel unterstellt.

Unter Verwendung identischer Annahmen zu den Eingangsgrößen haben wir einerseits die Regelungen des EEG und andererseits die Regelungen des vorgeschlagenen Vergütungsmodells im Modell implementiert. Im letzteren Fall haben wir als Parametrierung einen Wert für P von 0,00375 % und einen Wert für I von 4 sowie einen Zielzubau von 1.500 MW p. a. gewählt. Zusätzlich haben wir im Rahmen einer Szenariorechnung das vorgeschlagene Vergütungsmodell für einen Zielzubau von 3.500 MW p. a. untersucht.

### 8.6.2 Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse der Simulationsrechnungen beschrieben und erläutert. Dabei werden einerseits die Entwicklung der ab Beginn des Jahres 2012 installierten Leistung und andererseits die daraus resultierenden Netto-Förderkosten als wesentliche Kenngrößen dargestellt.

Zunächst erfolgt ein Vergleich zwischen den Entwicklungen beim heutigen Fördermodell gegenüber der Entwicklung beim vorgeschlagenen Vergütungsmodell mit einem Zielzubau von 1.500 MW p. a.. Bei diesem Vergleich ist zu berücksichtigen, dass nicht nur die Entwicklung der Vergütungssatzdegression in Abhängigkeit des realisierten Zubaus zwischen diesen beiden Modellen unterschiedlich ist, sondern zugleich eine implizite Verringerung des Zubauziels bis zum Jahr 2020 erfolgt. Daher erfolgt anschließend ein Vergleich zwischen den Entwicklungen beim heutigen Fördermodell gegenüber der Entwicklung beim vorgeschlagenen Vergütungsmodell mit einem Zielzubau von 3.500 MW p. a.. Dies ermöglicht eine isolierte Betrachtung der Auswirkungen der veränderten Degressionsanpassung ohne den zusätzlichen Einfluss der Veränderung des Zielzubaus.

#### *Vergleich aktuelles Fördersystem vs. vorgeschlagenes Vergütungssystem mit Zielzubau von 1.500 MW p.a.*

Bild 8—23 zeigt die Bandbreite sowie den Erwartungswert des kumulierten Zubaus an PV-Anlagen ab dem Jahr 2012 in Abhängigkeit des Vergütungssystems. Auf der linken Seite von Bild 8—23 ist der Zubau für das aktuelle Vergütungssystem des EEG dargestellt. Die Bandbreite ist bereits im ersten Jahr 2012 mit einem minimalen Wert von 1,2 GW<sub>p</sub> und einem maximalen Wert von 12,7 GW<sub>p</sub> erheblich. Die Spanne zwischen minimalem und maximalem Wert des kumulierten Zubaus ab 2012 nimmt im Zeitverlauf erheblich zu. Im Jahre 2020 ergeben sich ein minimaler Wert von 7 GW<sub>p</sub> und ein maximaler Wert von 68 GW<sub>p</sub>. Diese Ergebnisse zeigen deutlich, dass das aktuelle Vergütungssystem trotz seiner flexiblen Regeln hinsichtlich der Vergütungssatzdegression unter Berücksichtigung der vorhandenen Unsicherheiten weder in der Lage ist einen kontinuierlichen jährlichen Zubau zu gewährleisten noch ein langfristiges Zubauziel zu erreichen. Zugleich zeigt die Entwicklung des Erwartungswerts des kumulierten Zubaus, dass aus heutiger Sicht tendenziell ein zu starker Anreiz über das EEG gegeben ist, wenn man von einem avisierten jährlichen Zubau von durchschnittlich 3,5 GW<sub>p</sub> ausgeht. Anstelle eines Zubaus von 31,5 GW<sub>p</sub> innerhalb des Zeitraums

von 2012 bis 2020 ergibt sich im Erwartungswert ein Zubau von 45,6 GW<sub>p</sub>. Somit wird selbst im Erwartungswert der Zielzubau bis zum Jahr 2020 um etwa 45 % überschritten.

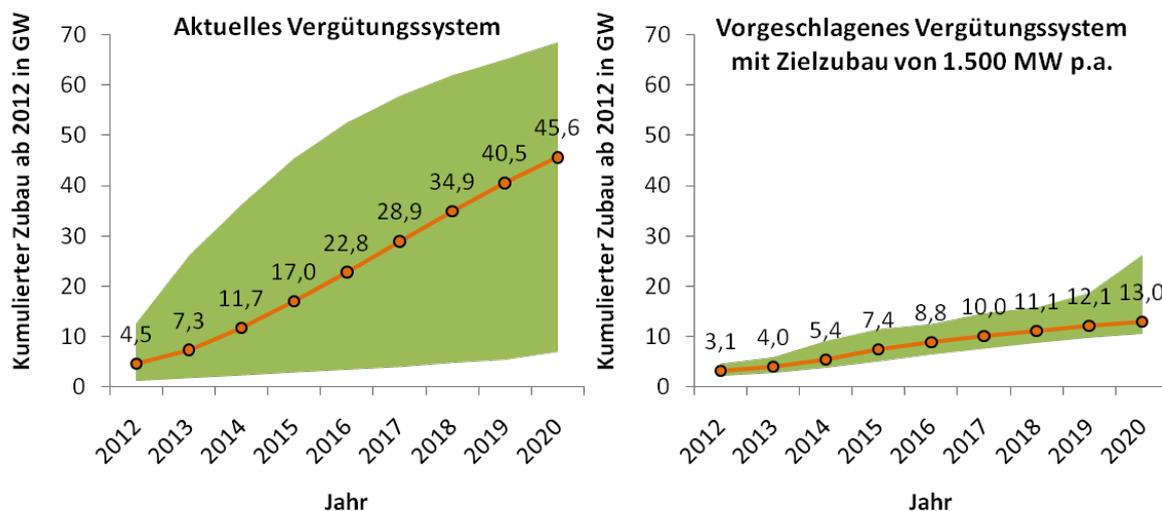


Bild 8—23 Kumulierter Zubau ab dem Jahr 2012 in Abhängigkeit des Vergütungssystems

Auf der rechten Seite von Bild 8—23 ist der Zubau für das vorgeschlagene Vergütungssystem mit einem jährlichen Zielzubau von 1,5 GW<sub>p</sub> dargestellt. Abgesehen von dem deutlich niedrigeren Niveau des kumulierten Zubaus in allen Jahren gegenüber der aktuellen Version, die aus der veränderten Zielvorgabe resultiert, zeigt sich, dass das vorgeschlagene Vergütungssystem einerseits im Erwartungswert den avisierten kumulierten Zubau von 13,5 GW<sub>p</sub> im Jahre 2020 mit hoher Genauigkeit erreicht. Zwar sind auch bei diesem Vergütungssystem, z. B. bereits mit einem Zubau im Erwartungswert von 3,1 GW<sub>p</sub> in einzelnen Jahren zu erwarten, diese werden allerdings einerseits deutlich schneller durch eine Abnahme der Zubaudynamik kompensiert und insbesondere durch den Integralteil des Regelmechanismus wird eine sukzessive Erhöhung der Bandbreite des Zubaus über die Jahre verhindert. Daher verbleibt auch die Bandbreite zwischen dem minimalen Wert und dem maximalen Wert des kumulierten Zubaus deutlich näher im Bereich der avisierten Entwicklung und die mögliche Verfehlung des avisierten kumulierten Zubaus wird unabhängig von den möglichen Entwicklungspfaden weitgehend erreicht.

Bild 8—24 stellt die Entwicklung der nominalen Brutto-Förderkosten für die zuvor dargestellten Zubauentwicklungen ab dem Jahr 2012 dar. Auf der linken Seite von Bild 8—24 ist wiederum die Entwicklung für das aktuelle Vergütungssystem und auf der rechten Seite die Entwicklung für das vorgeschlagene Vergütungssystem mit einem Zielzubau von 1,5 GW<sub>p</sub> p. a. dargestellt.

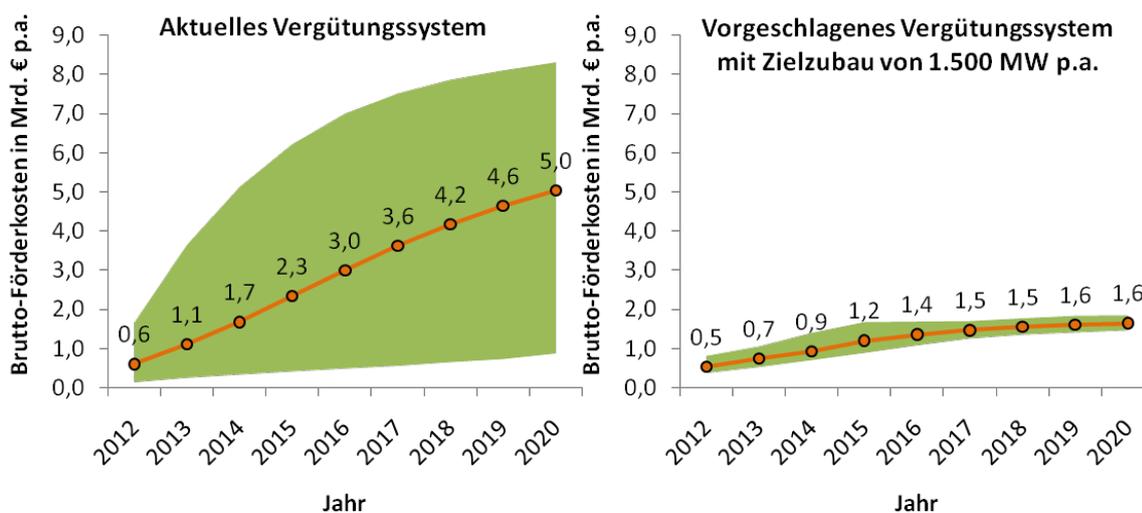


Bild 8—24 Jährliche Brutto-Förderkosten für ab 2012 installierte PV-Anlagen in Abhängigkeit des Vergütungssystems

Entsprechend der erheblichen Bandbreite der Zubauentwicklung ist die Bandbreite der resultierenden Brutto-Förderkosten beim aktuellen Vergütungssystem erheblich und nimmt im Zeitverlauf zu. Im Jahre 2020 sind in Abhängigkeit der Zubauentwicklung zusätzliche jährliche nominale Brutto-Förderkosten für den Zubau ab dem Jahr 2012 zwischen unter 1 Mrd. € bis zu 8,5 Mrd. € möglich. Im Erwartungswert liegen sie bei 5 Mrd. €. Das aktuelle Zubausystem kann somit nicht nur keine zuverlässige Mengensteuerung gewährleisten, sondern ermöglicht auch keine fundierte Einschätzung zu den entstehenden Brutto-Förderkosten des weiteren Zubaus von PV-Anlagen. Im Gegensatz dazu wird bei der Entwicklung der Brutto-Förderkosten für das vorgeschlagene Vergütungsmodell deutlich, dass auch diese in einem deutlich geringeren Schwankungsbereich liegen. Der minimale und maximale Wert liegen nur marginal über dem Erwartungswert von 1,6 Mrd. € im Jahr 2020.

#### ***Vergleich aktuelles Fördersystem vs. vorgeschlagenes Vergütungssystem mit Zielzubau von 3.500 MW p.a.***

Bei dem zuvor durchgeführten Vergleich der Ergebnisse wurde zugleich der Zielausbau von ca. 3,5 GW<sub>p</sub> p. a. im aktuellen Vergütungssystem auf 1,5 GW<sub>p</sub> p. a. im vorgeschlagenen Vergütungssystem verändert. Beim der Interpretation der Ergebnisse des vorherigen Vergleich der Vergütungssysteme sind somit jeweils beide Faktoren zu berücksichtigen. Im Rahmen von Szenarienanalyse wurden zusätzlich Varianten des vorgeschlagenen Vergütungssystems mit unterschiedlichen Vorgaben zum jährlichen Zielzubau untersucht. Im Folgenden werden die Ergebnisse für ein Szenario mit einem Zielzubau von 3,5 GW<sub>p</sub> p. a. darge-

stellt, welches somit hinsichtlich des avisierten Zubaus im aktuellen Vergütungssystem weitgehend übereinstimmt.

Bild 8—25 zeigt wiederum die Bandbreiten und die Erwartungswerte der Entwicklung des Zubaus für das aktuelle Vergütungssystem und für das vorgeschlagene Vergütungssystem mit einem jährlichen Zielzubau von 3,5 GW<sub>p</sub> im Vergleich.

Es wird deutlich, dass das vorgeschlagene Vergütungsmodell auch bei einem jährlichen Zielzubau von 3,5 GW<sub>p</sub> im Erwartungswert im Durchschnitt über die Jahre von 2012 bis 2020 fast exakt erreicht. Das kumulierte Zubauziel von 31,5 GW<sub>p</sub> bis zum Jahr 2020 wird im Erwartungswert mit 32,2 GW<sub>p</sub> fast exakt erreicht. Zugleich ist die mögliche Bandbreite der Entwicklung im vorgeschlagenen Vergütungsmodell sehr gering. Maximal erreicht der kumulierte Zubau im Jahr 2020 ca. 39 GW<sub>p</sub>, minimal liegt er bei 30 GW<sub>p</sub>. Dieses macht deutlich, dass auch bei eine jährlichen Ausbauziel von 3,5 GW<sub>p</sub> im Jahr eine Mengensteuerung adäquat erfüllen kann. Im Gegensatz zum aktuellen Vergütungssystem ist beim vorgeschlagenen Vergütungssystem weder eine erhebliche Zielabweichung im Erwartungswert noch eine erhebliche Verfehlung der Mengenziele im Rahmen der möglichen tatsächlichen Realisationen zu erwarten.

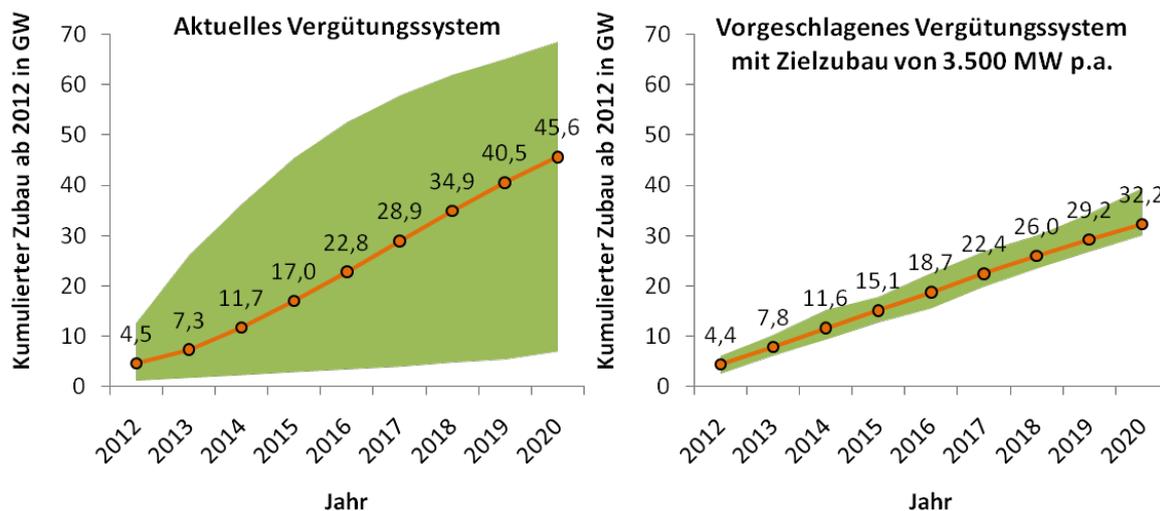


Bild 8—25 Kumulierter Zubau ab dem Jahr 2012 in Abhängigkeit des Vergütungssystems

Auch bei der Entwicklung der Brutto-Förderkosten ist die Bandbreite beim vorgeschlagenen Vergütungssystem in engen Grenzen und deutlich geringer als beim aktuellen Vergütungssystem

tem (Bild 8—26). Der Erwartungswert liegt im Jahr 2020 bei 4,1 Mrd. € und der maximale Wert (5,1 Mrd. €) sowie der minimale Wert (3,4 Mrd. €) in vergleichbaren Größenordnungen.

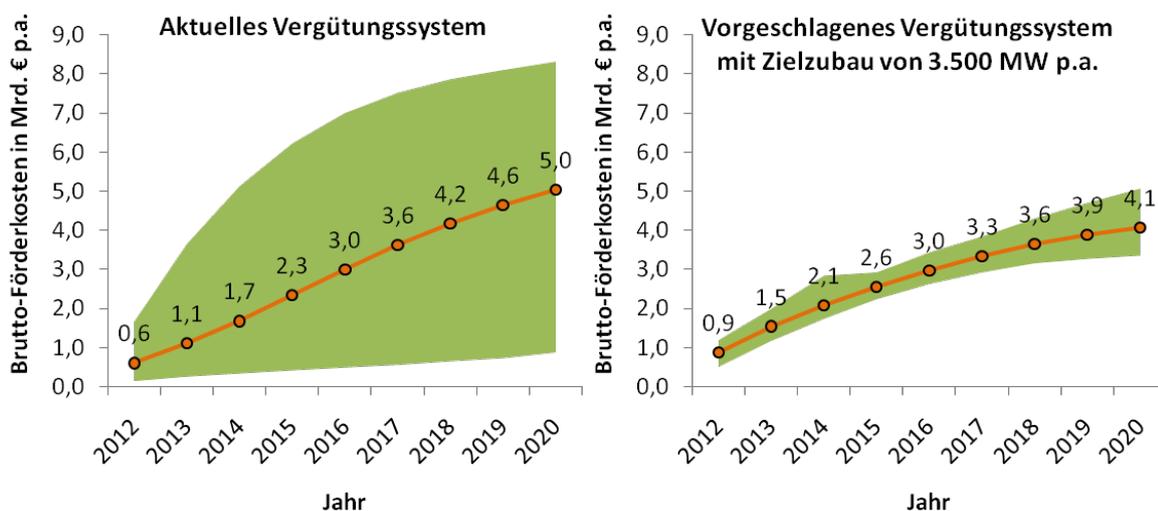


Bild 8—26 Jährliche Brutto-Förderkosten für ab 2012 installierte PV-Anlagen in Abhängigkeit des Vergütungssystems

Zugleich macht Bild 8—26 allerdings auch deutlich, dass die Einführung des vorgeschlagenen Vergütungssystems gegenüber dem aktuellen Vergütungssystem ohne Veränderung der Mengenziele nicht zu gravierenden Veränderungen der Brutto-Förderkosten im Erwartungswert führt. So muss z. B. bei einem Vergleich der Erwartungswerte für das Jahr 2020 berücksichtigt werden, dass aufgrund der Verfehlung des Mengenziels im Erwartungswert beim aktuellen Vergütungssystem eine höhere installierte Leistung gefördert wird. Somit reduziert sich hinsichtlich der Brutto-Förderkosten im Wesentlichen das Risiko von unerwünschten, nicht vorhergesehenen Entwicklungen der Förderkosten.

### 8.6.3 Bewertung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen zeigen, dass das vorgeschlagene Vergütungssystem bei entsprechender Parametrierung des PI-Reglers eine Mengensteuerung deutlich effektiver gewährleisten kann als das aktuelle Vergütungssystem. Mit einer Einführung des vorgeschlagenen Vergütungsmodells wäre somit eine erheblich bessere Vorhersage der Entwicklung der installierten Leistung von PV-Anlagen und der damit verbundenen Förderkosten als beim aktuellen Vergütungsmodell möglich. Zugleich zeigen die Simulationsergebnisse aber auch, dass eine Reduktion der für den zukünftigen Zubau von PV-Anlagen anfallenden För-

derkosten eine Verringerung des Mengenziels voraussetzt. Eine Umsetzung des vorgeschlagenen Vergütungssystems ohne Anpassung der Mengenziele kann lediglich das Risiko unerwünschter Entwicklungen sowohl hinsichtlich des Zubaus als auch hinsichtlich der Entwicklung der Förderkosten deutlich begrenzen. Wird das Mengenziel bei einer Umsetzung des vorgeschlagenen Vergütungssystems zusätzlich auf 1.500 MW<sub>p</sub> reduziert können hingegen die Brutto-Förderkosten im Erwartungswert, die für die ab dem Jahr 2012 zugebaute Leistung zu zahlen sind, um rund 3,4 Mrd. € im Jahr 2020 reduziert werden.

## **9 Zusatzuntersuchung der Kostenwirkungen einer Anpassung der Förderbedingungen für Windenergie Offshore (AP 9)**

Der Ausbau der Windenergienutzung auf See in Deutschland hat sich in den letzten Jahren gegenüber den ursprünglichen Planungen verzögert. Auf der einen Seite haben erhebliche technische und organisatorische Herausforderungen, die sich bei der Entwicklung und der Realisation der ersten Projekte gezeigt haben, die avisierte Ausbaudynamik behindert. Auf der anderen Seite kann auf Basis der Verzögerungen beim Ausbau davon ausgegangen werden, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Förderung nicht ausreichend waren, um die notwendigen Anreize für potenzielle Investoren zu schaffen und eine entsprechende Dynamik des Ausbaus zu erreichen. Der Offshore-Windenergie soll gemäß den politischen Zielvorstellungen im Rahmen der langfristigen Transformation des Elektrizitätsversorgungssystems zu einem System mit hohen Anteilen erneuerbaren Energien in Deutschland eine bedeutende Rolle zukommen. Bis zum Ende des Jahres 2020 wird eine installierte Leistung von etwa 10 GW anvisiert, was einem durchschnittlichen, jährlichen Zubau von etwa 1 GW im Zeitraum 2012 bis 2020 entspricht. Bis zum Jahr 2030 wird eine weitere Erhöhung der installierten Leistung auf etwa 25 GW angestrebt.

Bereits im Jahr 2006 hatte das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz die Verantwortlichkeit für die Anbindung der Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz bis Ende des Jahres 2015 auf die zuständigen Netzbetreiber übertragen. Dies führte einerseits zu einer deutlichen Erleichterung der Anforderungen an die Projektentwickler und andererseits zu einer erheblichen Verringerung der Kosten für potenzielle Investoren im Bereich der Offshore-Windenergie, weil zugleich die Kosten der Anbindung der Anlagen an das Übertragungsnetz von den Netzbetreibern übernommen werden mussten und über die Netzentgelte finanziert werden. Mit der Novellierung des EEG<sub>2009</sub> wurden weitere erhebliche Verbesserungen insbesondere der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Offshore-Windenergie geschaffen. So wurde der Anfangsvergütungssatz deutlich erhöht. Betrug dieser nach dem EEG<sub>2004</sub> noch 8,86 Cent je kWh wurde im EEG<sub>2009</sub> eine Anhebung auf 13 Cent je kWh vorgenommen. Zusätzlich wurde ein sogenannter Sprinter-Bonus in Höhe von 2 Cent je kWh für Anlagen, die vor dem 01.01.2016 in Betrieb genommen werden, als ergänzende Zahlung zur Anfangsvergütung eingeführt. De facto erfolgte somit eine Anhebung des Anfangsvergütungssatzes auf 15 Cent für diese Anlagen.

Trotz dieser erheblichen Verbesserungen der wirtschaftlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen in den letzten Jahren kommt der aktuelle EEG-Erfahrungsbericht [BMU (2011a)] zu dem Ergebnis, dass weitere Anpassungen bei den Rahmenbedingungen der Förderung innerhalb des EEG notwendig sind, um die Entwicklung von Windenergie-Offshore zu forcieren.<sup>120</sup>

## 9.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) hat die r2b energy consulting GmbH im Rahmen einer Zusatzuntersuchung beauftragt, die Auswirkungen der vorgesehenen Änderungen der Förderung Windenergie-Offshore im EEG zu untersuchen<sup>121</sup>. Dabei werden einerseits die Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investoren und andererseits die Auswirkungen auf die jährlichen Netto-Förderkosten (EEG-Umlage) sowie auf die kumulierten Netto-Förderkosten über den gesamten Betriebszeitraum der Anlagen analysiert. Das EEG<sub>2012</sub> sieht gegenüber dem EEG<sub>2009</sub> drei wesentliche Anpassungen der Förderung der Windenergie-Offshore vor, die im Rahmen dieser Untersuchung hinsichtlich ihrer Auswirkungen analysiert werden:

Der Zeitpunkt des Beginns der Degression der Vergütungssätze wird vom 01.01.2015 auf den 01.01.2018 verschoben. Zugleich wird die Degression ab diesem Zeitpunkt von 5 % auf 7 % p. a. erhöht.

Die Anfangsvergütung wird durch die Integration des sog. ‚Sprinter-Bonus‘ in die Anfangsvergütung von 13 auf 15 Cent je kWh erhöht, was gegenüber dem EEG<sub>2009</sub> implizit zu einer

---

<sup>120</sup> Darüber hinaus sind außerhalb des EEG zwei weitere Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie-Offshore vorgesehen. Einerseits erfolgt eine unbefristete Verpflichtung der Netzbetreiber zur Errichtung und zum Betrieb des Netzanschlusses und der Umlage der Kosten auf die Netzentgelte, was bisher nur für Offshore-Anlagen galt, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2015 begonnen worden ist. Andererseits sollen Verbesserungen bei den Finanzierungsmöglichkeiten geschaffen werden. Dies soll durch ein Sonderprogramm "Offshore Windenergie" mit einem Kreditvolumen von insgesamt 5 Mrd. € zu Marktzinsen durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) umgesetzt werden.

<sup>121</sup> Die zum Zeitpunkt der Beauftragung der Untersuchung „vorgesehenen“ Änderungen sind mit dem Abschluss des EEG-Novellierungsverfahrens inzwischen umgesetzt.

Verlängerung des ‚Sprinter-Bonus‘ auf unbestimmte Zeit führt, während nach dem EEG<sub>2009</sub> eine Abschaffung zum 01.01.2016 für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen geplant war.

Es wird ein sog. optionales Stauchungsmodell für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2018 in Betrieb genommen werden, eingeführt.<sup>122</sup> Der Anlagenbetreiber erhält in diesem Fall einen erhöhten Anfangsvergütungssatz von 19 Cent je kWh für einen Zeitraum von acht Jahren ab Inbetriebnahme, anstatt für den ursprünglichen Zeitraum der Anfangsvergütung von zwölf Jahren ab Inbetriebnahme einen Anfangsvergütungssatz von 15 Cent je kWh zu erhalten. Die Absenkung des Vergütungssatzes auf die Grundvergütung setzt beim Stauchungsmodell somit vier Jahre früher ein. Bei einer Verlängerung des Zeitraums der Anfangsvergütung aufgrund der Regelungen zur Wassertiefe und zur Entfernung von der Küste wird, wie bei der ursprünglichen Regelung, auch beim optionalen Stauchungsmodell für den relevanten Verlängerungszeitraum ein Vergütungssatz in Höhe von 15 Cent je kWh gewährt.

Wir betrachten im Rahmen der Analysen Anlagen, die zwischen dem 01.01.2012 bis zum 31.12.2020 in Betrieb genommen werden. Bei einem Anspruch von Vergütungszahlungen für eine Dauer von 20 Jahren zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme führt dies zu einem zu betrachtenden Zeitraum vom Jahr 2012 bis zum Jahr 2041. Dabei untersuchen wir drei unterschiedliche Ausgestaltungen der Förderbedingungen von Windenergie-Offshore, um die Auswirkungen der vorgesehenen Veränderungen differenziert betrachten zu können:

Die **Referenzvariante** [Variante EEG 2009] unterstellt die Regelungen des EEG<sub>2009</sub>.

Die **Variante 1** unterstellt eine Umsetzung der vorgesehenen Regelungen des EEG<sub>2012</sub>, allerdings ohne Berücksichtigung des sog. Stauchungsmodells.

Die **Variante 2** analysiert die Auswirkungen einer vollständigen Umsetzung der Regelungen des EEG<sub>2012</sub> inklusive des optionalen Stauchungsmodells.

---

<sup>122</sup> Dabei ist eine optionale Wahl zwischen „normalem“ Vergütungsmodell und dem Stauchungsmodell vorgesehen. Aufgrund der wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit des Stauchungsmodells gegenüber dem „normalen“ Vergütungsmodell ist davon auszugehen, dass Anlagentreiber sich (überwiegend) für das Stauchungsmodell entscheiden werden.

## 9.2 Rahmenannahmen und Methodik

Im Rahmen der quantitativen Berechnungen gehen wir gemäß Vorgaben vom BMWi von einem jährlichen Zubau von jeweils 1.000 MW in den Jahren 2012 bis 2020 unabhängig von den unterschiedlichen Varianten des Fördersystems aus.<sup>123</sup> Dieses ermöglicht es, die Kosteneffekte der unterschiedlichen Varianten des Fördersystems unabhängig von ihrer Auswirkung auf die Ausbaudynamik zu analysieren. Der Betriebszeitraum der Anlagen entspricht dabei entsprechend dem maximalen Zeitraum der Förderung 20 Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres (IBN-Jahres).

Die Tabelle 9-1 zeigt die Höhe der Anfangsvergütung, die Höhe der Anfangsvergütung im Verlängerungszeitraum, die Höhe der Grundvergütung sowie die Dauer des Anspruchs auf Anfangsvergütung.

---

<sup>123</sup> Es wird unterstellt, dass die Leistung innerhalb eines Jahres jeweils gleichverteilt über das gesamte Jahr in Betrieb genommen wird, so dass im jeweiligen Jahr neu in Betrieb genommene Anlagen im Durchschnitt die Hälfte ihrer jährlichen Volllaststundenzahl erreichen.

			Inbetriebnahmejahr						
			2012 bis 2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Referenzvariante EEG 2009	Anfangsvergütung*	Cent je kWh (nominale Werte)	15,00	14,25	11,73	11,14	10,58	10,05	9,55
	Verlängerte Anfangsvergütung		15,00	14,25	11,73	11,14	10,58	10,05	9,55
	Grundvergütung		3,50	3,33	3,16	3,00	2,85	2,71	2,57
	Dauer der Förderung mit Anfangsvergütung	Jahre	12	12	12	12	12	12	12
Variante 1	Anfangsvergütung	Cent je kWh (nominale Werte)	15,00	15,00	15,00	15,00	13,95	12,97	12,06
	Verlängerte Anfangsvergütung		15,00	15,00	15,00	15,00	13,95	12,97	12,06
	Grundvergütung		3,50	3,50	3,50	3,50	3,26	3,03	2,82
	Dauer der Förderung mit Anfangsvergütung	Jahre	12	12	12	12	12	12	12
Variante 2	Anfangsvergütung	Cent je kWh (nominale Werte)	19,00	19,00	19,00	19,00	13,95	12,97	12,06
	Verlängerte Anfangsvergütung		15,00	15,00	15,00	15,00	13,95	12,97	12,06
	Grundvergütung		3,50	3,50	3,50	3,50	3,26	3,03	2,82
	Dauer der Förderung mit Anfangsvergütung	Jahre	8	8	8	8	12	12	12
*Anfangsvergütung inklusive 'Sprinter-Bonus'									

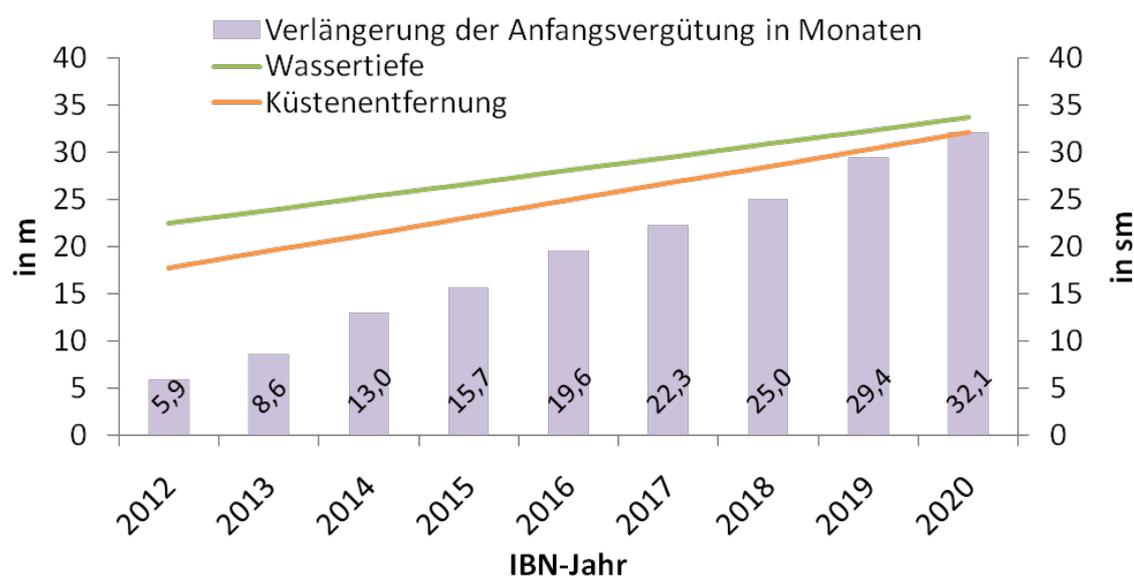
Tabelle 9-1: Höhe der Vergütungssätze in Abhängigkeit der Variante und des Inbetriebnahmejahres

Die Dauer des Verlängerungszeitraums, in dem die Anlagen die (angepasste) Anfangsvergütung erhalten, ist abhängig von der Wassertiefe und der Küstenentfernung der Windenergieanlage und somit abhängig von den konkreten Projekten. Ebenso hängen die zu erwartenden Volllaststunden von den konkreten Projekten ab.

Bei den Volllaststunden gehen wir bei Offshore-Windenergieanlagen mit IBN-Jahr 2012 von durchschnittlich 3.600 h im Jahr aus. Bis zum IBN-Jahr 2020 unterstellen wir einen linearen Anstieg auf durchschnittlich 4.000 Volllaststunden im Jahr.<sup>124</sup> Neben einer Zunahme der

<sup>124</sup> Die Volllaststunden hängen sowohl vom Standort als auch von der Anlagentechnik und der Verfügbarkeit ab. Die unterstellte Erhöhung ist Konsequenz der Nutzung von Standorten mit größeren Küstenentfernungen, für

Küstenentfernung gehen wir auch von einer sukzessiven Zunahme der Wassertiefe bei späteren Inbetriebnahmen aus, wie in Bild 9—1 dargestellt wird. Daraus resultieren gemäß den Vorgaben des EEG entsprechende Verlängerungen der Dauer eines Anspruchs auf Anfangsvergütung.<sup>125</sup> Auf dieser Basis ergibt sich eine Zunahme der Dauer des Verlängerungszeitraums von 5,9 Monaten für Anlagen mit einem IBN-Jahr 2012 bis 32,1 Monaten für Anlagen mit einem IBN-Jahr 2020, in dem für die Einspeisung der (angepasste) Anfangsvergütungs-



satz gezahlt wird.

*Bild 9—1 Wassertiefe und Küstenentfernung sowie resultierende Verlängerung der Dauer mit Anfangsvergütung nach IBN-Jahren*

Für eine Berechnung der Netto-Vergütungen sind zusätzlich die Vermarktungserlöse, d. h. der Marktwert des eingespeisten Stroms aus den Offshore-Windenergieanlagen, zu berücksichtigen. Diese hängen einerseits von den Entwicklungen der Strompreise am Großhandelsmarkt

---

die ceteris paribus besseren Windbedingungen angenommen werden können, sowie einer Optimierung der Anlagentechnik und der Verfügbarkeit der Anlagen.

<sup>125</sup> Die Dauer des Anspruchs auf Vergütung der eingespeisten Energie mit dem Anfangsvergütungssatz verlängert sich für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile, die die Anlage von der Küstenlinie entfernt ist, um 0,5 Monate und für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate.

(base-Notierung) und andererseits von der sog. Wertigkeit und den Vermarktungskosten der Windenergie-Offshore ab.

Einen Überblick über die in den Berechnungen unterstellte Strompreisentwicklung am Großhandelsmarkt und des durchschnittlichen Marktwertes des eingespeisten Stroms aus den Offshore-Windenergieanlagen jeweils in nominalen Geldwerten des jeweiligen Jahres und realen Geldwerten des Jahres 2011 gibt Bild 9—2. Dabei wurde vereinfachend eine konstante Wertigkeit der Einspeisung von Offshore-Windenergieanlagen in Höhe von 90 % der base-Notierung am Großhandelsmarkt, real konstante Vermarktungskosten in Höhe von 5 €<sub>2011</sub> je MWh sowie eine Inflationsrate von 1,75 % unterstellt. Bei den realen Strompreisen am Großhandelsmarkt sind wir von einem Anstieg von 60 €<sub>2011</sub> je MWh im Jahr 2012 auf 75 €<sub>2011</sub> je MWh im Jahr 2030 und anschließender Konstanz ausgegangen.

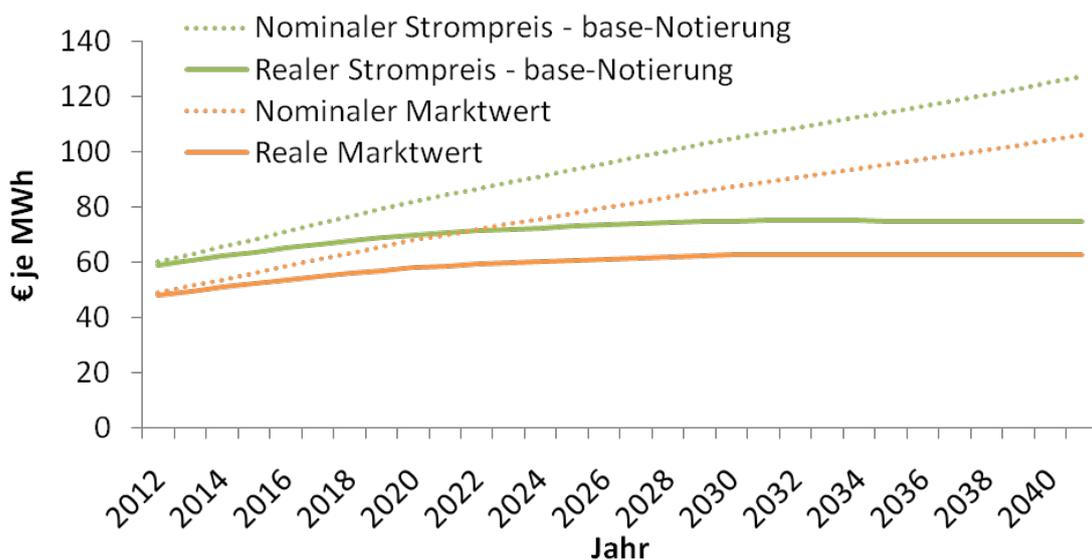


Bild 9—2 Entwicklung der Strompreise und des spezifischen Marktwerts der Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen von 2012 bis 2041

Wie Bild 9—2 zeigt, liegt der (nominale) Vermarktungswert der Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen erheblich über der Grundvergütung, die je nach Variante und Inbetriebnahmejahr der Anlagen zwischen 3,5 und 2,57 Cent je kWh beträgt. Die minimale Höhe der nominalen Anfangsvergütung ergibt sich in der Referenzvariante (EEG<sub>2009</sub>) für Anlagen mit IBN-Jahr 2020 und beläuft sich für diese Anlagen auf 9,55 Cent je kWh und wird letztmalig im Jahr 2035 gewährt. Der durchschnittliche nominale Vermarktungswert bei Direktvermarktung liegt in dem entsprechenden Jahr bei 95,48 € je MWh. Damit liegt die

Höhe der Anfangsvergütung für alle Varianten und alle IBN-Jahre über dem Vermarktungswert im relevanten Zeitraum. Daher gehen wir in den nachfolgenden Berechnungen davon aus, dass Betreiber von Offshore-Windenergieanlagen, solange der Anspruch auf Anfangsvergütung (inklusive Verlängerungszeitraum) besteht, in der Festpreisvergütung verbleiben und anschließend in die Direktvermarktung wechseln. Nach dem Wechsel in die Direktvermarktung fallen keine weiteren Brutto- und Nettovergütungszahlungen an.<sup>126</sup>

Bei der Ableitung von jährlichen Netto-Vergütungszahlungen verwenden wir reale Geldwerte des Jahres 2011. Dabei wird eine Inflationsrate von 1,75 % p. a. angenommen. Im Gegensatz zu einer Verwendung von nominalen Werten wird durch dieses Vorgehen sowohl eine Inflationsbereinigung als auch eine Normierung der jährlichen Werte auf eine vergleichbare, einheitliche Bezugsgröße ermöglicht. Bei der Darstellung von aggregierten Werten über mehrere Jahre ist aus ökonomischer Sicht zusätzlich eine Diskontierung vorzunehmen, da sowohl aus betriebswirtschaftlicher als auch volkswirtschaftliche Perspektive Zahlungen zu späteren Zeitpunkten einen geringeren Wert als Zahlungen zu früheren Zeitpunkten haben. Im Rahmen der Analysen verwenden wir einen volkswirtschaftlichen realen Zinssatz in Höhe 4 % p. a.<sup>127</sup> zur Diskontierung von zukünftigen Zahlungen, um auf dieser Basis Barwerte der Netto-Förderkosten zu berechnen.

---

<sup>126</sup> In zahlreichen Studien werden anstelle der Netto-Vergütungszahlungen die sog. Differenzkosten von EEG-Anlagen angegeben. Hierbei ist in der Regel aufgrund einer unzureichenden Darstellung der Annahmen und Methodik unklar, ob negative Differenzkosten in den Berechnungen berücksichtigt werden. Negative Differenzkosten ergeben sich dann, wenn der Vermarktungswert der jeweiligen EEG-Anlagen höher als die Einspeisevergütungen sind, so dass sich theoretisch bei Verbleib der Anlagen in der Festpreisvergütung Kostenreduktionen für die Förderung ergeben würden. Da davon auszugehen ist, dass die Anlagen in diesem Fall aber in die Direktvermarktung wechseln, ergeben sich daraus keine Verringerung der Förderkosten, die von den Verbrauchern zu tragen sind, sondern ausschließlich Mehrerlöse der EEG-Anlagenbetreiber. Somit müssen bei einer korrekten Vorgehensweise bei der Berechnung der Brutto- und Netto-Förderkosten für diese Anlagen die entsprechenden Werte gleich Null gesetzt werden.

<sup>127</sup> Der volkswirtschaftliche reale Zinssatz bzw. Diskontierungsfaktor ist eine hypothetische Größe, mit dem eine Diskontierung von Zahlungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht vorgenommen wird. In der Regel wird ein volkswirtschaftlicher Zinssatz zwischen 2 und 5 % p.a. gewählt, der damit deutlich unter betriebswirtschaftlichen Zinssätzen liegt.

## 9.3 Auswirkungen der vorgesehenen Anpassungen auf die Wirtschaftlichkeit und Kosten der Förderung

### 9.3.1 Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investoren

Die Verbesserungen der Förderbedingungen für Offshore-Windenergie sollen einer Forcierung des Ausbaus der Offshore-Windenergie durch eine Erhöhung der Renditen für Investoren dienen. Daher ist zunächst die Frage zu stellen, in welchem Umfang die vorgesehenen Veränderungen im EEG<sub>2012</sub> zu diesem Ziel beitragen. Als Indikator wird die Erhöhung des Barwertes der Einnahmen als diskontierte Summe aus den Förderzahlungen und den Vermarktungserlöse nach einem Wechsel in die Direktvermarktung über den gesamten Betriebszeitraum der Anlage betrachtet. Das Ausmaß der Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird im Folgenden für den relevanten Fall ermittelt, dass die EEG-Anlagenbetreiber nach Ablauf des Anspruchs auf die Anfangsvergütung (inklusive Verlängerungszeitraum) in die Direktvermarktung wechseln. Daneben hängt die Erhöhung des Barwertes der Einnahmen vom anzusetzenden kalkulatorischen Zinssatz<sup>128</sup> ab. Hierbei werden drei unterschiedliche kalkulatorische reale betriebswirtschaftliche Zinssätze in Höhe von 8 %, 10 % und 12 % unterstellt, um eine realistische Bandbreite abzudecken.

Bild 9—3 zeigt die Erhöhung des Barwertes der Einnahmen aus Vergütungszahlungen und Vermarktungserlösen (nach dem Wechsel in die Direktvermarktung) durch die Anpassungen der Förderbedingungen in den Varianten 1 und 2 gegenüber der Referenzvarianten (EEG<sub>2009</sub>) in Abhängigkeit des IBN-Jahres sowie des kalkulatorischen Zinssatzes.

---

<sup>128</sup> Der kalkulatorische Zinssatz ergibt sich aus einer Gewichtung des bei der Finanzierung des Projekts anzusetzenden Fremdkapital- und Eigenkapitalzinssätze unter Berücksichtigung des Anteils an Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung. Diese variieren somit in Abhängigkeit der Renditeerwartungen des Investors sowie der Möglichkeiten und Konditionen der Fremdkapitalfinanzierung.

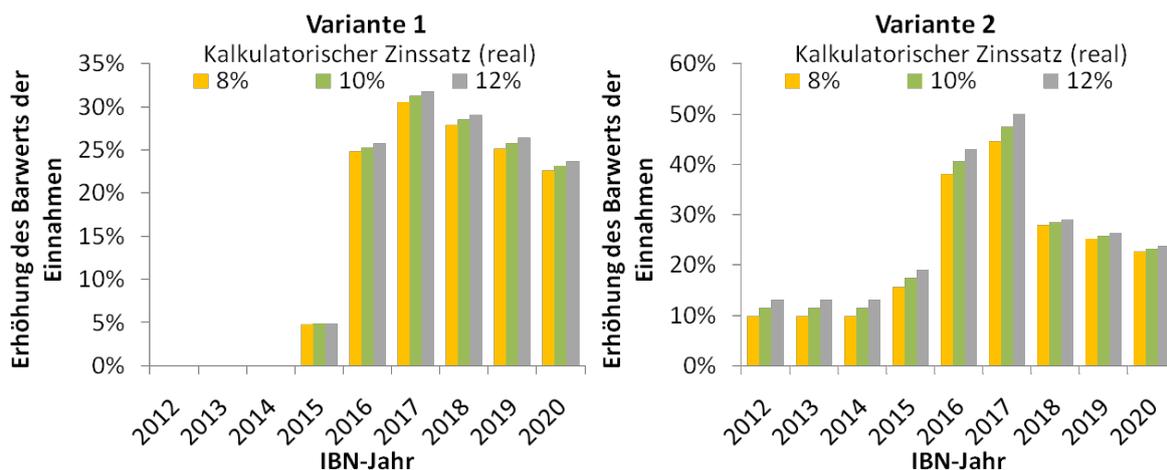


Bild 9—3 Erhöhung des Barwerts der Einnahmen gegenüber der Referenzvariante in Abhängigkeit des kalkulatorischen Zinssatzes und des IBN-Jahres

In der Variante 1 (Bild 9—3 - linke Seite) ergeben sich erst ab dem Jahre 2015 Veränderungen gegenüber der Referenzvariante, da im Gegensatz zu den Regelungen des EEG<sub>2009</sub> die Degression in Höhe von 5 % nicht bereits zu Beginn des Jahres 2015 einsetzt. Der Barwert der Einnahmen erhöht sich dadurch um etwas weniger als 5 %. Für Anlagen, die im Jahr 2016 in Betrieb genommen werden, erhöht sich der Wert nochmals erheblich, weil einerseits auch 2016 keine Degression der Vergütungssätze vorgenommen wird und andererseits der ‚Sprinter-Bonus‘ durch die Integration in die Anfangsvergütung implizit erhalten bleibt. In Summe ergibt sich dadurch eine Erhöhung des Barwerts der Einnahmen um ca. 25 % in der Variante 1 gegenüber dem EEG<sub>2009</sub>. Bis zum Jahr 2017 steigt dieser Wert nochmals, weil wiederum keine Degression der Vergütungssätze vorgenommen wird und liegt dann bei rund 30 %. Anschließend verringert sich die Differenz zwischen der Referenzvariante und der Variante 1 sukzessive wieder, weil ab dem Jahr 2018 eine Degression der Anfangsvergütungssätze von 7 % p. a. und somit um 2 %-Punkte mehr als gemäß EEG<sub>2009</sub> vorgenommen wird. Aber auch 2020 liegen die Einnahmen in Variante 1 mit ca. 23 % noch deutlich höher als in der Referenzvariante. Der Einfluss der Höhe des kalkulatorischen Zinssatzes auf die Ergebnisse ist marginal, weil die Vergütungsdauer der Anfangsvergütung in der Referenzvariante und der Variante 1 identisch sind.

In der Variante 2 (rechte Seite des Bild 9—3), bei der die vorgesehenen Anpassungen innerhalb des EEG<sub>2012</sub> vollständig berücksichtigt sind, werden durch die Einführung des sog. Stauungsmodells zusätzliche Erhöhungen des Barwerts der Einnahmen der Betreiber von Offshore-Windenergieanlagen induziert. Bereits kurzfristig ergeben sich für Anlagen, die

zwischen 2012 und 2014 in Betrieb genommen werden, Erhöhungen des Barwertes der Einnahmen in Abhängigkeit vom kalkulatorischen Zinssatz zwischen ca. 10 und 13 % gegenüber dem EEG<sub>2009</sub>. Bis zum IBN-Jahr 2017 nimmt diese Erhöhung des Barwertes der Einnahmen gegenüber der Referenzvariante nochmals erheblich zu, so dass im Maximum Erhöhungen des Barwertes der Einnahmen gegenüber dem EEG<sub>2009</sub> zwischen 45 und 50 % resultieren. Dies ergibt sich aus der Kombination der positiven Effekte des Stauchungsmodells auf die betriebswirtschaftliche Rentabilität und den bereits bei der Variante 1 dargestellten positiven Effekten der verzögerten Degression und impliziten Beibehaltung des Sprinterbonus durch dessen Integration in die Anfangsvergütung. Anschließend - ab dem Jahr 2018 - verringern sich die Erhöhungen der Barwerte der Einnahmen gegenüber der Referenzvariante auf die Werte in Variante 1, weil das Stauchungsmodell ausläuft und die Vergütungsregeln für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommen Anlagen identisch zur Varianten 1 sind. Während des Zeitraums der Förderung mit dem Stauchungsmodell (2012 bis 2017) ist die Relevanz des kalkulatorischen Zinssatzes deutlich ausgeprägt, weil die Vergütungszahlungen implizit vorgezogen werden und der wirtschaftliche Vorteil dieses Vorziehens umso höher ist, je höher der unterstellte, kalkulatorische Zinssatz angesetzt wird.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Einführung des Stauchungsmodells den Barwert der Einnahmen für Investoren in Offshore-Windenergie, die in den nächsten Jahren Anlagen errichten, bereits kurzfristig erheblich erhöht. Dieses wird zu einer Verbesserung der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen führen und die Ausbaudynamik vermutlich bereits kurzfristig forcieren. Zugleich werden durch die Integration des Sprinterbonus in die Anfangsvergütung und die zeitliche Verschiebung der Degression der Vergütungssätze die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in Windenergie-Offshore gegenüber dem EEG<sub>2009</sub> auch für Anlagen mit späteren IBN-Jahren deutlich verbessert. Insbesondere in den Jahren 2015 bis 2017, in denen neu in Betrieb genommene Anlagen von sämtlichen Veränderungen profitieren können, ergeben sich ceteris paribus deutlich bessere Rahmenbedingungen für Investoren hinsichtlich der Renditeerwartung gegenüber dem EEG<sub>2009</sub>. Nach dem Wegfall der Förderung mit dem Stauchungsmodell reduzieren sich ab dem 01.01.2018 die wirtschaftlichen Verbesserungen zwar erheblich, bleiben mit Erhöhungen des Barwertes der Einnahmen von über 20 % gegenüber dem EEG<sub>2009</sub> aber in erheblichem Umfang wirksam. Das Ziel, die Ausbaudynamik bei Windenergie-Offshore durch die Anpassungen im EEG zusätzlich zu stimulieren, wird somit kurz- und mittelfristig wohl erreicht werden können. Für den Fall, dass die wirtschaftlichen Anreize durch die Förderung auf Basis des EEG<sub>2009</sub> zu gering waren und eine

Kostendegression bei der Errichtung, bei der Finanzierung und beim Betrieb der Anlagen erst mittel- bis langfristig zu erwarten sind, können die Anpassungen somit den effektiven Einstieg in die Nutzung der Windenergie-Offshore ermöglichen. Gleichzeitig besteht allerdings die inhärente Gefahr, dass sich durch die kurz-, mittel- und langfristigen Verbesserungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einerseits unerwünschte Mitnahmeeffekte für Investoren ergeben und andererseits ggf. ein dynamischer Ausbau der Windenergie-Offshore initiiert wird, ohne dass Kostenreduktionen zu Verringerungen der Förderkosten, die von den Verbrauchern zu zahlen sind, genutzt werden. Vor diesem Hintergrund scheint eine fortlaufende Analyse der Angemessenheit der Förderbedingungen zwingend erforderlich, um unerwünschten Entwicklungen in diesen Bereichen durch entsprechende Anpassungen rechtzeitig begegnen zu können.

### **9.3.2 Auswirkungen der vorgesehenen Anpassungen auf die Wirtschaftlichkeit und Kosten der Förderung**

Die Verbesserungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Förderung für potenzielle Investoren durch eine geringe zukünftigen Absenkung der Vergütungszahlungen (Variante 1) und ein zusätzliches zeitliches Vorziehen der Vergütungszahlungen durch die Einführung des Stauchungsmodells (Variante 2) werden zugleich zu einer Erhöhung der Netto-Förderkosten führen, die im Rahmen der EEG-Umlage von den Verbrauchern zu tragen sind.

Bild 9—4 zeigt die realen Netto-Vergütungszahlungen bei einem jährlichen Zubau von 1.000 MW p. a. in den Jahren 2012 bis 2020 über den gesamten Vergütungszeitraum der Anlagen. In der Referenzvariante steigen die Vergütungszahlungen bis 2015 auf rund 1,1 Mrd. €<sub>2011</sub> an. Anschließend flacht der Anstieg bis 2020 erheblich ab und erreicht im Maximum im Jahr 2020 knapp 1,6 Mrd. €<sub>2011</sub>. Neben der Inflationsbereinigung bei der Berechnung von realen Werten und dem Anstieg der Strompreise am Großhandelsmarkt, was zu einer Erhöhung des Marktwerts der Einspeisung aus Offshore-Windenergieanlagen führt, ist diese Abflachung insbesondere Resultat der mit dem Jahr 2015 einsetzenden Degression der Vergütungssätze sowie der Abschaffung des Sprinter-Bonus für Neuanlagen zu Beginn des Jahres 2016. Weil in den Berechnungen nur Anlagen, die bis 2020 in Betrieb genommen werden, berücksichtigt werden, verringern sich die Netto-Vergütungszahlungen anschließend sukzessive und laufen bis zum Jahr 2035 aus.

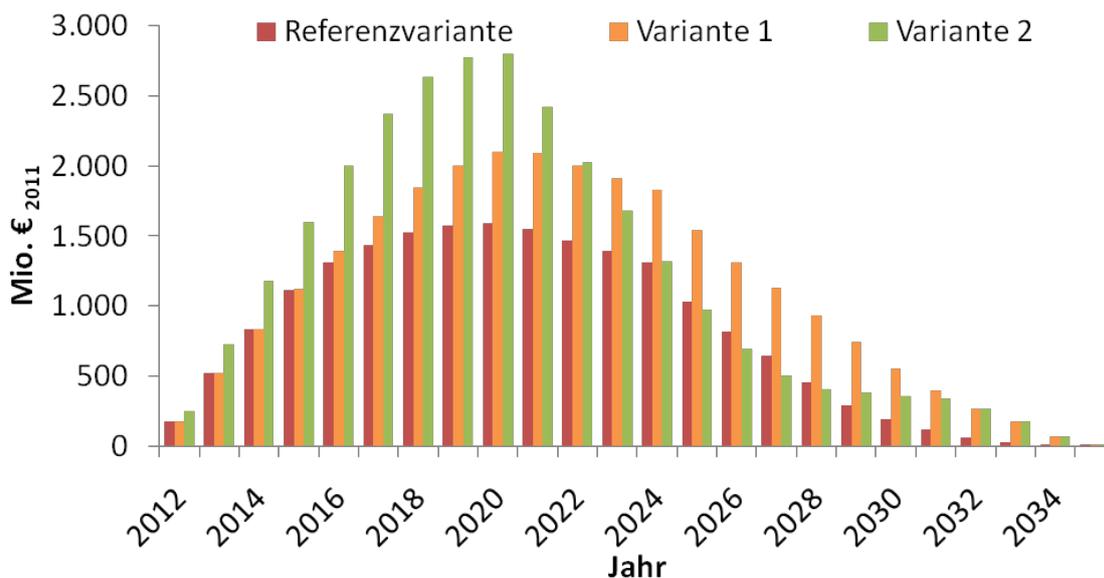


Bild 9—4 Reale Netto-Vergütungszahlungen der Förderung Offshore-Windenergie bei Zubau von 1.000 MW p.a. zwischen 2012 und 2020

In der Variante 1 liegen die realen Netto-Vergütungszahlungen beginnend mit dem Jahr 2015 als Folge der Integration des Sprinter-Bonus in die Anfangsvergütung und der später einsetzenden Degression kontinuierlich über der Referenzvariante. Daher ist die in der Referenzvariante vorhandene Abflachung des Anstiegs der realen Netto-Förderkosten ab 2015/16 in der Variante 1 deutlich weniger stark ausgeprägt und die realen Netto-Förderkosten steigen bis 2020 auf etwa 2,1 Mrd. €<sub>2011</sub>. Damit liegen sie etwa 500 Mio. €<sub>2011</sub> über der Referenzvariante, wobei der Unterschied langfristig erhalten bleibt und sich erst bei Auslaufen des Anspruchs der Anlagen auf die Anfangsvergütung (inklusive Verlängerungszeitraum) sukzessive verringert.

In der Variante 2, also der vorgesehenen Regelung im EEG<sub>2012</sub>, liegen die Netto-Förderkosten bereits im Jahr 2012 über der Referenzvariante und erreichen im Maximum im Jahr 2020 mit etwa 2,8 Mrd. €<sub>2011</sub> fast den doppelten Wert der Referenzvariante. Durch die Verkürzung der (minimalen) Dauer der Anfangsvergütung im Stauchungsmodell auf acht Jahre verringern sich die Netto-Vergütungszahlungen zwar nach dem Jahr 2020 schneller, sinken allerdings über den gesamten Vergütungszeitraum nicht merklich unter das Niveau in der Referenzvariante. Es wird deutlich, dass die Verkürzung des Vergütungszeitraums der Anfangsvergütung nicht die Erhöhung der Anfangsvergütungssätze im Rahmen des Stauchungsmodells sowie das verzögerte Einsetzen der Degression und die implizite Beibehaltung des Sprinter-Bonus kompensieren kann. Somit führen die Erhöhungen im Rahmen der Novellierung des EEG

vorgesehen Änderungen bei der Förderung Windenergie-Offshore, zu erheblichen Mehrbelastungen für die Verbraucher. Diese Mehrbelastungen werden insbesondere bis 2025 relevant. Die Mehrbelastungen in der Variante 1 und 2 gegenüber der Referenzvariante sind nochmals in Bild 9—5 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Einführung des Stauchungsmodells insbesondere in den nächsten Jahren zu erheblichen Erhöhungen der realen Netto-Vergütungszahlungen, die im Rahmen der EEG-Umlage auf die Endverbraucher umgelegt werden, führen wird.

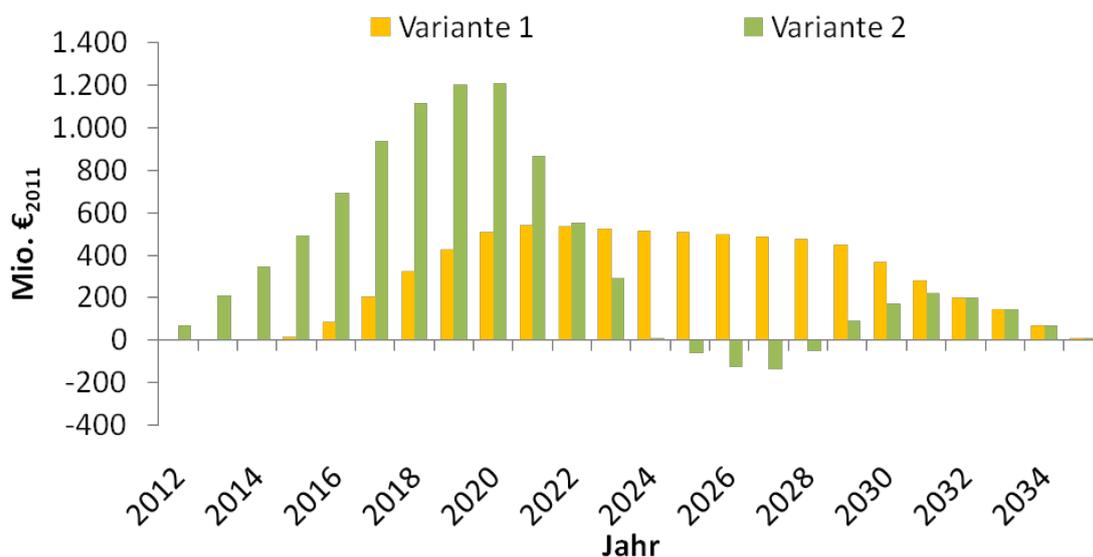


Bild 9—5 Erhöhung der absoluten realen EEG-Umlage in der Variante 1 und 2 gegenüber dem EEG<sub>2009</sub>

Betrachtet man die Summe der realen Netto-Förderkosten über den gesamten Vergütungszeitraum (Bild 9—6) belaufen sich diese bereits in der Referenzvariante auf 19,4 Mrd. €<sub>2011</sub>. In der Variante 1 ergibt sich eine weitere Erhöhung um 7,2 Mrd. €<sub>2011</sub>. Die zusätzliche Steigerung in der Variante 2 gegenüber der Variante 1 um 1,4 Mrd. €<sub>2011</sub> sind vergleichsweise geringfügig.

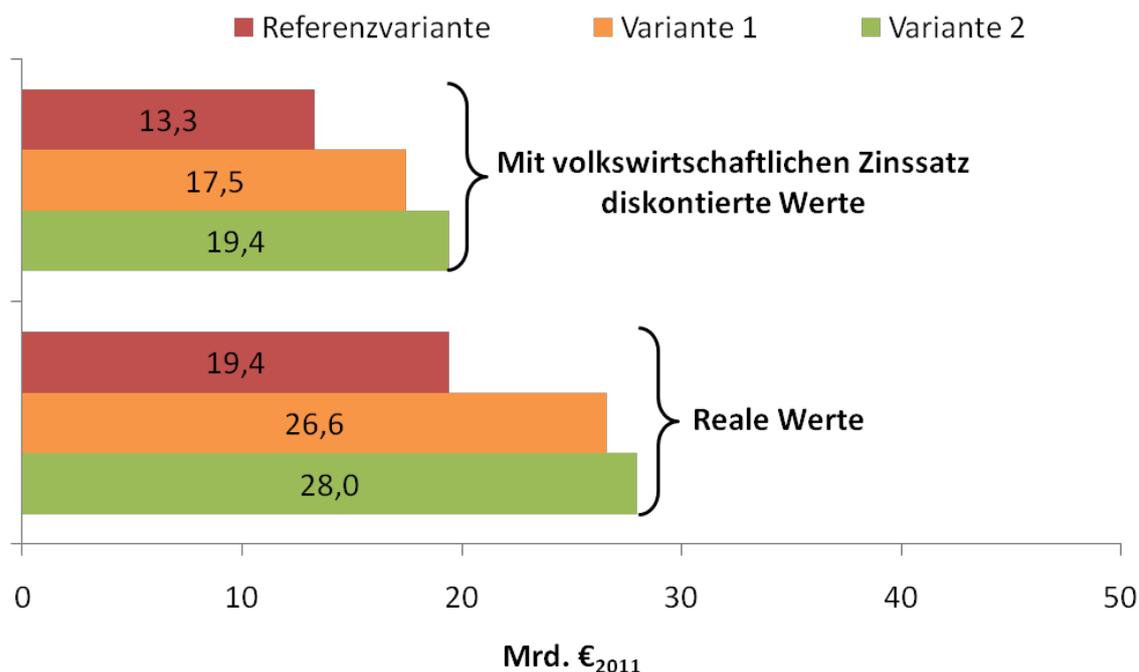


Bild 9—6 Kumulierte reale und mit volkswirtschaftlichem Zinssatz diskontierte Netto-Vergütungszahlungen

Zugleich wird allerdings deutlich, dass die Verbesserungen der Rahmenbedingungen für Investoren in Offshore-Windenergie im Rahmen der Novellierung mit erheblichen zusätzlichen Kostenbelastungen der Verbraucher verbunden sind. Zieht man als Indikator der zusätzlichen Kostenbelastungen die kumulierten mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz diskontierten Netto-Vergütungszahlungen heran, steigen diese von 13,3 Mrd. €<sub>2011</sub> nach dem EEG<sub>2009</sub> um 6,1 Mrd. €<sub>2011</sub> auf 19,4 Mrd. €<sub>2011</sub> nach dem EEG<sub>2012</sub>. Dieses entspricht einer Erhöhung der Belastungen für Verbraucher von mehr als 45 %. Spätestens mit dieser weiteren Verbesserung der Förderbedingungen der Windenergie-Offshore im Rahmen der Novellierung des EEG<sub>2012</sub> wird die Offshore-Windenergie mittelfristig zu einem wesentlichen Treiber der EEG-Umlage, wenn die avisierte installierte Leistung von 10 GW im Jahr 2020 erreicht werden sollte.

#### 9.4 Zusammenfassung und Bewertung

Die Verbesserung der wirtschaftlichen Anreize für Investoren in Windenergie-Offshore im Rahmen der EEG-Novelle wird zusätzliche Impulse für einen dynamischen Ausbau geben. Kurzfristig folgen diese Impulse insbesondere aus der Einführung des optionalen Stau-

chungsmodells. Mittel- und langfristig werden diese im Vergleich zu den Regelungen des EEG<sub>2009</sub> durch eine implizite Beibehaltung des Sprinter-Bonus mittels der Erhöhung der Anfangsvergütung und den veränderten Degressionsregeln weiter verstärkt.

Zugleich sind mit diesen Veränderungen zusätzliche Belastungen der Endverbraucher im Rahmen der EEG-Umlage in erheblichem Ausmaß verbunden. Insbesondere in den Jahren bis 2020 kann dies zu einer weiteren Erhöhung der EEG-Umlage von rund 1 Mrd. €<sub>2011</sub> führen. Ohne Berücksichtigung von Veränderungen der Ausbaudynamik steigen bei einem Zubau von jeweils 1.000 MW in den Jahren von 2012 bis 2020 die mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz diskontierte Summe der Netto-Förderkosten über den gesamten Betriebszeitraum um mehr als 45 % auf 19,4 Mrd. €<sub>2011</sub>.

Vor diesem Hintergrund empfehlen wir, sowohl die Dynamik des Zubaus als auch die tatsächliche Kostenentwicklung in den nächsten Jahren einem stetigen Evaluierungsprozess zu unterziehen und die Förderbedingungen ggf. kurzfristig anzupassen. Insbesondere ist die inhärente Gefahr gegeben, dass Kostenreduktionen in den nächsten Jahren nicht durch entsprechende Reduktionen der Vergütungssätze kompensiert werden. Dies kann einerseits zu erheblichen unerwünschten Mitnahmeeffekten durch Anlagenbetreiber führen. Andererseits kann sich die Ausbaudynamik vom gewünschten Zielpfad entfernen. Dieses wäre insbesondere in der frühen Entwicklungsphase, in der eine Förderung mit Vergütungssätzen weit oberhalb des Marktwertes der erzeugten Energie erforderlich ist, nicht wünschenswert und könnte zu einer weitaus stärkeren Belastung der Verbraucher im Rahmen der EEG-Umlage führen.

## 10 Zusatzuntersuchung der Kostenwirkungen der bestehenden EEG-Anlagen mit Inbetriebnahme bis Ende des Jahres 2010 (AP 10)

### 10.1 Hintergrund

Das EEG ist seit dem Jahr 2000 das wichtigste Instrument zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen und hat eine erhebliche Ausweitung des Anteils von erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bewirkt. So konnte die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von knapp 40 TWh im Jahr 2001 auf über 100 TWh im Jahre 2010 mehr als verdoppelt werden.

Mit dieser Entwicklung ging zugleich eine erhebliche Ausweitung der Förderkosten von erneuerbaren Energien einher. Im Jahre 2001 lagen die Brutto-Förderkosten bei knapp 1,6 Mrd. € und sind bis zum Jahr 2010 auf etwa 13 Mrd. € angestiegen.

Bild 10—1 zeigt die Entwicklung der Stromeinspeisung von und der Brutto-Förderkosten für EEG-Anlagen in den Jahren 2001 bis 2010. Einerseits ist die erhebliche Zunahme der Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen im Zeitverlauf zu erkennen. Andererseits wird aber auch eine überproportionale Zunahme der Brutto-Förderkosten deutlich.

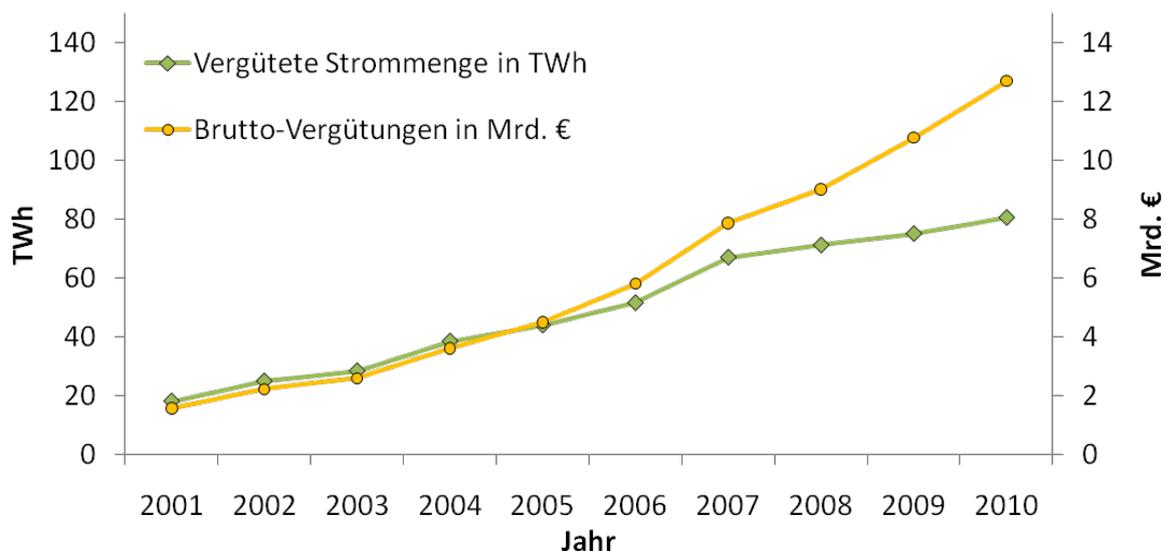


Bild 10—1 Entwicklung der Stromeinspeisung von und der Brutto-Förderkosten für EEG-Anlagen in den Jahren 2001 bis 2010

Die Förderung der erneuerbaren Energien im Rahmen des EEG hat nicht nur eine kurzfristige Belastung der Verbraucher zur Folge, sondern führt aufgrund der Dauer des Vergütungsanspruchs der EEG-Anlagen von in der Regel 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres (IBN-Jahr) zu einer langfristigen Belastung der Verbraucher über die Zahlung der EEG-Umlage. Somit fallen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten Brutto- und Netto-Förderkosten bereits - unabhängig vom weiteren Ausbau der erneuerbaren Energie - für die bestehenden EEG-Anlagen in erheblichem Umfang an.

Im Rahmen einer Zusatzuntersuchung hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) die r2b energy consulting GmbH beauftragt, die in Zukunft - ab dem Jahr 2012 - anfallenden Kosten der Förderung für die bereits bestehenden EEG-Anlagen (mit Inbetriebnahme bis Ende 2010), die von den Verbrauchern im Rahmen der EEG-Umlage zu tragen sind, zu ermitteln. Hierbei sollten sowohl die jährlichen Netto-Förderkosten als auch die kumulierten Netto-Förderkosten der EEG-Anlagen über den verbleibenden Zeitraum mit Anspruch auf Vergütungszahlungen ermittelt werden.

## 10.2 Methodik und Rahmenannahmen

Die Höhe der zukünftigen Netto-Förderkosten der Bestandsanlagen hängt einerseits von der Höhe der eingespeisten Mengen, die im Rahmen des Festpreisvergütungsmodells des EEG vergütet werden, und andererseits von den Vermarktungserlösen für diese Strommengen ab.

Als Datengrundlage für die Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme bis Ende des Jahres 2010 wurde die EEG-Anlagendatenbank der r2b energy consulting GmbH verwendet. Diese basiert auf den von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlichten EEG-Anlagenstamm- und EEG-Anlagenbewegungsdaten diverser Jahre, den von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Zahlen zu gemeldeten neu installierten PV-Anlagen sowie weiteren Veröffentlichungen. Diese Datengrundlage ermöglicht es, eine differenzierte Betrachtung aller bis Ende 2010 in Betrieb befindlichen EEG-Anlagen - u. a. unter Berücksichtigung der Anlagentechnologie, des Inbetriebnahmejahres, der Höhe der Vergütungssätze und der vermiedenen Netznutzungsentgelte - vorzunehmen. Die zu erwartenden Volllaststunden für die einzelnen Anlagen wurden auf Basis historischer Auslastungen sowie weiterer zusätzlicher Quellen zu durchschnittlichen Volllaststunden und deren Entwicklungen abgeleitet. Dabei wurde für Windenergie-, Fotovoltaik und Wasserkraftanlagen ein Normaljahr hinsichtlich der meteorologischen Bedingungen unterstellt.

Im Rahmen der Berechnungen gehen wir davon aus, dass die bestehenden EEG-Anlagen solange nach dem Festpreisvergütungsmodell des EEG gefördert werden, bis die durch die EEG-Anlagenbetreiber realisierbaren Erlöse auf dem Wettbewerbsmarkt (zzgl. vermiedener Netznutzungsentgelte) höher als die jeweiligen Vergütungssätze nach dem EEG sind und die Anlagenbetreiber somit einen Anreiz haben, den eingespeisten Strom ggf. über externe Dienstleister direkt zu vermarkten. Alternative Vermarktungsoptionen, wie die Direktvermarktung unter Berücksichtigung des Grünstromprivilegs, eine Vermarktung im Rahmen des Marktprämienmodells oder bei PV-Anlagen ein Eigenverbrauch unter Verwendung der Regelungen zur Eigenverbrauchsförderung, werden nicht explizit berücksichtigt. Sollten Anlagenbetreiber eine der genannten Optionen wählen, müssen für diese zusätzliche Anreize geschaffen werden, was *ceteris paribus* zusätzliche Kosten verursacht. Diese zusätzlichen Kosten müssen entweder direkt über die EEG-Umlage oder indirekt z. B. über die Netzentgelte kompensiert werden. Das gewählte Vorgehen führt somit tendenziell zu einer geringfügigen Unterschätzung der tatsächlichen Kosten. Darüber hinaus nehmen wir an, dass ein Betrieb der EEG-Anlagen (mindestens) über den gesamten Zeitraum mit Vergütungsanspruch - in der Regel 20 Jahre - gegeben ist. Vorzeitige Stilllegungen - z. B. im Rahmen eines Repowering von Windenergieanlagen - werden somit explizit nicht berücksichtigt.

Sowohl zur Ermittlung der Brutto-Förderkosten als auch zur Berechnung der Netto-Förderkosten müssen zusätzliche Annahmen zur Entwicklung des Vermarktungswertes der EEG-Anlagen getroffen werden. Die Entwicklung des realisierbaren Vermarktungswertes beeinflusst einerseits die Entscheidung von EEG-Anlagenbetreibern, ob ein Wechsel in die Direktvermarktung erfolgt. Somit ist ein direkter Einfluss auf die Höhe der eingespeisten Strommenge durch EEG-Anlagen, die im Festpreisvergütungsmodell des EEG Vergütungszahlungen erhalten, gegeben. Dies beeinflusst wiederum direkt die Brutto-Förderkosten. Andererseits ist der Vermarktungswert unter Berücksichtigung der vermiedenen Netznutzungsentgelte von den Brutto-Förderkosten zur Ermittlung der Netto-Förderkosten abzuziehen. Der Vermarktungswert der EEG-Anlagen hängt sowohl von den Strompreisentwicklungen am Großhandelsmarkt als auch von der sog. Wertigkeit und den Vermarktungskosten der Stromeinspeisung aus EEG-Anlagen ab.

Bei der Entwicklung am Großhandelsmarkt unterstellen wir einen moderaten Preisanstieg bis 2030 und anschließende Konstanz der realen Strompreise (Bild 10—2).

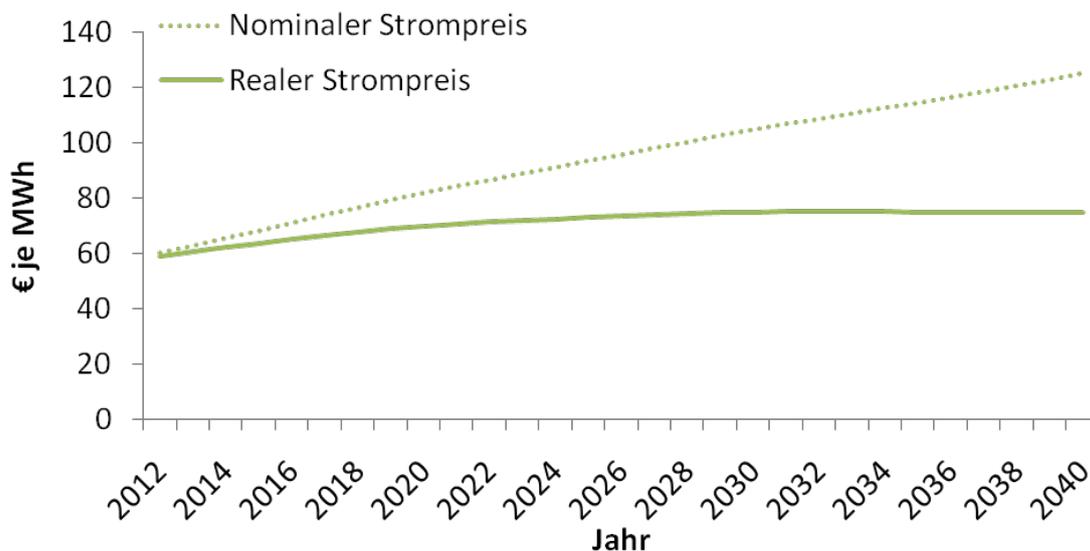


Bild 10—2 Nominale und reale Strompreisentwicklung am Großhandelsmarkt (base-Notierung) von 2012 bis 2041

Ausgehend von einem realen Strompreis am Großhandelsmarkt (base-Notierung) von knapp 60 €<sub>2011</sub> je MWh steigt dieser bis 2020 auf 70 €<sub>2011</sub> je MWh und auf 75 €<sub>2011</sub> je MWh bis zum Jahr 2030.

Bei der Wertigkeit, d. h. des für die Einspeisung über das Jahr durchschnittlich erzielbaren Marktpreises, und den Vermarktungskosten unterstellen wir für jede EE-Technologie unterschiedliche Werte (Tabelle 10-1).

	Wertigkeit in % der base-Notierung	Vermarktungskosten in € <sub>2011</sub> je MWh
<b>Biomasse</b>	100%	1,0
<b>Wasserkraft</b>	100%	1,0
<b>Gase</b>	100%	1,0
<b>Geothermie</b>	100%	1,0
<b>Windenergie Onshore</b>	85%	5,0
<b>Windenergie Offshore</b>	90%	3,0
<b>PV</b>	100%	5,0

Tabelle 10-1 Wertigkeit und reale Vermarktungskosten der unterschiedlichen EE-Technologien

Vereinfachend haben wir angenommen, dass diese über die Jahre konstant bleiben.

## 10.3 Ergebnisse<sup>129</sup>

### 10.3.1 Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen

Das Bild 10—3 stellt die Entwicklung der jährlich eingespeisten Energie aus EEG-Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme bis Ende 2010, die grundsätzlich einen Anspruch auf Vergütungszahlungen nach dem EEG haben, im Zeitverlauf dar. Dabei wurde eine Differenzierung nach EE-Technologien vorgenommen.

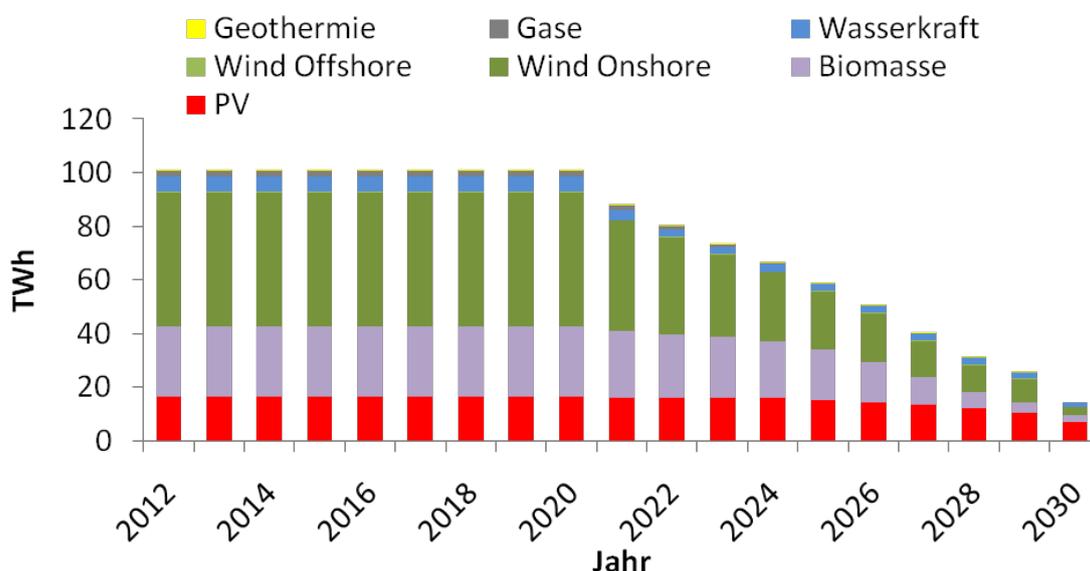


Bild 10—3 Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen mit Vergütungsanspruch von 2012 bis 2030

Die Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen mit Vergütungsanspruch bleibt zunächst bis zum Jahr 2020 annähernd konstant. Anschließend verlieren EEG-Anlagen, die in frühen Jahren zugebaut wurden, sukzessive nach 20 Jahren ihren Vergütungsanspruch. Hiervon sind zunächst im Wesentlichen Windenergieanlagen Onshore und Biomasseanlagen betroffen. Insbesondere für einen Großteil der Einspeisung aus Fotovoltaik-Anlagen besteht ein Anspruch auf

<sup>129</sup> Die Zahlenwerte zu den im Folgenden grafisch dargestellten Ergebnissen sind in Anhang A in Tabellen dargestellt.

Vergütungszahlungen bis zum Ende des nächsten Jahrzehnts, weil ein Zubau in größerem Umfang erst in den letzten Jahren erfolgte.

Wie Bild 10—4 zeigt, werden zukünftig nicht alle EEG-Bestandsanlagen die garantierten Vergütungszahlungen in Anspruch nehmen. Ein Teil wird in die Direktvermarktung wechseln, weil die EEG-Anlagenbetreiber als Folge des Anstiegs der Strompreise am Großhandelsmarkt dort höhere Einnahmen erzielen können. Dieses gilt in den nächsten Jahren insbesondere für die EE-Technologien Windenergie Onshore, Wasserkraft und Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas) sowie ab dem Jahr 2020 für einige Biomasseanlagen. Neben dem Anstieg der Strompreise am Großhandelsmarkt wurde dabei für Windenergieanlagen On- und Offshore zusätzlich die Reduktion der Vergütungszahlungen nach Ablauf des Zeitraums der Anfangsvergütung berücksichtigt.

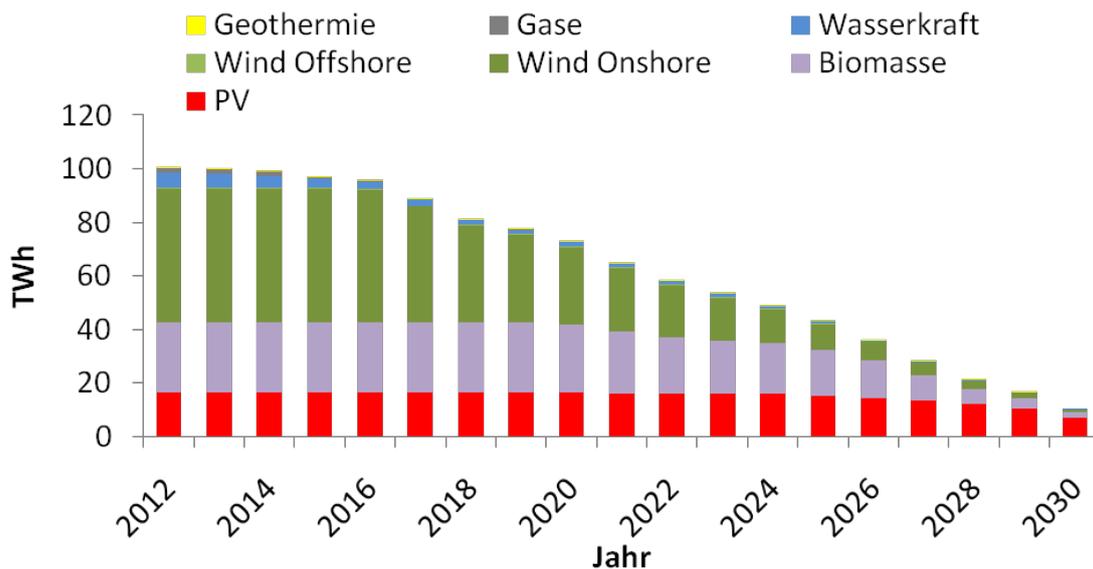


Bild 10—4 Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen mit Vergütungszahlungen von 2012 bis 2030

Diese Entwicklung führt u. a. dazu, dass es sich bei den im Festpreisvergütungsmodell verbleibenden EEG-Bestandsanlagen zunehmend um Anlagen mit Anspruch auf hohe Vergütungssätze, wie PV-Anlagen und Biogasanlagen, handelt. Diese Anlagen sind sowohl bei heutigen als auch bei zukünftig zu erwartenden Strompreisen am Großhandelsmarkt so weit von der Wettbewerbsfähigkeit entfernt, dass ein Wechsel in die Direktvermarktung - ohne zusätzliche Förderung - über den gesamten Zeitraum des Vergütungsanspruchs keine Option darstellt.

### 10.3.2 Entwicklung der Brutto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen

Unter Berücksichtigung der jeweiligen Vergütungssätze können aus der Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen, die in der Festpreisvergütung verbleiben, die Brutto-Vergütungszahlungen abgeleitet werden.

In Bild 10—5 ist die Entwicklung der realen Brutto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030 differenziert nach EE-Technologien dargestellt. Im Jahr 2012 liegen die Brutto-Förderkosten der Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme bis Ende 2010 bei rund 15,6 Mrd. €<sub>2011</sub>. Die Brutto-Förderkosten für die EEG-Bestandsanlagen sinken im Zeitverlauf nur langsam ab. So belaufen sich diese auch im Jahr 2020 noch auf ca. 11,6 Mrd. €<sub>2011</sub>.

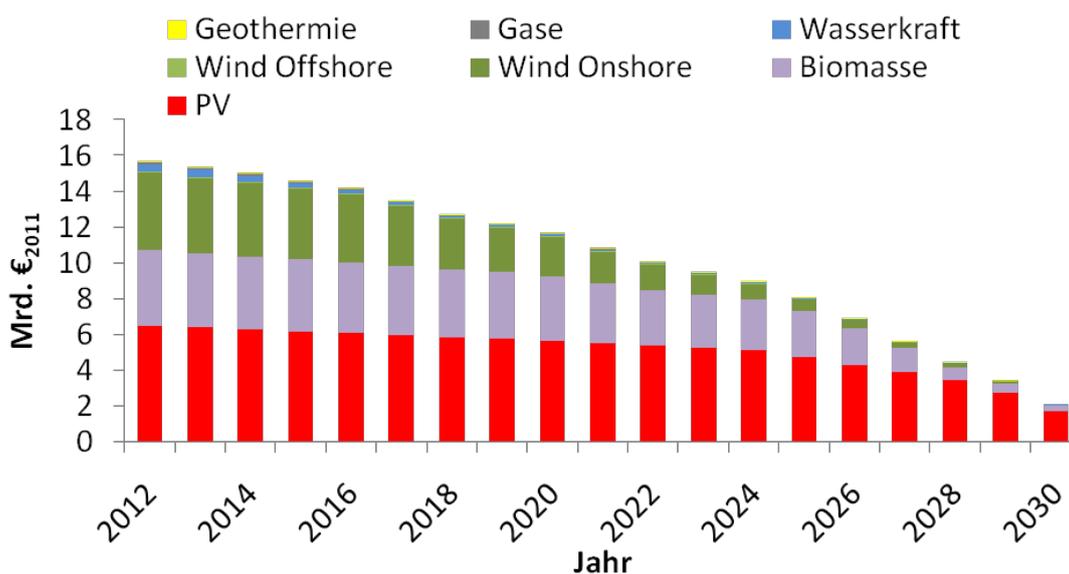


Bild 10—5 Entwicklung der realen Brutto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030

Die Anteile der einzelnen EE-Technologien an den Brutto-Förderkosten unterscheiden sich dabei erheblich von den Anteilen der einzelnen EE-Technologien an der Stromeinspeisung. So liegt im Jahre 2012 der Anteil von Fotovoltaik an den Brutto-Förderkosten von EEG-Bestandsanlagen bei über 40 %, während der Anteil von Fotovoltaik an der Einspeisung von EEG-Bestandsanlagen nur bei 16 % liegt. Ein umgekehrtes Bild zeigt sich bei Windenergie Onshore. Während im Jahr 2012 fast die Hälfte der Stromeinspeisung der EEG-Bestandsanlagen auf Windenergie Onshore basiert, liegt der Anteil an den Brutto-Förderkosten unter 30 %. Im Zeitverlauf nimmt die Bedeutung der Fotovoltaik an den Brutto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen sogar noch weiter zu. Einerseits wurde der Großteil

der Anlagen erst in den letzten Jahren zugebaut und damit besteht der Vergütungsanspruch entsprechend länger als bei anderen EEG-Bestandsanlagen. Andererseits stellt im Gegensatz zu anderen EE-Technologien bei der Höhe der Vergütungssätze von PV-Anlagen ein Wechsel in die Direktvermarktung keine Option für Anlagenbetreiber dar.

### **10.3.3 Entwicklung der Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen**

Die Brutto-Förderkosten stellen nicht die tatsächlichen Kosten dar, die im Rahmen der EEG-Förderung von den Verbrauchern über die EEG-Umlage zu zahlen sind. Zur Bestimmung der Netto-Förderkosten sind von den Brutto-Förderkosten die Vermarktungserlöse sowie die vermiedenen Netznutzungsentgelte abzuziehen.

Bild 10—6 zeigt die Entwicklung der realen Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030. Noch stärker als bei der zuvor dargestellten Entwicklung der realen Brutto-Förderkosten spielen die bestehenden PV-Anlagen eine wesentliche Rolle sowohl bezüglich der Höhe der realen Netto-Förderkosten für bestehende EEG-Anlagen zu Beginn des Betrachtungszeitraums als auch bei der langfristigen Entwicklung der realen Netto-Förderkosten. Mit über 5,5 Mrd. €<sub>2011</sub> im Jahr 2012 werden rund 55 % der gesamten realen Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen durch PV-Anlagen mit Inbetriebnahme bis Ende 2010 verursacht. Zwar verringern sich die realen Netto-Förderkosten für bestehende PV-Anlagen im Zeitverlauf durch die Inflation und reale Strompreissteigerung am Großhandelsmarkt, allerdings wirkt insbesondere die reale Strompreiserhöhung bei dieser EE-Technologie nur sehr langsam.

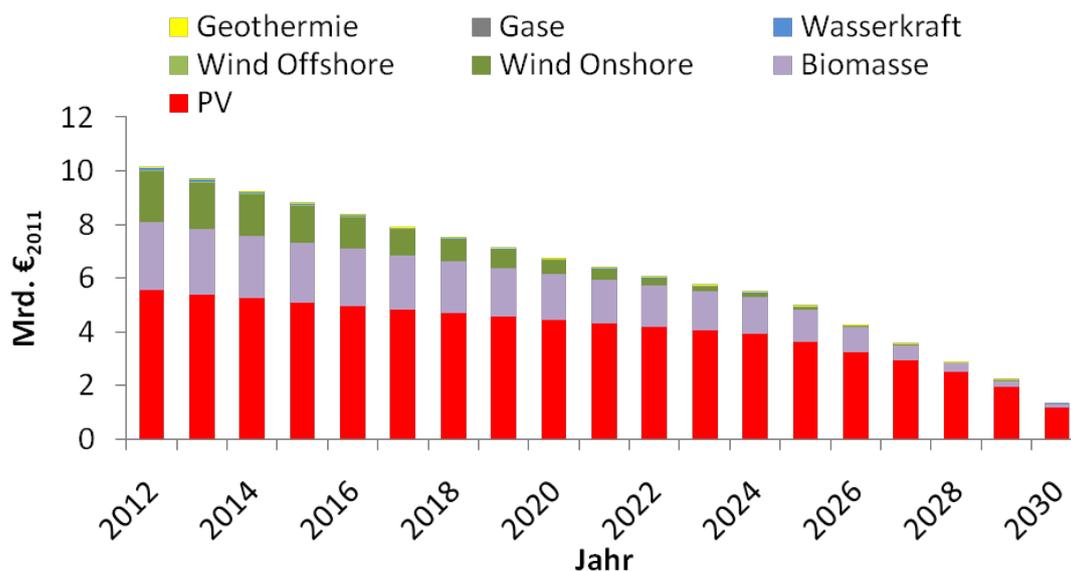


Bild 10—6 Entwicklung der realen Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030

Der Unterschied zwischen den zu zahlenden Vergütungssätzen und dem Vermarktungswert ist bei dieser EE-Technologie so hoch, dass ein moderater Strompreisanstieg die Netto-Förderkosten nur in sehr geringem Umfang senkt. So fallen für die bis Ende 2010 in Betrieb genommen PV-Anlagen bis weit nach dem Jahr 2020 noch reale Netto-Förderkosten in Höhe von jeweils mehr als 4 Mrd. €<sub>2011</sub> p. a. an. Zu Beginn des Betrachtungszeitraums verursachen neben den bestehenden PV-Anlagen auch bestehende Anlagen auf Basis biogener Energieträger sowie bestehende Windenergieanlagen Onshore reale Netto-Förderkosten in bedeutendem Umfang. Im Jahr 2012 belaufen sich diese auf mehr als 2,5 Mrd. €<sub>2011</sub> für bestehende Anlagen auf Basis biogener Energieträger und auf ca. 1,9 Mrd. €<sub>2011</sub> für bestehende Windenergieanlagen Onshore. Dabei verringern sich diese Werte im Vergleich zu den realen Netto-Förderkosten für bestehende PV-Anlagen im Zeitverlauf schneller. Insbesondere bei Windenergie Onshore haben sich diese bis zum Jahr 2020 auf etwas mehr als 500 Mio. €<sub>2011</sub> reduziert. Die EEG-Bestandsanlagen von alle übrigen EE-Technologien (Gase, Windenergie Offshore, Wasserkraft und Geothermie) haben de facto nur einen marginalen und in der längerfristigen Entwicklung zum Teil keinen Einfluss auf die realen Netto-Förderkosten für bestehende EEG-Anlagen. Dies ist einerseits auf den bis Ende 2010 geringen Zubau dieser EE-Technologien (Geothermie und Windenergie Offshore) zurückzuführen. Andererseits liegen die Vergütungssätze bereits heute (Deponie-, Gruben- und Klärgas sowie Wasserkraft) sehr nahe an den Vermarktungserlösen auf dem Wettbewerbsmarkt. Durch Inflation und reale

trompreissteigerungen nähern sich die Vergütungssätze und die Vermarktungserlöse weiter an, so dass diese Anlagen entweder in die Direktvermarktung wechseln oder die resultierenden Netto-Förderkosten je kWh eingespeiste Energie nur noch marginal sind.

### 10.3.4 Aggregierte Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen

Auf Basis der jährlichen Werte der realen Netto-Förderkosten für die bestehenden EEG-Anlagen mit Inbetriebnahme bis Ende des Jahres 2010 können aggregierte Werte der zukünftigen Netto-Förderkosten ermittelt werden, die die von den Verbrauchern zu tragenden Kosten für die bestehenden EEG-Anlagen über den gesamten verbleibenden Förderzeitraum widerspiegeln.

In Bild 10—7 sind die aggregierten Werte der zukünftig anfallenden realen Netto-Förderkosten für die EEG-Bestandsanlagen als Summe der realen Werte über den gesamten Förderzeit und einmal als mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz in Höhe von 4 % p. a. diskontierten Werte (Barwert) dargestellt.

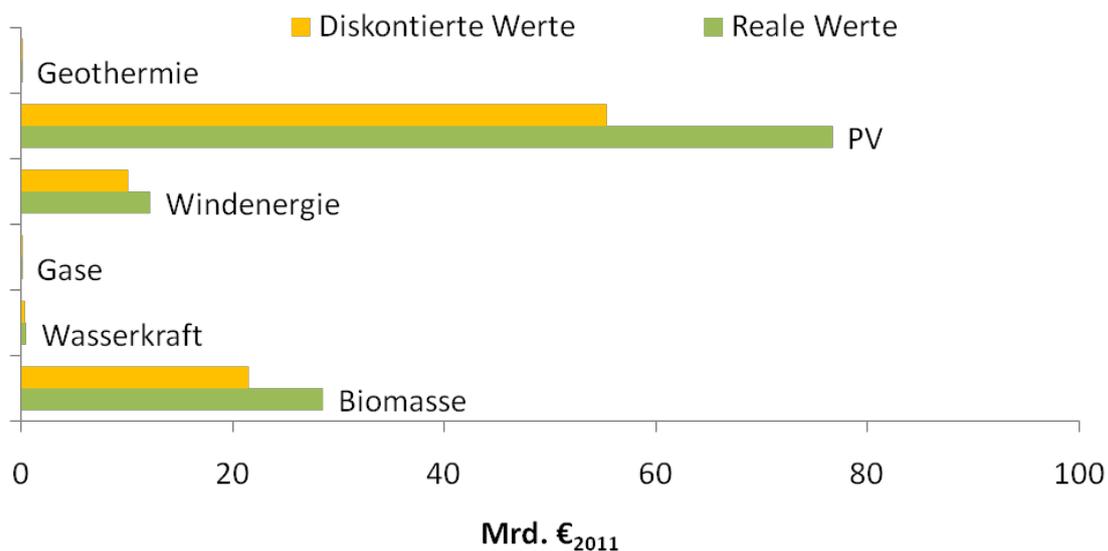


Bild 10—7 Aggregierte Werte der zukünftig anfallenden Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen mit IBN-Jahr vor und in 2010

Unter Berücksichtigung aller EE-Technologien verursachen die EEG-Bestandsanlagen in der Zukunft ab dem Jahr 2012 reale Netto-Förderkosten in Höhe von etwa 118 Mrd. €<sub>2011</sub>. Bei

einer Diskontierung mit einem volkswirtschaftlichen Zinssatz entspricht dies einem Barwert von 87,5 Mrd. €<sub>2011</sub>. Davon lassen sich über 60 % auf die Förderung von bestehenden PV-Anlagen zurückführen, die damit ein wesentlicher Verursacher der von den Verbrauchern zukünftig zu tragenden Belastungen sind, die aus der Förderung von EEG-Bestandsanlagen resultieren. Die Förderung von bestehenden Biomasseanlagen und Windenergieanlagen wird die Verbraucher in der Zukunft ebenfalls weiterhin erheblich belasten. Bei bestehenden Biomasseanlagen ergeben sich aggregierte reale Netto-Förderkosten von rund 28,5 Mrd. €<sub>2011</sub> und bei bestehenden Windenergieanlagen resultieren aggregiert reale Netto-Förderkosten in Höhe von rund 12 Mrd. €<sub>2011</sub>. Die Bedeutung der übrigen EE-Technologien hinsichtlich der durch Bestandsanlagen resultierenden zukünftigen Belastungen für Endverbraucher ist marginal.

## Literatur

- [1] r2b und Consentec  
**Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien**  
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi),  
Schlussbericht, Köln/Aachen, 23.06.2010, [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)
- [2] Bundesnetzagentur  
**Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung der Ausschreibungsbedingungen und Veröffentlichungspflichten für die Primärregelung (BK6-10-097), Sekundärregelung (BK6-10-098) und Minutenreserve (BK6-10-099)**  
Beschlusskammer 6, 15.11.2010, [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de)
- [3] VDN  
**TransmissionCode 2003, Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB**  
Stand August 2003, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)
- [4] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)  
**TransmissionCode 2007, Anhang D2, Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB**  
November 2009, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)
- [5] VDN  
**TransmissionCode, Anhang D3: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Minutenreserveleistung**  
Stand 24.08.2007, [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net)
- [6] Bundesumweltministerium (2011)  
**Eckpunkte für eine kurzfristige Änderung des EEG bei Fotovoltaik und beim Grünstromprivileg zur Kostendämpfung**  
Stand 20.01.2011

- [7] Lukac, Dr. S. (2010):  
**§37 Abs. 1 S. 2 EEG (Grünstromprivileg) ist nicht geeignet zur Förderung der Direktvermarktung**  
Folienvortrag Vattenfall Europe Sales GmbH
- [8] Fraunhofer ISI et al. (2007)  
**Fortentwicklung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt**  
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)
- [9] BMWi / BMU (2010)  
**Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung**
- [10] IE Leipzig (2010)  
**Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken für die Kalenderjahre 2011 bis 2015**
- [11] Amprion et al. (2009)  
**Prognose der EEG-Umlage 2010 nach AusglMechV**
- [12] Bine Informationsdienst (2010)  
**Multifunktionale Wechselrichter und Speicher für Solarstrom**  
Projektinfo 10/10
- [13] Rentzing, S. (2010)  
**Die Volksbatterie**  
neue energie 04/2010
- [14] Solarworld (2011)  
**SunPac – Das intelligente Speichersystem**  
Unternehmensbroschüre

- [15] Kabinettsbeschluss (2011)  
**Änderungsantrag zum "Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen"**  
Drucksachen 17/3629, 17/4233
- [16] Frenz, W. / Muggenborg, H.-J. (2010)  
**EEG - Erneuerbaren-Energien-Gesetz - Kommentar**  
Erich Schmidt Verlag GmbH & Co., Berlin 2010
- [17] Prognos, EWI, GWS (2010)  
**Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung**  
Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
- [18] Prognos (2009)  
**Anpassung der Vergütungs- und Degressionssätze für solare Strahlungsenergie**  
Gutachten für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie



## **Anhang**



## **A Entwicklung der Erzeugungsmengen und der Brutto-Förderkosten von EEG-Anlagen**

In den Arbeitspaketen 3, 4, 5, 7 und 8 sind zur Ableitung von quantitativen Ergebnissen z. T. detaillierte Annahmen zum heutigen Bestand und der zukünftigen Entwicklung der Erneuerbaren Energien unterstellt. Zu diesem Zweck wurde im Rahmen dieser Studie ein quantitativer Rahmen für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2015 mit dem erforderlichen Detaillierungsgrad geschaffen. Dabei wurde keine eigene Prognose der Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien vorgenommen. Vielmehr wurde grundsätzlich das Trendszenario der aktuellen Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber verwendet. Aufbauend auf den unterstellten Entwicklungen zu den installierten Kapazitäten nach EE-Technologien dieser Prognose wurden Analysen zu Entwicklungen der Erzeugungsmengen und der Brutto- und Netto-Förderkosten vorgenommen. Dabei wurden weitere Informationsquellen verwendet, die in diesen Bereichen z. T. zu geringfügigen Abweichungen gegenüber dem Trendszenario der Mittelfristprognose führen. Insbesondere wurde bei der Stromerzeugung von PV-Anlagen und Windenergie Onshore sowie bei den Vergütungssätzen auf ergänzende Informationen zu Stromerzeugung, Vergütung und (regionaler Verteilung der) Leistung von EEG-Anlagen im Jahre 2009, die im Rahmen der Studie von der Bundesnetzagentur auf Basis der von den Anlagenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung gestellt wurden, sowie ergänzend auf eigene EE-Anlagendatenbanken zurückgegriffen. Die entsprechenden Zahlenwerte zur Stromerzeugung und zu den Brutto-Vergütungszahlungen in den Jahren 2012 bis 2015 können den nachfolgenden Tabellen entnommen werden. Dabei ist sowohl bei der Stromerzeugung als auch bei den Brutto-Vergütungszahlungen zu berücksichtigen, dass von der aktuellen Gesetzeslage hinsichtlich Förderung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen und der Direktvermarktung mit Grünstromprivileg abstrahiert wurde. Die Aspekte haben in den Arbeitspaketen 3 / 4 und 7 entsprechend Berücksichtigung gefunden und werden dort dargestellt.

	2012	2013	2014	2015
	GWh			
Windenergie Onshore	56.075	59.044	59.945	61.695
Windenergie Offshore	2.036	5.916	13.427	19.452
Fotovoltaik	26.785	29.964	32.683	35.928
Geothermie	111	177	268	366
Wasserkraft	6.499	6.800	7.079	7.362
Bioenergie	29.384	30.582	31.998	32.859
Gase	1.943	1.900	1.862	1.829
<b>Summe</b>	<b>122.833</b>	<b>134.383</b>	<b>147.263</b>	<b>159.491</b>

*Tabelle A-1: Erzeugte Jahresarbeit aus EEG-Anlagen nach EE-Technologien - Jahr 2012 bis 2015*

	2012	2013	2014	2015
	Mio. €			
Windenergie Onshore	5.018	5.316	5.385	5.510
Windenergie Offshore	305	887	2.014	2.918
Fotovoltaik	9.408	10.046	10.526	11.048
Geothermie	24	38	58	79
Wasserkraft	532	560	584	609
Bioenergie	4.810	5.015	5.255	5.401
Gase	141	138	135	132
<b>Summe</b>	<b>20.237</b>	<b>22.000</b>	<b>23.956</b>	<b>25.696</b>

*Tabelle A-2: Insgesamt an Anlagenbetreiber zu zahlende Brutto-Vergütungen nach EE-Technologien - Jahr 2012 bis 2015*

## B Auswertung der Äußerungen zur rechtlichen Zulässigkeit der Vermarktung von Regelenergie durch EE-Anlagen

In Abschnitt 6.2.3.1 haben wir einen Überblick über die einschlägige Diskussion zur rechtlichen Zulässigkeit einer Vermarktung von Regelenergie durch von EE-Anlagen gegeben. Nachfolgend werden die hierfür ausgewerteten Quellen tabellarisch zusammengefasst.

### B.1 Tabellarische Zusammenfassung

**Legende:** vereinbar – grün; Änderung / Klarstellung befürwortet – gelb; unvereinbar – rot

*Hinweis: Die Literaturnachweise sind in Abschnitt B.2 dieses Anhangs zusammengefasst und nicht im Literaturverzeichnis des Hauptteils enthalten.*

#### I. Zulässigkeit der Regelenergievermarktung: nicht normspezifische Aussagen

##### 1. Vermarktung durch alle EE-Anlagen zulässig

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
Biogasrat (1)			
Biogasrat (2)			
Trianel	+	+	

##### 2. Vermarktung durch EE-Anlagen mit fester Einspeisevergütung zulässig

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
BEE			
Energy2market			
Lechwerke u.a.	+		

BMU Wustlich			
BNetzA Thomaschki			
dena-Netzstudie II	s. Erläuterung 1	s. Erläuterung 1	

Erl. 1: Aussage (S. 355 Fn. 88, S. 430) erscheint problematisch, da an anderer Stelle (S. 434) ein Verstoß gegen Doppelvermarktungsverbot oder Einspeisevorrang ausdrücklich verneint wird, die Vermarktung also als zulässig angesehen wird

### 3. Vermarktung durch EE-Anlagen mit Direktvermarktung zulässig

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
BNetzA Thomaschki			
BMU Wustlich			
dena-Netzstudie II, S. 430, 434, 355 Fn. 88			
Energy2market			
Lechwerke u.a.			
EnBW Transportnetze			

## II. Vereinbarkeit mit Doppelvermarktungsverbot, § 56 EEG

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
Ehricke/Breuer			
Energy2market			
Lechwerke u.a.			
HAMBURG ENERGIE	+		

Stadtwerke Leipzig		+			
Biogasrat (1)		+			
BEE					+
Fraunhofer IWES					
BWE					
dena-Netzstudie II	<b>s. Erläuterung 2</b>		<b>s. Erläuterung 2</b>		
Schmiedeskamp					

Erl. 2: Aussage (S. 434) erscheint problematisch, da an anderer Stelle (S. 355 Fn. 88, S. 430) die Erbringung von Regelenergie nur im Rahmen der Direktvermarktung als zulässig bezeichnet wird

### III. Einspeisevorrang, § 8 Abs. 1, 3 i.V.m. § 4 Abs. 2 EEG

#### 1. Vereinbarkeit mit dem Einspeisevorrang gemäß § 8 Abs. 1 EEG

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
Ehricke/Breuer			
Lechwerke u.a.			
dena-Netzstudie II	<b>s. Erläuterung 3</b>		
Schumacher			

Erl. 3: Aussage (S. 434) erscheint problematisch, da an anderer Stelle (S. 355 Fn. 88, S. 430) die Erbringung von Regelenergie nur im Rahmen der Direktvermarktung als zulässig bezeichnet wird

#### 2. Einspeisevorrang kein zwingendes Recht, daher Regelenergievermarktung zulässig

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
Ehricke/Breuer			
Schumacher			
dena-Netzstudie II	<b>s. Erläuterung 4</b>		

Erl. 4: Aussage (S. 434) erscheint problematisch, da an anderer Stelle (S. 355 Fn. 88, S. 430) die Erbringung von Regelenergie nur im Rahmen der Direktvermarktung als zulässig bezeichnet wird

3. Anwendungsbereich der Ausnahme gemäß § 8 Abs. 3 EEG gegeben, daher vereinbar

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
Ehricke/Breuer			
Energy2market			
dena-Netzstudie II, S. 434			

#### IV. Vereinbarkeit mit Andienungspflicht, § 16 Abs. 4 EEG

1. Alle EE-Anlagen

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
Lechwerke u.a.			
HAMBURG ENERGIE	+		

2. EE-Anlagen mit fester Einspeisevergütung

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
HAMBURG ENERGIE			

**V. Vereinbarkeit mit fehlender Verordnung gem. § 64 Abs. 1 Nr. 6b) EEG**

(d.h. VO-Erlass ist keine Voraussetzung für Teilnahme am Regelenergiemarkt)

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
Lechwerke u.a.			
HAMBURG ENERGIE			

**VI. Einspeisemanagement /Systemverantwortung**

1. Möglichkeit der Regelenergievermarktung trotz etwaiger Maßnahmen des Einspeisemanagements nach § 11 EEG bzw. zur Wahrnehmung der Systemverantwortung nach § 13 Abs. 1 Nr. 1 oder Abs. 2, § 14 EnWG

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
HAMBURG ENERGIE			
Biogasrat (2)			

2. Vorrang Einspeisemanagement nach § 11 EEG gegenüber Maßnahmen nach §§ 13 Abs. 1, 14 Abs. 1 EnWG

Fundstelle	Neg. Regelenergie	Pos. Regelenergie	Ohne Differenzierung
Salje (EEG)			

Ehricke (EEG)			
Scholz/Tüngler			
BDEW			
Schumacher			
Bourwieg (EnWG)			

## B.2 Literaturnachweise

BDEW	BDEW, Stellungnahme zum Konsultationsverfahren der BNetzA – „Leitfaden Einspeisemanagement“, S. 9 ff.
BEE	Stellungnahme Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. v. 23.7.2010 zum Festlegungsverfahren Regelenenergie-ausschreibung der BNetzA, S. 1 f.
Biogasrat (1)	Position des Biogasrat e.V. v. 29.9.2010 zur Reform des EEG - „EEG 2012 – schlank, marktnah und effizient“, S. 3 f.
Biogasrat (2)	Stellungnahme des Biogasrat e.V. zum Festlegungsverfahren Regelenenergie-ausschreibung der BNetzA, S. 1 f.
BMU Wustlich	BMU, Vortrag Wustlich, „Weiterentwicklung des EEG: Anreize für eine bessere Marktintegration der Erneuerbaren Energien“, Köln 27.1.2011, Folie 14
BNetzA Thomaschki	BNetzA, Vortrag Thomaschki, „Zugang der EE zu Regelenenergiemärkten“ – Workshop zur Markt- und Systemintegration, BMU, 15.7.2010, Folien 3, 5
Bourwieg (EnWG)	Bourwieg in Britz / Hellermann / Hermes, EnWG, 2. Aufl. 2010, § 13 Rn. 18b

BWE	Stellungnahme Bundesverband WindEnergie e.V., Positionspapier zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Oktober 2010, S. 21
dena-Netzstudie II	dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, November 2010, S. 355 Fn. 88, S. 430, S. 434
Ehricke (EEG)	Ehricke in Frenz / Müggenborg, EEG, 2010, § 11 Rn. 27
Ehricke/Breuer	Ehricke/Breuer, RdE 2010, S. 309, 311 ff.
EnBW Transportnetze	Stellungnahme EnBW Transportnetze AG v. 23.7.2010 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA, S. 11
Energie2market	Stellungnahme von Energy2market GmbH v. 23.7.2010 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA, S. 1 f.
Fraunhofer IWES	Stellungnahme Fraunhofer IWES v. 3.8.2010 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA, S. 4
HAMBURG ENERGIE	Stellungnahme von HAMBURG ENERGIE v. 23.7.2010 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA, S. 4 ff.
Lechwerke u.a.	Stellungnahme Lechwerke AG und RWE Innogy GmbH v. 23.7.2010 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA, S. 1 f.
Salje (EEG)	Salje, EEG, 5. Aufl. 2010, § 11 Rn. 35 f
Schmiedeskamp	Schmiedeskamp, Energy 2.0, Ausgabe 1/2010, S. 52, 54
Scholz/Tüngler	Scholz/Tüngler, RdE 2010, S. 317, 320
Schumacher	Schumacher, ZUR 2009, S. 522, 527

Stadtwerke Leipzig	Stellungnahme der Stadtwerke Leipzig v. 04.10.2010 zum Konsultationsverfahren der BNetzA – „Leitfaden Einspeisemanagement“, S. 3 f.
Trianel	Stellungnahme Trianel GmbH v. 23.7.2010 zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA, S. 2

### **Fundstellen**

Die Stellungnahmen zum „Leitfaden Einspeisemanagement“ der BNetzA sind abrufbar unter:

[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisemanagement\\_Basepage.html?nn=135464#doc159432bodyText2](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/LeitfadenEEGEinspeisemanagement_Basepage.html?nn=135464#doc159432bodyText2)

Die Stellungnahmen zum Festlegungsverfahren Regelenergieausschreibung der BNetzA sind abrufbar unter:

[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/Konsultation\\_BK6-10-099.html?nn=54788](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2010/BK6-10-000bis100/BK6-10-097bis-099/Konsultation_BK6-10-099.html?nn=54788)

Das Positionspapier des Bundesverbandes WindEnergie e.V. zur Novelle des Erneuerbare-Energie-Gesetzes ist abrufbar unter:

[http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Positionspapiere/BWE\\_Position\\_EEG-Novelle\\_20101015.pdf](http://www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Positionspapiere/BWE_Position_EEG-Novelle_20101015.pdf)

Das Positionspapier des Biogasrat e.V. v. 29.9.2010 zum Europarechtsanpassungsgesetz Erneuerbare Energien (EAG-EE) - „EEG 2012 – schlank, marktnah und effizient“ findet sich unter:

[http://biogasrat.de/index.php?option=com\\_docman&task=doc\\_view&gid=114&tmpl=component&format=raw&Itemid=87](http://biogasrat.de/index.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=114&tmpl=component&format=raw&Itemid=87)



**C Datentabellen zu Kapitel 10**

	Bio- masse	Wasser- kraft	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Geo- thermie	Gase	Summe
Stromerzeugung in GWh								
<b>2012</b>	26.427	5.446	49.908	368	16.297	28	2.006	100.480
<b>2013</b>	26.427	5.446	49.908	368	16.297	28	2.006	100.480
<b>2014</b>	26.427	5.446	49.908	368	16.297	28	2.006	100.480
<b>2015</b>	26.427	5.446	49.908	368	16.297	28	2.006	100.480
<b>2016</b>	26.427	5.446	49.908	368	16.297	28	2.006	100.480
<b>2017</b>	26.427	5.446	49.908	368	16.297	28	2.006	100.480
<b>2018</b>	26.427	5.446	49.908	368	16.297	28	2.006	100.480
<b>2019</b>	26.427	5.446	49.908	368	16.297	28	2.006	100.480
<b>2020</b>	26.427	5.446	49.908	368	16.297	28	2.006	100.480
<b>2021</b>	24.668	3.889	41.073	368	16.243	28	1.465	87.733
<b>2022</b>	23.485	2.846	35.989	368	16.149	28	1.224	80.088
<b>2023</b>	22.621	2.816	30.605	368	16.051	28	842	73.331
<b>2024</b>	21.269	2.772	25.496	368	15.916	28	522	66.371
<b>2025</b>	18.736	2.625	21.503	368	15.297	27	168	58.726
<b>2026</b>	15.081	2.527	17.916	368	14.413	27	114	50.447
<b>2027</b>	9.997	2.426	13.498	368	13.600	27	54	39.972
<b>2028</b>	5.879	2.308	9.987	368	12.367	13	32	30.954
<b>2029</b>	3.968	2.283	8.366	368	10.461	13	24	25.483
<b>2030</b>	2.288	1.947	3.045	119	7.099	0	0	14.498

*Tabelle C-1: Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen mit Vergütungsanspruch von 2012 bis 2030 (Bild 10-3)*

	Bio- masse	Wasser- kraft	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Geo- thermie	Gase	Summe
Stromerzeugung in der FPV in GWh								
<b>2012</b>	26.418	5.370	49.872	368	16.297	28	1.874	100.227
<b>2013</b>	26.418	5.198	49.864	368	16.297	28	1.763	99.935
<b>2014</b>	26.415	4.445	49.855	368	16.297	28	1.425	98.834
<b>2015</b>	26.415	3.540	49.654	368	16.297	28	610	96.911
<b>2016</b>	26.410	2.888	49.235	368	16.297	28	380	95.606
<b>2017</b>	26.331	2.407	43.205	368	16.297	28	162	88.798
<b>2018</b>	26.331	1.767	36.282	368	16.297	28	43	81.115
<b>2019</b>	26.171	1.585	32.795	368	16.297	28	25	77.269
<b>2020</b>	25.514	1.539	28.866	368	16.297	28	18	72.629
<b>2021</b>	22.826	1.403	23.732	368	16.243	28	17	64.617
<b>2022</b>	20.841	1.134	19.605	368	16.149	28	4	58.130
<b>2023</b>	19.886	1.071	15.894	368	16.051	28	3	53.302
<b>2024</b>	19.227	947	12.450	309	15.916	28	1	48.878
<b>2025</b>	17.254	762	9.465	125	15.297	27	0	42.931
<b>2026</b>	13.998	572	6.903	0	14.413	27	0	35.915
<b>2027</b>	9.452	448	4.600	0	13.600	27	0	28.129
<b>2028</b>	5.587	369	2.884	0	12.367	13	0	21.221
<b>2029</b>	3.863	333	1.945	0	10.461	13	0	16.616
<b>2030</b>	2.227	355	599	0	7.099	0	0	10.280

*Tabelle C-2: Entwicklung der Einspeisung aus EEG-Bestandsanlagen mit Vergütungszahlungen von 2012 bis 2030 (Bild 10-4)*

	Bio- masse	Wasser- kraft	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Geo- thermie	Gase	Summe
Reale Brutto-Vergütungszahlungen in Mio. € <sub>2011</sub>								
2012	4.240	426	4.297	54	6.489	6	130	15.642
2013	4.166	407	4.194	53	6.376	6	121	15.322
2014	4.093	351	4.087	52	6.264	5	96	14.948
2015	4.021	285	3.954	51	6.154	5	43	14.514
2016	3.950	236	3.802	51	6.047	5	27	14.117
2017	3.875	199	3.334	50	5.941	5	11	13.416
2018	3.807	152	2.823	49	5.837	5	3	12.677
2019	3.729	137	2.506	48	5.735	5	2	12.161
2020	3.615	131	2.165	47	5.634	5	1	11.598
2021	3.325	119	1.744	46	5.513	5	1	10.753
2022	3.086	97	1.414	45	5.377	5	0	10.025
2023	2.941	90	1.127	45	5.245	5	0	9.452
2024	2.827	79	868	37	5.104	5	0	8.920
2025	2.545	64	651	15	4.744	4	0	8.022
2026	2.019	48	469	0	4.301	4	0	6.842
2027	1.322	38	312	0	3.916	4	0	5.593
2028	757	32	196	0	3.417	2	0	4.404
2029	511	28	130	0	2.733	2	0	3.405
2030	289	30	39	0	1.712	0	0	2.071

Tabelle C-3: Entwicklung der realen Brutto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030 (Bild 10-5)

	Bio- masse	Wasser- kraft	Wind Onshore	Wind Offshore	PV	Geo- thermie	Gase	Summe
Reale Netto-Vergütungszahlungen in Mio. € <sub>2011</sub>								
2012	2.560	89	1.883	34	5.542	4	14	10.125
2013	2.446	73	1.714	32	5.392	4	9	9.669
2014	2.334	60	1.544	31	5.245	4	5	9.222
2015	2.226	48	1.362	29	5.102	4	2	8.773
2016	2.121	39	1.175	28	4.962	3	1	8.329
2017	2.019	32	986	27	4.825	3	1	7.893
2018	1.920	27	815	25	4.692	3	0	7.482
2019	1.824	22	659	24	4.562	3	0	7.094
2020	1.731	18	514	23	4.435	3	0	6.724
2021	1.626	15	375	22	4.317	3	0	6.358
2022	1.522	12	274	21	4.188	3	0	6.019
2023	1.436	10	196	20	4.062	3	0	5.726
2024	1.363	8	134	16	3.932	3	0	5.454
2025	1.221	6	89	6	3.618	2	0	4.942
2026	938	5	57	0	3.241	2	0	4.243
2027	588	4	36	0	2.917	2	0	3.547
2028	320	3	22	0	2.510	1	0	2.857
2029	208	3	12	0	1.967	1	0	2.191
2030	114	2	3	0	1.193	0	0	1.313

Tabelle C-4: Entwicklung der realen Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen von 2012 bis 2030 (Bild 10-6)

	Bio- masse	Wasser- kraft	Gase	Wind- energie	PV	Geo- thermie	Summe
Aggregierte Netto-Förderkosten in € <sub>2011</sub>							
Reale Werte	28.516	482	32	12.186	76.700	51	117.967
Diskontierte Werte	21.483	395	29	10.087	55.382	37	87.414

Tabelle C-5: Aggregierte Werte der zukünftig anfallenden Netto-Förderkosten für EEG-Bestandsanlagen mit IBN-Jahr vor und in 2010 (Bild 10-7)