

Studie

Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Eine Studie der Technischen Universität Berlin

Im Auftrag von vbw – Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V., Bayerische Chemieverbände,
Bayerische Papierverbände, Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Stand: Juli 2011



VBEW
Energie. Wasser. Leben.

BayPapier | BAYERISCHE
PAPIERVERBÄNDE

VBCI  VCI
Bayerische Chemieverbände

vbw
Die bayerische Wirtschaft

Vorwort

Eine sichere, kostengünstige und umweltfreundliche Stromversorgung ist Grundvoraussetzung unseres Wirtschaftens in Deutschland und Bayern.

Die Politik hat die Energiewende beschlossen. Strom aus erneuerbaren Energien wird zukünftig einen immer größeren Stellenwert erhalten. 2020 soll der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung mindestens 35 Prozent betragen und bis 2050 auf 80 Prozent steigen. Vor diesem Hintergrund stellen sich viele Fragen zur Versorgungssicherheit und zu Kosten dieses forcierten Ausbaus. Bereits heute beträgt die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 3,53 ct/kWh.

Vor allem Bayern mit seiner hochmodernen und oft energieintensiven Industrie, die in weltweitem Wettbewerb steht, ist auf eine sichere und kostengünstige Energieversorgung angewiesen. Die im novellierten EEG angepasste Ausgleichsregelung mit einer Absenkung des jährlichen Mindeststrombezugs ist für den energieintensiven Mittelstand ein erster, aber bei weitem nicht ausreichender Schritt in die richtige Richtung. Wir müssen uns jetzt Modelle überlegen, die verhindern, dass die Energiekosten zu einem noch größeren Standortnachteil für die heimische Industrie werden.

Die vbw begleitet den Prozess der Förderung der erneuerbaren Energien gutachtlich,

- stellt die Kosten der Energiewende für Ausbau der erneuerbaren Energien, Ersatzkapazitäten und Netzausbau dar,
- berechnet das Gesamtvolumen der Förderungen durch das EEG entsprechend der politisch vorgegebenen Zeiträume und
- zeigt die Strompreisentwicklung auf.

Wir sehen dies als Beitrag der Wirtschaft zum Gelingen des überaus ambitionierten Vorhabens Energiewende.

Bertram Brossardt
26. Juli 2011

Inhalt

1	Einführung.....	1
1.1	Hintergrund.....	1
1.2	Zielsetzung	2
2	Erneuerbare Energien und deren Förderung bis 2030	3
2.1	Energiepolitische Vorgaben	3
2.2	Erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten.....	5
2.3	Gesetzliche EEG-Mindestvergütungen	11
2.4	Entwicklung der EE-Selbstvermarktung (Grünstromprivileg)	15
2.5	Gleitende Marktprämie und Flexibilitätsprämie.....	16
3	Direkte EEG-Kosten bis 2030	19
3.1	Bruttokosten der EEG-Förderung.....	19
3.2	Erlöse aus dem Absatz der EEG-Mengen am Spotmarkt.....	21
4	Umlage der direkten EEG-Kosten auf die Stromkunden	26
4.1	Grundlagen zur Berechnung der EEG-Umlage	26
4.2	Exkurs – Besondere Ausgleichsregelung nach § 40ff EEG	28
4.3	Entwicklung der EEG-Umlage bis 2030	32
5	Indirekte EEG-Kosten im Bereich der Stromnetze	35
5.1	Methodische Vorbemerkungen	35
5.2	Netzausbaukosten Onshore.....	37
5.2.1	Hoch- und Höchstspannungsnetz	37
5.2.2	Mittel- und Niederspannungsnetze.....	39

5.3	Netzanschlusskosten Offshore.....	39
5.3.1	Netzanschluss von Offshore-Windparks	39
5.3.2	Supergrid, Overlay-Netz.....	40
5.4	Vermiedene Netzentgelte.....	41
5.5	Härtefallregelung zugunsten der EE-Anlagenbetreiber	41
5.6	Weitere netzbezogene EEG-Zusatzkosten.....	42
5.6.1	Systemdienstleistungen	42
5.6.2	Untertägige Fahrplananpassungen	43
5.6.3	Kosten für das Redispatching	44
5.6.4	Netzzuverlässigkeit	45
5.7	Zusammenfassung	45
6	Merit Order-Effekte	49
6.1	Kurzfristiger Merit Order-Effekt.....	50
6.2	Mittel- bis langfristiger Merit Order-Effekt	53
6.3	Brennstoffkosten	55
6.4	Reservekapazitäten	57
6.5	Zusammenfassung	58
7	Gesamtergebnis.....	59
	Literaturverzeichnis.....	62
	Abbildungsverzeichnis	66
	Tabellenverzeichnis	67
	Ansprechpartner	68
	Impressum.....	68

1 Einführung

1.1 Hintergrund

Am 7. September 2010 veröffentlichte die Bundesregierung auf der Basis von Energie-szenarien ihr aktuelles Energiekonzept (BMWi 2010). Im Bereich der Elektrizitätserzeugung sieht es – neben der Verlängerung der Kernenergie-Laufzeiten um 8 bis 14 Jahre – auch den expansiven Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) vor: Bis 2020 soll der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland mindestens 35% betragen. Danach soll er auf 50% bis 2030, auf 65% bis 2040 und auf 80% bis 2050 ansteigen. In der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts soll es dann in Deutschland praktisch keine signifikante konventionelle Stromerzeugung mehr geben.

Mit der Havarie von 4 Kernkraftwerken im japanischen Fukushima änderte die Bundesregierung ihre Haltung zur Kernenergie. Neben der sofortigen Stilllegung der 7 ältesten Reaktoren sowie Krümmel soll die friedliche Nutzung der Kernenergie in Deutschland im Jahr 2022 beendet werden. Dies erfordert jetzt einen beschleunigten Umbau der deutschen Elektrizitätsversorgung. Neben dem vorgezogenen Bau von fossilen Ersatzkraftwerken – insbesondere auf Erdgasbasis – muss auch der Ausbau der Erneuerbaren Elektrizitätserzeugung (EE-Stromerzeugung) noch einmal beschleunigt werden. Das wichtigste politische Instrument dazu ist das im Juli 2011 revidierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-2012).

Wie hoch aber sind die Mehrkosten eines politisch forcierten EE-Ausbaus gegenüber einer politisch unbeeinflussten Entwicklung? Einige Interessensvertreter sehen für 2030 weder betriebliche noch volkswirtschaftliche Mehrkosten in signifikanter Höhe. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sollten die Kosten der erneuerbaren Stromerzeugung bis zu diesem Datum unter das Kostenniveau der konventionellen Stromerzeugung sinken, bedingt einerseits durch Lern- und Skaleneffekte zugunsten der Erneuerbaren Stromerzeugung, andererseits durch steigende Energierohstoff- und CO₂-Preise. Aus volkswirtschaftlicher Sicht würden die fossilen Energieimporte durch heimische Wertschöpfung ersetzt, womit Wirtschaft und Gesellschaft per saldo vom EE-Ausbau einen Nettovorteil erzielen sollten. Dass fossile Energieimporte durch vermehrte Importe von Rohstoffen und Solarmodulen ersetzt werden, wird dabei gerne außer Acht gelassen.

Zweifelsohne ist der bereits erreichte Ausbau der EE-Stromerzeugung heute mit einer deutlichen Mehrbelastung der Stromkunden verbunden. Es sind vor allem die Mehrkosten der regenerativen Stromerzeugung gegenüber den konventionellen Stromerzeugungskosten. Sie werden in Form der EEG-Umlage auf die Letztverbraucher umgelegt. Beim weiteren EE-Ausbau werden diese direkten Kosten weiter ansteigen. Zwar hat die Bundesregierung versprochen, die EEG-Umlage nicht über den aktuellen Wert von 3,53 ct/kWh ansteigen zu lassen, doch hat sie keinen Hinweis darauf gegeben, wie dies gegebenenfalls erreicht werden soll. Darüber hinaus wird der weitere EE-Ausbau erhebliche indirekte Kosten auslösen:

- Es müssen neue Höchstspannungsleitungen gebaut werden.
- Die Verteil- und Niederspannungsnetze müssen ertüchtigt werden.
- Die Integration fluktuierender Elektrizitätsmengen aus Wind- und Photovoltaik-Anlagen stellt zusätzliche Anforderungen an das Lastmanagement.
- Für die Zeiten ohne Wind- und PV-Elektrizität müssen Backup-Kapazitäten und Stromspeicher errichtet werden.

Auf der anderen Seite sind die Minderkosten durch Verdrängung der konventionellen Stromerzeugung gegenzurechnen. Dazu gehören insbesondere tiefere Preise für fossile Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte.

Aus Sicht der bayerischen Wirtschaft ist der Ausstieg aus der Kernenergie in Verbindung mit der großen Revier- und Küstenferne und damit ungünstigen Bedingungen für Kohlekraftwerke und Windstromanlagen auch mit einem quantitativen Stromversorgungsproblem verbunden, sofern der Ausbau von Übertragungskapazitäten nicht rechtzeitig zustande kommt.

1.2 Zielsetzung

Mit dem vorliegenden Gutachten werden zwei Ziele verfolgt. Das erste Ziel ist eine aktualisierte Bestandsaufnahme der bis zum Jahr 2030 zu erwartenden direkten und indirekten Nettomehrkosten eines EE-Ausbaus entsprechend dem Energiekonzept der Bundesregierung 2010. Bei unseren Berechnungsergebnissen handelt es sich um Mindestwerte, die unter Umständen in der Realität noch deutlich überschritten werden können. Berechnungsgrundlage sind neben den EE-Ausbauzielen des Energiekonzepts die im Juli 2011 geänderten energie- und klimapolitischen Gesetze und Verordnungen, darunter insbesondere

- das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG 2005) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, ber. S. 3621), zuletzt geändert am 30. Juni 2011 (Bundestag-Drucksache BT-Drs. 17/6365)
- das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG 2009) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert am 30. Juni 2011 (Bundestag-Drucksache BT-Drs. 17/6363)
- die Ausgleichsmechanismus-Verordnung (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101), zuletzt geändert am 18. Januar 2011 (BGBl. I 2010 S. 1946)

Im Rahmen des Gutachtens wird unterstellt, dass innerhalb des Untersuchungszeitraums die jüngst geänderten Rechtsvorschriften zum Elektrizitätsmarkt Bestand haben und es zu keinen erneuten energiepolitischen Eingriffen kommen wird bzw. diese keinen signifikanten Einfluss auf den Untersuchungsgegenstand haben werden. Angesichts des hohen Änderungstempos von Energiemarktgesetzen ist dies natürlich unrealistisch. Doch verzichtet das hier vorgelegte Gutachten auf Spekulationen über die künftige Energiepolitik im Bereich der Elektrizitätsversorgung.

2 Erneuerbare Energien und deren Förderung bis 2030

2.1 Energiepolitische Vorgaben

Mit der Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-2012) sind die Ausbauziele des Energiekonzepts der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 jetzt auch in gesetzlicher Form festgelegt¹.

Tabelle 1

EE-Ausbauziele der Bundesregierung

<i>Jahr</i>	<i>EE-Anteil</i>
2020	35%
2030	50%
2040	65%
2050	80%

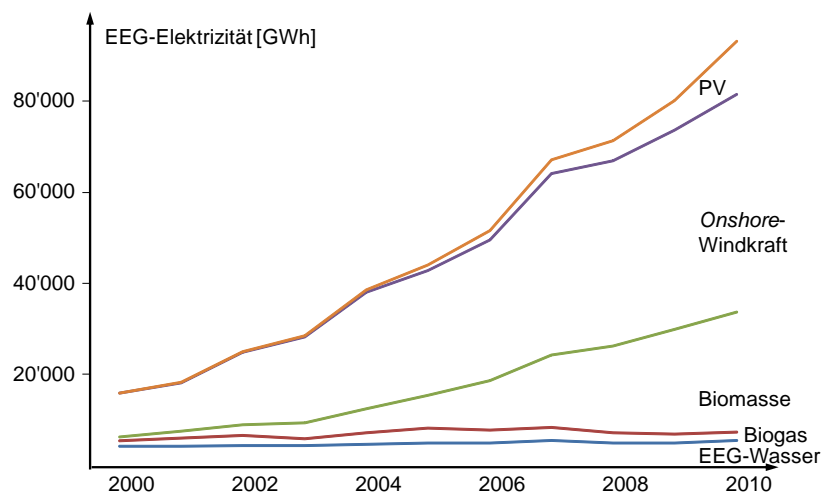
Quelle: § 1 Abs. 2 EEG-2012

Um diese Ziele zu erreichen, schreibt das EEG einen Einspeise-Vorrang vor für Elektrizität, die mit bestimmten erneuerbaren Energieanlagen erzeugt wird. Außerdem erhalten die Betreiber derartiger Anlagen einen gesetzlichen Anspruch gegenüber den Netzbetreibern auf eine feste Mindest-Einspeise-Vergütung. Die entsprechenden Mindestvergütungen sollen im Prinzip über die Zeit sinken, doch mit den regelmäßigen Gesetzesrevisionen wurden sie vielfach wieder angehoben.

¹ Im Rahmen der politischen Beratungen fand bislang keine nennenswerte ordnungsrechtliche Diskussion von derartiger Planvorgaben statt. Nur in wirtschaftswissenschaftlichen Kreisen wird bezweifelt, dass die gesetzliche Vorgabe von Marktanteilen mit der sozialen Marktwirtschaft kompatibel ist.

Abbildung 1
Entwicklung der EEG-geförderten Stromerzeugung

EEG-Erzeugung in Deutschland



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Für das Jahr 2010 hatte der Gesetzgeber ursprünglich ein EE-Ausbauziel von 12,5% ausgegeben. Dieses Ziel wurde bereits im Jahr 2007 überschritten (vgl. Abbildung 1) und mit einer EE-Quote von mehr als 17% im Jahr 2010 deutlich übertroffen, womit das im EEG entwickelte Konzept der festen Einspeise-Vergütung als Erfolgsmodell zur Förderung des EE-Ausbaus gilt.

Mit den EE-Mengen explodierten allerdings auch die EEG-Einspeise-Vergütungen. Noch im Herbst 2003 – im Vorfeld der EEG-Revision des Jahres 2004 – versprach das Bundesumweltministerium der deutschen Bevölkerung eine maximale EEG-Einspeise-Vergütung von 5 Mrd. Euro pro Jahr und eine maximale EEG-Umlage von 0,6 ct/kWh (BMU 2003). Beides wurde dramatisch gebrochen: Im Jahr 2010 stieg die EEG-Einspeise-Vergütung auf mehr als 12 Mrd. Euro brutto, und im Jahr 2011 wurde die EEG-Umlage auf 3,53 ct/kWh oder 35,30 Euro pro MWh festgelegt.

Es kann festgehalten werden:

Mit dem EEG steht der deutschen Energiepolitik ein Instrument zur Verfügung, mit dem sich im Prinzip auch sehr anspruchsvolle EE-Ausbauziele erreichen lassen. Da der EE-Ausbau politisch einen den anderen Politikzielen übergeordneten Stellenwert genießt, erfolgt die Re-Adjustierung des Instrumentariums nur bei einem Unterschreiten, nicht bei einem Überschreiten der Ausbauziele. Diesbezüglich unterscheidet sich die deutsche Energiepolitik grundlegend von derjenigen in anderen EU-Ländern.

Für das hier vorgelegte Gutachten wird unterstellt, dass es bei diesem asymmetrischen Umgang mit dem EEG bleibt. Übereinstimmend mit dem *National Renewable Energy Action Plan 2010*² und der Prognos AG (Prognos 2011, S.3) soll der erneuerbare Anteil an der Bruttostromerzeugung bereits im Jahr 2020 bei 38% (anstelle der im EEG-2012 genannten 35%) liegen.

2.2 Erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten

Durch die Veröffentlichungen

- des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW (www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG__KWK-G)
- der EEG / KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber ([//www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xsl/401.htm](http://www.eeg-kwk.net/cps/rde/xchg/eeg_kwk/hs.xsl/401.htm))

stehen Daten über die vom EEG initiierten Erzeugungskapazitäten, eingespeiste Strommengen und EEG-Vergütungen auf Jahres- und Monatsbasis zur Verfügung. Tabelle 2 präsentiert die aus dieser Datenquelle entnommene Entwicklung der EEG-Strommengen seit dem Jahr 2000. Wachstumsträger waren die Onshore-Windenergie, die Biomasse sowie die Photovoltaik, während die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Biogas und Offshore-Wind stagnieren.

Die genannten Quellen veröffentlichen auch Mittelfristprognosen für den EE-Kapazitätsausbau und die EE-Stromerzeugung. Aus Tabelle 3 und 4 gehen die aktuellen Prognosen hervor. Demnach soll das EE-Wachstum vor allem im Bereich der Photovoltaik und der Offshore-Windenergie erfolgen – beides Technologien mit besonders hohen Einspeisevergütungen.

² Siehe [//ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/national_renewable_energy_action_plan_germany_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/national_renewable_energy_action_plan_germany_en.pdf), S. 107

Tabelle 2
Entwicklung der EEG-Stromerzeugung

Stand Februar 2011

Jahr	Wasser EEG	Biogase	Biomasse	Wind onshore	Wind offshore	Solar
GWh im jeweiligen Jahr						
2000	5'486	-	780	7'550	0	38
2005	4'953	3'136	7'366	27'229	0	1'282
2010	5'444	1'835	26'262	47'704	654	8'296

Quelle: EEG / KWK-G Informationsplattform

In den vergangenen Jahren lagen die Übertragungsnetzbetreiber mit ihren prognostizierten EE-Ausbauraten tendenziell über den Modellprognosen vieler wissenschaftlicher Institute (etwa EWI 2007, Nitsch 2007, Prognos / EWI 2007 sowie die Übersicht in Küster *et al.* 2007), aber teilweise deutlich unter der später eingetretenen Entwicklung. Ausnahme ist die Offshore-Windkraft, deren Ausbau in Deutschland aus verschiedensten Gründen bislang überschätzt wurde. Insgesamt aber gaben die Mittelfristprognosen der Übertragungsnetzbetreiber eine relativ gute Vorausschau auf die tatsächliche Entwicklung, sie genießen deshalb auch heute ein hohes Maß an Glaubwürdigkeit.

Tabelle 3
Prognose der eingespeisten Jahresarbeit

Stand Februar 2011

<i>Jahr</i>	<i>Wasser EEG</i>	<i>Biogase</i>	<i>Biomasse</i>	<i>Wind onshore</i>	<i>Wind offshore</i>	<i>Solar*</i>
GWh im jeweiligen Jahr						
2011	6'067	1'993	27'777	48'791	1'147	18'762
2012	6'499	1'943	29'384	51'316	2'036	26'113
2013	6'800	1'900	30'582	53'725	5'916	29'530
2014	7'079	1'862	31'998	56'116	13'427	32'176
2015	7'362	1'829	32'859	58'487	19'452	35'284

** inkl. der PV-Jahresarbeit, die nach § 33 Abs. 2 EEG selbst verbraucht wird*

Quelle: EEG / KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2011

Parallel zu den aktuellen Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber liegt auch im Jahr 2011 wieder eine Fülle von Szenarien für den weiteren EE-Ausbau vor. Im Vergleich zu früheren Jahren streuen sie im Bereich der Photovoltaik und der Offshore-Windkraft extrem stark und bringen damit die aktuelle Unsicherheit über die weitere Entwicklung in diesen beiden Bereichen zum Ausdruck. Während die Netzbetreiber beispielsweise für Ende 2015 insgesamt 5'620 MW Offshore-Windkapazität und fast 40'000 MW Photovoltaik erwarten, gehen die Berechnungen der dena Netzstudie II für das Jahr 2015 von 7'000 MW Offshore-Wind und 13'000 MW Photovoltaik-Kapazität aus (dena 2010). Die letztgenannte Zahl würde allerdings einen Rückgang der bereits installierten PV-Kapazitäten bedeuten.

Tabelle 4

Prognose der zum Jahresende installierten Leistungen

Stand Februar 2011

<i>Jahr</i>	<i>Wasser EEG</i>	<i>Biogase</i>	<i>Biomasse</i>	<i>Wind onshore</i>	<i>Wind offshore</i>	<i>Solar</i>
2011	1'545	645	4'619	28'693	470	26'400
2012	1'649	638	4'750	29'870	776	30'400
2013	1'717	631	4'940	31'010	2'720	32'900
2014	1'787	624	5'080	32'130	4'620	35'900
2015	1'855	617	5'200	33'210	5'620	39'400

Quelle: EEG / KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber 2011

Das Gutachten geht davon aus, dass in Deutschland in den Jahren 2020 und 2030 die in Tabelle 5 genannten EE-Ausbauziele erreicht werden. Der mit dem beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie und den in relativ kurzer Zeit geforderten Investitionen in Erneuerbare Energiekapazitäten, Backup-Kapazitäten und Elektrizitätsnetze angestoßene Investitionsschub lässt für die kommenden Jahre einen kräftigen Strompreisanstieg erwarten. In einer aktuellen Studie für die vbw rechnet Prognos (2011, S. 7f) für Deutschland deshalb mit einem deutlichen Rückgang der Bruttostromerzeugung sowie des Letztverbrauchs. Die angenommene Entwicklung erscheint radikal, wird aber im Folgenden übernommen und fortgeschrieben.

Tabelle 5

Annahmen zur Erneuerbaren Stromproduktion

Deutschland	2010	2020	2030
politisches EE-Ausbauziel	17,4%	38%	50%
Bruttostromerzeugung [GWh]	622'762	582'000	532'000
EEG-pflichtig. Letztverbrauch [GWh]	482'540	465'600	425'600
Erforderliche EEG-Erzeugung [GWh]		221'639	266'309
Simulierte EEG-Erzeugung [GWh]	107'901	221'639	266'309
<i>Darunter</i>			
Onshore-Wind [GWh]	47'704	70'300	85'950
Offshore-Wind [GWh]	654	49'476	72'276
Photovoltaik [GWh]	11'752	45'066	50'286
Sonstiger EEG-Strom [GWh]	33'541	43'863	44'863

Quelle: Eigene Berechnungen nach Prognos 2011

Für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Elektrizitätserzeugung besteht weitgehender Konsens darin, dass Wasserkraft, Grubengas, Biomasse und Geothermie hierzulande über keine größeren Ausbaupotentiale verfügen. Entsprechend werden diese regenerativen Quellen ihre Strombereitstellung lediglich um ein Drittel vergrößern (letzte Zeile von Tabelle 5). Die EEG-Ausbauziele werden entsprechend vor allem von der Windenergie (onshore und offshore) sowie der Photovoltaik erbracht werden müssen. Im Bereich der Onshore-Windkraft ist der Zubau von Erzeugungskapazitäten zuletzt deutlich gesunken. Es gibt zwar weiterhin noch Flächenpotentiale in Deutschland, und auch durch Repowering ist ein Kapazitätswachstum möglich. Doch es besteht Konsens darin, dass die Zeiten des dynamischen Marktwachstums vorbei sind. Die mit Tabelle 5

kompatiblen Onshore-Kapazitäten resultieren aus angenommenen 1'900 Volllaststunden pro Jahr³ (siehe Tabelle 6).

Tabelle 6

Annahmen zu den Kapazitäten von Windkraft und Photovoltaik

	Volllast-Stunden	Installierte Kapazität [MW]		
		2010	2020	2030
Onshore-Windkraft	1'900	27'214	37'000	45'000
Offshore-Windkraft	3'800	208	13'020	19'020
Photovoltaik	870	17'300	51'800	57'800

Quelle: Eigene Berechnungen und Abschätzungen

In den kommenden Jahren wird das Repowering zunehmend an Bedeutung gewinnen. Entsprechend der dena Netzstudie II (dena 2010, S. 20f) soll ein Drittel der vor 1998 errichteten Windkraftanlagen vorzeitig ersetzt werden, und zwar je zur Hälfte nach 12 und 15 Jahren. Dabei steigt die zu ersetzende Leistung um den Faktor Drei. Auch bei den nach 1998 errichteten Windkraftkapazitäten soll Repowering erfolgen, und zwar jeweils zur Hälfte nach 15 und 20 Jahren. Für das vorliegende Gutachten wird unterstellt, dass im Jahr 2020 eine Onshore-Windkapazität von annähernd 5'000 MW vom Repowering-Bonus nach §30 EEG-2012 profitieren werden. Dieser Bonus wird nur für Anlagen gewährt, die vor dem 1.1.2002 in Betrieb genommene Anlagen ersetzen.

Auch bei Offshore-Wind und Photovoltaik (PV) werden in diesem Gutachten zunächst die Mittelfristprognosen der Übertragungsnetzbetreiber bis 2015 zugrunde gelegt. Tabelle 6 zeigt die bei angenommenen 3800 Volllaststunden in den Jahren 2020 und 2030 erforderlichen Offshore-Kapazitäten. Es sei darauf hingewiesen, dass die für einen starken Offshore-Windausbau in Deutschland notwendigen Voraussetzungen derzeit noch nicht vorhanden sind (Netzanbindung auf See, Onshore-Stromtransportleitungen zu den Verbraucherzentren, Hafenanlagen mit Logistik- und Service-Stationen, Finanzpartner für die Projektfinanzierung etc.). Daher ist erst für die 2. Hälfte des

³ Im Durchschnitt des letzten Jahrzehnts erreichten die Onshore-Windkraftanlagen in Deutschland durchschnittlich 1700 Volllaststunden. Die angenommenen 1900 Jahresvolllaststunden sind damit ein realistischer Wert. Die von der dena Netzstudie II für das Jahr 2020 unterstellten 2200 Volllaststunden dürften demgegenüber unrealistisch sein.

laufenden Jahrzehnts mit einem Wachstumsboom zu rechnen, der sich dann zwischen 2020 und 2030 fortsetzt.

Bei der Photovoltaik dürfte es umgekehrt sein. Aktuell befindet sich diese Industrie in einem einmaligen Boom. Im Jahr 2010 wurden in Deutschland 7'400 MW PV-Kapazitäten zugebaut, so dass hier per Ende 2010 schon 17'300 MW Kapazitäten vorhanden sind.

Selbst wenn die PV-Zubauraten künftig deutlich sinken, wird schon im Jahr 2014 die Grenze von 35'000 MW überschritten. Weiter anwachsende PV-Kapazitäten drohen die Aufnahmefähigkeit des deutschen Strommarkts zu sprengen. Deshalb wurden in § 6 Abs. 2 EEG-2012 die technischen Anforderungen von PV-Anlagen jetzt verschärft. Dies sowie innovative Strategien zur Aufstellung von PV-Systemen üben einen Druck auf die erreichbaren Volllaststunden aus, die deshalb den Wert von 900 h/a nicht mehr erreichen.⁴

Nach Angaben des Leipziger Instituts für Energie (2010, S. 58) waren bis 2008 insgesamt 8% der in Deutschland errichteten PV-Kapazität Freiflächenanlagen. Im Jahr 2009 hat sich dieser Anteil auf 16% verdoppelt. Seit dem 1. Juli 2010 sind PV-Anlagen auf Ackerflächen von der EEG-Vergütung ausgenommen, doch wurden gleichzeitig die Konversionsflächen, Gewerbeflächen und Flächen entlang Verkehrswegen erweitert, auf denen die EEG-Vergütung bezahlt werden muss. Daher wird im Rahmen des Gutachtens unterstellt, dass künftig 20% der installierten PV-Kapazität auf Freiflächen errichtet wird.⁵

2.3 Gesetzliche EEG-Mindestvergütungen

Die ab 1. Januar 2012 geltenden EEG-Vergütungssätze für Wind- und Solarstrom sind zusammen mit den entsprechenden Degressionsfaktoren in Tabelle 7 aufgeführt. Die Vergütungssätze für Elektrizität aus Wasserkraft, Grubengas, Biomasse, Geothermie sind nicht mit aufgeführt. Im Jahr 2010 wurden hier EEG-Vergütungen von insgesamt 4,9 Mrd. Euro oder durchschnittlich 134 Euro/MWh EEG-Strom gewährt.

⁴ Der horizontale und vertikale Aufstellwinkel von PV-Modulen wird nicht mehr auf die Stromausbeute hin optimiert, womit die zeitliche Erzeugung zu Lasten der kumulierten Jahresproduktion gleichmäßiger wird. Wirtschaftlich kann dies Sinn machen, da so die PV-Erzeugung perspektivisch in Stunden mit höheren Stromgroßhandelspreisen verschoben wird.

⁵ Aus der Annahme eines hohen Freiflächenanteils resultieren tendenziell verringerte direkte EEG-Kosten.

Nach § 20 EEG-2012 werden sich die Vergütungssätze bis zum Prognosehorizont dieses Gutachtens nur gering reduzieren.

Für 2012 liegt die Anfangsvergütung von Onshore-Windenergie (inkl. Systemdienstleistungs-Bonus von 0,48 ct/kWh) bei 9,41 ct/kWh und damit über dem Niveau des Jahres 2000 (damals 9,10 ct/kWh). Als Begründung werden unter anderem die gestiegenen Rohstoffpreise genannt. Immerhin wurde die Grundvergütung in den letzten 10 Jahren von 6,10 ct/kWh auf 4,58 ct/kWh abgesenkt. Die Grundvergütung spielt jedoch in der Praxis fast keine Rolle, denn

- nach § 29 Abs. 2 EEG-2012 wird die Anfangsvergütung in den meisten Fällen länger als 5 Jahre gewährt.
- mit dem Wechsel in die Grundvergütung wird Repowering interessant, wobei die Ersatzanlagen nicht erneut die hohe Anfangsvergütung zuzüglich Repowering-Bonus erhalten.
- mit dem Übergang von der Anfangsvergütung in die Grundvergütung wird die Direktvermarktung attraktiv; dabei fallen die entsprechenden EE-Mengen aus der EEG-Vergütung heraus, werden aber durch das Grünstromprivileg weiterhin gefördert.

Im Bereich der Offshore-Windstromvergütung reichte die im Jahr 2004 erfolgte Anhebung der Anfangsvergütung auf mindestens 15 ct/kWh (inkl. Starterbonus) immer noch nicht aus, um einen Investitionsboom anzuschieben. In ihrem Energiekonzept vom 28. September 2010 (S. 8) hatte die Bundesregierung deshalb in Aussicht gestellt, die Offshore-Anfangsförderung weiter anzuheben. Dies ist mit der EEG-Novelle geschehen:

- Nach § 20 Abs. 2 EEG-2012 wird die Degression der Vergütungssätze entsprechend den Vorstellungen der Windbranche bis mindestens 2018 ausgesetzt.
- Nach § 31 Abs. 3 wird außerdem die Option des „Stauchungs-Modells“ geschaffen, wobei anstelle einer 12-jährigen Anfangsvergütung von 15 ct/kWh ein Anspruch von 19 ct/kWh über einen Zeitraum von 8 Jahren besteht⁶.

⁶ Nach § 31 Abs. 2 besteht der Anspruch auf die erhöhte Anfangsvergütung mindestens 12 Jahre. Er verlängert sich für Anlagen, die weiter als 12 Seemeilen von der Küste entfernt sind und in Wassertiefen über 20 Metern errichtet werden.

Tabelle 7

EEG-Vergütungssätze für Windkraft und Solarenergie

	Vergütung 1.1.2012 [ct/kWh]	Degression [% p.a.]
Windenergie onshore		
– Grundvergütung	4,87	1,5
– Anfangsvergütung (inkl. Systemdienstleistungs-Bonus)	9,41	1,5
Repowering-Bonus	0,50	1,5
Windenergie offshore		
– Grundvergütung	3,5	7,0 ab 2018
– Anfangsvergütung (inkl. Schnellstarter-Bonus)	≥ 15,0	7,0 ab 2018
PV auf Konversionsflächen	22,07	9,0 (4 - 21)
PV auf sonstigen Flächen	21,11	9,0 (4 - 21)
PV auf Gebäuden		
bis 30 kW	28,74	9,0 (4 - 21)
30-100 kW	27,33	9,0 (4 - 21)
100-1000 kW	25,86	9,0 (4 - 21)
ab 1000 kW	21,56	9,0 (4 - 21)

Quelle: § 20, §§ 29-33 EEG-2012

Bei der Photovoltaik kam es zuletzt im Sommer 2010 zu einer Absenkung der gesetzlichen Vergütung (Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 11.08.2010; PV-Novelle). Entsprechend einer Absprache zwischen Bundesumweltminister NORBERT RÖTTGEN und dem Präsidenten des Bundesverbandes Solarwirtschaft GÜNTHER CRAMER vom Januar 2011 soll eine weitere Absenkung der PV-Vergütungen erfolgen in Höhe von

- 0% (bei Zubau-Prognose unter 3500 MW)
- 15% (bei Zubau-Prognose über 7500 MW)

Unterstellt man die Ausbau-Erwartungen der Übertragungsnetzbetreiber, so wird die PV-Vergütung auf Anfang 2012 um zusätzlich 3% abgesenkt. Tabelle 8 skizziert den weiteren Reduktionspfad bis 2015.

Tabelle 8
Absehbare PV-Vergütungsdegression

<i>Jahr</i>	<i>PV-Kapazität [MW]</i>	<i>PV-Zubau [MW]</i>	<i>Vergütungsdegression gemäß EAG EE [% gg. Vorjahr]</i>
2011	26'399	4'000	
2012	30'399	2'500	-12
2013	32'899	3'000	-9
2014	35'899	3'500	-9
2015	39'399		-9

Quelle: Berechnet entsprechend der PV-Ausbauprognose der Übertragungsnetzbetreiber

Eine Besonderheit ist die im Jahr 2009 eingeführte Bonuszahlung für den PV-Eigenverbrauch. Für diesen wird eine über 20 Jahre feste Bonuszahlung gewährt; sie entspricht der jeweils geltenden EEG-Vergütung für eingespeiste PV-Elektrizität vermindert um

16,38 ct/kWh bei einem Eigenverbrauch bis 30% der PV-Erzeugung
 12,00 ct/kWh bei einem Eigenverbrauch ab 30% der PV-Erzeugung

Aus Sicht der Anlagenbetreiber hängt die Attraktivität dieser Regelung vor allem vom Endkunden-Strompreis ab. Bei einem Haushaltsstrompreis von 25,45 ct/kWh beträgt der finanzielle Vorteil bei PV-Anlagen bis 30 kW

$25,45 + (28,74 - 16,38) = 37,81$ ct/kWh
 oder 9,07 ct/kWh mehr als die gesetzliche Einspeisevergütung

Für 2011 schätzen die Übertragungsnetzbetreiber den PV-Eigenverbrauchsanteil auf 10% der PV-Erzeugung.

Der PV-Eigenverbrauch reduziert die Erlöse aus dem Elektrizitätsvertrieb und aus den Netznutzungsentgelten. Da die Netzkosten durch den Eigenverbrauch nicht sinken, müssen die Tarife für die Netznutzung perspektivisch angehoben werden. Dies wiederum würde die Attraktivität des PV-Eigenverbrauchs weiter steigern. Die Elektrizitätswirtschaft sieht die Ausweitung des PV-Eigenverbrauchs sehr kritisch und setzt sich

gegen die damit verbundene schleichende Erosion ihrer Geschäftsgrundlage zur Wehr. Nach unserer Einschätzung sind Mittel und Wege zu finden, um die Entwicklung unter Kontrolle zu halten. Dies führt zu unserer Einschätzung, dass der Eigenverbrauch nicht über 15% der PV-Erzeugung ansteigen wird.

2.4 Entwicklung der EE-Selbstvermarktung (Grünstromprivileg)

Nach § 39 EEG-2012 können EE-Produzenten ihre Strommengen direkt vermarkten, indem sie den Strom direkt an Elektrizitätsversorgungsunternehmen verkaufen – und nicht an den vorgelagerten Netzbetreiber gegen die Zahlung der Einspeise-Vergütung abgeben. Damit entfällt natürlich die Abnahme- und Vergütungspflicht der Netzbetreiber. Die Direktvermarktung führt entsprechend zu reduzierten EEG-Zahlungen.

Im Gegenzug braucht ein Elektrizitätsversorger mit einem Lieferportfolio von mehr als 50% EEG-Strom nach § 39 EEG-2012 eine um 2 ct/kWh reduzierte EEG-Umlage zu bezahlen, und zwar auf die gesamte von ihm an Endverbraucher gelieferte Elektrizität (Grünstromprivileg⁷). Mit der EEG-Novelle 2012 müssen zusätzlich 20% der abgesetzten Elektrizität aus fluktuierenden EEG-Anlagen stammen (d.h. Windkraft und PV). Erfüllt ein Versorger diese Bedingungen, ist er in der Lage, für die ansonsten über das EEG vergütete EEG-Elektrizität einen für den EEG-Anlagenbetreiber attraktiven Preis zu zahlen. Dieser entspricht dem

- Beschaffungspreis am Strom-Großhandelsmarkt
- zuzüglich dem Zweifachen des Vorteils bei der verminderten EEG-Umlage (2 x 20,- = 40,- Euro/MWh ab 2012)
- abzüglich eines Sicherheitsabschlags von etwa 20%, der berücksichtigt, dass der EE-Stromanteil wegen der fluktuierenden EE-Erzeugung vorsichtshalber etwas höher als 50% sein muss

Bei einem Großhandels-Strompreis von 55,- Euro/MWh liegt die potentielle Zahlungsbereitschaft für EEG-Strom bei

$$55,- + 1,6 \cdot 20,- = 87,- \text{ Euro/MWh ab dem Jahr 2012,}$$

was deutlich über der Grundvergütung von Onshore- und Offshore-Windstrom liegt.

⁷ Das Grünstromprivileg wurde bereits im Jahr 2004 zur Förderung von Grünstromanbietern in das EEG eingeführt. Mit ihrem Bezug von EEG-Strom tragen diese Unternehmen ja implizit schon die Mehrkosten der Erneuerbaren Energien. Deshalb sollen sie bzw. ihre Kunden nicht noch ein zweites Mal zur Kasse gebeten werden.

Ähnliches gilt

- für Wasserkraftanlagen mit Leistungen zwischen 5 und 50 MW
- für Elektrizität aus Deponie-, Klär- und Grubengasen
- für bestimmte Biomasse-Anlagen mit Leistungen zwischen 5 und 20 MW

Angesichts der guten Akzeptanz von EEG-Strom bei den Kunden stellt das Grünstromprivileg einen interessanten Vermarktungsweg für EEG-Strom dar. Es schafft einen Anreiz für den möglichst kostengünstigen EEG-Ausbau und offeriert Handlungsspielräume für innovative Businesskonzepte auf Basis von Erneuerbaren Energien. Insgesamt handelt es sich um einen klar marktwirtschaftlichen Ansatz zur Integration Erneuerbarer Energien in den Elektrizitätsmarkt.

Allerdings führt das Grünstromprivileg zu einer tendenziell höheren EEG-Umlage, denn sie reduziert den nicht-privilegierten Letztverbrauch, auf den die Übertragungsnetzbetreiber die Mehrkosten der EEG-Vergütungszahlungen umlegen dürfen. Dies wird in Kapitel 4.3 dieses Gutachtens mit entsprechenden Berechnungen auch empirisch belegt. Die volkswirtschaftlichen Kosten des EEG-Ausbaus werden zwar tendenziell gesenkt, doch wie jede technologieneutrale Förderung im Bereich der Elektrizitätswirtschaft ist auch das Grünstromprivileg mit Zusatzgewinnen (Windfall Profits) bei den EEG-Anbietern und den Grünstromanbietern verbunden, die den EEG-Ausbau für die Letztverbraucher verteuern. Deshalb fordert selbst das Bundeskartellamt eine Abschaffung des Grünstromprivilegs in der derzeitigen Form (BKartA 2011, S. 294⁸). Mit der soeben verabschiedeten EEG-Novelle wurde das Grünstromprivileg jedoch in seinem Kern erhalten und fortgeführt.

2.5 Gleitende Marktprämie und Flexibilitätsprämie

Mit den §§ 33a bis 33h EEG-2012 wurde ein neuer Weg zur Marktintegration von EEG-Strom ins EEG-2012 eingeführt. Das Modell beruht auf einem wissenschaftlichen Vorschlag von Fraunhofer ISI (SENSFUß et al. 2011) und stellt den Anlagenbetreibern von EEG-Anlagen eine zeitlich flexible Marktprämie in Aussicht, die aus der Differenz zwischen der gesetzlichen Einspeise-Vergütung und einem rechnerischen Vermarktungserlös des EEG-Stroms am Day-ahead-Markt resultiert. Hinzugerechnet werden die Vertriebskosten („notwendige“ Kosten für die Börsenzulassung, die Handelsanbindung, den Börsenhandel, die Erstellung von Prognosen und für Fahrplanabweichungen).

⁸ Auch die Lobbyisten der Erneuerbaren Energien fordern die Abschaffung des Grünstromprivilegs, doch nicht so sehr aus ordnungsrechtlichen Gründen, sondern aus Furcht vor der mit steigender EEG-Umlage wachsenden gesellschaftlichen Opposition gegen den EEG-Ausbau.

Tabelle 9

Zuschlag zur Marktprämie zum Ausgleich von Vertriebskosten

Jahr	Steuerbare EEG-Anlagen [€/MWh]	Wind und PV [€/MWh]
2012	3,00	12,00
2013	2,75	10,00
2014	2,50	8,50
ab 2015	2,25	7,00

Quelle: Anlage 4 zum EEG 2012

Eine weitere Innovation ist der in § 33i EEG-2012 neu geschaffene Anspruch der Betreiber von Biogas-Anlagen auf Gewährung einer Flexibilitätsprämie. Mit der Flexibilitätsprämie soll ein Anreiz zur Schaffung von Zusatzkapazitäten für eine bedarfsorientierte Erzeugung von Elektrizität aus Biogas-Anlagen geschaffen werden. Dazu sollen die Betreiber Gasspeicherkapazitäten errichten und ihre Biogas-Kraftwerke bei Bedarf aus diesen Speichern mit Brennstoff versorgen. De facto wird mit § 33i EEG-2012 ein neuer Fördertatbestand zugunsten einer kleinen Gruppe von Anlagenbetreibern geschaffen, womit die bereits hohen Kosten des Ausbaus Erneuerbarer Energien tendenziell zusätzlich steigen dürften.

Zusammenfassend sind die Wirkungen der neuen Prämienmodelle schwierig zu beurteilen. Inwieweit die Anlagenbetreiber die neuen Instrumente zur Marktintegration von EEG-Elektrizität akzeptieren und nutzen werden, hängt von vielen Details ab, weshalb sich die Effekte zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht absehen lassen. Damit ist auch noch offen, in welchem Umfang ein Teil der indirekten EEG-Kosten durch bessere EEG-Marktintegration vermindert werden kann.

Darüber hinaus sind die Bonuszahlungen nach §§ 33a bis 33i EEG-2012 in mehrfacher Hinsicht problematisch:

- Sie werden in jedem Fall höher sein als die damit entfallenden EEG-Einspeisevergütungen – netto, d.h. nach Abzug der Vermarktungserlöse der Übertragungsnetzbetreiber.
- Darüber hinaus sind die neuen Anreize zur marktgerechten EEG-Erzeugung marginal:
 - Bei tiefen Day-ahead-Preisen – und dementsprechend hohen EEG-Angebotsmengen – werden hohe Marktprämien resultieren.

- Bei hohen Day-ahead-Preisen – und dementsprechend hohen EEG-Angebotsmengen – werden nur geringe Marktprämien zur Auszahlung gelangen.

- Mit der Anlage 4 zum EEG-2012 legt der Gesetzgeber ein komplexes und wenig transparentes Modell zur Berechnung der Vermarktungserlöse am Day-ahead-Markt vor, das noch unter dem Vorbehalt einer Rechtsverordnung steht. Diese Rechenvorschriften werden am Ende das „Marktverhalten“ der Betreiber von EEG-Anlagen bestimmen.

- Schließlich werden die EEG-Anlagenbetreiber weiterhin von jeglichen Marktrisiken freigestellt. Das Modell der Marktprämie ist damit alles andere als ein marktwirtschaftliches Instrument und führt noch weiter in die staatswirtschaftliche Organisation der Elektrizitätswirtschaft.

3 Direkte EEG-Kosten bis 2030

3.1 Bruttokosten der EEG-Förderung

Für das Jahr 2010 wird das Volumen der EEG-Vergütungen auf rund 12,3 Mrd. Euro oder umgerechnet 148,- Euro/MWh EEG-Strom geschätzt⁹, wobei die vermiedenen Netznutzungsentgelte von rund 300 Mio. Euro hier bereits abgezogen sind.

Aus den in Kapitel 2 erläuterten Annahmen zur Entwicklung der EE-Kapazitätszubauten und der gesetzlichen Vergütungsverpflichtungen lässt sich die weitere Entwicklung bis 2020/30 abschätzen. Der Darstellung in Abbildung 2 zufolge ist bis zum Jahr 2025 mit einer faktischen Verdreifachung der EEG-Vergütungszahlungen gegenüber dem Jahr 2010 zu rechnen. Allfällige Entschädigungszahlungen für den aus Gründen der unzureichenden Netzkapazität nicht abgenommenen Strom (Härtefallregelung § 12 EEG-2012) sind dabei nicht berücksichtigt (siehe Kapitel 5.5). Treiber für diese Entwicklung sind der angenommene Ausbau der Photovoltaik sowie der Offshore-Windkraft. Zwischen 2025 und 2030 könnten die EEG-Vergütungszahlungen sinken, sofern die Politik an der bestehenden Degression der Einspeise-Vergütungen festhält und keine neuerlichen Fördertatbestände in Kraft setzt, die über die gesetzlichen Einspeise-Vergütungen finanziert werden.

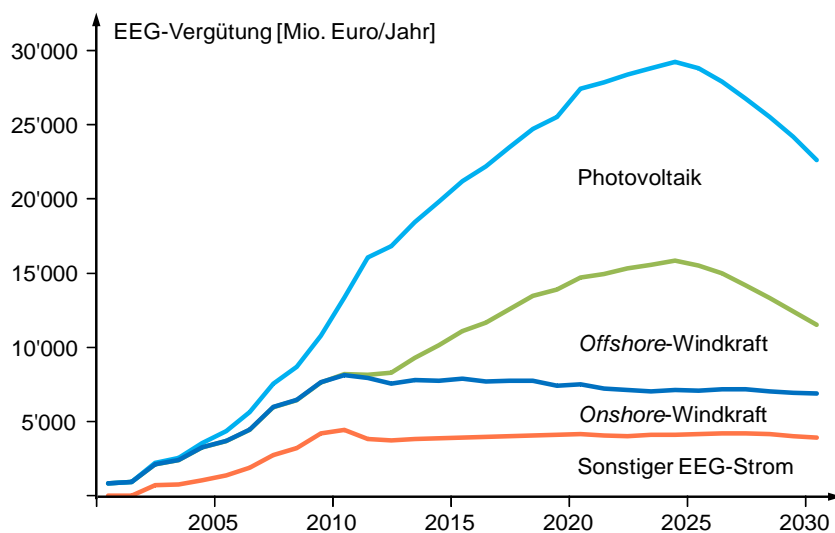
In Abbildung 2 (s. nächste Seite) fallen die bei den sonstigen EEG-Anlagen sinkenden Vergütungszahlungen zwischen den Jahren 2010 und 2012 auf. Dies ist das Ergebnis des angenommenen Anstiegs der Direktvermarktung von Elektrizität aus Wasserkraft und Bioenergie.

Die in Abbildung 2 dargestellten Bruttovergütungen müssen um die vermiedenen Netznutzungsentgelte vermindert werden (§ 18 Abs. 1 StromNEV). Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber lagen diese im Jahr 2010 bei 330 Mio. Euro.

⁹ EEG-KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (www.eeg-kwk.net/de/file/UeNB_EEG-Kontostand-2010-12-31.pdf)

Abbildung 2
Einspeise-Vergütung für EEG-Elektrizität

Brutto inkl. der vermiedenen Netznutzungsentgelte



Quelle: Eigene Berechnungen

Auf der anderen Seite müssen die nach § 3 Abs. 3, 4 AusglMechV anrechenbaren Kosten der Netzbetreiber hinzugerechnet werden:

- Saldozahlungen aus der EEG-Bilanzkreisabrechnung für Ausgleichsenergie
- Saldozahlungen aus der untertägigen Vermarktung von EEG-Mengen
- Saldozahlungen aus der Verzinsung des EEG-Kontos, welches die Differenzbeträge zwischen Einnahmen und Ausgaben bei den Übertragungsnetzbetreibern umfasst
- Transaktionskosten des Börsenhandels inkl. der Kosten für die notwendigen vortägigen und untertägigen Prognosen

Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber resultiert aus diesen Positionen für das Jahr 2010 ein Kostenaufwand von netto rund 400 Mio. Euro.

In Zukunft werden sich die Bruttokosten der EEG-Förderung noch um zwei weitere Zahlungsverpflichtungen der Netzbetreiber an die EEG-Anlagenbetreiber vergrößern:

- die Mehrkosten der gleitenden Marktprämie nach § 33a-i EEG-2012; nach Einschätzungen von Fraunhofer ISI (Sensfuß et al. 2011, S. 21) liegen die zu erwartenden Mehrkosten bei maximal 200 Mio. Euro/Jahr.

- die Vergütungszahlungen entsprechend § 12 EEG-2012 (Härtefallregelung); sie gibt den Anlagenbetreibern einen Rechtsanspruch auf Ersatzzahlungen, sofern die EEG-Einspeisung wegen eines Netzengpasses oder zur Gewährleistung von Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung reduziert werden muss.¹⁰

3.2 Erlöse aus dem Absatz der EEG-Mengen am Spotmarkt

Entsprechend der aktuell geltenden Gesetzeslage müssen die Übertragungsnetzbetreiber den gesamten abgenommenen und vergüteten EEG-Strom am Spotmarkt absetzen. Damit hängen die EEG-Erlöse von der Preisentwicklung am Day-ahead und am Intraday-Markt der Europäischen Stromhandelsbörse EPEX ab.

Im Jahr 2010 lag der jahresdurchschnittliche Day-ahead-Preis an der EPEX bei rund 44,50 Euro/MWh (Baseload). Die mit dem Verkauf der EEG-Strommengen verbundenen Erlöse entsprechen allerdings nicht dem Spotmarktpreis. Dies liegt am so genannten Merit Order Effekt der EEG-Einspeisung (siehe Tabelle 10): Drückt ein hohes Windstromangebot auf die Strombörse, sinken dort die entsprechenden Spotmarktpreise. Umgekehrt steigen sie, wenn wenig Windstrom zur Verfügung steht. Entsprechend liegt der Durchschnittserlös von Windstrom am Spotmarkt unter dem jahresdurchschnittlichen Day-ahead-Preis.

¹⁰ Die Netzbetreiber haben heute praktisch keine Eingriffsmöglichkeiten mehr, um den „wilden“ Zubau von EEG-Anlagen entsprechend Systemanforderungen zu steuern. Zwangsläufig impliziert dies steigende Ausgleichszahlungen entsprechend der Härtefallregel. Darüber hinaus sind Systemineffizienzen mit der Folge indirekter EEG-Kosten vorprogrammiert.

Tabelle 10

Durchschnittserlös beim Verkauf von EEG-Strom

	Profilkfaktor 2010 [%]	Verkaufserlös bei 44,50 Euro/MWh Day-ahead Preis [€/MWh]	Veränderung des Profilkfaktors [% p.a.]
Wind	82,75	36,71	-0,75
Photovoltaik	120,00	53,40	-1,75
Anderer EEG-Strom	100,00	44,50	0,00

Quelle: Profilkfaktoren der Übertragungsnetzbetreiber sowie
 EPEX Day-ahead-Durchschnittspreise für das Kalenderjahr 2010

Bei der Photovoltaik sind die Verhältnisse derzeit noch umgekehrt. PV-Elektrizität wird vor allem zu den Spitzenlast-Zeiten erzeugt. Deshalb liegen die Durchschnittserlöse hier über dem jahresdurchschnittlichen Day-ahead-Preis – allerdings nur so lange, wie der Erzeugungsanteil von Photovoltaik-Strom noch gering ist. Mit dem Ausbau der PV-Kapazitäten sind auch hier unterdurchschnittliche Verkaufserlöse zu erwarten.

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, jeweils im Herbst des Vorjahres die EEG-Umlage auf der Grundlage von § 3 AusglMechAV zu berechnen. Aktuell verwenden sie dazu die in Tabelle 10 genannten Preisfaktoren (Profilkfaktoren). Mit diesen Faktoren können die erwarteten Erlöse aus dem Verkauf von EEG-Elektrizität abgeschätzt werden. Für das Jahr 2010 errechnet sich ein geschätzter EEG-Erlös am Spotmarkt in Höhe von rund 3,66 Mrd. Euro. Für 2010 resultiert daraus eine Nettobelastung von

12,68 Mrd. Euro – 3,66 Mrd. Euro = 9,02 Mrd. Euro.

Für die Jahre bis 2030 hängt die Entwicklung der EEG-Erlöse unter anderem von der Spotmarktentwicklung an der europäischen Strombörse EPEX ab. Diese ist von einer komplexen Fülle von Preistreibern beeinflusst, darunter

- Entwicklung der am Großhandelsmarkt angebotenen EEG-Mengen
- Internationale Preisentwicklung für die Brennstoffe Erdgas und Steinkohle, nicht zuletzt auch eine Frage der Wechselkurse sowie der internationalen Energiemärkte
- Preisentwicklung der Emissionsrechte
- Ggf. weitere politische Auflagen für die Stromerzeugung, etwa als Folge neuer Steuerbelastungen wie beispielsweise die im Jahr 2011 neu eingeführte Brennelemente-Steuer
- Größe und Zusammensetzung des deutschen Kraftwerksparks, was u.a. auch vom Kernenergieausstieg und dem Zubau an Ersatzkapazitäten beeinflusst wird

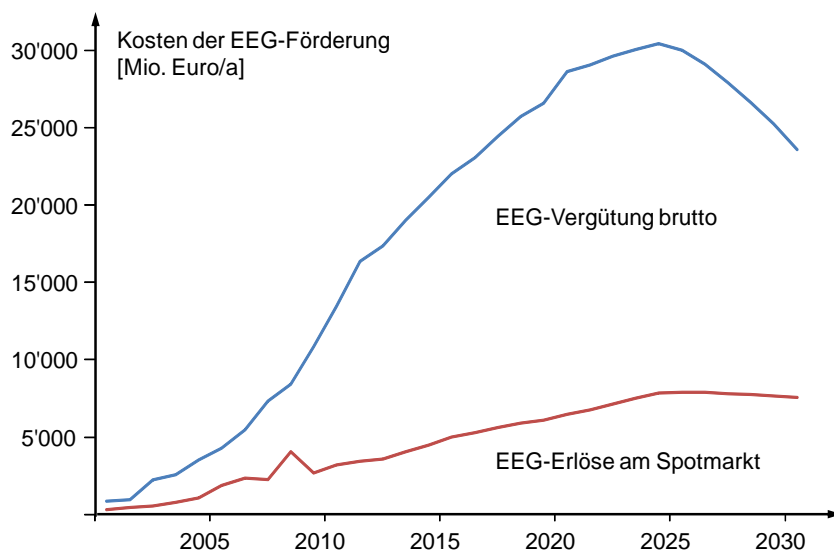
- Stromgroßhandelspreise in den Nachbarländern in Verbindung mit den Grenzübertragungskapazitäten
- Entwicklung der Einflussgrößen auf die Stromnachfrage in Deutschland, darunter unter anderem Temperatur, Konjunktur, Erfolgsquote von Energieeffizienzmaßnahmen, Umfang der Eigenstromerzeugung etc.
- Auswirkungen von Marktmacht auf die Höhe der Großhandelspreise (unter Berücksichtigung der Interventionen von Wettbewerbsbehörden)
- Entwicklung des Strommarktdesigns, etwa bezüglich eines Kapazitätsmarkts wie im Energiekonzept der Bundesregierung 2010 angedeutet

Darüber hinaus spielen auch kurzfristige Effekte wie Kraftwerksrevisionen, unweatherbedingte Kraftwerksausfälle, politisch induzierte Energieversorgungskrisen oder auch der Einfluss spekulativer Positionen auf den Großhandelsmärkten eine Rolle. Wir haben es hier mit einem Sachverhalt zu tun, der großen Unsicherheiten unterworfen ist und über den Betrachtungszeitraum nur grob geschätzt werden kann.

Abbildung 3

EEG-Vergütungen und EEG-Spotmarkterlöse

Berechnet bei einem Strompreisanstieg von durchschnittlich 2,7% p.a.



Quelle: Eigene Berechnungen

Für das vorliegende Gutachten werden die Hochrechnungen der Prognos AG zur Preisentwicklung auf dem Day-ahead-Markt übernommen (Prognos 2011, S. 12f). Dabei sind die Auswirkungen des beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie berücksichtigt. Mit dem vorzeitigen Kernenergieausstieg steigt der erwartete durchschnitt-

liche Grundlast-Großhandelspreis gegenüber dem Energiekonzept der Bundesregierung aus Oktober 2010, und zwar

- um 6 Euro/MWh auf 57,05 Euro/MWh im Jahr 2015
- um 7 Euro/MWh auf 61,76 Euro/MWh im Jahr 2020
- um 10 Euro/MWh auf 68,86 Euro/MWh im Jahr 2025

um im Jahr 2030 den Wert von 76,03 Euro/MWh zu erreichen. Zusammen mit den in Tabelle 10 dokumentierten Annahmen zur Entwicklung der Profillfaktoren resultiert der in Abbildung 3 gezeigte Verlauf der EEG-Erlöse. Bei einem geringeren Strompreisanstieg am Großhandelsmarkt würden die Übertragungsnetzbetreiber geringere Erlöse aus dem EEG-Verlauf erzielen und umgekehrt.

Die Differenz zwischen den Bruttokosten der EEG-Förderung und den EEG-Erlösen liefert die Nettokosten der EEG-Förderung bzw. die direkten Kosten der EEG-Förderung. In den kommenden Jahren werden sie bis auf rund 21 Mrd. Euro ansteigen. Detailliertere Angaben können Tabelle 11 entnommen werden.

Tabelle 11

Direkte Kosten der EEG-Förderung

in Mio. Euro pro Jahr

Jahr	Brutto-Kosten der EEG-Förderung	EEG-Erlöse an der EPEX	Direkte EEG-Kosten
2010	12.464	3.154	9.310
2015	21.217	5.000	16.217
2020	27.518	6.439	21.079
2025	28.880	7.858	21.022
2030	22.633	7.548	15.084

Quelle: Eigene Berechnungen analog den vorstehenden Erläuterungen

Entsprechend dem hier vorgelegten Gutachten beträgt der Barwert der bis zum Jahr 2030 zu erwartenden direkten EEG-Kosten insgesamt 250 Mrd. Euro. Hierbei wurde ein Kalkulationszinssatz von 4% unterstellt. Dieses Ergebnis ist natürlich von den getroffenen Annahmen beeinflusst, die sich eventuell nicht wie vorhergesagt einstellen werden. Es könnte insbesondere sein,

- dass der tatsächliche Zubau von erneuerbaren Energien vom EE-Ausbaupfad gemäß den Zielen der Bundesregierung abweicht.
- dass sich die EE-Erzeugung durch technische Änderungen und klimatische Einflüsse anders als angenommen entwickelt.
- dass künftige Revisionen des EEG andere Einspeise-Vergütungen, Selbstvermarktungsregeln und Absatzpfade vorschreiben.
- dass die Spotmarktpreise im Durchschnitt stärker oder schwächer als durchschnittlich 2,7% pro Jahr ansteigen.

Entsprechend muss der errechnete Barwert von 250 Mrd. Euro für die direkten EEG-Kosten primär als Orientierungsgröße verstanden werden. Wenn beispielsweise die Spotmarktpreise jährlich um durchschnittlich 8% statt um die durchschnittlich angenommenen 2,7% ansteigen, sinkt der Barwert der bis 2030 zu erwartenden direkten EEG-Kosten auf rund 200 Mrd. Euro. Dies Beispiel zeigt auch: Sofern es bei den vorgenannten Einflussgrößen zu keinen dramatischen Änderungen kommt, erreichen die direkten EEG-Kosten kumuliert bis 2030 einen dreistelligen Milliardenbetrag.

4 Umlage der direkten EEG-Kosten auf die Stromkunden

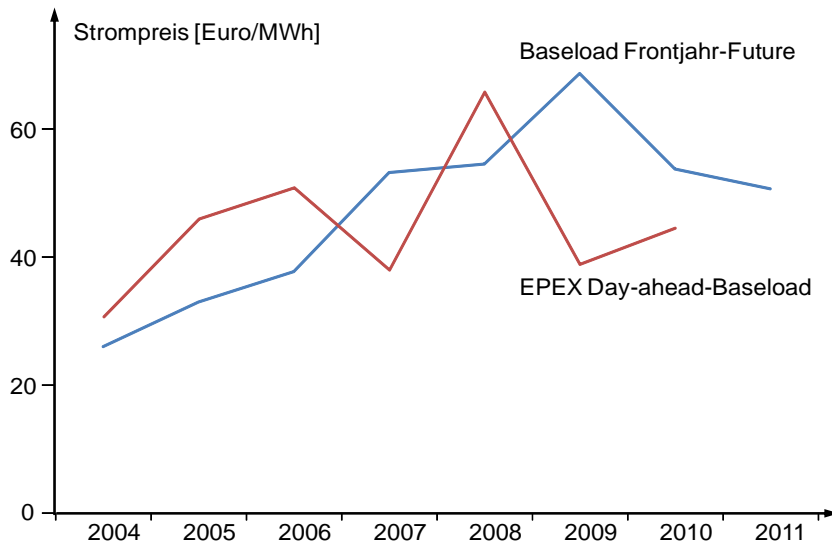
4.1 Grundlagen zur Berechnung der EEG-Umlage

Von Gesetzes wegen wird die EEG-Umlage von den Übertragungsnetzbetreibern deutschlandweit auf Basis der für das Folgejahr *prognostizierten* EEG-Einnahmen und der ebenfalls *prognostizierten* EEG-Ausgaben berechnet. Zudem wird der Stand des EEG-Kontos berücksichtigt. Es erfasst die bis zum Zeitpunkt der Neuberechnung aufgelaufenen Differenzbeträge der Prognosen gegenüber den tatsächlichen Einnahmen und den tatsächlichen Ausgaben. Bei einem positiven Saldo folgt für das Folgejahr eine verringerte EEG-Umlage und umgekehrt. Die Ergebnisse der Berechnungen werden jeweils Anfang Oktober veröffentlicht und bestimmen dann die Höhe der EEG-Umlage für das nachfolgende Kalenderjahr.

Nach § 3 AusglMechV müssen die prognostizierten Einnahmen aus dem jahresdurchschnittlichen Baseload-Jahresfuture für das Frontjahr an der EPEX berechnet werden¹¹. Abbildung 4 zeigt die in den letzten Jahren aufgetretenen Abweichungen zwischen den Frontjahr-Future-Preisen und den im Folgejahr tatsächlich eingetretenen Day-ahead-Preisen. Die Differenzen führen zu positiven oder negativen Salden des EEG-Kontos mit der Folge von Korrekturen der EEG-Umlage im Folgejahr.

¹¹ Maßgeblich ist dabei der Handelszeitraum zwischen dem 1. Oktober des vorangegangenen Kalenderjahres und dem 30. September des laufenden Kalenderjahres.

Abbildung 4
Stromgroßhandelspreise an der EPEX



Quelle: EPEX

Im Jahr 2010 erwarteten die Übertragungsnetzbetreiber für die von ihnen im Rahmen des EEG abgenommene und am Markt abgesetzte erneuerbare Elektrizität ungedeckte Kosten von etwa 9 Mrd. Euro. Diese müssen über die EEG-Umlage auf die EEG-pflichtigen Letztverbraucher umgelegt werden. Nicht EEG-pflichtig ist die von den Letztverbrauchern selbst erzeugte und genutzte Elektrizität.

Zur Berechnung der EEG-Umlage müssen die Übertragungsnetzbetreiber also auch eine Prognose des Letztverbrauchs in Deutschland erstellen. Für das Jahr 2011 wurden die folgenden Ergebnisse veröffentlicht (Prognose der EEG-Umlage nach AusglMechV vom 15. Oktober 2010)

- EEG-pflichtiger Letztverbrauch gesamt 482'500 GWh
- Privilegierter Letztverbrauch 74'700 GWh
- Umlagebefreit / Grünstromprivileg 24'700 GWh
- Nicht-privilegierter Letztverbrauch 383'100 GWh

Mit der im Juni 2011 erfolgten EEG-Novellierung haben sich die Regeln verändert, wie die direkten EEG-Kosten auf den EEG-pflichtigen Letztverbrauch umgelegt werden. Eine erste Änderung betrifft das Grünstromprivileg (§ 39 EEG-2012, siehe auch Kapitel 2.4). Bis Ende 2011 war Elektrizität, die nach den Bedingungen des Grünstromprivilegs an Letztverbraucher geliefert wird, komplett von der EEG-Umlage befreit. Ab 2012 verringert sich die EEG-Umlage um 2 ct/kWh. Tabelle 12 zeigt eine Hochrechnung der vom Grünstromprivileg betroffenen Elektrizitätsmengen. Basierend auf diesen Zahlen

beträgt die Vergünstigung bei der EEG-Umlage 1 Mrd. Euro im Jahr 2020 und 2 Mrd. Euro im Jahr 2030.

Tabelle 12

Direktvermarktung von EEG-Strom

GWh	2010	2020	2030
Direktvermarktung von EEG-Strom	11'333	34'723	67'449
<i>Darunter</i>			
Wasser	3'539	9'632	9'632
Biogas und Biomasse	5'619	11'981	12'331
Offshore-Windkraft	2'175	13'110	13'110
Onshore-Windkraft	0	0	32'376
Letztverbrauch mit Grünstromprivileg	17'000	52'084	101'173

Quelle: Eigene Annahmen und Abschätzungen

Auch die Behandlung der privilegierten Letztverbraucher wird sich im Jahr 2012 ändern (vgl. § 41 EEG-2012). Es handelt sich um Elektrizität, die an energieintensive Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes geliefert wird. Während die EEG-Umlage bisher auf pauschal 0,05 ct/kWh (0,5 Euro/MWh) beschränkt war, erfolgt neu eine nach Höhe des Jahresstrombezugs abgestufte Begünstigung.

4.2 Exkurs – Besondere Ausgleichsregelung nach § 40ff EEG

Im Jahr 2003, dem Jahr der Einführung einer Besonderen Ausgleichsregelung zugunsten der energieintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes, lag die EEG-Umlage noch bei 4,20 Euro/MWh Strombezug. Mit dem Anstieg der EEG-Umlage auf 35,30 Euro/MWh im Jahr 2011 hat sich die mit der Besonderen Ausgleichsregelung

verbundene Begünstigung drastisch ausgeweitet. Lag der Vorteil der Umlagen-Deckelung seinerzeit noch bei 3,70 Euro/MWh, liegt dieser Vorteil inzwischen schon bei 34,80 Euro. Daraus resultiert ein rechnerischer Vorteil von 2,4 Mrd. Euro. Bei Industriestrompreisen von derzeit 80-100 Euro/MWh¹² ist dieser erheblich und stellt für die nahezu 600 begünstigten Unternehmen (produzierendes Gewerbe sowie Schienenbahnen) eine relevante Größenordnung dar.

Die Besondere Ausgleichsregelung ist insbesondere für die unter internationalem Konkurrenzdruck stehenden Unternehmen unverzichtbar. Ohne sie würde der über die EEG-Umlage geförderte Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung erhebliche internationale Wettbewerbsnachteile hervorrufen und zu einer Abwanderung von Produktionsstandorten und Arbeitsplätzen ins Ausland führen.

Selbst wenn die Erneuerbare Stromerzeugung entsprechend dem deutschen Vorbild auch im Ausland zügig ausgebaut werden sollte und die damit verbundenen Mehrkosten durch Einspeise-Vergütungen finanziert würden, blieben die von den Letztverbrauchern im Ausland zu tragenden Umlagen auf absehbare Zeit unter dem deutschen Niveau, weil neue Wind- und PV-Systeme inzwischen deutlich preiswerter geworden sind und die naturgegebenen Bedingungen für die EE-Erzeugung im Ausland zumeist auch noch deutlich besser als in Deutschland sind. Die deutschen Letztverbraucher müssen demgegenüber noch für mindestens 20 Jahre mit hohen EEG-Umlagen rechnen, selbst wenn von heute auf morgen der EE-Ausbau vollständig eingestellt würde.

Mit dem kräftigen Anstieg der EEG-Umlage ergeben sich zunehmend Probleme an der Schnittstelle zwischen berechtigten und nicht-berechtigten Unternehmen. Dies hat den Gesetzgeber veranlasst, im Rahmen der EEG-Novellierung im Juni 2011 die entsprechenden Regeln zu modifizieren (§§40-44 EEG-2012). Unternehmen des produzierenden Gewerbes werden neu von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren können, wenn im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr

- der von Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 37 Abs. 1 EEG bezogene und selbst verbrauchte Strom an der Abnahmestelle im Geschäftsjahr 1 GWh überstiegen hat (bisher 10 GWh).
- das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung des Unternehmens 14% überschritten hat (bisher 15%).

¹² Nach ersten Angaben des Bundesamts für Statistik vom Januar 2011 betrug der Durchschnittserlös der Versorgungsunternehmen aus Stromlieferungen an Letztverbraucher im Jahr 2009 fast 130 Euro/MWh. Das entspricht einem Preisanstieg von 12,6% gegenüber 2008. Sondervertragskunden mussten erstmals mehr als 100 Euro/MWh zahlen. Bei der Abgabe an Tariffkunden erlösten die Versorgungsunternehmen durchschnittlich 177,50 Euro/MWh oder 7,3% mehr als 2008 (vgl. www.energie-experten.org/experte/meldung-anzeigen/news/stromgrenzpreis-2009-erstmal-ueber-10-cent-pro-kilowattstunde-1729.html).

- die Strommenge nach § 37 EEG anteilig an das Unternehmen weitergereicht und von diesem selbst verbraucht worden ist.
- eine Zertifizierung belegt, dass der Energieverbrauch und die Potenziale zur Verminderung des Energieverbrauchs erhoben und bewertet worden sind (dies gilt nur für Unternehmen mit ≥ 10 GWh Jahresstromverbrauch).

Tabelle 13

Wirkungen der Besonderen Ausgleichsregel¹³

Grenzwerte	Besondere Ausgleichsregel	Zahl der Unternehmen	Begünstigter Letztverbrauch [GWh]	Reduzierte EEG-Umlage [Mio. €]	Begünstigung [Mio. €]
1 – 10 GWh	10%	980	12'958	46	412
10–100 GWh	1 %	460	52'537	18	1'836
>100 GW	0,05 ct/kWh	120	31'158	16	1'084
Summe		1'560	96'653	80	3'332

Quelle: § 42 Abs. 3 EEG-2012; Eigene Berechnungen mit einer EEG-Umlage von 3,53 ct/kWh)

Mit der Neuregelung wird einerseits die Zahl der begünstigten Unternehmen deutlich vergrößert. Außerdem wurde die Begünstigung des industriellen Letztverbrauchs in drei Klassen untergliedert, wobei die Begünstigung sich jeweils nur auf den Letztverbrauch der jeweiligen Klasse bezieht. Tabelle 13 zeigt weitere Details. Aus der letzten Spalte geht hervor, dass die Begünstigung um 1 Mrd. Euro gegenüber der vormaligen Regelung des EEG-2009 steigt, sofern eine EEG-Umlage von 3,53 ct/kWh unterstellt wird.

Mit dieser Neuregelung sind allerdings längst nicht alle impliziten Fehlanreize der Besonderen Ausgleichsregel behoben:

- Nach § 41 Abs. 1 Nr. 1 in Verbindung mit Abs. 3 Satz 1 EEG muss der von einem Elektrizitätsversorger bezogene und selbst verbrauchte Strom an einer Abnahme-

¹³ Grundlage ist eine unternehmensscharfe Gesamtübersicht für die Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes in der Tennet-Regelzone, die mit einem geeigneten Multiplikator auf das gesamte Bundesgebiet hochgerechnet wurden.

stelle 1 GWh überstiegen haben. Selbst erzeugte Strommengen wie auch andere als von Versorgungsunternehmen bezogene Strommengen sind nicht berücksichtigungsfähig. Die Besondere Ausgleichsregelung stellt damit eine ernsthafte Behinderung der Eigenstromerzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung dar, denn führt die Eigenerzeugung dazu, dass der verbleibende Strombezug aus dem Netz unter den genannten Mindestwert fällt, kann das Unternehmen nicht mehr von der Besonderen Ausgleichregel profitieren. Dabei wird die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung gerade dort behindert, wo die für diese Art der Stromerzeugung notwendigen Wärmenetzen eigentlich zur Verfügung stehen würden.

- Unternehmen, die einen eigenen Bilanzkreis betreiben oder innerhalb des Bilanzkreises eines Dritten eigenständig ihren Strom beschaffen, kommen nicht in den Genuss der besonderen Ausgleichsregelung. Wollen energieintensive Unternehmen die Besondere Ausgleichsregelung in Anspruch nehmen, dürfen sie sich nicht aktiv und in Eigenverantwortung am Stromgroßhandelsmarkt beteiligen. Dies widerspricht nicht nur der Intention der Strommarktliberalisierung, sondern verhindert auch direkte wirtschaftliche Vorteile, wenn Unternehmen im Sinne des nachfrageseitigen Lastmanagements zur Stabilisierung der Elektrizitätsmärkte beitragen.
- Auch die 14%-Mindestquote für das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung ist problematisch. Mit dieser Regelung werden unter Umständen Maßnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz behindert, sofern die Betroffenen befürchten müssen, in diesem Fall die Mindestquote nicht mehr zu erreichen. In ähnlicher Weise wirken die Einstellung neuer Mitarbeiter oder tarifliche Lohnkostensteigerungen.
- Mit der wachsenden Schere zwischen der EEG-Umlage und der für die begünstigten Unternehmen gedeckelten EEG-Belastung steigen die Friktionen, die von den Nicht-Begünstigten zu Recht als willkürlich und geschäftsschädigend angesehen werden. Die gegenwärtige Unterscheidung zwischen privilegiertem und nicht privilegiertem Letztverbrauch ist mit der eingetretenen, aber vom Gesetzgeber seinerzeit nicht erwarteten Eskalation der EEG-Umlage unvereinbar.

Angesichts der genannten Schwachpunkte erscheint eine Reform der Besonderen Ausgleichsregelung dringend erforderlich, allerdings dürfte sich dieses Unterfangen angesichts der involvierten Milliardenbeträge und des vergleichsweise überschaubaren Kreises der Begünstigten kaum mehr politisch durchsetzbar sein.

4.3 Entwicklung der EEG-Umlage bis 2030

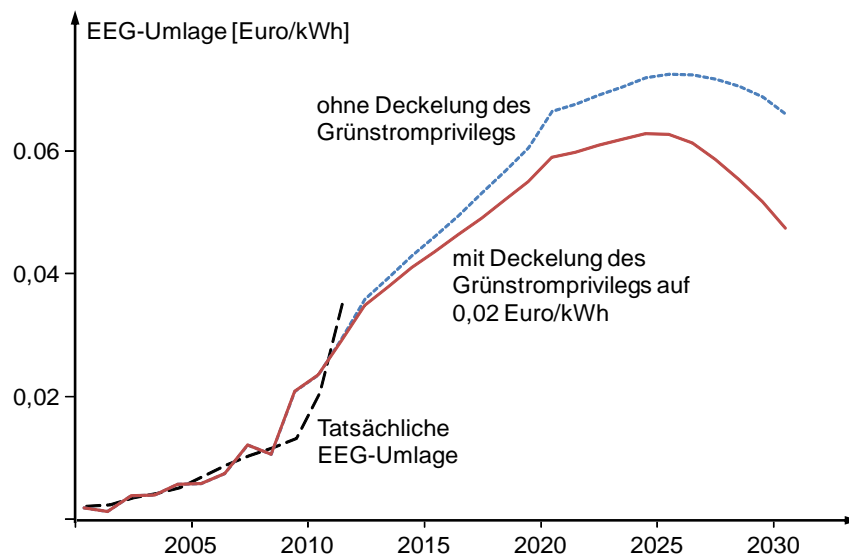
Aus den vorstehend beschriebenen Annahmen resultiert eine Vorausschau auf die Entwicklung der EEG-Umlage bis zum Jahr 2030¹⁴. Nach Abbildung 5 steigt sie bis zum Jahr 2025 auf über 6 ct/kWh an, um danach deutlich abzusinken. Zwar werden auch nach 2025 weiter neue EEG-Anlagen errichtet, und zudem werden Altanlagen ersetzt, die erneut in den Genuss der dann geltenden Einspeise-Vergütung für Neuanlagen (oder der entsprechenden Marktprämie) gelangen. Der damit verbundene Einfluss auf die EEG-Umlage hängt entscheidend von der gesetzlichen Vergütungsdegression (§ 17 EEG-2012) ab: In diesem Gutachten wird unterstellt, dass es bei der Degression von 7% pro Jahr (Offshore-Windkraft) und mindestens 4% pro Jahr (Photovoltaik) bleibt. Bei den früheren EEG-Novellierungen wurden die Degressionsraten jedoch regelmäßig abgeschwächt oder ganz ausgesetzt. Es würde schon an ein Wunder grenzen, wenn dies in Zukunft anders wäre.

Neben der tatsächlichen Entwicklung der EEG-Umlage zeigt Abbildung 5 auch die fiktive Entwicklung der EEG-Umlage, falls es nicht zu einer Deckelung des Grünstromprivilegs auf 2 ct/kWh gekommen wäre (vgl. Kapitel 2.4). In diesem Fall hätte die EEG-Umlage sogar auf über 7,5 ct/kWh steigen können.

Die auf den 1. Januar 2012 in Kraft gesetzte Neuregelung hat also eine perspektivisch signifikante Wirkung auf die EEG-Umlage. Für die Selbstvermarktung über das Grünstromprivileg eignen sich nur solche EEG-Anlagen, deren Vergütungen relativ nahe an den Großhandelspreisen liegen. Damit fallen die relativ wettbewerbsfähigeren Anlagen aus dem System der EEG-Vergütung heraus, während die teuren EEG-Technologien im EEG-System verbleiben. Andererseits führt die Selbstvermarktung von EEG-Elektrizität zu einem verringerten nicht-privilegierten Letztverbrauch, auf den die EEG-Mehrkosten umgelegt werden. Die Begrenzung der Selbstvermarktung lässt also das Volumen der EEG-Vergütungen insgesamt steigen, doch sie bremst den Anstieg der EEG-Umlage.

¹⁴ Zu ähnlichen Ergebnissen gelangt eine Expertenbefragung des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) vom November 2010 (vgl. ZEW-News 2011). Demnach erwarten drei Viertel der Energiemarktexperten einen weiteren Anstieg der EEG-Umlage innerhalb der nächsten 5 Jahre, ein Drittel sogar eine Belastungshöhe von mehr als 6 ct/kWh.

Abbildung 5
Entwicklung der EEG-Umlage



Quelle: Eigene Berechnungen

Als Fazit der in Abbildung 5 gezeigten Berechnungen muss in den kommenden Jahren mit einem weiter kräftigen Anstieg der EEG-Umlage gerechnet werden. Dieser Anstieg dürfte im Jahr 2012 vorübergehend unterbrochen werden, denn die EEG-Umlage dürfte im laufenden Jahr etwas zu hoch angesetzt worden sein. Der damit verbundene Liquiditätszufluss auf das von den Übertragungsnetzbetreibern unterhaltene EEG-Umlagekonto muss durch eine entsprechend verringerte EEG-Umlage im kommenden Jahr ausgeglichen werden. Dies ist jedoch ein rein kurzfristiges Phänomen, kein Trendbruch.

Im Rahmen der parlamentarischen Beratungen – und auch in der Begründung zur jüngsten EEG-Novelle – wurde das Ziel formuliert, die EEG-Umlage nicht über das Niveau von 3,5 ct/kWh steigen zu lassen. Allerdings ist dieses Ziel bislang nicht mit glaubwürdigen Maßnahmen unterlegt. Hier besteht gesetzlicher Nachbesserungsbedarf.

- Ein geeigneter Ansatz wäre eine Kappung des EEG-geförderten Zubaus der Photovoltaik auf beispielsweise 1000 MW pro Jahr, wie dies bereits viele andere Länder umgesetzt haben¹⁵. Unbeschadet einer solchen Kappung ist nicht auszuschließen, dass in Deutschland mehr PV-Kapazitäten errichtet werden, denn die entsprechende Technologie steht kurz vor der Netzparität. Damit aber können Investoren PV-Anlagen für den Eigenbedarf errichten, ohne aus wirtschaftlichen Gründen auf die EEG-Förderung angewiesen zu sein.
- Ein weiterer Ansatz wäre die teilweise Aufgabe des Grundsatzes der „kostenorientierten Einspeise-Vergütung“. Nach diesem Grundsatz erhalten teure EEG-Anlagen eine höhere Einspeise-Vergütung als kostengünstige Anlagen. Es mag ja noch angehen, dass die Mindestvergütungen nach Technologien differenzieren, denn mit der Entwicklung der jeweils installierten Kapazitäten sinken die Erzeugungskosten. Doch warum differenzieren die Vergütungszahlungen nach regionalen Standortgegebenheiten? Warum beispielsweise erhalten Windanlagen an schlechten Standorten in Deutschland eine höhere EEG-Vergütung als an guten? Damit werden die Kosten des EEG-Ausbaus künstlich in die Höhe getrieben.
- Denkt man entlang dieser Überlegungen weiter, müssten sich die Bemühungen auf eine Europäisierung der EE-Förderung konzentrieren. Werden die EE-Ausbauziele nicht mehr national, sondern EU-weit interpretiert, so würde sich eine stärkere regionale Differenzierung der Investitionen anbieten: Windkraft wird an besonders windreichen Standorten errichtet, Solaranlagen an besonders sonnenreichen etc. Schon einfache Modellrechnungen lassen erkennen, dass sich die EE-Ausbauziele der Bundesregierung mit der Hälfte der Kosten realisieren ließen verglichen mit einer rein nationalen Herangehensweise.

¹⁵ Die Internationale Agentur für Regenerative Energien IRENA könnte die Aufgabe übernehmen, die von den Mitgliedsstaaten gesetzten Ausbauziele geförderte erneuerbare Energien zu koordinieren. Dies würde auch der Planungssicherheit für die PV-Anlagenhersteller dienen.

5 Indirekte EEG-Kosten im Bereich der Stromnetze

5.1 Methodische Vorbemerkungen

Zu den direkten Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung addieren sich die mit dem EE-Ausbau verbundenen indirekten Belastungen. Der Erfahrungsbericht zum EEG (BMU 2007, S. 41) nennt folgende Kostenkomponenten:

- den zusätzlichen Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie aufgrund der fluktuierenden EEG-Stromeinspeisung¹⁶
- die nicht-kosteneffiziente Auslastung bestehender konventioneller Kraftwerke
- die zusätzlichen Netzausbau- und -umbaukosten
- die von den Anlagenbetreibern auf die Netzbetreiber verlagerten Netzausbaukosten der Offshore-Windstromanbindung
- die Kosten der Bundesnetzagentur BNetzA zur Überwachung der EEG-Umlage

Diesen Kosten sind die mit dem EE-Ausbau allfällig verbundenen Vorteile für die Stromkunden gegenzurechnen (vgl. Kapitel 6). Sie beruhen insbesondere auf dem kurzfristigen Merit Order-Effekt, dem zufolge die zusätzlichen EE-Kapazitäten dazu beitragen, das Strompreisniveau am Day-ahead-Markt und am Intraday-Markt in Stunden mit einem prognostiziert hohen EE-Stromaufkommen abzusenken. Mit der Verdrängung konventioneller Kraftwerke sinken tendenziell auch die Brennstoffkosten sowie die Preise der CO₂-Emissionsrechte.

Im Erfahrungsbericht zum EEG aus 2007 wird festgestellt, dass die indirekten EEG-Kosten aufgrund der Komplexität nicht in ihrer Gesamtheit quantifiziert werden können. Doch sollten diese Kosten in der Bewertung der wirtschaftlichen Auswirkungen des EEG nicht einfach vernachlässigt werden. Zumindest Größenordnungen für die indirekten Kosten des EEG müssen abgeschätzt werden, um zu einer realistischen wirtschaftlichen Bewertung des EE-Ausbaus zu gelangen.

Bereits im Jahr 2008 hatte der Unterzeichner eine Studie über die Höhe der indirekten EEG-Kosten vorgelegt. Die dort quantifizierten Kostenkomponenten, insbesondere

- Netzanschlusskosten von Offshore-Windparks
- zusätzliche Netzausbaukosten

¹⁶ Die damit verbundenen Kosten gehören inzwischen zu den direkten EEG-Kosten.

- vermehrte Leitungsverluste
- zusätzlicher administrativer Aufwand
- zusätzlicher Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie (inkl. Speicher)
- nicht-kosteneffiziente Auslastung bestehender Kraftwerke

müssen heute vor dem Hintergrund der inzwischen deutlich angehobenen EE-Ausbauziele und vor dem Hintergrund neuer Erkenntnisse über Technologie-Konzepte, Kosten und Hemmnisse aktualisiert und ergänzt werden. Hinzu kommen neu

- die Kosten des von der zuständigen ENTSO-E Arbeitsgruppe entwickelten Hochspannung-Gleichstrom-Übertragungsnetzes (Overlay-Netz) für den großräumigen Elektrizitätstransport in Europa
- die durch die expansive Entwicklung der Photovoltaik notwendigen Mehraufwendungen im Bereich der Verstärkung und Steuerung von Verteilnetzen (Smart Grid)
- die ebenfalls durch den EE-Ausbau notwendige Einführung intelligenter Zähler, um auch von der Seite der Tarifkunden einen Beitrag zur Integration der fluktuierenden Stromerzeugung aus Wind- und Solaranlagen abrufen zu können (Smart Meter)

Die indirekten Kosten des EE-Ausbaus beruhen zum Teil auf Netzinvestitionen, die erst im Laufe der Untersuchungsperiode realisiert werden. Sofern nachfolgend nicht anders vermerkt unterstellt das vorliegende Gutachten eine gleichmäßige Verteilung der jeweiligen Investitionstätigkeit über den Untersuchungszeitraum bis 2030. Dementsprechend sind die kapital- und betriebsgebundenen Zusatzbelastungen anfänglich klein, steigen dann aber über die Zeit nach Maßgabe der getätigten Investitionen.

Es wird unterstellt, dass die kapital- und betriebsgebundenen Zusatzkosten im Bereich der Stromnetze von der Bundesnetzagentur anerkannt werden und von den Netzbetreibern auf die laufenden Netznutzungsentgelte umgelegt werden. Zur Berechnung des dafür notwendigen Annuitätsfaktors müssen ein Kalkulationszins sowie die jeweiligen Abschreibungsperioden festgelegt werden. Da das Gutachten nur die EE-bedingten Zusatzinvestitionen betrachtet, ist es angemessen, als Abschreibungszeitraum die gesetzliche Dauer der festen Einspeise-Vergütung zu wählen.

Aus den Vorgaben der Bundesnetzagentur resultiert der für die weiteren Berechnungen zugrunde gelegte Kalkulationszinssatz. Seit 2009 unterstellt diese Behörde für den Bau neuer Leitungen einen Eigenkapitalzinssatz von 9,29% (bei Altanlagen beträgt der Eigenkapitalzinssatz 7,56%)¹⁷. Bei einer Eigenkapitalquote von 40% und einem Fremdkapitalzinssatz von 4,6% errechnet sich ein Kalkulationszinssatz in Höhe von

¹⁷ Die intensive Diskussion der Frage, ob die zur Kalkulation der Netznutzungsentgelte vorgegebenen Zinssätze ausreichen, um in genügendem Umfang Kapital für den erforderlichen Netzausbau anzulocken, kann hier nicht berücksichtigt werden.

$$WACC = ek \cdot i_{EK} + (1 - ek) \cdot i_{FK} = 0,4 \cdot 9,3 + 0,6 \cdot 4,6 = 6,5 \text{ Prozent}$$

WAAC	Weighted Average Cost of Capital
ek	Eigenkapitalquote (40%)
i_{EK}	Eigenkapitalzinssatz (9,3%)
i_{FK}	Fremdkapitalzins (4,6%)

Werden Investitionen entsprechend der gesetzlichen EEG-Vergütungsdauer von 20 Jahren abgeschrieben, folgt als Annuitätsfaktor (Rentenbarwertfaktor)

$$RBF = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+WACC)^t} = \frac{1}{WACC} - \frac{1}{WACC \cdot (1+WACC)^T} = 11,02$$

Falls nicht anders vermerkt, wird dieser Wert nachfolgend verwendet, um die mit dem EEG verbundenen Zusatz-Investitionen als kapitalgebundene Kosten auf die Nutzungsperiode der Investitionen zu verteilen.

5.2 Netzausbaukosten Onshore

5.2.1 Hoch- und Höchstspannungsnetz

Um die wachsenden Erneuerbaren Strommengen in die Netze aufnehmen zu können, müssen nach Einschätzung der dena II-Netzstudie allein bis zum Jahr 2020 in Deutschland 3.500 km neue Onshore-Höchstspannungsstrassen errichtet werden (dena 2011, S. 363ff). Nur dann soll es möglich sein, den Anteil von Ökostrom in Deutschland schon bis 2020 auf rund 40% zu steigern.

Erfahrungswerten der Vergangenheit zufolge belaufen sich die Investitionskosten von Höchstspannungsleitungen auf durchschnittlich 1,3 Mio. Euro pro km. Diese Zahl berücksichtigt die Investitionskosten für Leitungen, technische Installationen, Transformatoren, gesetzlich verlangte ökologische Ausgleichszahlungen sowie die demnächst gesetzlich geregelten „sozialen“ Kompensationszahlungen an die Bürger und Gebietskörperschaften entlang der neuen Trassen. Bei einem erforderlichen Volumen von 3.500 km Höchstspannungsstrassen bedeutet dies Investitionsausgaben in Höhe von 4,5 Mrd. Euro bis zum Jahr 2020.

Die vorgenannte Zahl bezieht sich auf den Bau von Freileitungen. Kabeltrassen erfordern bis zu zehnmal höhere Investitionskosten je Kilometer. Angesichts der Akzeptanzprobleme von neuen Höchstspannungs-Übertragungsleitungen dürften künftig mindestens 20% des entsprechenden Netzausbaus als Kabeltrassen erforderlich werden, um den notwendigen Leitungsbau nicht noch weiter zu verzögern¹⁸.

Tabelle 14

Zahlen zum Ausbau des Onshore-Höchstspannungsnetzes

	2011-2020	2021-2030
Freileitung Trassenlänge (in km)	2.800	1.700
Investitionen (in Mio. Euro, bei 1,3 Mio. Euro/km)	3.640	2.210
Höchstspannungskabel Trassenlänge (in km)	700	600
Investitionen (in Mio. Euro, bei 8 Mio. Euro/km)	5.600	4.800
Investitionen gesamt	9.240	7.010

Quelle: Eigene Berechnungen

Demzufolge führt der EE-Ausbau allein bis 2020 zu Investitionen in das deutsche Onshore-Höchstspannungsnetz in nahezu zweistelliger Milliardenhöhe.

Die verfügbare Literatur liefert derzeit noch keine griffigen Anhaltspunkte, wie es im Zeitraum zwischen 2020 und 2030 weitergehen könnte, doch dürfte sich die Investitionstätigkeit angesichts der weiteren EE-Kapazitätzubauten allenfalls geringfügig reduzieren. Die in Tabelle 14 aufgeführten Zahlenangaben konkretisieren diese Annahme.

¹⁸ Dieser Anteil entspricht dem Kompromiss der großen Koalition vom Juni 2008.

5.2.2 Mittel- und Niederspannungsnetze

Zu den Investitionskosten in die Höchstspannungsnetze addieren sich die in der öffentlichen Diskussion bislang nahezu vollständig ausgeblendeten Investitionen in die Verteilnetze. Sie sind insbesondere durch den absehbar starken Ausbau der Photovoltaik auf 58'000 MW bis 2030 erforderlich (vgl. Kapitel 2.2 dieses Gutachtens). Im Auftrag des BDEW legte E-Bridge im März 2011 eine Studie vor, der zufolge bis 2020 beim von der Bundesregierung angestrebten starken Ausbau der Photovoltaik insgesamt zwischen 21 und 27 Milliarden Euro in den Ausbau von 140'000 km Mittelspannungsnetze und 240'000 km Niederspannungsnetze erforderlich sein sollen. In diesen Werten sind auch die notwendigen neuen Transformatoren und andere technische Betriebseinrichtungen enthalten. Zusammengenommen sind bis zum Jahr 2030 Onshore-Netzinvestitionen von kumuliert mehr als 40 Mrd. Euro zu erwarten.

Angesichts der Komplexität und Vielzahl der involvierten Akteure erscheint es wenig plausibel, dass dieser doch recht umfangreiche Netzausbau bereits bis zum Jahr 2020 abgeschlossen sein wird. Wahrscheinlich wird sich die entsprechende Investitionstätigkeit eher über den Zeitraum bis zum Jahr 2030 erstrecken. Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5.1 erreichen allein die damit verbundenen kapitalgebundenen Kosten bis zum Jahr 2030

$$40'000 / RBF_{i,T} = 40'000 / 11,02 = 3'630 \text{ Mio. Euro (Annuität).}$$

Der EEG-bedingte Leitungsausbau wird auch zusätzliche betriebsgebundene Kosten inkl. Leitungsverluste nach sich ziehen. Belaufen sich diese auf durchschnittlich 2,5% der realisierten Investitionen, so folgt daraus eine stetig steigende Kostenbelastung bis auf 1 Mrd. Euro im Jahr 2030.

5.3 Netzanschlusskosten Offshore

5.3.1 Netzanschluss von Offshore-Windparks

Normalerweise werden die Netzanschlusskosten von denjenigen bezahlt, die gegenüber dem Netzbetreiber den Antrag auf Netzanschluss stellen.

Mit dem Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanVBeschlG 2006) wurde das Energiewirtschaftsgesetz durch den folgenden § 17 Absatz 2a ergänzt:

„Betreiber von Übertragungsnetzen, in deren Regelzone die Netzanbindung von Offshore-Anlagen [...] erfolgen soll, haben die Leitungen von dem Umspannwerk der Offshore-Anlagen bis zu dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes zu errichten und zu betreiben; die Netzanbindungen müssen zu dem Zeitpunkt der Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Anlagen errichtet sein. [...] Die Betreiber von Über-

tragungsnetzen sind verpflichtet, den unterschiedlichen Umfang ihrer Kosten nach den Sätzen 1 und 3 über eine finanzielle Verrechnung untereinander auszugleichen. [...]“

Diese Regelung gilt derzeit nur für Windparks, mit deren Bau bis Ende 2015 begonnen wurde (ursprünglich galt die Befristung bis Ende 2011). Erfahrungsgemäß wird der Gesetzgeber die Befristung in späteren Revisionen verlängern oder ganz aufheben. Entsprechend muss davon ausgegangen werden, dass die Netzanschlusskosten für Offshore-Windanlagen von den Übertragungsnetzbetreibern übernommen werden und damit zu den indirekten EEG-Kosten zählen.

Die geschätzten Brutto-Investitionskosten für deutsche Offshore-Windparks liegen aktuell in der Größenordnung von 3 Mio. Euro/MW. Literaturangaben zufolge liegen die Netzanschlusskosten bei rund 20% oder 0,6 Mio. Euro/MW installierte Offshore-Leistung, wobei die Kosten natürlich von Fall zu Fall variieren. Wenn entsprechend den politischen Zielen bis zum Jahre 2030 insgesamt bis zu 25'000 MW Offshore-Kapazität in der deutschen Nord- und Ostsee installiert sein sollen, sind selbst bei einem unterstellten degressiven Verlauf der Netzanbindungskosten Investitionen von kumuliert mindestens 14 Mrd. Euro bis zum Jahr 2030 zu erwarten.

5.3.2 Supergrid, Overlay-Netz

Hinzu kommen die erwarteten Kosten des so genannten Supergrids durch die Nordsee, das derzeit vom europäischen Verband der Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E angedacht wird. Mit diesem Netz sollen die Offshore-Windparks der Nordsee-Anrainerstaaten miteinander sowie mit Speicherkraftwerken in Schottland und Norwegen verbunden werden. Nach ersten ENTSO-E-Hochrechnungen sollen sich die Kosten auf 30 Mrd. Euro belaufen. Da vor allem die deutschen Stromkunden auf dieses Netz angewiesen sind, um Windflauten zu überbrücken, dürften mindestens 50% dieser Investitionen den indirekten Kosten des EE-Ausbaus zuzurechnen sein. Das wären – zusätzlich zu den vorgenannten 14 Mrd. Euro – noch einmal 15 Mrd. Euro.

Zusammen ergeben sich bis 2030 kumulierte Investitionskosten von mindestens 29 Mrd. Euro. Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5.1 erreichen die damit verbundenen kapitalgebundenen Kosten im Jahr 2030

$$29'000 / RBF_{i,T} = 29'000 / 11,02 = 2'630 \text{ Mio. Euro (Annuität).}$$

Ergänzend müssen erneut die betriebsgebundenen Kosten berücksichtigt werden. Nach Einschätzung der Consentec (2006) liegen die jährlichen Betriebskosten inkl. der Leitungsverluste zwischen 2 und 6% der Investitionskosten, im Mittel 4%. Für das Jahr 2030 bedeutet dies betriebsgebundene Kosten zwischen 0,58 und 1,74 Mrd. Euro, im Mittel 1,16 Mrd. Euro.

5.4 Vermiedene Netzentgelte

Nach § 18 Abs. 1 StromNEV in Verbindung mit § 35 EEG-2012 vermindern sich die direkten EEG-Kosten um die vermiedenen Netznutzungsentgelte (vgl. auch Kapitel 3.1). Angesichts des mit den steigenden EEG-Mengen notwendigen Ausbaus der Übertragungs- und Verteilnetze werden in der Realität allerdings keine Netznutzungsentgelte vermieden. Die derzeitige Regelung der vermiedenen Netznutzungsentgelte bedeutet de facto nur eine rechnerische Verschiebung der entsprechenden Kosten von den direkten zu den indirekten EEG-Kosten¹⁹.

Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB 2010) beträgt die Position „Vermiedene Netzentgelte“ aktuell etwa 400 Mio. Euro im Jahr. Mit dem weiteren EEG-Ausbau wird die entsprechende Position bis zum Jahr 2030 jährlich bis auf etwa 800 Mio. Euro ansteigen.

5.5 Härtefallregelung zugunsten der EE-Anlagenbetreiber

Nach § 11, Abs. 1 EEG-2012 sind die Netzbetreiber berechtigt, die Einspeisung von EEG-Strom zu drosseln, wenn andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich durch diesen Strom überlastet wäre. Falls eine solche Maßnahme droht, müssen die betroffenen Anlagenbetreiber unverzüglich darüber informiert werden, wobei ihnen der zu erwartende Zeitpunkt, der Umfang und die Dauer der Regelung mitzuteilen sind.

Darüber hinaus müssen die Netzbetreiber auf Verlangen der EEG-Betreiber unverzüglich ihre Netze entsprechend dem Stand der Technik optimieren, verstärken und ausbauen, falls dies für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien erforderlich ist.

In Abweichung von § 13 Abs. 4 EnWG haben die EEG-Anlagenbetreiber auch noch einen Anspruch auf Entschädigungszahlungen, wenn EEG-Anlagen herunter geregelt und dem Betreiber damit vorübergehend der gesetzliche Einspeise-Vorrang entzogen wird. Nach § 12 Abs. 1 EEG-2012 beträgt der Entschädigungsanspruch mindestens 95 % der entgangenen Einnahmen abzüglich der ersparten Aufwendungen. Zahlungspflichtig ist der für die Abregelung ursächlich verantwortliche Netzbetreiber. Angesichts der Vermaschtheit des Elektrizitätsnetzes mag der entsprechende Nachweis im Einzelfall nicht einfach sein.

¹⁹ Die rechtsgültige Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte führt bei den Betroffenen regelmäßig zu erheblichen Unsicherheiten. Im Interesse des Bürokratieabbaus wäre zu empfehlen, das Konstrukt der vermiedenen Netznutzungsentgelte aufzugeben.

Dem Monitoring-Bericht 2010 der Bundesnetzagentur zufolge (BNetzA 2011, S. 29) liegen die jährlichen Entschädigungszahlungen bislang noch im einstelligen Millionenbereich, doch kann bei beschleunigtem EE-Ausbau nicht ausgeschlossen werden, dass die Entschädigungszahlungen deutlich an Bedeutung gewinnen werden.

Die künftigen Größenordnungen können der Dissertation von GROßE-BÖCKMANN (2010, S. 57) entnommen werden. Sofern Windenergie und Photovoltaik zusammen 50% der Elektrizitätsnachfrage decken sollen, müssten die Netzbetreiber mindestens 2% der von diesen Anlagen erzeugten Elektrizität abregeln, um Überspeisungen zu vermeiden. Diese Aussage unterstellt allerdings, dass die Netzbetreiber alle anderen Stromerzeugungskapazitäten vollständig herunterfahren könnten. Da dies weder technisch noch rechtlich zulässig ist, müssten bei einem EE-Anteil von bis zu 50% wesentlich größere EEG-Strommengen abgeregelt werden.

Die damit verbundenen Entschädigungszahlungen an die Anlagenbetreiber würden sich verringern, wenn die künftig vermehrt zu erwartenden Überspeisungen von EEG-Strom durch lokale Stromspeicher oder über lokale nachfrageseitige Maßnahmen des Lastmanagements ausgeglichen werden. Allerdings sind auch diese Konzepte mit Zusatzkosten verbunden, etwa für den Bau und Betrieb der Stromspeicher und das intelligente Lastmanagement. Nach unserer Einschätzung würden allerdings diese Zusatzkosten die damit vermeidbaren Entschädigungszahlungen entsprechend § 12 EEG bei weitem übersteigen (vgl. EHLERS / ERDMANN 2010, EHLERS 2011). Aus unserer Sicht werden die an die EEG-Anlagenbetreiber ausgezahlten Entschädigungszahlungen entsprechend mindestens

1,7% der EEG-Vergütung im Jahr 2015 = 360 Mio. Euro

2,4% der EEG-Vergütung im Jahr 2020 = 660 Mio. Euro

2,4% der EEG-Vergütung im Jahr 2030 = 540 Mio. Euro

erreichen. Die Netzbetreiber dürfen die entsprechenden Aufwendungen nicht über die EEG-Umlage refinanzieren, doch haben sie nach § 12 Abs. 2 das Recht, die Kosten auf die jeweiligen Netzentgelte umzulegen. Damit gehören die mit der Härtefallregelung verbundenen Aufwendungen zu den indirekten EEG-Kosten.

5.6 Weitere netzbezogene EEG-Zusatzkosten

5.6.1 Systemdienstleistungen

Losgelöst vom EE-Ausbau sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Systemdienstleistungen kontinuierlich bereitzustellen. Dazu zählen insbesondere

- die Spannungs- und Frequenzhaltung
- die Bereitstellung von Blindleistung
- die Versorgungswiederaufnahme nach einem Blackout

Durch den Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung verteuern sich diese Aufgaben, und die damit verbundenen Mehrkosten gehören zu den indirekten EEG-Kosten.

Nach § 6 Abs 5 EEG-2012 müssen neue Windkraftanlagen die Vorschriften zur Verbesserung der Netzintegration erfüllen²⁰. Onshore- Anlagen, die vor 2015 errichtet werden, erhalten einen Systemdienstleistungs-Bonus in Höhe von 0,48 Cent/kWh, sofern sie diese Verpflichtung erfüllen bzw. als Bestandsanlagen entsprechend nachgerüstet wurden. Dieser Bonus ist in den Vergütungszahlungen an die EE-Anlagenbetreiber und damit in den direkten EEG-Kosten enthalten. Doch kleine EEG-Anlagen und insbesondere die PV-Systeme sind von den Systemdienstleistungs-Anforderungen ausgenommen.

Für die Netzbetreiber bedeutet dies:

- Erschwerte Frequenzhaltung, da die EEG-Anlagen die konventionelle Stromerzeugung verdrängen, ohne sich selbst an der Frequenzhaltung beteiligen zu können
- Erschwerte Spannungshaltung, weil durch den EE-Ausbau Kraftwerke mit Synchrongeneratoren verdrängt werden und die EEG-Anlagen keine Blindleistung bereitstellen können
- Erschwerte Beseitigung von Netzstörungen

In der Literatur gibt es jedoch keine Anhaltspunkte zur Quantifizierung der entsprechenden indirekten EEG-Kosten. Im Monitoring-Bericht 2010 (BNetzA 2011) werden die mit dem EE-Ausbau verbundenen Mehrkosten im Bereich der Systemdienstleistungen leider nicht explizit ausgewiesen. Diesem Bericht zufolge konnten die Übertragungsnetzbetreiber den Anstieg der Systemdienstleistungskosten in der Vergangenheit insbesondere deshalb begrenzen, weil die vier Teilmärkte für Regelenergie zusammengelegt worden sind (Netzregelverbund) und inzwischen insgesamt 28 präqualifizierte Regelenergieanbieter zur Verfügung stehen (BNetzA 2011, S. 202).

5.6.2 Untertägige Fahrplananpassungen

Der BNetzA-Monitoringbericht 2010 (BNetzA 2011, S. 208) weist auf eine kräftige Zunahme der untertägigen Fahrplanänderungen von

130.000 Fahrplanänderungen im Jahr 2008
230.000 Fahrplanänderungen im Jahr 2009

²⁰ Im Einzelnen wird das in der Systemdienstleistungsverordnung (SDLWindV 2010) geregelt.

hin. Diese Entwicklung korrespondiert mit der Ausweitung des börslichen Intraday-Handels an der European Power Exchange Leipzig/Paris. Für die deutsch-österreichische Handelszone hat sich das entsprechende Intraday-Handelsvolumen in nur 2 Jahren mehr als vervierfacht:

2008: 2'300 Mio. GWh
2009: 5'700 Mio. GWh
2010: 10'200 Mio. GWh

Die damit verbundenen Mehrkosten für die Letztverbraucher fallen überwiegend nicht im Bereich der Netze an (weshalb sie von der BNetzA nicht ausgewiesen werden), sondern bei den Kraftwerksbetreibern und Bilanzkreismanagern.

5.6.3 Kosten für das Redispatching

Auch bei einem kräftigen Ausbau der Elektrizitätsnetze wird die zunehmende Einspeisung intermittierender Strommengen immer wieder Netzengpässe hervorrufen. Derzeit weisen die deutschen Netzbetreiber keine expliziten Netzengpässe aus. Stattdessen bewältigen sie die entsprechenden Probleme, wie von § 15 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV 2008) gefordert, durch netzbezogene und marktbezogene Maßnahmen. Im zweitgenannten Fall verlangt der Übertragungsnetzbetreiber ein Redispatching der Stromerzeugung, wobei

- Kraftwerke vor dem Netzengpass dazu aufgefordert werden, ihre Leistung vorübergehend zu reduzieren.
- Kraftwerke hinter dem Netzengpass dazu aufgefordert werden, ihre Leistung vorübergehend zu vergrößern.

Derzeit sind die damit verbundenen Redispatching-Kosten relativ intransparent und wohl auch nicht diskriminierungsfrei. Der BNetzA-Monitoringbericht 2010 nennt für das Jahr 2009 Redispatch-Kosten in Höhe von gerade einmal 25 Mio. Euro (nach 45 Mio. Euro im Jahr 2008; BNetzA 2011, S. 201).

Folgt man den Ausführungen von LBD 2007 (S. 35f), so machte allein die Vattenfall Europe Transmission GmbH demgegenüber Kosten in Höhe von 109,2 Mio. Euro für den EEG-Ausgleich des Jahres 2006 geltend. Werden diese im Urteil des OLG Düsseldorf am 21.7.2006 veröffentlichten Plankosten für alle Übertragungsnetzbetreiber hochgerechnet, gelangt man schon für das Jahr 2006 zu einem Wert von 410 Mio. Euro. Bei einer Windstromeinspeisung von 30'710 GWh in 2006 sind dies umgerechnet 13,40 Euro/MWh Windstrom. Inzwischen dürften diese Kosten noch weiter angestiegen sein.

5.6.4 Netzzuverlässigkeit

Auch im Bereich der Netzzuverlässigkeit drohen steigende indirekte EEG-Kosten. Derzeit müssen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber das so genannte n-1-Kriterium einhalten, wonach unter allen denkbaren Systemzuständen des Übertragungsnetzes ein einzelnes Betriebsmittel (z.B. ein Leitungsabschnitt, ein Transformator, ein Großkraftwerk) ausfallen darf, ohne dass es zu Unterbrüchen bei der Stromversorgung kommen darf. Angesichts kurzatmiger Regulierungseingriffe, unklarer institutioneller Kompetenzen zwischen Erzeugung, Netzbetrieb und Regulierung, steigender Kosten und Investitionsrisiken sowie erheblicher Akzeptanzprobleme ist nicht ausgeschlossen, dass der Netzausbau hinter den Anforderungen des EE-Ausbaus zurückfällt und die Netzzuverlässigkeit folglich nicht mehr in der gewohnten Weise gewährleistet ist. Das heutige Übertragungsnetz sowie das n-1-Kriterium wurden zu einer Zeit entwickelt, als im Normalbetrieb überwiegend kleinräumige Transportleistungen zu bewältigen waren. Die durchschnittlichen Transportentfernungen lagen ursprünglich bei weniger als 100 km. Mit dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Stromerzeugung werden Transportdistanzen deutlich steigen. Dies gilt insbesondere für die Offshore-Windkraft, denn in Deutschland liegen die Bevölkerungs- und Wirtschaftszentren überwiegend viele hundert Kilometer von den Küsten entfernt. Vor diesem Hintergrund ist es fraglich, ob das traditionelle n-1-Kriterium hier auch künftig das bislang gewohnte Maß an Netzzuverlässigkeit und Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Kommt es aber zu vermehrten Unregelmäßigkeiten bei der Stromversorgung, so fallen bei den Letztverbrauchern Kosten für Stromversorgungsunterbrüche an (Value of Lost Load)²¹.

Die in diesem Unterkapitel genannten indirekten EEG-Kosten lassen sich derzeit nicht belastbar quantifizieren. In einem Gutachten des Unterzeichners aus dem Jahr 2008 wurden die entsprechenden indirekten EEG-Kosten für das Jahr 2020 auf eine Größenordnung von 1,3 Mrd. Euro taxiert. Es liegen keine Erkenntnisse vor, denen zufolge diese Einschätzung heute grundlegend modifiziert werden müsste. Wir nehmen also einen gleichmäßigen Anstieg der entsprechenden Kostenkomponenten bis zum Jahr 2020 auf diesen Wert an, der dann bis 2030 beibehalten wird.

5.7 Zusammenfassung

Mit dem beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Elektrizitätserzeugung fallen im Bereich der Stromnetze Zusatzkosten an, die zu den indirekten EEG-Kosten gehören. Diese Kosten werden die Netzbetreiber über höhere Netznutzungsentgelte refinanzie-

²¹ Das Fachgebiet Energiesysteme der Technischen Universität Berlin arbeitet derzeit an einer VOLL-Quantifizierung (www.ensys.tu-berlin.de/menue/research/projects).

ren, womit natürlich die Endkundenpreise – zusätzlich zur EEG-Umlage – noch weiter steigen werden.

Tabelle 15 zeigt die netzbezogenen indirekten EEG-Kosten für die Jahre 2010, 2020 und 2030. Wie nicht anders zu erwarten steigen diese Kosten mit dem EEG-Ausbau mehr oder wenig kontinuierlich an. Dieser Anstieg erfolgt unterproportional zum EEG-Ausbau, da im Bereich der Netze und der Systemdienstleistungen beträchtliche Skalen- und Effizienzeffekte erwartet werden können. Auch die Bundesnetzagentur wird entsprechend ihrer Aufgabe gegen ungebremst ansteigende Netzkosten intervenieren. Gleichwohl müssen die in Tabelle 15 zusammengetragenen Kostenangaben im Sinne von Mindestkosten interpretiert werden. Unsere Hochrechnung setzt unter anderem voraus, dass den Netzbetreibern keine weiteren, teilweise unsinnigen und in vielen Fällen sehr kostspieligen Aufgaben zugewiesen werden. Die Abregelung zusätzlicher EEG-Strommengen ist im Zweifel besser als der überrißene Ausbau von Netzen, Stromspeichern und anderen Infrastrukturen, die effektiv nur für wenige Stunden des Jahres erforderlich sind.

Tabelle 15
Indirekte EEG-Kosten im Bereich der Stromnetze

in Mio. Euro	2010	2020	2030
<i>Onshore-Netzausbau</i>			
Kapitalgebundene Kosten	181	1'996	3'638
Betriebsgebundene Kosten	50	550	1'002
<i>Offshore-Netzausbau</i>			
Kapitalgebundene Kosten	125	1'378	2'632
Betriebsgebundene Kosten	55	608	1'160
Vermiedene Netzentgelte	334	732	602
Härtefallregelung § 12 EEG	12	654	538
weitere netzbezogene Kosten	45	1'300	1'300
Zusätzliche Netzkosten	803	7'219	10'872

Quelle: Eigene Berechnungen

Betrachtet man die Struktur der indirekten EEG-Kosten im Bereich der Netze, wird der perspektivisch bedeutende Kostenbeitrag im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetze deutlich. Dies ist wesentlich mit dem Ausbau der Photovoltaik verbunden. Entsprechend der für dieses Gutachten getroffenen Vorgaben soll bis zum Jahr 2030 eine Kapazität von 58 GW installiert werden, was eine Verdreifachung der Kapazitäten des Jahres 2010 bedeutet. Entsprechend § 6 Abs. 2 EEG-2012 müssen die PV-Anlagen mit technischer Einrichtung ausgestattet sein, mit der der Netzbetreiber die PV-Einspeise-Leistung reduzieren kann. Alternativ ist bei Kleinanlagen die maximale Einspeise-Leistung auf 70% der Nennleistung zu begrenzen. Es wird also niemals die gesamte PV-Kapazität zur Verfügung stehen. Trotz der Begrenzung der PV-Einspeisungen werden die Stromflüsse zwischen Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen über den Tag hinweg immer wieder ihre Richtung wechseln. Während die entsprechende Ertüchtigung der Höchstspannungsnetze von Skalen- und Synergieeffekten profitieren dürfte, ist dies für die kleinteiligen und zersplitterten Verteilnetze in geringerem Umfang zu erwarten.

Zusammenfassend summieren sich die netzbedingten indirekten EEG-Kosten zwischen 2010 und 2030 zu einem Barwert von 85 Mrd. Euro oder 34% der direkten EEG-Kosten. Dabei liegt wie schon in Kapitel 3.2 ein Kalkulationszinssatz von 4% zugrunde. Die indirekten EEG-Kosten im Bereich der Netze werden auf die von den Letztverbrauchern zu tragenden Netznutzungsentgelte umgelegt werden müssen, die dadurch bis 2030 um zusätzlich bis 3,5 ct/kWh ansteigen werden. Es ist absehbar, dass die am Hochspannungsnetz angeschlossenen Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes mit 2 bis 2,5 ct/kWh überproportional belastet werden.

Nach dem Muster energiewirtschaftlicher Debatten der letzten Jahre wird dies eine Diskussion über Begünstigungen auslösen, wobei die gleichen Argumente wie bei der Reduktion der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen vorgebracht werden dürften: Wenn es zum Erhalt von Industriearbeitsplätzen notwendig ist, die EEG-Umlage auf deutlich unter 1 ct/kWh zu begrenzen, sollte dies auch für die indirekten EEG-Belastungen durch steigende Netzgebühren gelten.

Erneut sollte aber die Debatte auch darum geführt werden, ob der beschriebene EEG-bedingte Anstieg der Kosten zwangsläufig so kräftig wie in Tabelle 15 ausgewiesen ausfallen muss. Schon die in Kapitel 4.3 angesprochenen Vorschläge zur Begrenzung der direkten EEG-Kosten würden auch bei den netzbedingten EEG-Kosten Entlastungen bringen. Zusätzlich gibt es netzspezifische Ansatzpunkte:

- Zunächst muss die Sinnhaftigkeit der vermiedenen Netzentgelte hinterfragt werden (§ 18 Abs. 1 StromNEV in Verbindung mit § 35 EEG-2012). Das Konstrukt ist fiktiv, da in der Realität keine Netzkosten vermieden werden, und führt de facto zu einer Verschiebung von direkten EEG-Kosten zu indirekten EEG-Kosten. Häufig beklagen sich die Betroffenen darüber, dass die Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte zu Rechtsstreitigkeiten führt. Schon mit Blick auf den Bürokratieabbau sollte diese Regelung aufgegeben werden.

- Ein weiterer Ansatzpunkt zur Kostensenkung bei den indirekten EEG-Kosten müsste an der Härtefallregelung (§ 12 EEG-2012) ansetzen. Diese Regelung bedeutet, dass die Netzbetreiber zwar keine Mitsprache bei der Frage haben, an welchen Stellen welche EEG-Kapazitäten ans Netz angeschlossen werden sollen, doch zahlen müssen, sofern sich herausstellt, dass das Elektrizitätsnetz nicht jederzeit in der Lage ist, die von den EEG-Anlagen bereitgestellten Elektrizitätsmengen aufzunehmen. In der Anfangsphase waren die EEG-Anteile nur klein. Außerdem war es sinnvoll, die zunächst noch infantile EE-Branche von allfälligen Netzrisiken freizustellen, die sie eh nicht beeinflussen konnte. Inzwischen haben wir es mit einer entwickelten EE-Branche zu tun. Mit steigenden EEG-Anteilen muss sie zunehmende Mitverantwortung für das Elektrizitätssystem übernehmen. Aus dieser Perspektive ist die Härtefallregelung ein Anachronismus, der so schnell wie möglich abgeschafft werden sollte.

Es gibt also auch im Bereich der Elektrizitätsnetze Ansätze, die eine vom EEG-Ausbau ausgelöste Kostenexplosion begrenzen könnte, auch wenn die Hauptkostentreiber – die notwendigen Netzausbauten – nicht tangiert werden.

6 Merit Order-Effekte

Der Merit Order-Effekt des EEG beruht darauf, dass der EEG-bedingte Ausbau der regenerativen Stromerzeugung einen dämpfenden Effekt auf die Elektrizitäts-, Brennstoff- und CO₂-Preise auf den Großhandelsmärkten ausübt. Dieser Effekt wirkt den EEG-Kosten entgegen und stellt damit eine Teil-Kompensation der EEG-bedingten Zusatzbelastungen der Letztverbraucher dar.

Die Wirkungen des Merit Order-Effekts sind allerdings komplex:

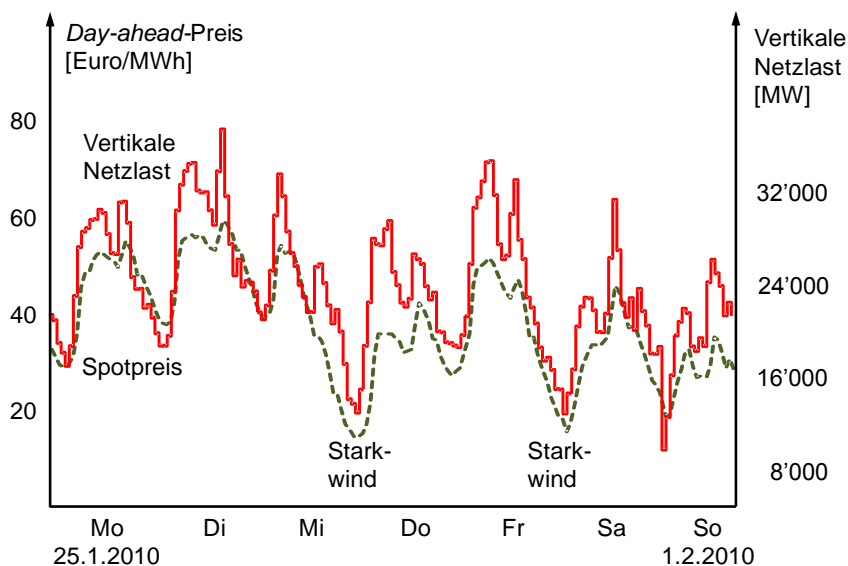
- Einerseits bedeuten sinkende Großhandelspreise geringere Endverbraucherpreise, sofern im Stromvertrieb Wettbewerb herrscht und die Endkunden jederzeit zu einem anderen, preisgünstigeren Anbieter wechseln können.
- Andererseits führen sinkende Stromgroßhandelspreise auch zu sinkenden Erlösen beim Verkauf von EEG-Mengen. Entsprechend vergrößert der Merit Order-Effekt die ungedeckten Kosten der Übertragungsnetzbetreiber und damit die direkten EEG-Kosten (siehe dazu auch die Erläuterungen in Kapitel 3.2 dieses Gutachtens).

Darüber hinaus muss zwischen dem kurzfristigen und dem mittel- bis langfristigen Merit Order-Effekt unterschieden werden. Nur bei kurzfristiger Betrachtung hat der Merit Order-Effekt eine preisdämpfende Wirkung. In mittel- bis langfristiger Perspektive neutralisiert sich dieser Effekt und kehrt sich in sein Gegenteil: Auch durch den beschleunigten Ausstieg aus der Kernenergie ist ein baldiger Zubau von Ersatzkraftwerken notwendig. Diese müssen jedoch den EEG-Einspeisungen prinzipiell den Vortritt lassen und sind damit wirtschaftlich unattraktiv – es sei denn, die Großhandelspreise steigen zu wind- und sonnenarmen Zeiten so weit an, dass die Ersatzkraftwerke in diesen Zeiten die für ihre Finanzierung notwendigen Deckungsbeiträge erzielen.

6.1 Kurzfristiger Merit Order-Effekt

Nach § 2 Abs. 2. AusglMechV sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den gesamten von ihnen abgenommenen und vergüteten EEG-Strom am vortägigen oder untertägigen Spotmarkt einer Strombörse zu verkaufen. Wegen dieser eigentlich recht willkürlichen Vorschrift wirkt sich der Merit Order-Effekt primär am EPEX-Day-ahead-Markt aus. Wenn die Übertragungsnetzbetreiber auf diesen Märkten viel EEG-Strom anbieten, wird der Marktpreis für die entsprechende Stunde tendenziell gering sein²². Auch zu Zeiten geringer EEG-Mengen können sich tiefe Spotmarktpreise einstellen, insbesondere während der nachfrageschwachen Nachtstunden. Fallen jedoch geringe EEG-Mengen auf Stunden mit hoher Nachfrage, sind entsprechend hohe Großhandelspreise zu erwarten.

Abbildung 6
Day-ahead-Preise und vertikale Netzlast



Quellen: EPEX, Transpower und 50 Hertz Transmission

²² Die Übertragungsnetzbetreiber basieren ihre EEG-Angebotsmengen auf eigenen *Day-ahead*- und *Intraday*-Prognosen der stündlichen EEG-Einspeisungen. Prognosefehler werden über den Regelenergiemarkt ausgeglichen. Die Verkürzung der Intervalle zwischen dem *Gate Closure* des *Intraday*-Markts und dem Lieferzeitraum hat die Prognosefehler entscheidend verringert.

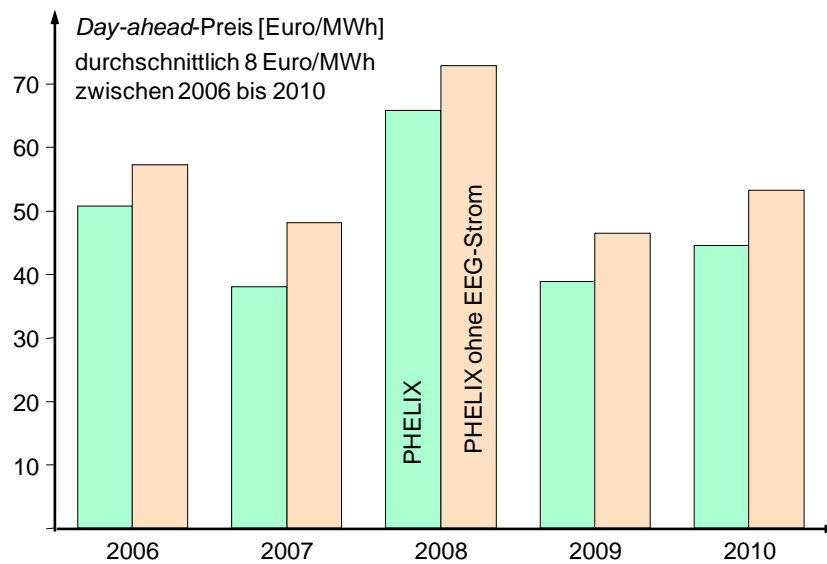
Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Day-ahead-Preise während einer Januar-Woche 2010 sowie die korrespondierende vertikale Netzlast²³. Mit steigender EEG-Strommenge sinken die vertikale Netzlast sowie die Day-ahead-Preise und umgekehrt. Aus Abbildung 6 geht hervor, wie eng dieser Zusammenhang bereits heute schon ist.

Mit Hilfe von disaggregierten Strommarktmodellen lassen sich fiktiv diejenigen Day-ahead-Strompreise berechnen, die sich einstellen würden, wenn die Übertragungsnetzbetreiber keine EEG-Strommengen anbieten würden. Der Merit Order-Effekt ergibt sich aus dem Vergleich mit den tatsächlich beobachteten Preisen. Auf diese Weise gelangen wissenschaftliche Untersuchungen schon für das Jahr 2006 zu einem kurzfristigen Merit Order-Effekt zwischen 3,17 und 7,83 Euro/MWh (BODE / GROSCURTH 2006, NEUBARTH ET AL. 2006, MORTHORST 2007, SENSFUß / RAGWITZ 2007). Der mit unserem eigenen Modell errechnete kurzfristige Merit order-Effekt liegt sogar bei durchschnittlich 8 Euro/MWh für den Zeitraum 2006 bis 2010 (vgl. Abbildung 7).

Der Merit Order-Effekt bezieht sich auf die Preisbildung am Day-ahead-Markt, wo derzeit rund ein Drittel der deutschen Elektrizitätsnachfrage gehandelt wird. Der verbleibende Teil der Strombeschaffung erfolgt auf den verschiedenen Terminmärkten. Da die EEG-Strommengen auf diesen Märkten nicht angeboten werden dürfen, sind die Terminmarktpreise kaum von der Entwicklung der EEG-Mengen beeinflusst. Dies liegt daran, dass es für die Future-Preise eines künftigen Kalendermonats irrelevant ist, ob momentan am Day-ahead-Markt viel oder wenig EEG-Elektrizität angeboten wird. Nur wenn die Marktteilnehmer die Preisrisiken von offenen Handelspositionen übernehmen und sich entsprechend bei Engagements am Terminmarkt zurückhalten, überträgt sich der Merit Order-Effekt auf die – gegenüber den Spotmärkten – erheblich größeren Forward- und Future-Märkte. Andernfalls fällt der Merit Order-Effekt als Risikoprämie zugunsten der Stromhändler an.

²³ Die vertikale Netzlast entspricht der vorzeichenrichtigen Summe aller Stromflüsse aus dem Übertragungsnetz in das Verteilnetz sowie zu den direkt an das Übertragungsnetz angeschlossenen Endverbrauchern.

Abbildung 7
Merit Order-Effekte zwischen 2006 und 2010



Quelle: Eigene Berechnungen

Wird der Merit Order-Preiseffekt mit dem Day-ahead-Handelsvolumen des deutschen Spotmarkts (205'000 GWh) multipliziert, resultiert für das Jahr 2010 ein kurzfristiger Merit Order-Effekt in Höhe von 1'780 Mio. Euro.

6.2 Mittel- bis langfristiger Merit Order-Effekt

Bei der Übertragung dieses kurzfristigen Merit Order-Effekts des Jahres 2010 auf den Prognosehorizont des vorliegenden Gutachtens müssen die Auswirkungen des EEG-Ausbaus auf die erwarteten Erlöse der neu zu bauenden und nicht von der EEG-Förderung begünstigten Ersatzkraftwerke berücksichtigt werden (WISSEN / NICOLOSI 2007). Zwar gibt es auch andere Alternativen als den Neubau von Ersatzkraftwerken, nämlich

- Netzausbau für vermehrte Stromimporte aus dem Ausland
- Ausbau von Stromspeicher-Kapazitäten²⁴
- Nachfrageseitige Maßnahmen bis hin zur vorübergehenden Einschränkung der Stromnachfrage (Brownouts).

Doch allgemein wird erwartet, dass auch Ersatzkraftwerke benötigt werden. Dieses Problem hat sich mit den jüngsten Beschlüssen zur Kernenergie noch akzentuiert. Mit der Sofortabschaltung von 8 Kernkraftwerken ist kurzfristig eine Erzeugungskapazität von netto 8'400 MW ausgeschieden. Die verbleibenden 11'600 MW Kernenergie-Kapazitäten sollen spätestens zum Jahr 2022 vom Netz gehen.

Die notwendigen Investitionen in Ersatzkraftwerke lassen sich erst dann finanzieren, wenn die erwarteten Stromgroßhandelspreise einen ausreichenden Deckungsbeitrag erwarten lassen. Unterbleiben die zur Deckung der Stromnachfrage notwendigen Kraftwerkinvestitionen, so führt dies zwangsläufig zu tendenziell steigenden Großhandelsstrompreisen, die den kurzfristig preisdämpfenden Effekt des EEG-Ausbaus aufheben. Zwar sind zu Zeiten eines starken Wind- und Photovoltaik-Angebots weiterhin sehr tiefe – oder sogar negative – Großhandelspreise zu erwarten. Doch in den anderen Zeiten werden die Großhandelspreise sehr hoch werden, wenn Investitionen in die zur Nachfragedeckung erforderlichen Ersatzkraftwerke unterbleiben.

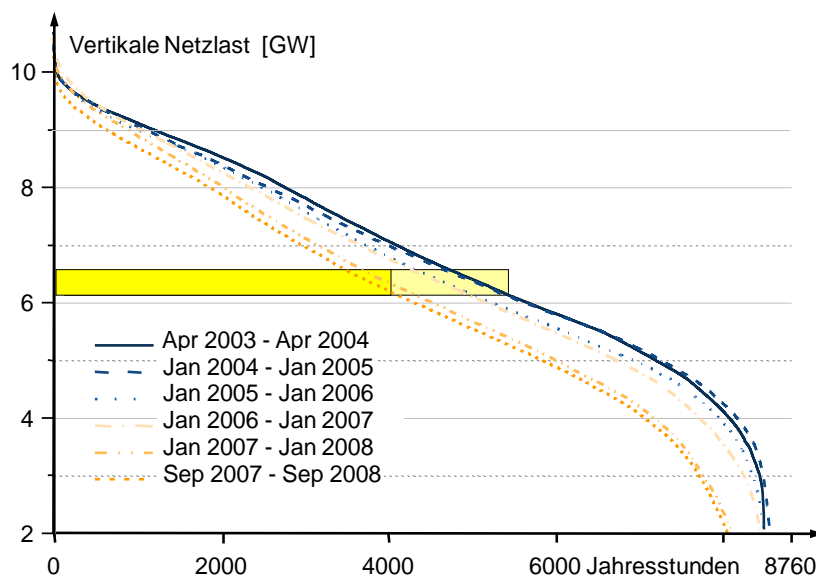
Erst wenn die langfristigen Preiserwartungen das Niveau ohne den forcierten EEG-Ausbau erreicht haben und darüber hinaus eine risikogerechte Verzinsung des eingesetzten Kapitals versprechen, findet die Investitionszurückhaltung im Bereich konventioneller Kraftwerke ihr Ende²⁵.

²⁴ Nach einer aktuellen Untersuchung von EHLERS (2011) würde ein Ausbau der Stromspeicherkapazitäten dazu führen, dass sich die Kosten für die erneuerbaren Energien gegenüber heute vervielfachen. Siehe auch ERDMANN/EHLERS (2010).

²⁵ Entsprechende Forderungen an die Politik werden unter dem Stichwort Kapazitätsmarkt von verschiedenen Interessensgruppen formuliert. Auch wird schon die Subventionierung von fossilen Kraftwerken diskutiert.

Das Problem derartiger Investitionen besteht in einer rückläufigen Zahl von Voll-
 laststunden. Wegen der vorrangigen EEG-Einspeisung kommen die Ersatzkraftwerke
 nämlich erst in Zeiten eines geringen Dargebots an Windenergie und Photovoltaik zum
 Zuge. Der entsprechende Zusammenhang lässt sich an Hand von Abbildung 8 disku-
 tieren.

Abbildung 8
Geordnete Lastkurven in der 50Hertz-Regelzone



Datenquelle: Mitteilung des Unternehmens 50Hertz

Diese Abbildung zeigt die Entwicklung der geordneten Jahresdauerlinien in der
 50Hertz-Regelzone zwischen den Jahren 2003 bis 2008. Schon der in diesen fünf Jah-
 ren erfolgte EEG-Ausbau hatte zur Folge, dass ein Kraftwerk (gelbes Rechteck), wel-
 ches ursprünglich für 4500 Jahresvolllaststunden ausgelegt war, nunmehr nur noch
 4000 Jahresvolllaststunden erreichen kann. Demzufolge muss der Betreiber die not-
 wendigen Deckungsbeiträge in weniger Stunden als ursprünglich vorgesehen verdie-
 nen. Natürlich wird sich dieser Effekt mit dem weiteren EEG-Ausbau noch deutlich ak-
 zentrieren.

Das sich auf Grund dieser Gesetzmäßigkeit mittelfristig einstellende Großhandel-
 Preisniveau wird üblicherweise mit Hilfe einschlägiger disaggregierter und stunden-
 scharfer Optimierungsmodelle berechnet, bei denen der Zubau von Kraftwerken ent-
 weder nicht über Szenarien exogen vorgegeben werden darf, sondern modellendogen
 bestimmt werden muss (wodurch sich unter Umständen sehr lange Rechenzeiten er-

geben; vgl. EHLERS 2011, S. 92). In jedem Fall hängt die Lösung ab von einer großen Fülle von Annahmen und Prognosen, darunter:

- Die spezifischen Investitionskosten der in Betracht gezogenen Kraftwerks-Neubauten
- Die jeweils verfügbare Leistung der thermischen Bestandsanlagen
- Die Leistungsgradienten der jeweils am Netz befindlichen thermischen Kraftwerke
- Die Euro-Preise der Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte
- Die Jahreseinsatzprofile von Wind- und Photovoltaik-Anlagen
- Das Jahresprofil der einheimischen Elektrizitätsnachfrage inkl. dem ggf. unterstellten Lastmanagement-Potential
- Das Jahresprofil des Elektrizitätshandels mit dem Ausland, was unter anderem eine Funktion von Struktur und Verfügbarkeit des ausländischen Kraftwerksparks, der ausländischen Elektrizitätsnachfrage und natürlich der Kapazität der Grenzkuppelstellen ist

Zu den Modellergebnissen gehört ein Preisvektor der stündlichen Stromgroßhandelspreise. Um daraus den mittel- bis langfristigen Merit Order-Effekt des EEG-Ausbaus zu ermitteln, muss für jede Kombination von Annahmen je eine optimale Lösung mit und ohne EEG-Ausbau berechnet und miteinander verglichen werden. In Abhängigkeit von den gewählten Annahmen resultiert ein positiver oder negativer Merit Order-Effekt des EEG-Ausbaus zugunsten oder zu ungunsten der Letztverbraucher. Die Details sind eher Gegenstand einer wissenschaftlichen Ausarbeitung und können hier nicht im Einzelnen behandelt werden.

Ein wichtiges Ergebnis derartiger Modellrechnungen besteht in der Aussage, dass Innovationen im Bereich konventioneller Kraftwerke einem für die Endverbraucher negativen Merit Order-Effekt entgegenwirken können, indem beispielsweise die ursprünglich für den Grundlasteneinsatz entwickelten Kohlekraftwerke über eine größere Spreizung des Einsatzbereichs (Teillast bis Vollast) und einen schnelleren Lastfolgewechsel mittel- und spitzenlastfähig werden. Dies kann dazu beitragen, den langfristig negativen Merit Order-Effekt zulasten der Letztverbraucher abzuschwächen oder umzukehren. Dies begründet die Erwartung, dass der mittel- bis langfristig für die Letztverbraucher negative Merit Order-Effekt neutralisiert werden könnte.

6.3 Brennstoffkosten

Ergänzend müssen die Preise von Brennstoffen und CO₂-Emissionsrechten berücksichtigt werden. Mit dem EEG-Ausbau reduzieren sich der Einsatz konventioneller Kraftwerke und damit auch die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen und CO₂-Emissionsrechten.

Auf der Basis von Modellrechnungen von KLOBASTA / RAGWITZ (2005) resultieren die in Tabelle 16 aufgeführten Abschätzungen für das Jahr 2010. Demnach war das EEG im Jahr 2010 mit folgenden Effekten auf die international gehandelten Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte verbunden:

- verminderter Steinkohlebedarf von 20,7 Mio. t oder 3,3% des Weltsteinkohlehandels
- verminderter Erdgasbedarf von 20,5 Mio. MWh oder 0,5% des europäischen Erdgas-Bedarfs
- verminderte CO₂-Emissionen von 80,6 Mio. t oder 4,2% der europäischen CO₂-Berechtigungen

Tabelle 16

Brennstoff- und CO₂-Ersparnisse durch die EE-Erzeugung

	<i>Verdrängte Erzeugung</i>	<i>Verdrängte Erzeugung [GWh]</i>	<i>Brennstoff-nutzungsgrad [GWh]</i>	<i>Primär-energie</i>	<i>CO₂ [kg/MWhel]</i>
Braunkohle	20%	18'046	33,6%	53'709	1,003
Steinkohle	70%	63'162	37,6%	167'983	0,924
Erdgas	10%	9'023	43,9%	20'554	0,460
Summe 2010	100%	90'231			

Quelle: Berechnet mit Annahmen von KLOBASTA / RAGWITZ 2005, S. 20

Ohne die EEG-Strommengen wären

- der Weltsteinkohlepreis
- der Erdgas-Großhandelspreis
- der Preis von CO₂-Berechtigungen

höher als die tatsächlich eingetretenen Preise. Der Rückgriff auf ein vom Auftragnehmer entwickeltes ökonomisches Modell für den Day-ahead-Strompreis führt für 2010 zu einem senkenden Effekt auf den Stromgroßhandel von etwa 0,20 Euro/MWh. Hochgerechnet auf die Stromerzeugung in Deutschland ergibt dies für 2010 einen Kostenvorteil von rund 100 Mio. Euro. Mit dem weiteren EE-Ausbau wird dieser Kostenvorteil durch preiswertere Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte bis 2030 auf 300 Mio. Euro pro Jahr ansteigen.

6.4 Reservekapazitäten

Zur Ausregelung fluktuierender EEG-Erzeugungsmengen müssen die Übertragungsnetzbetreiber zusätzliche Reservekapazitäten kontrahieren, die dann teilweise nicht mehr auf dem Day-ahead-Markt zur Verfügung stehen. Mit diesem Effekt ist eine preissteigernde Wirkung auf den Stromgroßhandelsmarkt verbunden.

Die in Tabelle 17 zusammengefassten EEG-Daten aus dem Jahr 2010 liefern Anhaltspunkte zur Abschätzung und Quantifizierung dieses Reservekapazitäts-Effekts:

Im Jahr 2010 entsprach die mittlere verfügbare Windkapazität 20,1% der im entsprechenden Zeitraum installierten Windleistung, bei der Photovoltaik waren es 5,5%. Zusammen mit den anderen EEG-Anlagen stand im Jahr 2010 eine mittlere EEG-Leitung von durchschnittlich 10'290 MW zur Verfügung.

Tabelle 17

EEG-Kapazitäten und EEG-Erzeugung im Jahr 2010

	Windstrom	PV-Strom	Anderer EE-Strom	EEG-Summe
Installierte EEG-Leistung im Jahr 2010 [MW]	27'400	17'300	6'300	50'982
Stromerzeugung 2010 [GWh]	48'300	8'300	33'600	90'200
mittlere verfügbare Kapazität in Prozent der installierten Leistung	20,1%	5,5%	60,9%	20,2%
mittlere verfügbare Kapazität [MW]	5'500	950	3'840	10'290

Quelle: Eigene Berechnungen

Zur Sicherung der Elektrizitätsversorgung müssen die Übertragungsnetzbetreiber insbesondere für die nur stochastisch anbietenden Wind- und PV-Anlagen Reservekapazitäten vorhalten, die dadurch dem Day-ahead-Markt entzogen sind. Nach Tabelle 17 standen im Jahr 2010 im Mittel 5'500 MW Windkapazitäten und 950 MW PV-Kapazitäten zur Verfügung. Nach Angaben von Übertragungsnetzbetreibern müssen Reservekapazitäten im Umfang von bis zu 60% dieser EEG-Leistungen vorgehalten werden:

$$\begin{aligned}
 60\% \text{ von } 5'500 \text{ MW} &= 3'300 \text{ MW für Windkraft} \\
 60\% \text{ von } 950 \text{ MW} &= 570 \text{ MW für Photovoltaik}
 \end{aligned}$$

Zusammengenommen sind dies nahezu 3'900 MW. Im Durchschnitt des Jahres 2010 waren entsprechende Kraftwerkskapazitäten dem Stromgroßhandelsmarkt entzogen. Der erneute Rückgriff auf das vom Auftragnehmer entwickelte Strompreismodell für den Day-ahead-Markt liefert als Ergebnis, dass die Zurückhaltung entsprechender Erzeugungskapazitäten im Durchschnitt der Jahre 2008 bis 2010 ein um 0,244 Euro/MWh erhöhtes Day-ahead-Preisniveau zur Folge hat. Multipliziert mit dem Letztverbrauch des Jahres 2010 bedeutet dies rund 110 Mio. Euro höhere Stromkosten. Dieser Effekt neutralisiert in etwa den in Kapitel 6.3 quantifizierten Vorteil aus dem Brennstoffkosteneffekt.

Aus heutiger Sicht wird sich mit dem weiteren Ausbau der intermittierenden Stromerzeugungskapazitäten daran nichts Grundlegendes ändern.

6.5 Zusammenfassung

Den vorstehenden Ausführungen zum Merit Order-Effekt zufolge dürfte der preisdämpfende Effekt zugunsten der Letztverbraucher nur von kurzer Dauer sein. Über die mittel- bis langfristige Perspektive ist im Gegenteil ein für die Letztverbraucher nachteiliger Effekt zu erwarten. Optimistisch stimmen die angelaufenen Innovationsbemühungen der Kraftwerkshersteller mit dem Ziel thermische Kraftwerke fit zu machen für einen Strommarkt mit hohen Anteilen intermittierender Stromerzeugung.

Daneben gibt es noch weitere Maßnahmen, damit die Letztverbraucher von einem für sie positiven Merit Order-Effekt profitieren können:

- Die bislang einseitige Bevorzugung der Erneuerbaren Elektrizitätserzeugung sollte abgelöst werden durch eine ausgewogenere Herangehensweise, denn auch bei einem EE-Ausbau auf 50% bis zum Jahr 2020 wird die Elektrizitätsversorgung noch über lange Zeit von konventionellen Kraftwerken abhängen.
- Zwar wurden in den letzten Jahren einige Fortschritte auf dem Weg zur Schaffung eines europäischen Strombinnenmarkts erzielt. Insbesondere das so genannte Market Coupling mit einigen Nachbarländern ist hier zu nennen. Weitere Fortschritte in dieser Richtung würden das Strompreisniveau senken und auch die starke Benachteiligung einer ausschließlich auf den deutschen Markt orientierten konventionellen Stromerzeugung mindern.
- Schließlich müssen die Letztverbraucher sich durch die Entwicklung von nachfrageseitiger Laststeuerung auf zunehmend volatile Stromgroßhandelspreise vorbereiten.

7 Gesamtergebnis

Die Kosten des EEG-Ausbaus lassen sich unterteilen in die direkten und die indirekten EEG-Kosten. Die direkten EEG-Kosten errechnen sich aus der Differenz zwischen den mit dem EEG verbundenen Ausgaben und Einnahmen der Netzbetreiber.

Für das Jahr 2010 dürfte das Volumen der EEG-Vergütungen bei rund 12,5 Mrd. Euro gelegen haben. Darin enthalten sind die mit der Vermarktung der EEG-Strommengen verbundenen Ausgaben (§ 3 Abs. 3, 4 AusglMechV), während die vermiedenen Netznutzungsentgelte abgezogen sind. Aus der Vermarktung der EEG-Strommengen dürften die Übertragungsnetzbetreiber schätzungsweise 3,2 Mrd. Euro erzielt haben. Damit liegen die direkten EEG-Kosten im Jahr 2010 bei schätzungsweise 9,3 Mrd. Euro. Mit der Veröffentlichung der geprüften BDEW-Jahresabrechnungen zum EEG werden demnächst genauere Zahlen zur Verfügung stehen.

Die weitere Entwicklung der direkten EEG-Kosten hängt davon ab, wie sich

- die EEG-Vergütungszahlungen (Menge und Vergütungshöhe)
- die Day-ahead- und Intraday-Preise an den Stromgroßhandelsmärkten

entwickeln werden. Nach Einschätzung des Unterzeichners werden sich die EEG-Vergütungszahlungen bis zum Jahr 2025 nahezu verdreifachen. Treiber für diese Entwicklung sind der angenommene starke Ausbau der Photovoltaik sowie der Offshore-Windkraft – beides vergleichsweise hoch vergütete Elektrizitätsmengen. Bis zum Jahr 2030 könnten die EEG-Vergütungszahlungen dann sinken, sofern es bei den soeben beschlossenen Degressionsfaktoren bei den Einspeisevergütungen entsprechend § 20 Abs. 2 EEG-2020 bleibt.

Unter der Annahme eines Strompreisanstiegs von durchschnittlich 2,7% pro Jahr werden sich die Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber bis 2030 annähernd verdoppeln. Bis zum Jahr 2025 dürften die direkten Kosten der EEG-Förderung auf netto rund 21 Mrd. Euro steigen, um danach bis zum Jahr 2030 auf 15 Mrd. Euro zu sinken. Bei einem angenommenen Kalkulationszinssatz von 4% liegt der Barwert der zwischen 2010 und 2030 zu erwartenden direkten EEG-Kosten bei insgesamt 250 Mrd. Euro.

Die direkten EEG-Kosten werden über die EEG-Umlage finanziert. Nachdem diese im Jahr 2011 von 2,05 ct/kWh auf 3,53 ct/kWh heraufgesetzt wurde, ist für 2012 ein Rückgang zu erwarten, doch auf der Grundlage des soeben novellierten EEG-2012 wird es bis 2025 einen Anstieg auf bis zu 6 ct/kWh geben. Das im Rahmen der parlamentarischen Beratungen formulierte Ziel, die EEG-Umlage nicht über das Niveau von 3,5 ct/kWh ansteigen zu lassen, ist vorerst nicht mit glaubwürdigen politischen Maßnahmen unterlegt.

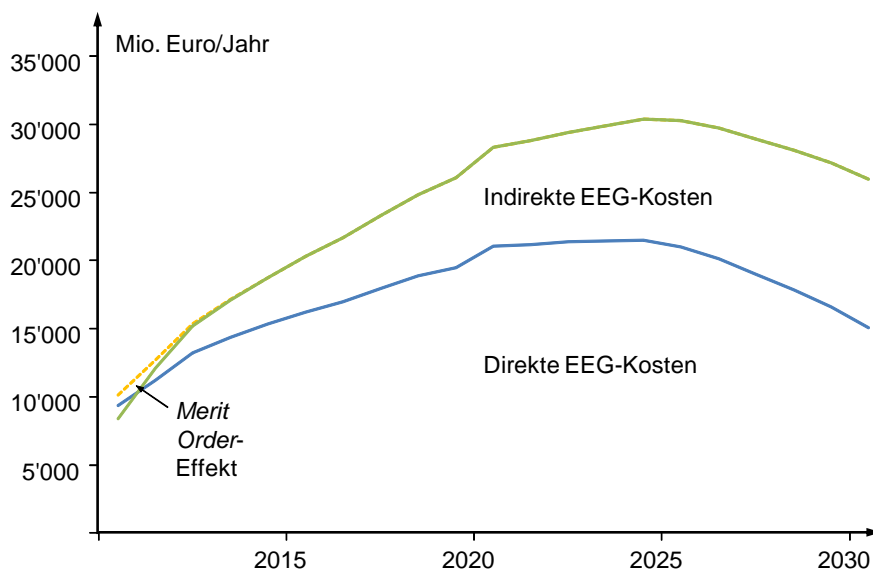
Die indirekten EEG-Kosten setzen sich zusammen aus den Kosten für den Netzausbau, den vermiedenen Netzentgelten, den Kosten für die Härtefallregelung nach § 12 EEG-2012 sowie weiteren netzbezogenen EEG-Kosten, insbesondere für

- zusätzliche Systemdienstleistungen
- untertägige Fahrplananpassungen
- Redispatching

Für das Jahr 2010 schätzt der Unterzeichner die indirekten EEG-Kosten auf rund 800 Mio. Euro, doch bis zum Jahr 2030 werden diese Kosten auf nahezu 11 Mrd. Euro jährlich ansteigen. Bei einem Kalkulationszinssatz von 4% summieren sich die zwischen 2010 und 2030 zu erwartenden indirekten EEG-Kosten auf 85 Mrd. Euro oder 34% der direkten EEG-Kosten.

Abbildung 9

Direkte und indirekte Kosten des forcierten EE-Ausbaus



Quelle: Eigene Berechnungen

Der Unterzeichner hat sich auch intensiv mit der Bestimmung des Merit Order-Effekts auseinandergesetzt und gelangt zum Schluss, dass der EEG-Ausbau – mit Ausnahme der Jahre 2010 bis 2012 - keinen dämpfenden Effekt auf die Elektrizitätsgroßhandelspreise ausübt. Der mit dem EEG-Ausbau verminderte Einsatz von fossilen Brennstoffen und CO₂-Emissionsrechten führt zu tendenziell sinkenden Stromgroßhandelspreisen, doch wird dieser Effekt praktisch vollständig kompensiert durch die EEG-bedingte Notwendigkeit zur Vorhaltung von Reservekapazitäten.

Abbildung 9 zeigt den erwarteten Verlauf der direkten und der indirekten EEG-Kosten über den Zeitraum von 2010 bis 2030. Insbesondere durch die bis vor kurzem unvorstellbare Expansion der besonders hoch vergüteten Photovoltaik ist im Bereich der direkten EEG-Kosten für die nächsten rund 20 Jahre ein beträchtlicher Kostenblock entstanden. Dieser wird in den nächsten Jahren mit dem politisch gewollten Ausbau der ebenfalls hoch vergüteten Offshore-Windenergie noch ansteigen. Erst wenn EEG-Anlagen im Verlauf des dritten Jahrzehnts zunehmend durch Neuanlagen ersetzt werden, führt die damit verbundene Degression der Einspeise-Vergütungen zu einer Entlastung der Letztverbraucher.

Bei den indirekten EEG-Kosten stehen die wesentlichen Belastungsanstiege erst noch bevor. Sie resultieren insbesondere aus dem erforderlichen Netzausbau, dessen kapital- und betriebsgebundene Kosten in den Folgejahren über die Netznutzungsentgelte auf die Netznutzer umgelegt werden. Angesichts von 20-jährigen Abschreibungsdauern wird der Kostenblock der indirekten EEG-Kosten sein Maximum erst in den 2030er Jahren erreichen.

Durch die Umlage der indirekten EEG-Kosten auf die Letztverbraucher werden die Netznutzungsentgelte bis 2030 um zusätzlich bis 3,5 ct/kWh ansteigen. Nach aktueller Gesetzeslage werden die am Hochspannungsnetz angeschlossenen Unternehmen des verarbeitenden Gewerbes mit 2 bis 2,5 ct/kWh überproportional belastet.

Das wird natürlich eine Diskussion über die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Unternehmen sowie die Gefahr einer Arbeitsplatzverlagerung ins Ausland zur Folge haben. Doch sollte es dabei nicht nur um die Begünstigung bestimmter Letztverbraucher gehen, sondern auch um die Frage, mit welchen Mitteln der weitere Anstieg der direkten und indirekten EEG-Kosten gebremst werden könnte. Zum Ende der jeweiligen Kapitel entwickelt das vorliegende Gutachten Vorschläge dazu.

Literaturverzeichnis

- AusglMechV (2009) Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus vom 17. Juli 2009 (Ausgleichsmechanismusverordnung), BGBl. I S. 2101
- BAFA (2009) *Merkblatt II A für Unternehmen des produzierenden Gewerbes Darlegung der gesetzlichen Regelungen nach §§ 40 ff. Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009*. Version vom 19. März 2009. Eschborn: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/merkblaetter/index.html)
- BDEW (2008) *EEG-Mittelfristprognose: Entwicklungen 2000 bis 2014*. Stand 22.04.2008. Berlin. Bundesverband der Deutschen Energiewirtschaft (www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_EEG-Mittelfristprognose_bis_2014)
- BKartA (2011) Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel. Bonn: Bundeskartellamt (www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Bericht_SU_Strom__2_.pdf)
- BMU (2003) *Regierungsentwurf des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren-Energien im Strombereich - EEG – Novelle*. Abschätzung der Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und finanzielle Auswirkungen. BMU Z III 1. Berlin (www.sonnendeal.de/photovoltaik/download/BMU_Abschätzung_Strommarktentwick)
- BMU (2007) *Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht)*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Fundstelle am 23.2.2011: www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf)
- BMU (2011) *Erneuerbare Energien 2011*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (http://www.erneuerbare-energien.de/files/bilder/allgemein/application/pdf/ee_in_zahlen_2010_bf.pdf)
- BMWi (2010) *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. 28. September 2010. Berlin (www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/energiekonzept-2010,property=pdf,bereich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf)
- BNetzA (2011) *Monitoringbericht 2010*. Bonn: Bundesnetzagentur (www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/191676/publicationFile/9837/Monitoringbericht2010Energiepdf.pdf)
- BODE, S., GROSCURTH H. (2006) *Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“*. Hamburg: Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA Discussion Paper 348) (www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_AZ/Kosten/HWWA_EEG_drueckt_Strompreis.pdf)
- Consentec (2006) *Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft* Aachen

- dena (2010): *Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025* (dena-II-Netzstudie). Berlin: Deutsche Energie-Agentur (www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF)
- E-Bridge *et al.* (2011) *Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020*. Aachen/Bonn, den 16. März 2011
- EEG-2009 (2008) Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 11. August 2010 (BGBl. I S. 1170)
- EEG-EE (2011) Europaanpassungsgesetz Erneuerbare Energie (Veröffentlichung in Vorbereitung)
- EHLERS, N. (2011) *Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung*. Dissertation an der Technischen Universität Berlin (im Druck)
- EHLERS, N., ERDMANN, G. (2010) Betriebs- und volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Analyse der Energiespeicherung. In: Thomé-Kozmiński, K.J., Beckmann, M. (Hrsg.) *Erneuerbare Energien Band 3: Strategien und Forschung, Energierecht und -wirtschaft*. Neuruppin: TK Verlag, S. 299-315
- ERDMANN, G.; ZWEIFEL, P. (2007) *Energieökonomik. Theorie und Anwendungen*. Berlin, Heidelberg, New York: Springer-Verlag
- Energieexperten (2010) *Stromgrenzpreis 2009 erstmals über 10 Cent pro Kilowattstunde*. Mitteilung vom 28. Dezember 2010 (www.energie-experten.org/experte/meldung-anzeigen/news/stromgrenzpreis-2009-erstmals-ueber-10-cent-pro-kilowattstunde-1729.html)
- EWI / EFFA (2007) *Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030. Erweiterte Szenariendokumentation*. Studie für den VDEW. Köln: Energiewirtschaftliches Institut ([www.strom.de/vdew.nsf/id/DE_6WAEPC_Materialien/\\$file/20070620_Erweiterte_Dokumentation_Juli_2007.pdf](http://www.strom.de/vdew.nsf/id/DE_6WAEPC_Materialien/$file/20070620_Erweiterte_Dokumentation_Juli_2007.pdf))
- GROßE BÖCKMANN, T. (2010) *Hohe Anteile von Solar- und Windstrom unter Berücksichtigung hoher zeitlicher Auflösung von Angebot und Nachfrage*. Dissertation an der Ruhr-Universität Bochum
- GTM Research (2010) *PV Technology, Production and Cost Outlook: 2010-2015*. Mitteilung vom 26. Oktober 2010; www.gtmresearch.com/report/pv-technology-production-and-cost-outlook-2010-2015
- InfraStrPlanVBeschlG (2006) Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben vom 9.12.2006. BGBl. I S. 2833, 2007 I S. 691
- KLOBASTA, M., RAGWITZ, M. (2005) *CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien*. Gutachten im Auftrag des Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Karlsruhe: Fraunhofer-ISI (www.wind-energie.de/fileadmin/dokumente/Themen_A-Z/Umweltschutz/Fraunhofer_gutachten_co2_minderung.pdf)

- KÜSTER, R., ZÜRN, M. *et al.* (2007) *Energy System Development in Germany, Europe, and Worldwide – A Comprehensive Study Analysis*. Stuttgart: Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
- LBD (2005) *Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber*. Gutachten im Auftrag von BNE / VIK. Berlin: LBD-Beratungsgesellschaft mbH (www.vik.de/fileadmin/vik/Pressemitteilungen/PM051129/LBD_Gutachten_051128.pdf)
- LBD (2007) *Gutachten zur Angemessenheit der Aufwendungen für die Veredelung des EEG-Stromaufkommens durch die Übertragungsnetzbetreiber*. Gutachten im Auftrag des BNE. Berlin: LBD-Beratungsgesellschaft mbH (www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20071016_eeg_gutachten_der_ldb_final.pdf)
- Leipziger Institut für Energie (2010) *Jahresprognose 2011 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken* (www.eeg-kwk.net/de/file/2010-10-12-IE-EEG-Jahresprognose2011.pdf)
- MORTHORST, P.E. (2007) *Impact of wind power on power spot prices*. ([www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph\(1206\).pdf](http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph(1206).pdf).)
- NEUBARTH, J., WOLL, O., WEBER, C., GERECHT, M (2006) Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56, Heft 7, S. 42-45
- NITSCH, J. (2007) *BMU-Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“. Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050*. Untersuchung im Auftrag des BMU. Stuttgart: DLR Institut für Technische Thermodynamik (www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2007.pdf)
- Prognos (2011) *Das Energiewirtschaftliche Gesamtkonzept. Konsequenzen des beschleunigten Ausstiegs aus der Kernenergie in Deutschland*. Studie im Auftrag des vbw. Basel
- SDLWindV (2010) Systemdienstleistungsverordnung vom 3. Juli 2009 (BGBl. I S. 1734), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 25. Juni 2010 (BGBl. I S. 832)
- SENSFUß, F. (2008) *Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector. An agent-based simulation approach*. Dissertation an der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der Universität Karlsruhe. Düsseldorf: VDI Verlag
- SENSFUß, F., RAGWITZ, M. (2007) *Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel*. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das BMU. Karlsruhe: Fraunhofer-ISI (publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-613860.pdf)

SENSFUß, F., RAGWITZ, M. (2011) *Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung*. Karlsruhe: Fraunhofer-ISI

Statistisches Bundesamt (2011) Daten zur Energiepreisentwicklung. Lange Reihen Februar 2011
(www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/DE/Content/Publikationen/Fachveroeffentlichungen/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung5619001111025,property=files)

StromNEV (2005) Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), zuletzt geändert durch Artikel 6 der Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261)

StromNZV (2008) Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 2 Absatz 1 der Verordnung vom 17. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2006)

ÜNB (2010) Prognose der EEG-Umlage nach AusglMechV (Stand 15. Oktober 2010). www.eeg-kwk.net/de/file/2010_10_15_Foliensatz_zur_Veroeffentlichung_final.pdf

ÜNB (2011) *EEG-KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber* (www.eeg-kwk.net/de/file/UeNB_EEG-Kontostand-2010-12-31.pdf)

WISSEN, R., NICOLOSI, M. (2008) Ist der Merit Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet?
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58, Heft 1/2, S. 110-115

ZEW-News (2011) *Kosten für die EEG-Umlage erreichen in den kommenden fünf Jahren kritisches Niveau* (Sonderteil ZEW-News Januar Februar 2011). Mannheim: Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 01	Entwicklung der EEG-geförderten Stromerzeugung
Abbildung 02	Einspeise-Vergütung für EEG-Elektrizität
Abbildung 03	EEG-Vergütungen und EEG-Spotmarkterlöse
Abbildung 04	Stromgroßhandelspreise an der EPEX
Abbildung 05	Entwicklung der EEG-Umlage
Abbildung 06	Day-ahead-Preise und vertikale Netzlast
Abbildung 07	Merit Order-Effekte zwischen 2006 und 2010
Abbildung 08	Geordnete Lastkurven in der 50Hertz-Regelzone
Abbildung 09	Direkte und indirekte Kosten des forcierten EE-Ausbaus

Tabellenverzeichnis

Tabelle 01	EE-Ausbauziele der Bundesregierung
Tabelle 02	Entwicklung der EEG-Stromerzeugung
Tabelle 03	Prognose der eingespeisten Jahresarbeit
Tabelle 04	Prognose der zum Jahresende installierten Leistungen
Tabelle 05	Annahmen zur Erneuerbaren Stromproduktion
Tabelle 06	Annahmen zu den Kapazitäten von Windkraft und Photovoltaik
Tabelle 07	EEG-Vergütungssätze für Windkraft und Solarenergie
Tabelle 08	Absehbare PV-Vergütungsdegression
Tabelle 09	Zuschlag zur Marktprämie zum Ausgleich von Vertriebskosten
Tabelle 10	Durchschnittserlös beim Verkauf von EEG-Strom
Tabelle 11	Direkte Kosten der EEG-Förderung
Tabelle 12	Direktvermarktung von EEG-Strom
Tabelle 13	Wirkungen der Besonderen Ausgleichsregelung
Tabelle 14	Zahlen zum Ausbau des Onshore-Höchstspannungsnetzes
Tabelle 15	Indirekte EEG-Kosten im Bereich der Stromnetze
Tabelle 16	Brennstoff- und CO ₂ -Ersparnisse durch die EE-Erzeugung
Tabelle 17	EEG-Kapazitäten und EEG-Erzeugung im Jahr 2010

Ansprechpartner

Stefan Albat

stv. Hauptgeschäftsführer
Leiter Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-250
Telefax 089-551 78-249
stefan.albat@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich grundsätzlich sowohl auf die weibliche als auch auf die männliche Form. Zur besseren Lesbarkeit wurde meist auf die zusätzliche Bezeichnung in weiblicher Form verzichtet.

Herausgeber:

vbw
Vereinigung der
Bayerischen Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

Weiterer Beteiligter:

Prof. Dr. Georg Erdmann
Leiter des Fachgebiets Energie-
systeme
Technische Universität Berlin

Telefon 030-314 24 656

www.prognoseforum.de