

Unterrichtung

durch die Bundesregierung

Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht 2007)

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Zusammenfassung	4
2 Auftrag und Ausgangslage	14
2.1 Auftrag zur Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes 2007	14
2.2 Beschlusslage zu Erneuerbaren Energien, Klimaschutz und Energiepolitik	15
2.3 Wie funktioniert das EEG?	15
3 Überblick über die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland	17
3.1 Anteile an der Primärenergie- und Endenergiebereitstellung	17
3.2 Beiträge der einzelnen EE-Sparten	20
4 Wirkungen des EEG	23
4.1 Der Beitrag der Erneuerbaren Energien und des EEG zum Klimaschutz	23
4.2 Die Wirkung des EEG auf Natur und Landschaft	25
4.3 Entwicklung der EEG-Vergütungen, der Differenzkosten und der gesamtwirtschaftlichen Kosten des EEG	25
4.4 Positive gesamtwirtschaftliche Wirkungen des EEG, Umsätze und Arbeitsplatzeffekte	28
4.5 Das EEG im EU- und internationalen Vergleich	31
5 Spartenübergreifende Aspekte	32
5.1 Gemeinsames Analyseraster	33
5.2 Einspeisemanagement	33

	Seite
5.3 Verfügbarkeit von Daten zum Ausbau von EEG-Anlagen und die bisherige Arbeit der Bundesnetzagentur (BNetzA)	34
5.4 Das Ausschließlichkeitsprinzip	36
5.5 Doppelvermarktungsverbot und Abgrenzung zu anderen Instrumenten	36
6 Strom aus Wasserkraft (§ 6 EEG)	37
6.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten	38
6.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG	42
6.3 Handlungsempfehlungen	43
7 Strom aus Deponiegas, Klärgas, Grubengas (§ 7 EEG)	44
7.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten	45
7.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG	50
7.3 Handlungsempfehlungen	51
8 Strom aus Biomasse (§ 8 EEG)	52
8.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten	52
8.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG	61
8.3 Nutzungskonkurrenzen	63
8.4 Handlungsempfehlungen	64
9 Strom aus Geothermie (§ 9 EEG)	67
9.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten	68
9.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG	69
9.3 Handlungsempfehlungen	69
10 Strom aus Windenergie (§ 10 EEG)	71
10.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten	71
10.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG	77
10.3 Handlungsempfehlungen	79
11 Strom aus solarer Strahlungsenergie (§ 11 EEG)	82
11.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten	83
11.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG	86
11.3 Handlungsempfehlungen	86
12 Speichertechnologien und Systemintegration	87
12.1 Stand der Energiespeichertechnologien	88
12.2 Energiewirtschaftliche Anwendungen von Stromspeichern	91

	Seite
12.3 Direkte Kopplung von Energiespeichern mit Erneuerbaren Energien	91
12.4 Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Speichern	92
12.5 Wirtschaftlichkeit im deutschen Energiesystem	92
12.6 Mittelfristige Ausbaupotenziale von Großspeichern	93
12.7 Lastmanagement zur Unterstützung der Systemintegration	94
12.7.1 Nutzen des Lastmanagements	95
12.7.2 Potenziale des Lastmanagements	95
12.8 Virtuelles Kraftwerk als Systemintegrator von dezentralen Einspeisern, Lastmanagement und Speichertechnologien	96
12.9 Marktintegration von Erneuerbare-Energie-Anlagen durch Direktvermarktung	96
12.10 Handlungsempfehlungen	97
13 Besondere Ausgleichsregelung (§ 16 EEG)	97
13.1 Ziele, Funktionsweise und Entwicklung	97
13.2 Inanspruchnahme des § 16 in den Jahren 2003 bis 2007	99
13.3 Finanzielle Auswirkungen der Ausgleichsregelung im Überblick	101
13.4 Bewertung der Wirkungen	103
13.5 Handlungsempfehlungen	104
14 Perspektiven der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	105
14.1 Entwicklung der Stromerzeugung nach Sparten der Erneuerbaren Energien, Leitstudie 2007	105
14.2 Entwicklung der EEG-Vergütungssätze und des anlegbaren Werts für Strom aus Erneuerbaren Energien	106
14.3 Klimaschutz- und industriepolitische Wirkungen des EEG	108
14.4 Handlungsempfehlungen	110
15 Anhang	110
15.1 Darstellung der Systematik der für den EEG-Erfahrungsbericht 2007 zu Grunde gelegten wissenschaftlichen Gutachten	110
15.1.1 Gutachten im Auftrag des BMU	110
15.1.2 Gutachten im Auftrag des BMWi	114
15.2 Verzeichnis der Tabellen	118
15.3 Verzeichnis der Abbildungen	120
15.4 Quellenverzeichnis	124

1 Zusammenfassung

Auftrag und Ausgangslage:

Angesichts des dynamischen Ausbaus der Erneuerbaren Energien (EE) ist ein regelmäßiges Monitoring der bestehenden Förderinstrumente notwendig, das im Bedarfsfall in einer Anpassung der bestehenden Regelungen an die tatsächlichen Entwicklungen mündet. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist ein wichtiges und erfolgreiches Instrument zur Förderung Erneuerbarer Energien und hat dazu geführt, dass im Strombereich eine besondere Dynamik zu beobachten ist. Nach § 20 EEG vom 21. Juli 2004 ist dem Deutschen Bundestag durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) bis zum 31. Dezember 2007 (und danach alle vier Jahre) ein Erfahrungsbericht zum EEG vorzulegen.

Der vorliegende Erfahrungsbericht beschreibt neben den politischen Rahmenbedingungen die Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien sowie die Wirkungen des EEG. Neben spartenübergreifenden Aspekten werden insbesondere die Entwicklungen der einzelnen Sparten beschrieben und darauf aufbauend Handlungsempfehlun-

gen formuliert, die insbesondere die Entwicklung der Stromgestehungskosten in den vergangenen Jahren sowie wünschenswerte Entwicklungen für die Zukunft berücksichtigen. Mit der Umsetzung dieser Handlungsempfehlungen im Rahmen der anstehenden EEG-Novelle sowie durch flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG soll der Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich weiter optimiert werden.

Ziel des geltenden EEG ist es, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der gesamten Stromversorgung auf mindestens 12,5 Prozent bis 2010 und mindestens 20 Prozent bis 2020 zu steigern. Diese Ziele sind jetzt fortzuschreiben. Die Fortschreibung des EEG ist auch vor dem Hintergrund zu sehen, dass der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs im Frühjahr 2007 unter deutscher Präsidentschaft das verbindliche Ziel beschlossen hat, bis 2020 20 Prozent des gesamten Energieverbrauchs (Strom, Wärme/Kälte, Treibstoffe) der EU mit Erneuerbaren Energien zu decken.

**Entwicklung der Erneuerbaren Energien:
Ziel für 2010 schon vorzeitig erreicht**

Seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 hat sich der Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch von 2,6 Prozent auf rund 5,8 Prozent im Jahr 2006 und am gesamten Endenergieverbrauch von 3,8 Prozent

Abbildung 1-1

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Anteile an Bruttostromverbrauch und Primärenergieverbrauch (berechnet nach Wirkungsgradmethode) im Zeitraum 1990 bis 2006 [1]

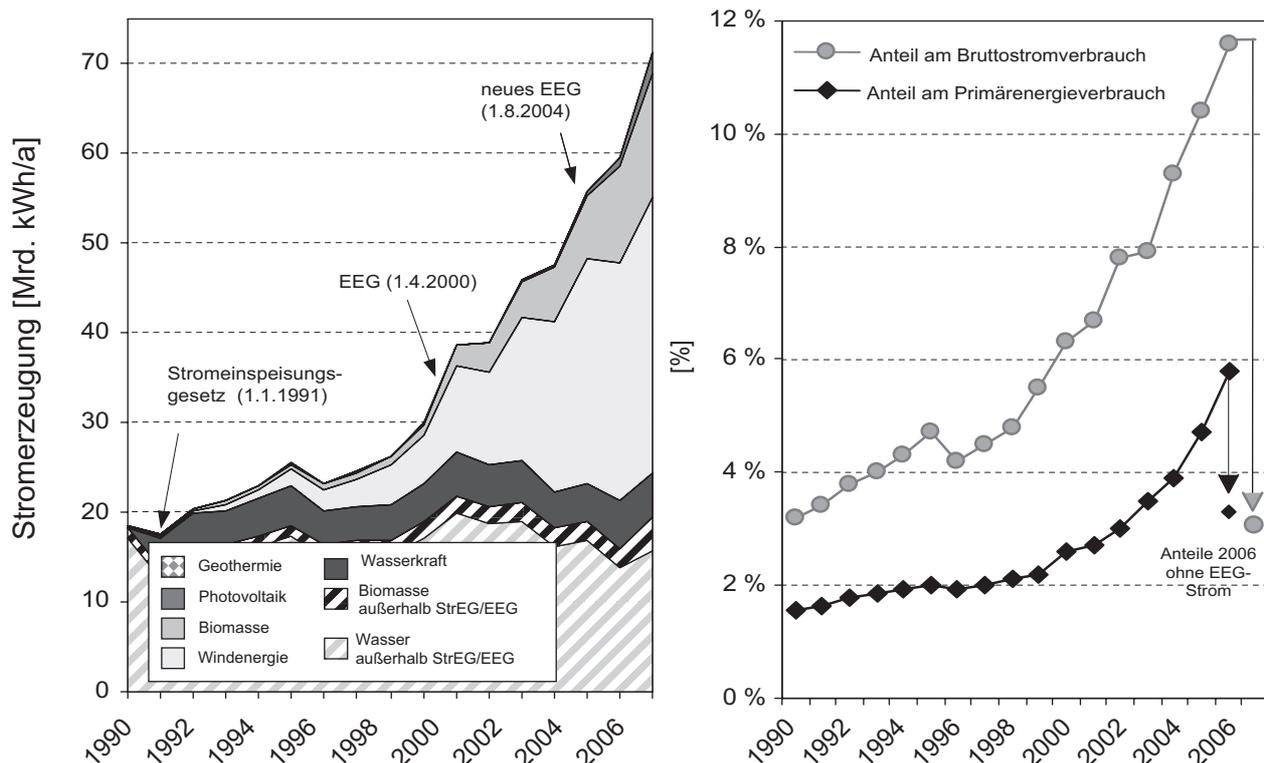


Tabelle 1-1

Stand der Entwicklung derjenigen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Grubengas im Jahr 2006, der entsprechend des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergütet wird (vorläufige Angaben, teilweise geschätzt) [1, 2, 3, 4]

	Anzahl installierter Anlagen	Installierte Leistung (Neubau 2006)	Stromerzeugung EEG (Veränderung geg. 2004)	CO ₂ -Minderung ⁷⁾	Gezahlte EEG-Vergütung (Veränderung geg. 2004)	Investitionsvolumen	Arbeitsplätze einschl. Bereiche außerhalb EEG
		[MW]	[Mrd. kWh]	[Mio. t]	[Mio. €/a]	[Mrd. EUR]	
Wasserkraft (§ 6 EEG)	7.524 ¹⁾	4.700 (+ 20)	4,924 ²⁾ (+6,7 %)	22,522	366,6 (+8,6 %)	0,07	9.400 ⁸⁾
Deponiegas, Klärgas, Grubengas (§ 7 EEG)	770	598	2,789 (+7,7 %)	3,303	195,6 (+7,4 %)		
davon Klärgas	290 ⁴⁾	123 ⁴⁾	0,270 (+1,1 %)	0,966			
davon Deponiegas	330 ⁴⁾	250 ⁴⁾	1,050 (+/- 0)	1,143			
davon Grubengas	150	225 (-2) ⁵⁾	1,469 (+33,5 %)	(1,194)			
Biomasse (§ 8 EEG)	5.262	2.331 (+598,4)	10,9 ³⁾ (+108 %)	12,796	1.337,4 (+163 %)	1,35	64.000
davon feste Biomasse	162	1.094 (+76)	5,42 ³⁾ (+66,8 %)	8,309			52.600
davon Biogas	3.300	1.000 (+335)	4,17 (+208,7 %)	3,412			10.600
davon flüssige Biomasse	1.800	237 (+177,4)	1,314 (+1.606 %)	1,075			800
Geothermie (§ 9 EEG)	1	0,2 (0)	0,0004	0	0,05		ca. 50
Windenergie (§ 10 EEG)	18.685	20.622 (+2.224)	30,71 (+20,4 %)	26,47	2.733,8 (+18,3 %)	2,9	82.100
Davon Repowering		286,8 ⁶⁾ (+140)					
Davon Offshore	0	0	0	0			
Photovoltaik (§ 11 EEG)	ca. 200.000	2.831 (+950)	2,220 (+298,6 %)	1,516	1.176,8 (+316 %)	4,28	26.900
davon Freiflächen	171	187,6 (+74,6)					

¹⁾ zusätzlich ca. 155 Anlagen, deren Strom nicht nach EEG vergütet wird

²⁾ zusätzlich ca. 15,749 Mrd. kWh Strom aus Wasserkraft, der nicht nach EEG vergütet wird

³⁾ zusätzlich ca. 3,6 Mrd. kWh Strom aus dem biogenen Anteil in Abfällen sowie 1,1 Mrd. kWh Strom aus weiteren Anlagen, der nicht nach des EEG vergütet wird

⁴⁾ Zahlen von 2005, aktuellere Daten nicht verfügbar

⁵⁾ In 2006 war die installierte Gesamtanlagenleistung erstmals rückläufig.

⁶⁾ Betrachtungszeitraum 2003 bis 2006 bekannt.

⁷⁾ Einschließlich Strom aus erneuerbaren Energien, der nicht nach EEG vergütet wird.

⁸⁾ Einschließlich Arbeitsplätze im Bereich des Teils der Wasserkraft, der nicht nach EEG vergütet wird.

auf rund 8,0 Prozent im Jahr 2006 mehr als verdoppelt. Fast verdoppelt hat sich der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch: von 6,3 Prozent im Jahr 2000 auf rund 11,6 Prozent im Jahr 2006. Für 2007 werden über 13 Prozent erwartet, womit das Ausbauziel des EEG bis 2010 bereits 2007 überschritten wird.

Die Windenergie hat mit rund 30,7 Mrd. kWh oder rund 5 Prozent im Jahr 2006 den größten Anteil am Beitrag der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch gehabt, gefolgt von der Wasserkraft, die mit rund 20,7 Mrd. kWh stabil blieb. Einen starken Aufwärtstrend zeigte die Stromerzeugung aus Biomasse (inklusive biogener Abfall), die sich von rund 8,0 Mrd. kWh im Jahr 2004 auf

rund 15,6 Mrd. kWh 2006 steigern konnte, was einem Anteil von etwa 2,5 Prozent am Bruttostromverbrauch entspricht. Strom aus Photovoltaik konnte fast vervierfacht werden von 0,6 Mrd. kWh 2004 auf rund 2,2 Mrd. kWh 2006; dies entspricht einem Anteil von rund 0,4 Prozent der Bruttostromversorgung.

Wirkungen des EEG

Ökologische Effekte

Durch die Förderung der Erneuerbaren Energien im Strombereich konnten im Jahr 2006 rund 44 Mio. Tonnen CO₂ eingespart werden (2005: 38 Mio. Tonnen CO₂). Bislang hat kein anderes Instrument (wie z. B. das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, der Emissionshandel, die Ökologische Steuerreform, das Marktanzreizprogramm für Erneuerbare Energien, etc.) zu vergleichbaren CO₂-Einsparungen geführt.

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien leistet grundsätzlich auch einen Beitrag zum Naturschutz. Seit 2004 enthält das EEG spezielle Regelungen, die den naturverträglichen Ausbau sicherstellen sollen. Gegenstand des Erfahrungsberichts ist daher auch eine ökologische Be-

wertung der von den einzelnen Sparten der Erneuerbaren Energien ausgehenden Wirkungen auf Natur und Landschaft.

Ökonomische Effekte

Weiterhin gehen vom EEG erhebliche Impulse auf Innovation, inländische Wertschöpfung und Beschäftigung aus. Nach einer aktuellen Analyse stieg der Inlandsumsatz aus der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen zur Nutzung von Erneuerbaren Energien von 18,1 Mrd. Euro im Jahr 2005 auf rund 22,9 Mrd. Euro im Jahr 2006, wovon rund 14,2 Mrd. Euro auf das EEG zurückzuführen sind. Zukünftig wird dem Export steigende Bedeutung zukommen. In der Windenergiebranche lag die Exportquote im Jahr 2006 bereits bei rund 70 Prozent, bei der Photovoltaik noch bei rund 30 Prozent.

Damit verbunden ist auch ein deutlicher Beschäftigungszuwachs. Die Zahl der Beschäftigten in allen Bereichen der Erneuerbaren Energien stieg von 160 000 im Jahr 2004 auf rund 236 000 im Jahr 2006. Etwa 134 000, d. h. fast 60 Prozent davon, sind dem EEG zuzurechnen. Neben den genannten positiven Beschäftigungswirkungen hat der Ausbau der Erneuerbaren Energien auch negative

Tabelle 1-2

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 1990 bis 2006 [2, 4]

	Wasserkraft ¹⁾	Windenergie	Biomasse ²⁾	biogener Anteil des Abfalls ³⁾	Photovoltaik	Geothermie	Summe Stromerzeugung
	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
1990	17.000	40	222	1.200	1	0	18.463
1991	15.900	140	250	1.200	2	0	17.492
1992	18.600	230	295	1.250	3	0	20.378
1993	19.000	670	370	1.200	6	0	21.246
1994	20.200	940	570	1.300	8	0	23.018
1995	21.600	1.800	670	1.350	11	0	25.431
1996	18.800	2.200	853	1.350	16	0	23.219
1997	19.000	3.000	1.079	1.400	26	0	24.505
1998	19.000	4.489	1.642	1.750	32	0	26.913
1999	21.300	5.528	1.791	1.850	42	0	30.511
2000	24.936	7.550	2.279	1.850	64	0	36.679
2001	23.383	10.509	3.206	1.859	116	0	39.073
2002	23.824	15.786	4.017	1.945	188	0	45.760
2003	20.350	18.859	6.970	2.162	313	0	48.654
2004	21.000	25.509	8.347	2.116	557	0,2	57.529
2005	21.524	27.229	10.495	3.039	1.282	0,2	63.569
2006	20.673	30.710	13.987	3.639	2.220	0,4	71.230

¹⁾ bei Pumpspeicherkraftwerken nur Stromerzeugung aus natürlichem Zufluss

²⁾ bis 1998 nur Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung; enthält die Stromerzeugung aus Klär- und Deponiegas

³⁾ Strom aus dem biogenen Anteil in Abfallverbrennungsanlagen ist zu 50 Prozent den Erneuerbaren Energien zugerechnet

Abbildung 1-2

Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Anteile an der gesamten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2000 und 2006 [1]

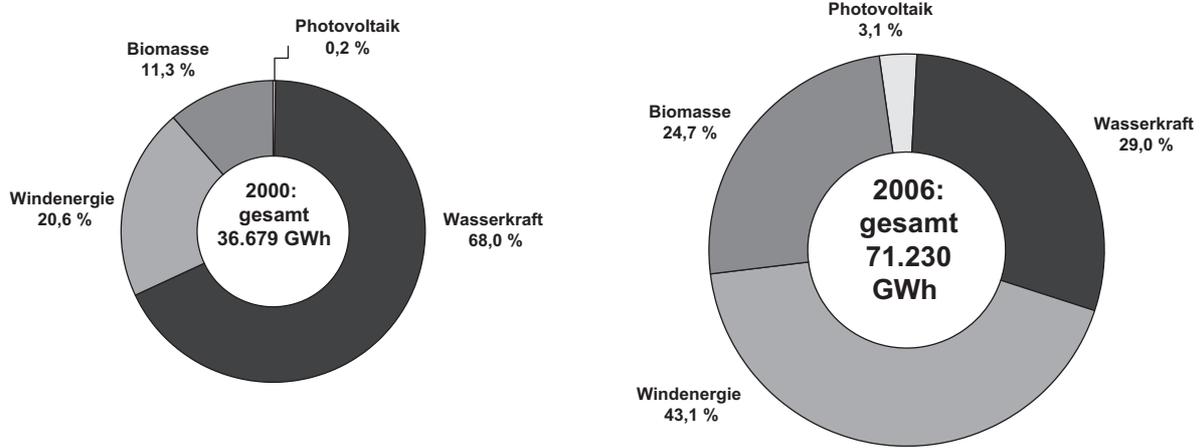


Tabelle 1-3

Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 1990 bis 2006 [2, 4]

	Wasserkraft	Windenergie	Biomasse ¹⁾	Photovoltaik	Geothermie	Gesamte Leistung
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW _p]	[MW]	[MW]
1990	4.403	56	190	2	0	4.651
1991	4.403	98	k.A.	3	0	4.504
1992	4.374	167	227	6	0	4.774
1993	4.520	310	k.A.	9	0	4.839
1994	4.529	605	276	12	0	5.422
1995	4.521	1.094	k.A.	16	0	5.631
1996	4.563	1.547	358	24	0	6.492
1997	4.578	2.082	400	36	0	7.096
1998	4.601	2.875	409	45	0	7.930
1999	4.547	4.444	604	58	0	9.653
2000	4.572	6.112	664	100	0	11.448
2001	4.600	8.754	790	178	0	14.322
2002	4.620	11.965	952	258	0	17.795
2003	4.640	14.609	1.137	408	0	20.794
2004	4.660	16.629	1.550	1.018	0,2	23.857
2005	4.680	18.428	2.192	1.881	0,2	27.181
2006	4.700	20.622	2.740	2.831	0,2	30.893

Angaben jeweils Stand zum Jahresende – kumuliert

¹⁾ enthält die gesamte installierte Leistung aus Klär- und Deponiegasanlagen

Arbeitsplatzeffekte. Diese ergeben sich aus volkswirtschaftlicher Sicht insbesondere daraus, dass die aktuellen Mehrkosten der EEG-Förderung zu Kaufkraftverlusten und – hieraus resultierend – Arbeitsplatzverlusten in anderen Branchen führen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang allerdings, dass in einer Netto-Betrachtung auch dann eine Zunahme der Beschäftigung zu verzeichnen ist, wenn die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien wirkenden negativen Beschäftigungseffekte berücksichtigt werden. Laut aktuellen Studien beläuft sich der Netto-Beschäftigungseffekt im Jahr 2006 auf 67 000 bis 78 000 Arbeitsplätze [3].

Von diesen 134 000 Arbeitsplätzen im Kontext des EEG entfielen mit rund 82 000 der größte Teil auf die Windenergie, gefolgt von rund 27 000 bei der Photovoltaik, rund 22 000 im Bereich der Bioenergie-Verstromung und rund 3 000 bei der Wasserkraft [3].

Daneben sind als Wirkungen des EEG noch nennenswerte Einsparungen beim Import von Steinkohle und Gas sowie die Vermeidung externer CO₂-Schadenskosten durch die Substitution fossiler Stromerzeugung zu verzeichnen.

Ohne die Förderung durch das EEG sind die Erneuerbaren Energien gegenüber der konventionellen Stromerzeugung auch heute noch nicht konkurrenzfähig, wobei sich die Windkraft am nächsten an der Wettbewerbsfähigkeit befindet. Daher benötigen die Anlagenbetreiber weiterhin die EEG-Vergütungen. Für die ökonomische Beurteilung des EEG sind u. a. die Differenzkosten relevant. Diese ergeben sich aus der Differenz der gesamten Vergütungszahlungen (5,8 Mrd. Euro in 2006) und den vermiedenen Beschaffungskosten der Energieversorgungsunternehmen für den ohne EEG-Stromeinspeisung notwendigen Bezug konventionellen Stroms (2,5 Mrd. Euro in 2006) und betragen im Jahr 2006 etwa 3,3 Mrd. Euro. Die daraus resultierende EEG-Umlage hatte mit 0,7 ct/kWh einen Anteil von weniger als 4 Prozent am durchschnittlichen Haushaltsstrompreis. Zu den Strompreissteigerungen für Haushalte in den Jahren 2002 bis 2006 hat das EEG im Durchschnitt mit rund 13 Prozent beigetragen.

Neben den Differenzkosten entstehen weitere Kosten durch Regel- und Ausgleichsenergie, Transaktionskosten der Übertragungsnetzbetreiber sowie zusätzliche Netzaus- und -umbaukosten insbesondere wegen der regional konzentrierten Windenergienutzung, zukünftig auch wegen der Anbindung der Offshore Windparks an das Stromübertragungsnetz.

Spartenübergreifendes: Netzintegration wird verbessert

Aufgrund des gewünschten und erwarteten weiteren zügigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Strombereich muss sichergestellt werden, dass der gesamte aus Erneuerbaren Energien erzeugbare Strom weiterhin zuverlässig in ein sicheres Stromnetz eingespeist werden kann. Darüber hinaus soll eine größtmögliche Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen ermöglicht werden. Vor diesem Hintergrund werden verschiedene Empfehlungen formu-

liert. So soll ein gezieltes Einspeisemanagement eingeführt werden, das dafür sorgt, dass im Falle eines Netzengpasses nur diejenigen EE-Anlagen abgeregelt werden, die für das aktuelle Netzproblem ursächlich verantwortlich sind. Um dies zu ermöglichen, sollen alle EE-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von über 100 kW vom Netzbetreiber ferngesteuert geregelt werden können. Eine Härtefallregelung für hiervon betroffene EE-Anlagenbetreiber wird geprüft. Neben einem besseren Netzmanagement sowie Netzverstärkung und -ausbau durch die Netzbetreiber sollen auch die Anlagenbetreiber zukünftig einen Beitrag zur Netzstabilität leisten – durch die Erbringung von Systemdienstleistungen bei Windenergieanlagen, die Nutzung von virtuellen Kraftwerken, Lastmanagement und Energiespeichern. Der Erfahrungsbericht gibt deshalb Empfehlungen für Verbesserungen hinsichtlich des Einspeisemanagement und der Systemintegration.

Empfohlen wird zudem, das Ausschließlichkeitsprinzip in dem Sinne zu konkretisieren und zu flexibilisieren, dass die Vergütung von Strom aus einem Mix verschiedener Erneuerbarer Energien zukünftig problemlos möglich ist. Eine Kombination von erneuerbaren und nicht erneuerbaren Quellen soll auch zukünftig nicht nach dem EEG vergütet werden.

Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen

Besonders stromintensive Produktionsunternehmen sowie Schienenbahnen werden durch die inzwischen in § 16 EEG verankerte Besondere Ausgleichsregelung weitgehend von EEG-bedingten Kosten entlastet. Seit Inkrafttreten im Jahr 2003 wurde die Regelung mehrfach angepasst und hinsichtlich ihrer Begünstigungswirkung erweitert, zuletzt Ende 2006 durch das 1. EEG-Änderungsgesetz (EEG-ÄG). Im Jahr 2006 fielen insgesamt 327 Unternehmen, davon 45 Schienenbahnen, mit einem Entlastungsvolumen von etwa 420 Mio. Euro unter die Ausgleichsregelung, die sich grundsätzlich bewährt hat.

Als Ergebnis der Überprüfung werden kleinere Anpassungen im Antrags- bzw. Bearbeitungsverfahren vorgeschlagen, die zu einer verbesserten Administrierbarkeit der Regelung führen. Weitere Änderungen sollen erst nach der Auswertung der Erfahrungen der ersten Jahre nach Inkrafttreten des EEG-ÄG (1. Dezember 2006) geprüft werden.

Wasserkraft: Noch vorhandene Potenziale erschließen

Bei der Wasserkraftnutzung ist wegen des vergleichsweise hohen Erschließungsgrades die Marktdynamik in der jüngeren Vergangenheit gering geblieben. Ihr Beitrag zur Stromerzeugung stagniert bei etwa 3,5 Prozent des gesamten Bruttostromverbrauchs. In den vergangenen Jahren gab es nur einen relativ geringen Zubau durch Neubau, Reaktivierung und Modernisierung von rund 20 MW pro Jahr. Positiv bewertet wird die Aufnahme von Anlagen mit einer Leistung von mehr als 5 MW, wodurch bereits drei bedeutendere Projekte angestoßen wurden. Dies

wird sich in den kommenden zwei bis drei Jahren in der installierten Leistung auswirken und zu einer zusätzlichen Stromerzeugung von rund 0,7 Mrd. kWh pro Jahr führen.

Da beim Neubau von kleinen Anlagen die Investitionen zur Verbesserung des ökologischen Zustands bei den geltenden Vergütungsregelungen in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar sind, wird für diesen Fall eine Erhöhung der Vergütungssätze auf bis zu 12,67 ct/kWh (bislang 9,67 ct/kWh) empfohlen. Zudem sollen die Anforderungen bezüglich der Verbesserung des ökologischen Zustands zukünftig für alle Leistungsklassen gelten. Aufgehoben werden sollen für Anlagen über 5 MW die Leistungsobergrenze, die Stichtagsregelung sowie die mindestens zu erreichende Leistungserhöhung. Der Vergütungszeitraum für Wasserkraftanlagen soll mit 20 Jahren an die anderen Sparten angepasst werden.

Deponie-, Klär- und Grubengas: Markt weitgehend gesättigt

Der Deponie- und Klärgasmarkt sowie der Grubengasmarkt sind in Deutschland bereits weitgehend erschlossen. Beim Grubengas gab es mit der Aufnahme ins EEG im Jahr 2000 eine dynamische Marktentwicklung, seit 2005 ist jedoch auch hier eine zunehmende Sättigung zu beobachten. Um die Restpotenziale bei der Nutzung von Deponie- und Grubengas erschließen zu können, soll der Vergütungssatz für kleine Anlagen angehoben werden. Die Vergütungen für große Grubengasanlagen sollen im Gegenzug abgesenkt werden.

Biomasse: Dynamisch wachsende Sparte mit Wertschöpfung im ländlichen Raum

Im Bereich der nach dem EEG vergüteten Biomasseverstromung (ohne Deponie- und Klärgas) ist seit dem Inkrafttreten des neuen EEG 2004 eine besondere Dynamik zu verzeichnen. Die Stromerzeugung stieg von 5,2 Mrd. kWh in 2004 auf etwa 10,9 Mrd. kWh in 2006. Verantwortlich dafür ist insbesondere der starke Anstieg bei Biogasanlagen, deren elektrische Gesamtleistung sich von 2004 bis 2006 auf 1 000 MW_{el} nahezu vervierfacht hat. Grund dafür ist vor allem die Einführung eines Bonus für nachwachsende Rohstoffe (NawaRo-Bonus), der derzeit von rund 60 Prozent aller Biogasanlagen in Anspruch genommen wird. Die Entwicklung der Verstromung fester Biomasse verläuft hingegen seit dem Jahr 2000 relativ kontinuierlich. Ende 2006 war eine elektrische Leistung von 1 100 MW_{el} installiert. Durch die Anreizwirkungen von NawaRo-, Technologie- und KWK-Bonus ist ein Trend zu Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbe- reich bis 500 kW_{el} erkennbar.

Sprunghaft angestiegen ist die installierte Leistung bei Pflanzenöl-BHKW von 12 MW_{el} Mitte 2004 auf 237 MW_{el} Ende 2006. Dabei wird in kleineren Anlagen hauptsächlich Rapsöl, in größeren Anlagen Palmöl als Brennstoff eingesetzt. Für den Ende 2006 installierten Anlagenbestand wird mit einem Palmölbedarf von 340 000 Tonnen jährlich gerechnet. Da für die Anlage von Palmölplantagen auch Tropenwald vernichtet wird, wird

diese Entwicklung insbesondere unter ökologischen Aspekten kritisch gesehen. Um dem Trend der steigenden Verwendung von Biomasse aus nicht-nachhaltigem Anbau entgegenzuwirken, wird empfohlen, Palmöl und Sojaöl von der Inanspruchnahme des NawaRo-Bonus auszuschließen, solange kein wirksames Zertifizierungssystem zum nachhaltigen Anbau dieser Energieträger existiert.

Die Bundesregierung wird sich ferner auf europäischer Ebene für die Festlegung von Nachhaltigkeitsanforderungen für nachwachsende Rohstoffe einsetzen. Gleichzeitig soll eine Ermächtigungsgrundlage zum Erlass einer Verordnung über Nachhaltigkeitsanforderungen für die Erzeugung von nachwachsenden Rohstoffen in das EEG aufgenommen werden.

Defizite sind weiterhin erkennbar beim Einsatz von Gülle sowie bezüglich der Wärmenutzung bei Biogasanlagen. In beiden Bereichen bleibt die Erschließung bislang noch deutlich hinter den Möglichkeiten zurück.

Empfohlen wird, die Vergütungssätze im Leistungsbe- reich unter 150 kW_{el} um 1 ct/kWh anzuheben. Ferner soll der NawaRo-Bonus für Strom aus Biomasse (Alt- und Neuanlagen) im Leistungsbereich bis 500 kW_{el} um 1 auf 7 ct/kWh angehoben werden sowie bei Strom aus Biogas (Alt- und Neuanlagen) im Leistungsbereich bis 150 kW_{el} um einen weiteren Cent, wenn mindestens 30 Prozent Wirtschaftsdünger (Volumen- oder Massenprozent) eingesetzt werden. Zudem soll die Trockenfermentation aus dem Technologiebonus gestrichen werden.

Um die Wärmenutzung stärker anzureizen, wird die Erhö- hung des Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus (KWK-Bonus) um 1 auf 3 ct/kWh empfohlen. Weiterhin wird empfohlen, den NawaRo-Bonus für Strom aus der Verbrennung von Holz aus der Landschaftspflege oder aus Kurzumtrieb- plantagen von 2,5 ct/kWh auf 4 ct/kWh anzuheben.

Die Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen soll leicht von 1,5 auf 1 Prozent pro Jahr gesenkt werden. Alle Boni des Biomasse-sektors sollen ab 2010 einer Degres- sion von 1 Prozent p. a. unterliegen.

Schließlich soll eine Flexibilisierung des Ausschließlich- keitsprinzips für Biogas-NawaRo-Anlagen eingeführt werden: Bestimmte pflanzliche Nebenprodukte, für die kein NawaRo-Bonus gezahlt wird, sollen in Zukunft ge- meinsam mit NawaRo-Biomasse eingesetzt werden dür- fen. Grundlage hierfür soll eine Positivliste sein. An- spruch auf den NawaRo-Bonus soll aber nur für Strom aus Biogas entsprechend dem NawaRo-Anteil bestehen.

Geothermie: Markterschließung stärker vorantreiben

Nach wie vor ist in Deutschland nur eine Anlage zur Stromerzeugung aus tiefer Geothermie in Neustadt- Glewe (Mecklenburg-Vorpommern) in Betrieb. Zwei weitere Anlagen befinden sich jedoch in Unterhaching und Landau bereits in einem fortgeschrittenen Stadium der Fertigstellung. Rund ein Dutzend Anlagen sind im Oberrheingraben und im Süddeutschen Molassebecken in unterschiedlichen Phasen der Vorbereitung. Das Interesse an der Erschließung der erheblichen, bei angemessenen

Rahmenbedingungen realisierbaren Potenziale zeigt sich daran, dass bis Ende 2006 bereits 150 Aufsuchungserlaubnisse erteilt wurden, 125 davon in Bayern und Baden-Württemberg. Die Stromgestehungskosten hängen sehr stark von den konkreten Gegebenheiten vor Ort ab. Zudem sind in den vergangenen Jahren insbesondere die Bohrkosten wegen der stark zunehmenden Explorationstätigkeiten im Bereich von Erdöl und Ergas erheblich gestiegen. Die derzeit im Bau befindlichen Projekte können nur mit zusätzlicher Forschungsförderung realisiert werden.

Der Erfahrungsbericht empfiehlt, sich auf zwei Vergütungsklassen bis 10 MW_{el} und über 10 MW_{el} zu beschränken. Die Grundvergütung soll für den Leistungsanteil bis 10 MW_{el} auf 16 ct/kWh und für den Leistungsanteil über 10 MW_{el} auf 10,5 ct/kWh angehoben werden. Zudem wird empfohlen, einen Wärmenutzungsbonus in Höhe von 2 ct/kWh und einen Technologiebonus in Höhe von 2 ct/kWh für nicht-hydrothermale Systeme (z. B. Hot-Dry-Rock) einzuführen.

Es wird zudem empfohlen, einen Fündigkeitsfonds einzurichten und besondere Bohrrisiken durch bedingte Investitionszuschüsse (maximal 30 Prozent der Gesamtbohrkosten) über das Marktanzreizprogramm (MAP) abzudecken. Darüber hinaus sollten die Forschungsaktivitäten verstärkt werden.

Windenergie: Anreize zur Netzstabilisierung setzen, Modernisierung an Land anreizen und Durchbruch auf See sichern

Mit rund 30,7 Mrd. kWh hatte die Windenergie im Jahr 2006 unter den Erneuerbaren Energien den deutlich größten Anteil an der gesamten Bruttostromerzeugung. Ende 2006 waren in Deutschland 18 685 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 20 622 MW installiert. In den vergangenen Jahren ist jedoch tendenziell ein Rückgang der Neuinstallationen zu verzeichnen, da viele verfügbare Flächen bereits belegt sind. Umso bedeutender wird zukünftig für den weiteren Leistungsausbau das Repowering, das bislang jedoch nur schleppend anläuft. Der weitere Ausbau der Windenergienutzung an Land wie auch des Repowerings ist derzeit durch bestehende administrative Hemmnisse stark eingeschränkt.

Der Erfahrungsbericht empfiehlt, das Repowering stärker anzureizen, indem die erforderliche Leistungserhöhung vom 3-fachen auf das 2-fache gesenkt (und auf das 5-fache begrenzt) sowie die Regelung auf alle Anlagen anwendbar gemacht wird, die mehr als zehn Betriebsjahre aufweisen. Zudem wird empfohlen, dafür Sorge zu tragen, dass genügend Eignungsflächen für das Repowering zur Verfügung gestellt werden und die Entwicklung nicht durch überzogene Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen behindert wird.

Aufgrund der in den vergangenen Jahren stark gestiegenen installierten Leistung der Windenergie an Land und dem Ziel, diese Steigerung fortzuführen, wird es erforderlich, dass zukünftig auch Windenergieanlagen zur Netzstabilisierung beitragen. Daher wird empfohlen, be-

stimmte Anlageneigenschaften, die zur Erhöhung der Netzstabilität beitragen, zukünftig für Windenergieanlagen zur Pflicht zu machen. Es soll geprüft werden, ob im Gegenzug der Vergütungssatz entsprechend angehoben werden sollte. Der Degressionsatz soll auf einen Wert im Bereich von 1 bis 2 Prozent pro Jahr festgelegt werden.

Darüber hinaus können auf See zusätzliche große Potenziale erschlossen werden (Offshore-Windenergienutzung). Bislang liegen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) der deutschen Nord- und Ostsee insgesamt 18 Genehmigungen für Offshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von 6 200 MW vor. Realisiert wurde jedoch noch kein Vorhaben. Gründe sind neben langwierigen Genehmigungsverfahren für Kabeltrassen auch wirtschaftliche Hindernisse. Die derzeit geltende EEG-Vergütung wird für den überwiegenden Teil der geplanten Projekte als nicht auskömmlich bewertet.

Aus ökologischer Sicht wird insbesondere positiv bewertet, dass die Ausschlussregelung für Windparks in Meereschutzgebieten wirksam ist und es in diesen Gebieten keine weiteren Genehmigungen oder Anträge gegeben hat.

Für Offshore-Windenergieanlagen wird empfohlen, den Vergütungssatz für die ersten 12 Jahre von 8,74 auf 11 bis 15 ct/kWh anzuheben und in diesem Zusammenhang den zweiten Vergütungssatz von 5,95 auf 3,5 ct/kWh abzusenken. Zudem soll geprüft werden, den Beginn der Degression vom 1.1.2008 auf den 1.1.2013 zu verschieben und den Degressionsatz auf 5 bis 7 Prozent anzuheben.

Photovoltaik: Ausbau einer weltweit führenden Industriebranche fortsetzen, Potenziale zur weiteren Kostensenkung nutzen

Seit 2004 ist bei Photovoltaikanlagen eine rasante Ausbaudynamik eingetreten, die mit rund 2 800 MW_p im Jahr 2006 zu einer Versiebenfachung der installierten Leistung gegenüber 2003 geführt hat. Durch das starke Wachstum hat sich Deutschland zum weltweit wichtigsten Markt für Photovoltaikanlagen entwickelt. Mehr als eine Mrd. Euro wurden in Deutschland in den Aufbau neuer Produktionskapazitäten auf allen Wertschöpfungsstufen investiert. Von dieser Entwicklung profitieren weiterhin insbesondere Regionen in Ostdeutschland. Auch der Export entwickelt sich gut. Allerdings ist der Exportanteil im Vergleich zu anderen Industriesektoren mit ca. 30 Prozent noch vergleichsweise gering und deutlich ausbaufähig. Der deutsche Photovoltaik-Produktionsanlagenbau ist inzwischen weltweit führend und auch die deutschen Solarzellenhersteller konnten ihren Anteil am Weltmarkt trotz schnell wachsenden Gesamtvolumens bereits 2005 auf über 20 Prozent steigern.

Die Stromgestehungskosten bei der Photovoltaik sind zwischen 1991 und 2003 um rund 60 Prozent gesunken, allein 25 Prozentpunkte entfallen davon auf die Jahre 1999 bis 2003. Auch danach ist davon auszugehen, dass die hohen Produktionszuwächse zu sinkenden Herstellungskosten für Photovoltaikmodule geführt haben. Aufgrund des starken Nachfrageüberhangs und des zwischen-

Abbildung 1-3

Entwicklung der jährlich zugebauten installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien von 2000 bis 2020 nach DLR-EE-Leitstudie [5]

– LEITSZENARIO 2006: Strom –

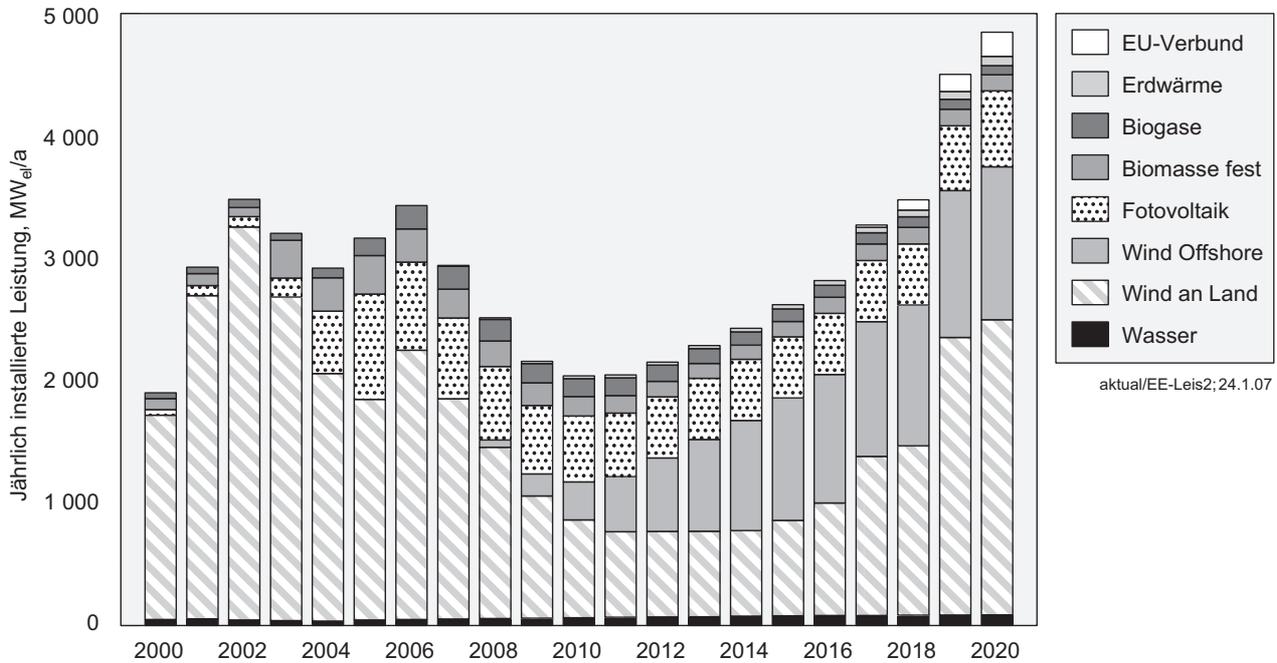
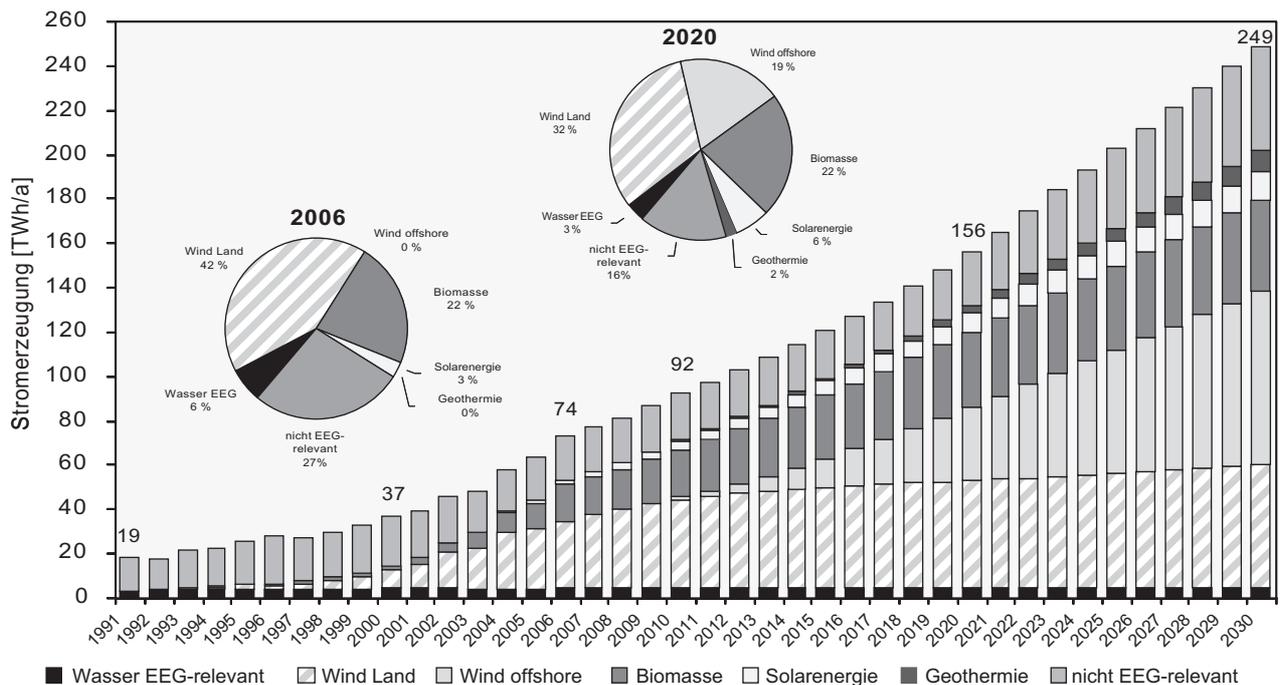


Abbildung 1-4

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 1991 bis zum Jahr 2030 nach DLR-EE-Leitstudie [5]



zeitlichen Siliziummangels fanden diese jedoch nicht in entsprechenden Preissenkungen Ausdruck. Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen dennoch, dass die Vergütungen des EEG für optimierte Photovoltaikanlagen in aller Regel einen wirtschaftlichen Betrieb erlauben und unter günstigen Randbedingungen auch höhere Renditen als kalkuliert erreichbar sind.

Aus ökologischer Sicht hat sich die Regelung zu Freiflächenanlagen bewährt. Der Anteil der auf Freiflächenanlagen installierten Leistung liegt derzeit unter 10 Prozent. Obwohl rund 50 Prozent der dafür genutzten Flächen Ackerflächen sind, ist keine ökologische Fehlentwicklung zu beobachten, da diese dann extensiv genutzten Standorte sich auch zu wertvollen Lebensräumen z. B. für Vögel entwickeln können.

Der Erfahrungsbericht empfiehlt, die Basisvergütung für alle PV-Anlagen zum 1. Januar 2009 um 1 ct/kWh abzusenken. Die Degression für Dachanlagen soll stufenweise von bislang 5 Prozent auf 7 Prozent p. a. ab 2009 und 8 Prozent p. a. ab 2011 angehoben werden. Für Freiflächenanlagen soll die Degression von bislang 6,5 Prozent auf zunächst 7 Prozent (ab 2009) und ab 2011 auf 8 Prozent p. a. angehoben werden. Zudem wird empfohlen, eine neue Leistungsklasse für Dachanlagen über 1 000

kW_p mit einem verringerten Vergütungssatz von 34,48 ct/kWh ab 2009 einzuführen.

Perspektiven: kontinuierlicher weiterer Ausbau; Anhebung der Ziele

Das bisherige Ziel von mindestens 12,5 Prozent Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2010 wird bereits 2007 mit einem geschätzten Wert von über 13 Prozent überschritten. Zudem erfordert das 20 Prozent-Ziel der EU für den gesamten EU-Energieverbrauch (Strom, Wärme/Kälte und Treibstoffe) bis 2020 eine entsprechende Anpassung auch der nationalen Ausbauziele. Aktuelle Szenarien kommen zu Beiträgen der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland in der Größenordnung von 25 bis 30 Prozent im Jahr 2020.

Die nationalen Ausbauziele sollen entsprechend den Beschlüssen von Meseberg vom 23./24. August 2007 angepasst werden. Das Bundeskabinett hat beschlossen, das Ziel für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien für das Jahr 2020 von bisher „mindestens 20 Prozent“ auf zukünftig „25 bis 30 Prozent“ anzuheben. Nach dem Jahr 2020 soll ein weiterer kontinuierlicher Ausbau erfolgen. Diese Steigerung führt mittelfristig zu einem entsprechenden Anstieg der Differenzkosten.

Zentrale Handlungsempfehlungen zur Fortschreibung des EEG:

	Regelungen innerhalb des EEG Überblick (wirksam ab 1.1.2009)	Flankierende Maßnahmen Überblick
Spartenübergreifendes	<ul style="list-style-type: none"> • Einheitlicher Vergütungszeitraum für alle EE-Sparten von 20 Jahren • Konkretisierung des Ausschließlichkeits-Prinzips, die die Vergütung von Strom aus verschiedenen Erneuerbaren Energien problemlos möglich macht • Klarstellung des Doppelvermarktungsverbots • Bindung des Einsatzes des Einspeisemanagements an die Ausschöpfung aller wirtschaftlich zumutbaren Netzoptimierungsmöglichkeiten nach Stand der Technik • Verpflichtender Einsatz des technisch optimierten Einspeisemanagements mit dem Ziel der Sicherstellung der Netzsicherheit bei geringsten Kosten und größtmöglicher Einspeisung aus EE-Anlagen • Verpflichtung der EE-Anlagenbetreiber, sicher zu stellen, dass ihre Anlagen im Netzengpassfälle vom Netzbetreiber ferngesteuert geregelt werden können • Prüfung der Einführung einer entsprechenden Härtefallregelung für EE-Anlagenbetreiber • Verbesserungen der Administration bei der besonderen Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen 	

	Regelungen innerhalb des EEG Überblick (wirksam ab 1.1.2009)	Flankierende Maßnahmen Überblick
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> • Änderung der Vergütungsklassen: Erhöhung der Vergütungssätze bis 5 MW insbesondere für Neuanlagen • Für Anlagen ab 5 MW: Streichung der Stichtagsregelung, der Obergrenze von 150 MW und der mindestens zu erreichenden Leistungserhöhung um 15 % • Angemessene Anpassung der Vergütung wegen Veränderung der Vergütungsdauer 	<ul style="list-style-type: none"> • Prüfung eines anlagenübergreifenden Vergütungssystems für die gewässerökologische Modernisierung an mehreren Anlagen eines Flussgebietsabschnittes • Vereinfachung des wasserrechtlichen Zulassungsverfahrens • Bindung der EEG-Vergütung an klar formulierte ökologische Anforderungen im EEG, WHG und UGB
Deponiegas, Klärgas, Grubengas	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung des Vergütungssatzes für Deponiegasanlagen im Leistungsbereich bis 500 kW_{el} • Absenkung der Vergütungen für Grubengasanlagen für den Leistungsbereich über 1 MW_{el} • Änderung der Leistungsklassen bei Grubengasanlagen auf 0-1 MW_{el}, 1-5 MW_{el} und >5 MW_{el} Anpassung der Vergütungssätze wie folgt: Leistungsanteil bis 1 MW_{el} 7,16 ct/kWh (bisher 7,16 bzw. 6,16 ct/kWh) 	
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> • Anhebung der Grundvergütung für Neu- und Altanlagen für den Leistungsbereich bis 150 kW_{el} um 1 ct/kWh • Anhebung des NawaRo-Bonus für Strom aus Biomasse (Alt- und Neuanlagen) bis 500 kW_{el} von 6 auf 7 ct/kWh • Zusätzlich Erhöhung des NawaRo-Bonus für Strom aus Biogas (Alt- und Neuanlagen) bis 150 kW_{el} um 1 ct/kWh, wenn mindestens 30 % Wirtschaftsdünger eingesetzt werden • Erhöhung des NawaRo-Bonus für Holz aus Kurzumtriebsplantagen und Landschaftspflegematerial für 0,5-5 MW_{el} von 2,5 auf 4 ct/kWh • Anhebung des KWK-Bonus von 2 auf 3 ct/kWh • Absenkung des Degressionssatzes für die Vergütung von Neuanlagen von 1,5 % auf 1 % p. a.; Einführung einer Degression von 1 % p. a. für alle (bisher nicht degressiven) Biomasse-Boni ab 2010 • Ausschluss von Palm- und Sojaöl vom Anspruch auf den NawaRo-Bonus, solange keine wirksames Zertifizierungssystem zur Sicherung eines nachhaltigen Anbaus besteht • Konkretisierung und Flexibilisierung des Ausschließlichkeitsprinzips: Einsatz bestimmter pflanzlicher Nebenprodukte in NawaRo-Anlagen; Vergütung anteilig (Grundlage Positivliste) 	<ul style="list-style-type: none"> • Regelmäßige Überprüfung und ggf. Anpassung der guten fachlichen Praxis in der Land- und Forstwirtschaft • Sicherstellung von Maßnahmen zur Minderung von Methanemissionen aus Biogasanlagen • Die Bundesregierung wird sich auf europäischer Ebene für die Festlegung von Nachhaltigkeitsanforderungen für NawaRo einsetzen. Gleichzeitig Aufnahme einer Ermächtigungsgrundlage für eine Verordnung über Nachhaltigkeitsanforderungen für die Erzeugung von NawaRo in das EEG • Förderung von Biogasmikronetzen im Rahmen des Marktanzreizprogramms für EE (MAP) / der Gemeinschaftsaufgabe Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes (GAK) (oder durch Aufnahme in den Technologiebonus).
Geothermie	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung der Leistungsklassen von vier auf zwei und Erhöhung der Grundvergütungen • Einführung eines Wärmenutzungsbonus von 2 ct/kWh • Einführung eines Technologiebonus für nicht hydrothermale Techniken von 2 ct/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> • Unterstützung des Baus von Nahwärmenetzen zur Verteilung der anfallenden Wärme durch andere Förderinstrumente • Abdeckung besonderer Bohrisiken und des Fündigkeitsrisikos durch das MAP • Weitere FuE-Maßnahmen

	Regelungen innerhalb des EEG Überblick (wirksam ab 1.1.2009)	Flankierende Maßnahmen Überblick
Windenergie	<ul style="list-style-type: none"> • Festlegung des Degressionssatzes für die Vergütung von neuen Windenergieanlagen (WEA) an Land auf 1 bis 2 % p. a. • Verbesserung des Repowering-Anreizes in § 10 Abs. 2 • Erhöhung der Netzstabilität durch Verbesserung der technischen Eigenschaften von (WEA) an Land, Prüfung einer daran gebundenen entsprechenden Vergütung • Verbesserung der Vergütung für WEA auf See (Offshore) nach § 10 Abs. 3 durch Erhöhung der Anfangsvergütung von 8,74 auf 11-15 ct/kWh, dafür Absenkung des niedrigeren Vergütungssatz von 5,95 ct/kWh auf 3,5 ct/kWh 	<ul style="list-style-type: none"> • Erstellung eines Konzepts zur Nutzung des Bauplanungsrechts, um das Repowering zu verstärken • Implementierung im Dialog mit den Ländern mit dem Ziel des Abbaus administrativer Hemmnisse auf Landesebene • Prüfung, wie das Interesse der Standortgemeinden an der Ansiedlung bzw. Erneuerung von WEA (Repowering) gestärkt werden kann
Solare Strahlung	<ul style="list-style-type: none"> • Stufenweise Erhöhung der Degressionssätze auf einheitlich 7 % ab 2009 und auf 8 % ab 2011 • Einmalige Absenkung der Grundvergütung um 1ct/kWh zum 1.1.2009 • Einführung einer neuen Leistungsklasse für Dachanlagen ab 1.000 kW_p unter Absenkung des Vergütungssatzes auf 34,48 ct/kWh 	
Perspektiven	<ul style="list-style-type: none"> • Erhöhung der Ziele des EEG für den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung: <ul style="list-style-type: none"> - im Jahr 2020 von „mindestens 20 %“ auf „25 bis 30 %“, - nach 2020 weiterer kontinuierlicher Ausbau 	

2 Auftrag und Ausgangslage

2.1 Auftrag zur Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes 2007

Angesichts der dynamischen Entwicklung des Ausbaus der Nutzung Erneuerbarer Energien ist ein regelmäßiges Monitoring der bestehenden Förderinstrumente und deren individueller Wirkung erforderlich. Falls notwendig ermöglicht dies eine Reaktion und eine Anpassung der Regelungen. Damit können positive Trends bestätigt und mögliche Fehlentwicklungen korrigiert werden. Dies ist Gegenstand dieses Erfahrungsberichtes zum EEG.

Der Erfahrungsbericht ist nach § 20 EEG vom 21. Juli 2004 (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2004 Teil 1 Nr. 40, S. 1918 ff) bis zum 31. Dezember 2007 durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) dem Deutschen Bundestag vorzulegen:

Auftrag zum EEG-Erfahrungsbericht 2007 nach § 20 Abs. 1 EEG [6], Zitat:

„Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hat dem Deutschen Bundestag bis zum

31. Dezember 2007 und dann alle vier Jahre im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie über den Stand der Markteinführung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas sowie die Entwicklung der Stromgestehungskosten in diesen Anlagen zu berichten sowie gegebenenfalls eine Anpassung der Höhe der Vergütungen nach den §§ 6 bis 12 und der Degressionssätze entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für nach diesem Zeitpunkt in Betrieb genommene Anlagen vorzuschlagen. Gegenstand des Erfahrungsberichtes sind auch Speichertechnologien sowie die ökologische Bewertung der von der Nutzung Erneuerbarer Energien ausgehenden Auswirkungen auf Natur und Landschaft. Inhalt des Berichts ist ferner die Tätigkeit der Bundesnetzagentur nach § 19a.“

Ferner wird in § 16 (Besondere Ausgleichsregelung) Absatz 9 EEG [6] auf den Erfahrungsbericht verwiesen:

„Die Anwendung der Absätze 1 bis 8 ist Gegenstand des Erfahrungsberichtes“.

Entsprechend den Vorgaben des EEG wurde im Koalitionsvertrag [7] vom Herbst 2005 festgehalten:

„Wir werden daher ... das EEG in seiner Grundstruktur fortführen, zugleich aber die wirtschaftliche Effizienz der

einzelnen Vergütungen bis 2007 überprüfen. Dabei werden wir die Vergütungssätze, Degressionsschritte und Förderzeiträume an die Entwicklungsschritte der einzelnen Erneuerbaren Energien anpassen und gegebenenfalls neue Schwerpunkte setzen“ sowie „uns auf die Erneuerung alter Windanlagen (Repowering) und die Offshore-Windstromerzeugung konzentrieren und dafür die Rahmenbedingungen (zum Beispiel Ausbau der Stromnetze) verbessern.“

Die Entwicklung der Nutzung der Erneuerbaren Energien verläuft insbesondere im Strombereich sehr dynamisch. Vor diesem Hintergrund werden im vorliegenden EEG-Erfahrungsbericht die politischen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland und die vielfältigen Wirkungen des EEG beschrieben. Neben spartenübergreifenden Aspekten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Strombereich werden die Entwicklungen in den einzelnen Sparten der Erneuerbaren Energien (Wasserkraft, Deponie- und Klärgas, Biomasse, Geothermie, Windkraft und solare Strahlungsenergie) sowie Grubengas entsprechend der §§ 6 bis 11 EEG dargestellt. Ferner wird auf Speichertechnologien und Systemintegration, die Besondere Ausgleichsregelung nach § 16 EEG und die Perspektiven der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien eingegangen. Darauf aufbauend werden jeweils konkrete Handlungsempfehlungen unterbreitet, die die Entwicklung der vergangenen Jahre und die in den kommenden Jahren absehbare bzw. wünschenswerte Entwicklung berücksichtigen. Ziel dieser Handlungsempfehlungen ist, die Effektivität der Förderung der Erneuerbaren Energien zur Stromproduktion insgesamt weiter zu optimieren.

Die aufgeführten Handlungsempfehlungen beziehen sich dabei einerseits auf das EEG selbst und andererseits auf weitere Regelungen, die für die zukünftige Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Strombereich relevant sind und durch deren Umsetzung ein positiver Einfluss zu erwarten ist. Diese Empfehlungen zu flankierenden Maßnahmen außerhalb des EEG sollten unabhängig von einer Novelle des EEG umgesetzt werden, um die Novelle des EEG und des Umweltgesetzbuches nicht zu erschweren.

2.2 Beschlusslage zu Erneuerbaren Energien, Klimaschutz und Energiepolitik

Das am 1. August 2004 in Kraft getretene neue EEG hat das alte, am 1. April 2000 in Kraft getretene EEG abgelöst. Dieses wiederum hat das am 1. Januar 1991 in Kraft getretene Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) abgelöst. Damit besteht in Deutschland seit über 16 Jahren eine gesetzliche Grundlage für den Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien im Strombereich. Dieser Ausbau ist von zentraler Bedeutung für die Klimaschutz- und Energiepolitik der Bundesregierung.

In der Klausurtagung der Bundesregierung in Meseberg wurden Eckpunkte für das Integrierte Klima- und Energieprogramm beschlossen, u. a. für die Novellierung des EEG.

Der Europäische Rat der Staats- und Regierungschefs hat im Frühjahr dieses Jahres unter deutscher Präsidentschaft die Weichen für eine integrierte europäische Klima- und Energiepolitik gestellt. Dazu gehören anspruchsvolle Klimaschutzziele ebenso wie Ziele für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. So hat der Europäische Rat für die Erneuerbaren Energien ein verbindliches Ziel für die EU insgesamt beschlossen. Bis 2020 sind 20 Prozent des gesamten Energieverbrauchs der EU durch Erneuerbare Energien zu decken. Dies entspricht etwa einer Verdreifachung des Anteils von 2005. Dabei ist wichtig, dass nicht jedes einzelne Mitgliedsland einen Anteil von 20 Prozent am gesamten Energieverbrauch erreichen muss. Vielmehr werden die EU-Mitgliedstaaten den jeweiligen Rahmenbedingungen entsprechend jeweils unterschiedliche individuelle Ziele zu erfüllen haben. Diese Rahmenbedingungen hängen u. a. vom bisherigen Anteil der Erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung sowie vom länderspezifischen, bis 2020 realisierbaren Ausbaupotenzial ab.

2.3 Wie funktioniert das EEG?

Das Erneuerbare Energien Gesetz vom 21. Juli 2004

Das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) ist in Deutschland ein wirkungsvolles und effizientes Instrument zum Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien auf dem Weg zu einem nachhaltigen Energiesystem. Es dient auch der Umsetzung der Richtlinie der Europäischen Union zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strombereich von September 2001 (KOM 2001/77/EG) [8].

Ziele des EEG sind insbesondere, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der gesamten Stromversorgung auf mindestens 12,5 Prozent bis zum Jahr 2010 und auf mindestens 20 Prozent bis zum Jahr 2020 zu steigern (siehe Kapitel 3.1, 3.2 und 14), um damit eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen. Das EEG soll ferner – auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte – zur Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung beitragen. Darüber hinaus soll das EEG einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um fossile Energieressourcen leisten sowie die Weiterentwicklung der Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien fördern. Nicht zuletzt ist es Ziel des Gesetzes, Natur und Umwelt zu schützen. Aus diesem Grund wurden 2004 ökologische Anforderungen in die Vergütungsregelungen sowie die Überprüfung ihrer Auswirkungen im EEG-Erfahrungsbericht in das Gesetz aufgenommen.

Die Kernelemente des EEG sind

- der vorrangige Anschluss von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas an die Netze der allgemeinen Elektrizitätsversorgung,
- die vorrangige Abnahme und Übertragung dieses erneuerbar erzeugten Stroms,

- eine für in Betrieb genommene Anlagen in der Regel über 20 Jahre konstante, an den Kosten orientierte Vergütung dieses Stroms durch die Netzbetreiber,
- der bundesweite Ausgleich der abgenommenen Strommengen und der entsprechenden Vergütungssummen und
- die Weitergabe der Differenzkosten für Strom aus Erneuerbaren Energien an die Endverbraucher.

Die Regelungen des EEG im Einzelnen

Abnahme- und Übertragungspflicht

Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas unverzüglich vorrangig an ihr Netz anzuschließen und den gesamten aus diesen Anlagen angebotenen Strom vorrangig abzunehmen und zu übertragen. Anlagenbetreiber tragen die Kosten für den Anschluss der Anlagen an das Netz. Netzbetreiber übernehmen die notwendigen Netzausbaukosten, die sie bei der Bestimmung der Netznutzungsentgelte berücksichtigen können.

Das EEG gibt grundsätzlich Anreize, dass Betreiber von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien zusammen mit dem Netzbetreiber im gegenseitigen Interesse ein Erzeugungsmanagement vereinbaren. Dies ist insbesondere für den Netzausbau und die Regelernergie relevant. Mit einer solchen Vereinbarung kann das zum Teil fluktuierende Stromangebot in einer Weise berücksichtigt werden, dass die Kosten für Netzausbau und Reservehaltung minimiert werden können (siehe Kapitel 5.2).

Um eine bessere Integration der Erneuerbaren Energien in das Stromsystem zu ermöglichen, besteht für Anlagen mit einer Leistung über 500 Kilowatt eine Verpflichtung zu einer registrierenden Leistungsmessung.

Vergütungen

Das EEG sieht feste Tarife vor, mit denen Netzbetreiber die Einspeisung von Strom aus Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Biomasse, Geothermie, Windenergie und solarer Strahlungsenergie zu vergüten haben. Die Höhe der Vergütung hängt von den jeweiligen Stromgestehungskosten ab. Anlagen mit höheren Stromgestehungskosten erhalten höhere Vergütungen; dabei ist ein technisch optimaler Betrieb zugrunde gelegt. Die Stromgestehungskosten hängen u. a. ab von der Energiequelle, der Technologie sowie dem Zeitpunkt der Installation der Anlage. Die innerhalb der einzelnen Energieträger gestaffelten Mindestvergütungen variieren je nach Anlagengröße, bei Windenergie auch nach dem Standort entsprechend den lokalen Windverhältnissen und der Erzeugung an Land oder auf See (Offshore). Die Vergütungssätze liegen für das Jahr 2008 zwischen 3,66 ct/kWh (für Strom aus Biomasseanlagen, die Altholz der Kategorien III und IV nutzen) und 51,75 ct/kWh für Solarstrom aus kleinen Fassadenanlagen (detaillierte Angaben siehe Kapitel 6 bis

11). Der durchschnittliche Vergütungssatz für das Jahr 2006 lag bei 10,4 ct/kWh.

Der garantierte Vergütungszeitraum beträgt grundsätzlich 20 Kalenderjahre, für Wasserkraft 15 bzw. 30 Jahre, jeweils zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Der im jeweiligen Jahr der Inbetriebnahme geltende Vergütungssatz ist für diesen Zeitraum konstant. Einzige Ausnahme bildet die Windenergie. Hier gelten besondere Regelungen, die von den konstanten Vergütungssätzen für die einzelnen Energieträger abweichen.

Im Falle der Windenergie verfolgt das Referenzertragsmodell das Ziel, den Betrieb von Windenergieanlagen im gesamten Bundesgebiet zu ermöglichen und sieht deshalb eine standortdifferenzierte Vergütung vor. Diese führt dazu, dass an den besten Küstenstandorten die erhöhte Anfangsvergütung nur über fünf Jahre bezahlt wird und an Binnenlandstandorten länger. An Standorten mit einem Referenzertrag von nur 60 Prozent wird der Anfangsvergütungssatz über eine Dauer von bis zu 20 Jahren bezahlt. An Standorten unter 60 Prozent Referenzertrag erfolgt keine Vergütung mehr. Aufgrund dieses Referenzertragssystems ergibt sich nach einer überschlägigen Abschätzung eine durchschnittliche Vergütungsdauer des höheren Anfangsvergütungssatzes von rund 16 Jahren. Einen speziellen Anreiz gibt es für das „Repowering“, also den Ersatz alter, kleiner Anlagen durch moderne, leistungsstarke Anlagen. Diese Regelung greift insbesondere an den Küstenstandorten.

Für Offshore-Windenergieanlagen beträgt der Zeitraum, in dem die Anfangsvergütung gewährt wird, zwölf Jahre. Die Frist erhöht sich für weit von der Küstenlinie entfernte und in großer Wassertiefe errichtete Anlagen. Die höhere Anfangsvergütung bei Offshore-Windenergieanlagen wird für Anlagen gezahlt, die vor 2010 in Betrieb genommen werden.

Degression der Vergütungssätze

Um der technologischen Fortentwicklung der einzelnen Technologien Rechnung zu tragen und Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen, sind die Vergütungssätze grundsätzlich degressiv angelegt. Die Degression senkt den Vergütungssatz in allen Sparten für Neuanlagen (mit Ausnahme der kleinen Wasserkraft) jährlich ab. Die Degressionssätze liegen zwischen 1 Prozent p. a. (z. B. für Geothermie) und 6,5 Prozent p. a. (PV-Freiflächenanlagen). Für installierte Anlagen gilt der Vergütungssatz des jeweiligen Jahres der Inbetriebnahme für den gesamten Vergütungszeitraum. Bei Geothermie- und Offshore-Windenergieanlagen setzt die Degression erst nach einigen Jahren ein.

Zusätzliche Boni

Für den Bereich Bioenergie sind in der Neufassung des EEG des Jahres 2004 neben der festgelegten Mindestvergütung zusätzliche Vergütungen (Boni) vorgesehen, wenn der Strom ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen

gewonnen, Kraft-Wärme-Kopplung genutzt oder die Biomasse mittels innovativer Technologien umgewandelt wird (z. B. thermochemische Vergasung, Brennstoffzellen, Gasturbinen, Organic-Rankine-Anlagen, Kalina-Cycle-Anlagen oder Stirling-Motoren). Die Boni sollen besondere Anreize zur Erschließung des bestehenden Biomassepotenzials, zur Nutzung der effizienten Kraft-Wärme-Kopplung sowie effizienter innovativer Technologien geben und können kumulativ in Anspruch genommen werden.

Ausgleichsmechanismus

Aufgrund des unterschiedlichen Ausbaus der Erneuerbaren Energien in den verschiedenen Regionen würde eine unterschiedliche Belastung der Stromverbraucher durch die EEG-Mehrkosten entstehen (z. B. wird im Norden Deutschlands aufgrund der Windverhältnisse deutlich mehr Strom aus Windkraft produziert als im Süden). Um regionale Ungleichbehandlungen der Stromverbraucher auszuschließen, findet zwischen den Übertragungsnetzbetreibern ein bundesweiter Ausgleich der nach dem EEG abgenommenen Strommengen und der entsprechenden Vergütungssummen statt.

Ergänzende Regelungen

Aspekte des Naturschutzes und der Landschaftspflege werden bei den einzelnen Sparten der Erneuerbaren Energien berücksichtigt. Zur Erhöhung der Transparenz besteht die Pflicht zur Veröffentlichung der Energiemengen und Vergütungszahlungen durch die Netzbetreiber. Um bessere Informationen über Stand und Ausbau der Nutzung der Erneuerbaren Energien erhalten zu können, besteht die Möglichkeit, über eine Verordnungsermächtigung ein Anlagenregister einzurichten.

Seit Juli 2003 enthält das EEG eine besondere Ausgleichsregelung, die seitdem zweimal erweitert wurde. Sie begrenzt die durch Strom aus Erneuerbaren Energien verursachten Kosten für bestimmte stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie Schienenbahnen. Ziel ist dabei, EEG-bedingte Gefährdungen der (internationalen) Wettbewerbsfähigkeit dieser Unternehmen zu verhindern.

Entsprechend den Vorgaben durch die Europäische Union gibt das EEG die Möglichkeit, Herkunftsnachweise für Strom aus Erneuerbaren Energien durch autorisierte Stellen auszustellen. Dies dient der Verbraucherinformation und dem Verbraucherschutz.

Eine Vorschrift zum Verbot von Doppelvermarktung stellt klar, dass die positiven Umwelteigenschaften des Stroms aus Erneuerbaren Energien nicht mehrfach vermarktet werden dürfen, beispielsweise durch die gleichzeitige Inanspruchnahme der EEG-Einspeisevergütung und der Realisierung eines höheren Marktpreises für „grünen“ Strom. Das Verbot schließt entsprechende Nachweise und die gleichzeitige Vergütung und Weitergabe von Nachweisen für denselben Strom ein (siehe Kapitel 5.5).

Zur Klärung von Streitigkeiten und Anwendungsfragen zum EEG ist am 15. Oktober 2007 beim BMU eine Clearingstelle eingerichtet worden.

3 Überblick über die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Sämtliche statistischen Angaben dieses EEG-Erfahrungsberichtes für die Jahre 2004, 2005 und 2006 sind vorläufig. Das Ergebnis derzeitiger laufender Datenrecherchen für das Jahr 2006 wird Mitte Dezember vorliegen (zur Datenverfügbarkeit siehe Kapitel 5.3).

Die in diesem Kapitel verwendeten und dargestellten statistischen Angaben basieren auf dem Informationsstand von Juli 2007. Neuere Daten, insbesondere die Veröffentlichung des Verbandes der Netzbetreiber (VDN) vom 21. September 2007, wurden jedoch weitgehend in den Bericht aufgenommen.

Die Daten der VDN-Veröffentlichung vom 21. September 2007 weichen geringfügig von der für die Erstellung des vorliegenden Berichtes verwendeten Datenbasis mit Stand Juli 2007 ab. Dies betrifft insbesondere eine um rund 2,6 TWh geringere Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien. Dies ist vor allem durch die aktuellen, niedrigeren Werte bei der EEG-vergüteten Biomasseverstromung sowie bei der traditionellen Wasserkraft, die zum großen Teil keine EEG-Vergütung bekommt, begründet. Insgesamt liegt laut der aktuellen Daten der Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2006 bei rund 11,6 Prozent und damit um 0,4 Prozentpunkte niedriger als im Juli 2007 angenommen. Dennoch sind die Aussagen und Schlussfolgerungen dieses EEG-Erfahrungsberichtes, auch bei der leicht geänderten statistischen Grundlage, unverändert gültig.

Dies gilt teilweise auch für die Darstellung und Verwendung von Daten mit Stand Juli 2007 in den Kapiteln 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13 und 14.

3.1 Anteile an der Primärenergie- und Endenergiebereitstellung

Die Nutzung der Erneuerbaren Energien hat sich auch im Jahr 2006 sehr positiv entwickelt. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch ist von rund 4,7 Prozent im Jahr 2005 auf rund 5,8 Prozent im Jahr 2006 angestiegen (berechnet nach der sog. Wirkungsgradmethode). Gegenüber 2000 (2,6 Prozent) entspricht dies mehr als einer Verdoppelung. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch (Strom, Wärme, Kraftstoffe) stieg von 3,8 Prozent im Jahr 2000 auf 6,6 Prozent im Jahr 2005 und rund 8,0 Prozent im Jahr 2006.

Der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch betrug 2006 11,6 Prozent (2005: 10,4 Prozent). Deutschland hat sein auf europäischer Ebene für 2010 geltendes nationales Ziel von 12,5 Prozent Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bereits 2007 überschritten. Für 2007 ist mit einem Anteil von über 13 Prozent zu rechnen.

Abbildung 3-1

Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2006 [1]

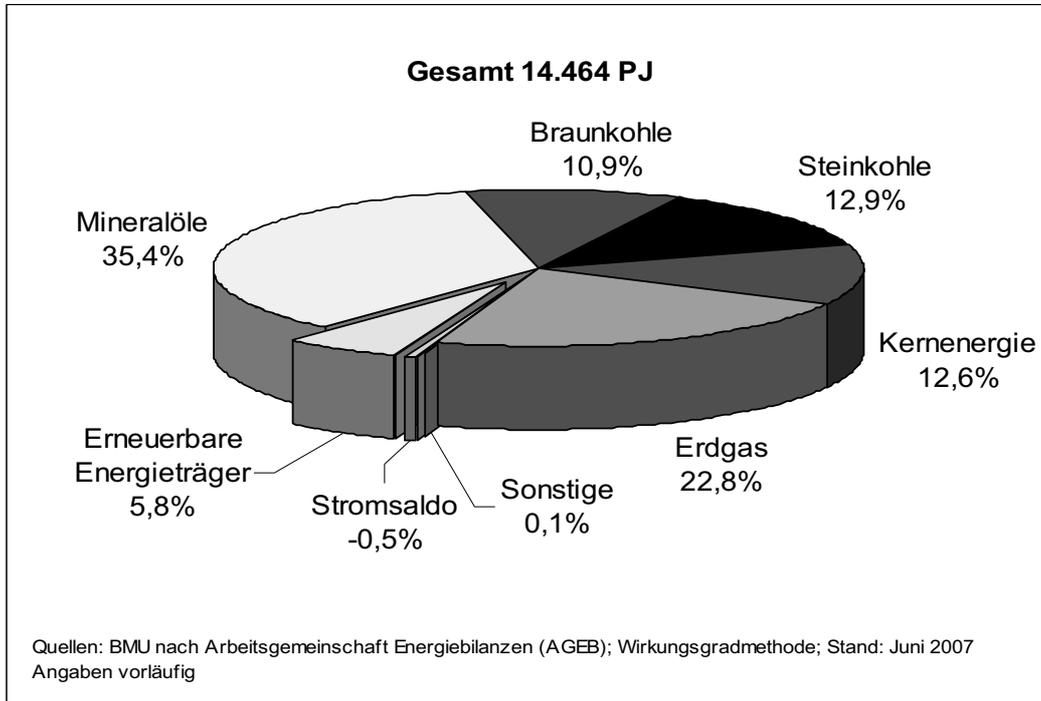


Abbildung 3-2

Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Energieversorgung in Deutschland 2000 bis 2006 [1]

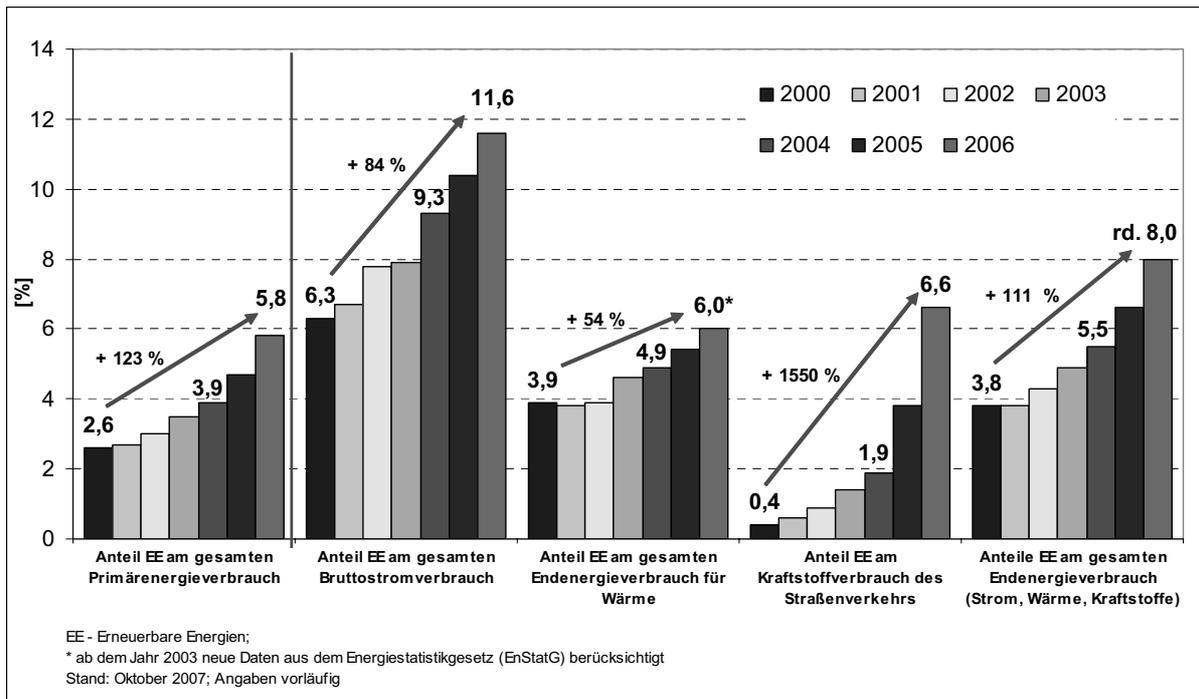


Tabelle 3-1

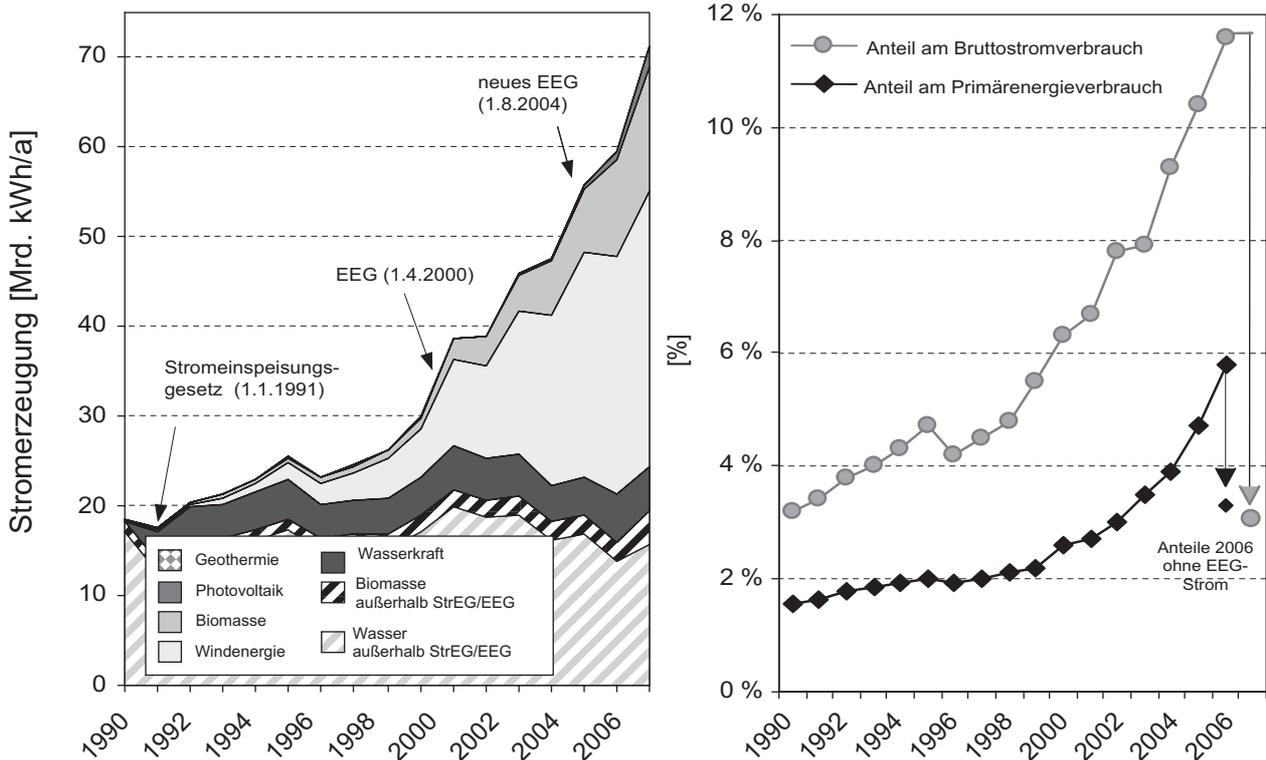
Anteile der Erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung in Deutschland von 1998 bis 2006 [2]

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004 ^{*)}	2005 ^{*)}	2006 ^{*)}
Endenergieverbrauch	[%]								
Stromerzeugung (bezogen auf gesamten Bruttostromverbrauch)	4,8	5,5	6,3	6,7	7,8	7,9	9,3	10,4	rund 11,6
Wärmebereitstellung (bezogen auf gesamte Wärmebereitstellung)	3,5	3,5	3,9	3,8	3,9	4,6	4,9	5,4	6,0
Kraftstoffverbrauch (bezogen auf gesamten Straßenverkehr)	0,2	0,2	0,4	0,6	0,9	1,4	1,9	3,8	6,6
Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch von Deutschland	3,1	3,3	3,8	3,8	4,3	4,9	5,5	6,6	rund 8,0
Primärenergieverbrauch (PEV)	[%]								
Stromerzeugung (bezogen auf gesamten Primärenergieverbrauch)	0,8	0,9	1,1	1,1	1,4	1,5	1,6	2,1	2,5
Wärmebereitstellung (bezogen auf gesamten Primärenergieverbrauch)	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5	1,8	1,9	2,0	2,2
Kraftstoffverbrauch (bezogen auf gesamten Primärenergieverbrauch)	0,03	0,03	0,06	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6	1,0
Summe PEV	2,1	2,2	2,6	2,7	3,0	3,5	3,9	4,7	5,8

Anteil am PEV berechnet nach der Wirkungsgradmethode
 *) vorläufige Angaben, teilweise geschätzt

Abbildung 3-3

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Anteile am Bruttostromverbrauch und am Primärenergieverbrauch (berechnet nach Wirkungsgradmethode) im Zeitraum 1990 bis 2006 [1]



3.2 Beiträge der einzelnen EE-Sparten

Tabelle 3-2

Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 2006 [4]

Endenergiebereitstellung	[TWh]
Windkraft	30,7
Wasserkraft	20,7
Biomasse	15,6
davon feste Biomasse, einschl. biogener Abfall	10,2
davon Biogas	4,2
davon flüssige Biomasse	1,3
Deponie- und Klärgas	2,0
Photovoltaik	2,2
Geothermie	0,0004
Summe	71,2

Windenergie

Zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien leistete die Nutzung der Windenergie mit 30,7 Mrd. kWh im Jahr 2006 den größten Beitrag (2005: 27,2 Mrd. kWh). Dies entspricht einem Anteil am gesamten Bruttostromverbrauch in Deutschland von rund 5 Prozent. Insgesamt waren Ende 2006 18 685 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 20 622 MW in Betrieb.

Wasserkraft

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft blieb in den letzten Jahren mit 20,7 Mrd. kWh im Wesentlichen stabil. In diesem Bereich erfolgte nur eine relativ geringe Zunahme der installierten Leistung; die Wetterverhältnisse im Jahr 2006 führten ebenfalls zu keiner wesentlichen Änderung der Stromerzeugung.

Die schwankende Stromerzeugung bei der Wasserkraft ist insbesondere auf unterschiedlich starke Niederschlagsmengen zurückzuführen.

Biomasse

Die Verstromung der gesamten Biomasse belief sich im Jahr 2006 auf rund 17,6 Mrd. kWh (2004: rund 10,5 Mrd. kWh). Dies entspricht einem Anteil von rund 2,9 Prozent am gesamten Bruttostromverbrauch. Stark zugenommen hat die Verstromung von Biogas, die von rund 2,8 Mrd. kWh (2005) auf rund 4,2 Mrd. kWh im Jahr 2006 angestiegen ist.

Solare Strahlungsenergie

Eine deutliche Zunahme ist auch für die solare Stromerzeugung (Photovoltaik) zu verzeichnen. Sie stieg von

Tabelle 3-3

Entwicklung der Windenergienutzung von 2000 bis 2006 [2, 4]

Windenergie	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Stromerzeugung [TWh]	7,6	10,5	15,8	18,9	25,5	27,2	30,7
installierte Leistung [MW]	6.112	8.754	11.965	14.609	16.629	18.428	20.622
Zubau Leistung [MW/a]	1.668	2.642	3.211	2.644	2.020	1.799	2.194

rund 0,6 Mrd. kWh im Jahr 2004 auf rund 2,2 Mrd. kWh im Jahr 2006.

Geothermie

Die Nutzung der Geothermie zur Stromerzeugung beschränkt sich bislang auf eine Anlage in Neustadt-Glewe, Mecklenburg-Vorpommern, die im Jahr 2003 in Betrieb

genommen wurde. Allerdings befinden sich weitere Projekte in der konkreten Planung oder bereits im Bau. Bis Ende 2007 werden voraussichtlich zwei Anlagen in Unterhaching bei München und Landau den Betrieb aufgenommen haben. Alle Anlagen nutzen Aquifere.

In Tab. 3-8 wird die Entwicklung der Erneuerbaren Energien im Strombereich in den verschiedenen Sparten in Deutschland seit 1990 wieder gegeben.

Tabelle 3-4

Entwicklung der Wasserkraftnutzung von 2000 bis 2006 nach [2, 4]

Wasserkraft	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Stromerzeugung [TWh]	24,9	23,4	23,8	20,4	21,0	21,5	20,7
installierte Leistung [MW]	4.572	4.600	4.620	4.640	4.660	4.680	4.700
Zubau Leistung [MW/a]	25	28	20	20	20	20	20

Tabelle 3-5

Entwicklung der Biomassenutzung von 2000 bis 2006 nach [2, 4]

Biomasse	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Stromerzeugung [TWh]*	4,1	5,1	6,0	9,1	10,5	13,5	17,6
installierte Leistung [MW]*	664	790	952	1.137	1.550	2.192	2.740
Zubau Leistung [MW/a]*	60	126	162	185	413	642	598

* feste, flüssige, gasförmige Biomasse, Deponie- und Klärgas; Anteil des biogenen Abfalls in Abfallverbrennungsanlagen zu 50 Prozent angesetzt

Tabelle 3-6

Entwicklung der Photovoltaiknutzung von 2000 bis 2006 [2, 4]

Photovoltaik	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Stromerzeugung [TWh]	0,06	0,12	0,19	0,31	0,56	1,28	2,22
installierte Leistung [MW_p]	100	178	258	408	1.018	1.881	2.831
Zubau Leistung [MW/a]	42	78	80	150	610	863	950

Tabelle 3-7

Entwicklung der Geothermienutzung von 2000 bis 2006 [2, 4]

Geothermie	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Stromerzeugung [TWh]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0002	0,0002	0,0004
installierte Leistung [MW]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2
Zubau Leistung [MW/a]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0

Tabelle 3-8

Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2006 [2, 4]

	Wasser- kraft	Wind- energie	Biomasse **	Photo- voltaik	Geother- mie	Summe EE-Strom- erzeugung	Anteil am Bruttostrom verbrauch
[GWh]							
1990	17.000	40	1.422	1	0	18.463	3,4
1991	15.900	140	1.450	2	0	17.492	3,2
1992	18.600	230	1.545	3	0	20.378	3,8
1993	19.000	670	1.570	6	0	21.246	4,0
1994	20.200	940	1.870	8	0	23.018	4,3
1995	21.600	1.800	2.020	11	0	25.431	4,7
1996	18.800	2.200	2.203	16	0	23.219	4,2
1997	19.000	3.000	2.479	26	0	24.505	4,5
1998	19.000	4.489	3.392	32	0	26.913	4,8
1999	21.300	5.528	3.641	42	0	30.511	5,5
2000	24.936	7.550	4.129	64	0	36.679	6,3
2001	23.383	10.509	5.065	116	0	39.073	6,7
2002	23.824	15.786	5.962	188	0	45.760	7,8
2003	20.350	18.859	9.132	313	0	48.654	7,9
2004*	21.000	25.509	10.463	557	0,2	57.529	9,3
2005*	21.524	27.229	13.534	1.282	0,2	63.569	10,4
2006*	20.673	30.710	17.626	2.220	0,4	71.230	11,6

* vorläufige Angaben, teilweise geschätzt, teilweise nach VDN-Abrechnung

** feste, flüssige, gasförmige Biomasse, biogener Anteil des Abfalls, Deponie- und Klärgas

Abbildung 3-4

Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung 1990 bis 2006 [2, 4]

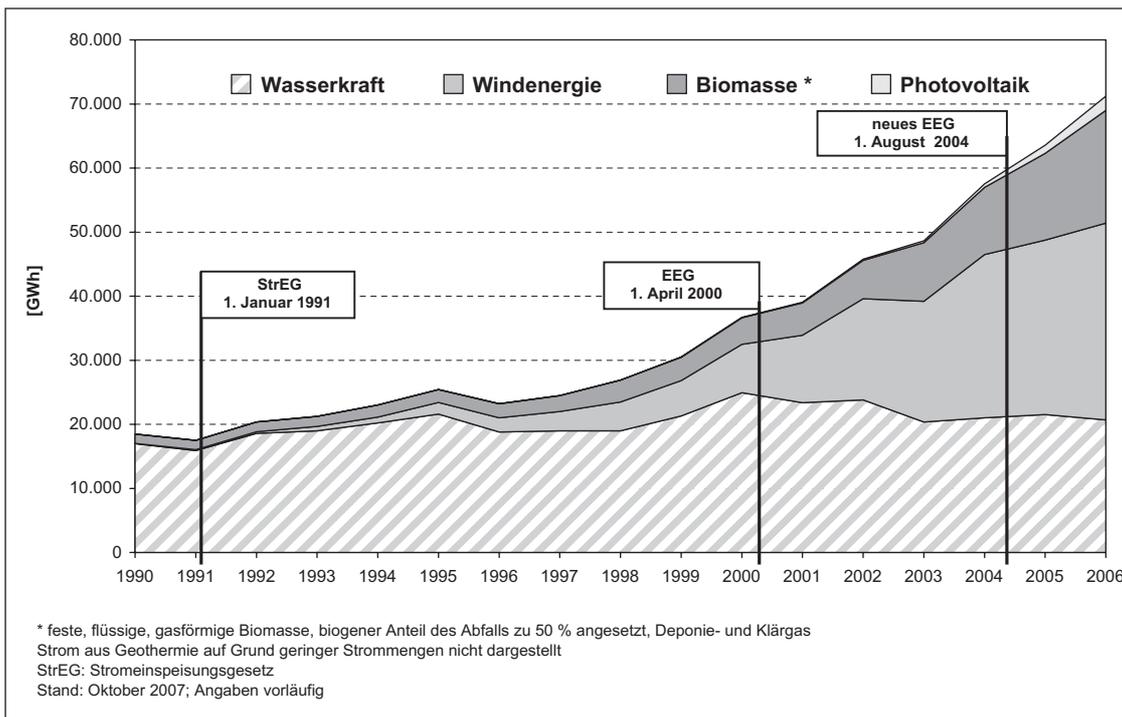
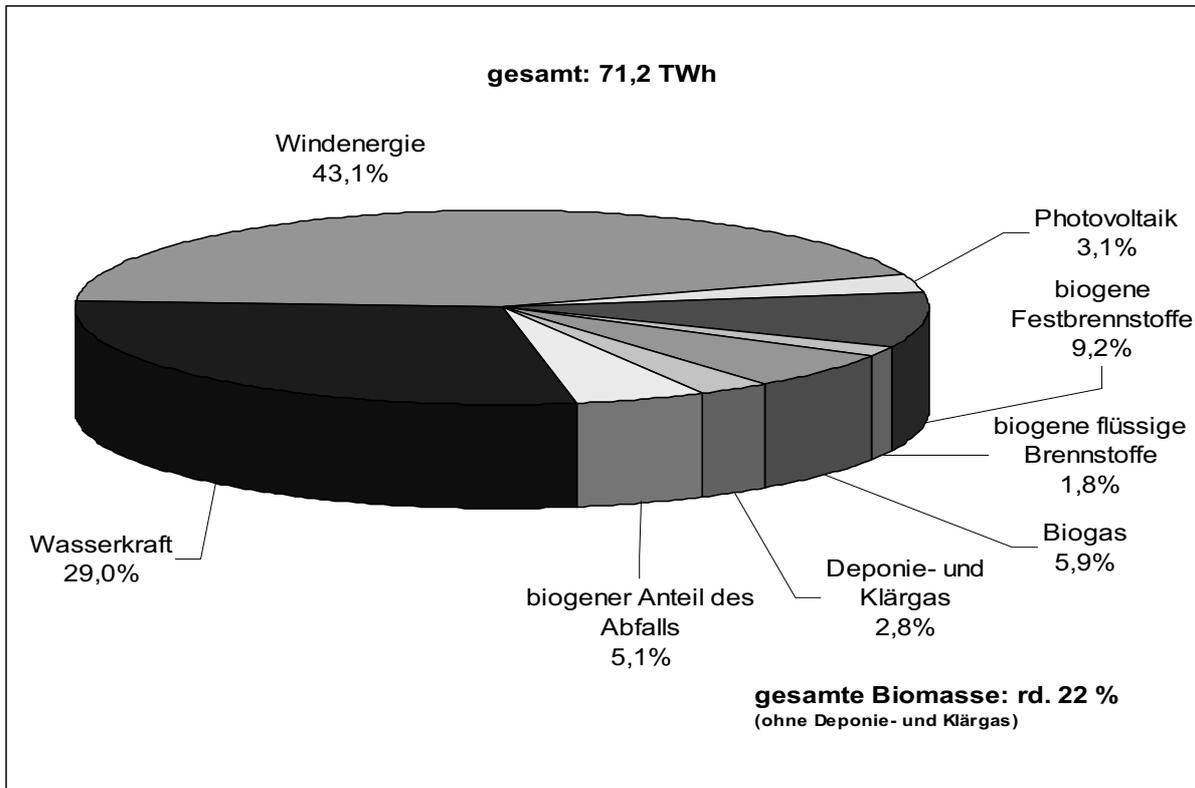


Abbildung 3-5

Struktur der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2006 [2]



4 Wirkungen des EEG

Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien war in Deutschland bis zum Jahr 1990 vor allem durch die klassische Nutzung von Holz im Wärmemarkt und die Stromerzeugung aus Wasserkraft geprägt. Die Nutzung der anderen Erneuerbaren Energiequellen bzw. deren Nutzung mit modernen Technologien befand sich noch im F&E-Stadium. Als Folge dieser bereits seit 1970 betriebenen F&E-Anstrengungen sowie politischer Maßnahmen ist es seither gelungen, auch die Nutzung der so genannten neuen Erneuerbaren Energien Windenergie, Solarenergie und Geothermie zu erschließen und moderne Verfahren zur energetischen Nutzung von Biomasse zu entwickeln und umzusetzen.

Von zentraler Bedeutung ist dafür das im Jahr 2000 eingeführte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), mit dem das seit 1991 geltende Stromeinspeisungsgesetz abgelöst und deutlich verbessert wurde. Das geltende EEG ist am 1. August 2004 in Kraft getreten. Durch seine spezifische Ausgestaltung – insbesondere Verpflichtung der Netzbetreiber zum Anschluss von EE-Anlagen sowie zur Aufnahme und Weiterleitung eingespeisten EE-Stroms mit festgelegter Vergütung pro Kilowattstunde werden geeignete und kalkulierbare Rahmenbedingungen für Investitionen und Kredite für EE-Anlagen sowie entsprechende

Produktionsanlagen geschaffen. Die daraus resultierende Investitionssicherheit hat zu einer weltweit beachteten Entwicklung der Erneuerbaren Energien im Strombereich und der dazugehörigen Industrie geführt. Die hohe Investitionssicherheit kann ferner die Kreditzinsen und die Renditeanforderungen von Investoren reduzieren und so direkt die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien senken. Die Investitionssicherheit beschleunigt zusätzlich die technische Entwicklung, was ebenfalls zur Kostensenkung beitragen kann.

4.1 Der Beitrag der Erneuerbaren Energien und des EEG zum Klimaschutz

Durch die Förderung der Erneuerbaren Energien im Strombereich konnten im Jahr 2006 rund 44 Mio. Tonnen CO₂ eingespart werden (2005: 38 Mio. Tonnen CO₂) [1]. Bislang hat kein anderes Instrument (wie z. B. das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz, der Emissionshandel, die Ökologische Steuerreform, das Marktanzreizprogramm für Erneuerbare Energien, etc.) zu vergleichbaren CO₂-Einsparungen geführt. Insgesamt sind durch die Nutzung der Erneuerbaren Energien im Jahr 2006 in Deutschland in den Bereichen Strom, Wärme und Treibstoffe rund 100 Mio. Tonnen CO₂-Emissionen vermieden worden [1].

Abbildung 4-1

CO₂-Vermeidung durch die Nutzung Erneuerbarer Energien im Jahr 2006 nach [1]

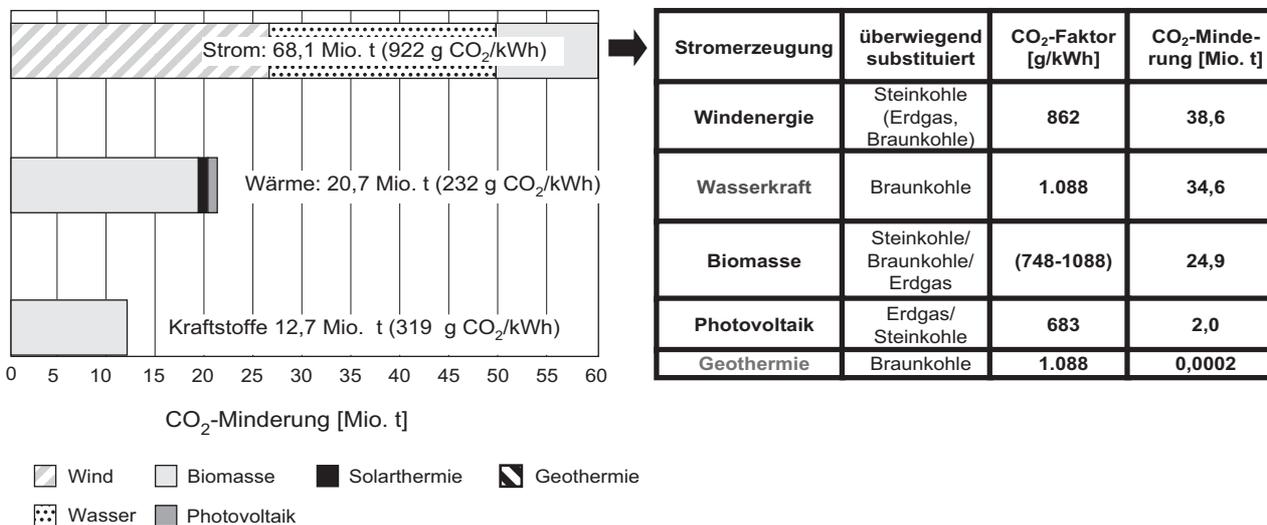
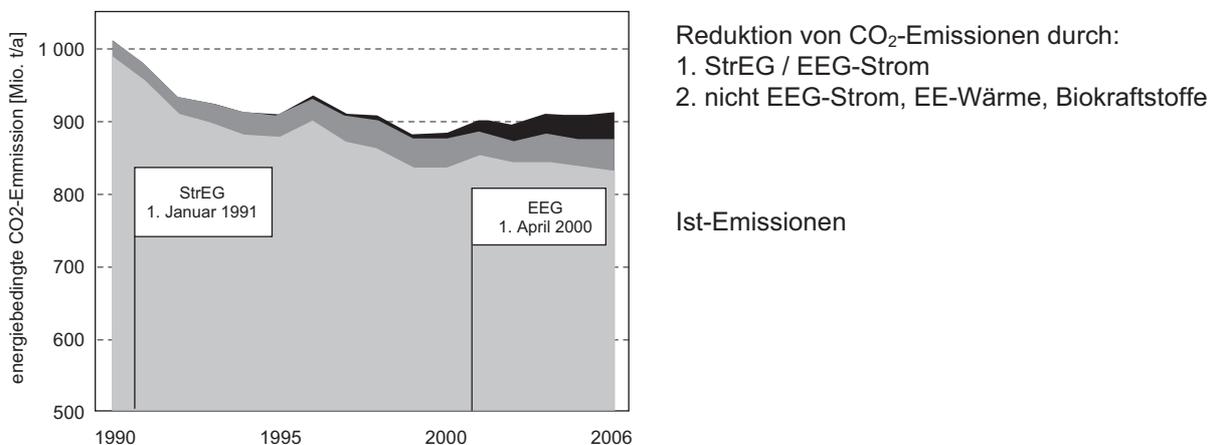


Abbildung 4-2

Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2006 [2]



Im Jahr 2006 sind dem EEG mit rund 44 Mio. Tonnen fast die Hälfte aller durch Erneuerbare Energien vermiedenen CO₂-Emissionen zuzurechnen (Abb. 4-1). Ähnliches gilt für die Reduktion des Ausstoßes von Luftschadstoffen wie Schwefeloxiden, Stickstoffoxiden usw. und die Einsparung fossiler Energieträger [1]¹.

Die Höhe der mit der Nutzung Erneuerbarer Energien verbundenen CO₂-Vermeidungskosten wurde in verschiedenen Studien untersucht. Tab. 4-1 gibt eine Übersicht über die Ergebnisse von drei Studien aus den letzten drei Jahren. Infolge unterschiedlicher Annahmen und Methoden kommen die Studien zu einer großen Bandbreite von

Ergebnissen. Dabei geben die DLR-Leitstudie (2004) und die dena Netzstudie I (2005) auf Grund der Kostendegression (Lernkurveneffekte) bei den erneuerbaren Energietechnologien und den zu erwartenden steigenden Kosten der fossilen Energieträger unterschiedlich sinkende CO₂-Vermeidungskosten an (mit Ausnahme der Wasserkraft).

Die seit Erstellung der hier genannten Studien neu erlangten Erkenntnisse zu den Stromgestehungskosten bei Biogas und Wind Offshore sowie Photovoltaik haben Auswirkungen auf die CO₂-Vermeidungskosten und sind hier nicht abgebildet. Bei Biogas und Wind-Offshore dürften im Vergleich zu den genannten Studien, die in den Jahren 2004 und 2005 veröffentlicht wurden, die CO₂-Reduktionskosten tendenziell gestiegen, bei Photovoltaik tendenziell gesunken sein.

¹ Details siehe [2]

Tabelle 4-1

CO₂-Vermeidungskosten erneuerbarer Energietechniken (Euro/t CO₂) [9, 10, 11]

	Leitstudie (2004) ¹⁾			Dena Netzstudie I (2005) (Alternativszenario) ²⁾			TU München
	2000	2010	2020	2007	2010	2015	2020
Wind							70
	an Land	45	35	20	168	57	41
	Offshore	-	52	32			
Wasserkraft							22
	größer 1 MW	18	25	30			
	kleiner 1 MW	28	40	61			
Biomasse-HKW		50	38	21			
Photovoltaik		970	720	450			1.944

¹⁾ Kosten in Euro (2004); Preisentwicklung fossiler Energieträger „mittlere Variante“; Bezug: Mix neuer fossiler Kondensationskraftwerke entsprechend dem Referenzszenario.

²⁾ Kosten in Euro (2003); Preisentwicklung „hoher Erdgaspreis“ und CO₂-Zertifikatspreise steigend von 5 Euro/t CO₂ im Jahr 2005 auf konstante 12,5 Euro/t CO₂ ab 2013 (reale Preise).

4.2 Die Wirkung des EEG auf Natur und Landschaft

Der Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien ist im Sinne des Naturschutzes und kann nur nachhaltig sein, wenn er auch naturverträglich erfolgt. Dazu leistet das EEG einen Beitrag.

Seit 2004 enthält das EEG wesentliche Regelungen, potenziell auftretende Konflikte in Bezug auf ökologische Auswirkungen der Nutzung der Erneuerbaren Energien auf die Belange von Naturschutz und Landschaftspflege zu beachten, biologische Vielfalt zu erhalten und bei Bedarf Änderungen vornehmen zu können. Damit soll ein naturverträglicher Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien sichergestellt werden. Gemäß § 20 Abs. 1 EEG ist daher die ökologische Bewertung der von den Erneuerba-

ren Energien ausgehenden Wirkungen auf Natur und Landschaft Gegenstand dieses Erfahrungsberichts. Die auf die einzelnen Sparten bezogenen Kapitel des Erfahrungsberichts enthalten diesbezüglich jeweils zusammenfassende Bewertungen und Empfehlungen.

Über alle Sparten hinweg wurde grundsätzlicher und spezifischer Forschungsbedarf identifiziert, dem die Bundesressorts und ihre nachgeordneten Bereiche bereits nachgehen.

4.3 Entwicklung der EEG-Vergütungen, der Differenzkosten und der gesamtwirtschaftlichen Kosten des EEG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als notwendiges Instrument zum Ausbau Erneuerbarer Energien

Tabelle 4-2

Vergütungen für die Sparten der Erneuerbaren Energien für Anlagen, die im Jahr 2007 in Betrieb gehen (Bandbreiten) (im Übrigen siehe die einzelnen Spartenkapitel 6.1. bis 11.1.)

	Vergütungen 2007 (Bandbreiten) [ct/kWh]
Wasserkraft	3,58 – 9,67
Deponie-, Klär- und Grubengas	6,35 – 7,33
Biomasse	8,03 – 20,99
Geothermie	7,16 – 15,00
Windenergie	5,17 – 9,10
Solare Sonnenstrahlung	37,96 – 54,21

im Bereich der Stromerzeugung erwiesen. Allerdings sind diese ohne die finanzielle Förderung nach dem EEG gegenüber der konventionellen Stromerzeugung auch heute noch nicht konkurrenz- und wettbewerbsfähig und könnten nicht im Markt bestehen. Dies gilt für die einzelnen Sparten in unterschiedlichem Maße. Dabei nähert sich die Windkraft an Land am ehesten der Wettbewerbsfähigkeit, während die Photovoltaik davon vergleichsweise weit entfernt ist (siehe auch Abb. 14-3 und Abb. 14-4).

Die durchschnittliche Vergütung nach EEG entwickelte sich von 8,5 ct/kWh im Jahr 2000 auf 10,9 ct/kWh im Jahr 2006 (siehe Tab. 4-3).

So lange die Erneuerbaren Energien noch nicht wettbewerbsfähig sind, benötigen die Anlagenbetreiber die EEG-Vergütungen. Mit dem rasanten Anstieg des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung stiegen die EEG-Vergütungen von rund 1,3 Mrd. Euro in 2000 auf rund 5,8 Mrd. Euro in 2006 stark an und übertreffen damit die Erwartungen im Rahmen der EEG-Novelle 2004 erheblich (damalige Erwartung: 3,8 Mrd. Euro Vergütungsvolumen in 2010), insbesondere wegen des stärkeren Wachstums der EEG-Strommenge.

Bei Kostenbetrachtungen zum EEG sind aber nicht allein die Vergütungszahlungen maßgeblich, sondern vor allem die in § 15 EEG legal definierten Differenzkosten. Sie geben den Wert an, der sich aus dem Unterschied zwischen den von den Energieversorgungsunternehmen (EVU) an die EE-Anlagenbetreiber gezahlten Vergütungen und dem durchschnittlichen Strombezugspreis des EVU ergibt, der ohnehin von jedem Stromverbraucher über die Stromrechnung hätte gezahlt werden müssen. Die Differenzkos-

ten werden in der Praxis in Form der EEG-Umlage von den Energieversorgungsunternehmen über den Strompreis auf den Stromkunden überwälzt.

Die Entwicklung der Differenzkosten ergibt sich aus Tab. 4-5. Im Jahr 2006 betragen sie etwa 3,3 Mrd. Euro (anlegbarer Wert für den EEG-Strom: 4,4 ct/kWh, nach IfnE und DIW [12]). 2007 werden sie aufgrund des erheblichen Ausbaus der Erneuerbaren Energien noch deutlich darüber liegen; die Prognose des VDN, die erfahrungsgemäß häufig höhere Werte ausweist, als sie später tatsächlich eintreten, geht für 2007 von 4,7 Mrd. Euro aus; dem liegt ein Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch von rund 14,5 Prozent zugrunde.

Die vom Stromverbraucher zu zahlende EEG-Umlage verteilt sich auf die einzelnen Verbraucher unterschiedlich. Dabei hängen die absolute und auch die relative Belastung maßgeblich von der Höhe des Stromverbrauchs bzw. der Stromintensität ab. Im Durchschnitt lag die EEG-Umlage für die nicht über § 16 EEG begünstigten Stromverbraucher im Jahr 2006 bei etwa 0,7 ct/kWh.

Am durchschnittlichen Haushaltsstrompreis hatte sie damit einen Anteil von unter 4 Prozent [13]. An den Stromkostensteigerungen für private Haushalte hatten zwischen 2002 und 2006 Produktion, Transport und Vertrieb einen Anteil von 75,1 Prozent. Die Stromsteuer, die in Zusammenhang mit der Ökologischen Steuerreform erhoben wird, hatte einen Anteil an den Stromkostensteigerungen von 9,0 Prozent, das EEG von 13,1 Prozent, das KWK-G von 2,8 Prozent. Darüber hinaus wurde zum 1. April 1996 und zum 1. Januar 2007 die Mehrwertsteuer erhöht.

Tabelle 4-3

Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütung pro Sparte in Cent/kWh von 2000 bis 2006 nach [4]¹⁾

	Wasser- kraft [ct/kWh]	Deponie-, Klär-, Grubengas [ct/kWh]	Biomasse [ct/kWh]	Geo- thermie [ct/kWh]	Wind- energie [ct/kWh]	Solare Strahlungs- energie [ct/kWh]	Durch- schnitt- liche EEG- Vergütung [ct/kWh]
2000	7,21		9,62		9,10	51,05	8,50
2001	7,25		9,51		9,10	50,79	8,69
2002	7,25		9,49		9,09	50,43	8,91
2003	7,24		9,38		9,06	49,11	9,16
2004	7,32	7,04	9,70	15,00	9,02	50,83	9,29
2005	7,35	6,99	10,80	15,00	8,96	52,96	10,00
2006	7,45	7,01	12,27	12,50	8,90	53,01	10,88

¹⁾ vermiedene Netznutzungsentgelte sind nicht berücksichtigt

Tabelle 4-4

Entwicklung des EEG-Vergütungsvolumens von 2000 bis 2006 in Mio. Euro [4]

	Wasser- kraft [Mio. €]	Deponie-, Klär-, Grubengas [Mio. €]	Biomasse [Mio. €]	Geo- thermie [Mio. €]	Wind- energie [Mio. €]	Solare Strahlungs- energie [Mio. €]	Summe [Mio. €]
2000	396 ¹⁾		75		687	19	1.177
2001	442 ¹⁾		140		956	39	1.577
2002	477 ¹⁾		232		1.435	82	2.226
2003	428 ¹⁾		327		1.696	154	2.604
2004	338	182	509	0,0	2.301	283	3.612
2005	364	219	795	0,0	2.441	679	4.498
2006	367	196	1.337	0,0	2.734	1.177	5.810

¹⁾ Einschließlich Deponie-, Klär- und Grubengas

Tabelle 4-5

Entwicklung der EEG-Differenzkosten von 2000 bis 2006 in Mio. Euro
(ohne Abzug der vermiedenen Netznutzungskosten)

	Wasser- kraft [Mio. €]	Deponie-, Klär-, Grubengas [Mio. €]	Biomasse [Mio. €]	Geothermie [Mio. €]	Wind- energie [Mio. €]	Solare Strahlungs- energie [Mio. €]	Summe ² [Mio. €]
2000	282	0	59	0	530	19	889
2001	295	0	105	0	703	37	1.139
2002	329	0	177	0	1.080	78	1.664
2003	253	0	224	0	1.144	144	1.765
2004	200	105	352	0	1.540	266	2.464
2005	180	103	521	0	1.428	631	2.863
2006	149	73	857	0	1.379	1.079	3.537

Dabei liegt der Strompreis für Haushaltskunden mit rund 19 ct/kWh deutlich höher als der Strompreis für Industriekunden, die in der Regel eigene Verträge mit den EVU bzw. Netzbetreibern abschließen. Der individuell ausgehandelte Strompreis für diese Großkunden liegt im Schnitt bei rund 4,5 ct/kWh. Entsprechend diesen Schwankungs-

breiten beim individuell zu zahlenden Strompreis fällt der Anteil, der auf der EEG-Belastung beruht, auch unterschiedlich hoch aus: Während er ungefähr rund 4 Prozent am durchschnittlichen Haushaltsstrompreis (19 ct/kWh) beträgt, kann der Anteil bis zu rund 8,5 Prozent der Stromkosten bei Stromkunden des produzierenden Gewerbes/Industrie ausmachen, die nicht durch die besondere Ausgleichsregel entlastet werden [14].

² Die vermiedenen Netznutzungsentgelte sind hier nicht eingerechnet; werden diese, wie bei den VDNAbrrechnungen üblich, abgezogen, ergeben sich rund 3,3 Mrd. Euro gesamte EEG-Differenzkosten.

Tab. 4-6 gibt anhand einiger exemplarischer Stromkunden einen Überblick über die durchschnittlichen EEG-Umlagen

Tabelle 4-6

Überblick über die durchschnittliche Auswirkung der EEG-Umlage auf ausgewählte Stromverbrauchergruppen im Jahr 2005 [14]

Stromkunde	EEG-Umlage [Euro / Jahr]	Mehrkosten an Stromkosten [%]	Mehrkosten am Umsatz [%]
3-Personenhaushalt	23	3,65	0,05
Einzelhandel	526	4,80	0,02
Krankenhaus	13.138	7,38	0,09
Nichtprivilegierte Verbraucher des produzierenden Gewerbe	59.202	8,45	0,59
Privilegierte Verbraucher des produzierenden Gewerbe	10.839	1,63	0,11
Teilprivilegierte Verbraucher des produzierenden Gewerbe	101.954	2,01	0,17
Vollprivilegierten Verbraucher des produzierenden Gewerbe	528.000	1,03	0,12

ausgewählter Stromverbrauchergruppen. Ebenfalls angegeben sind die entsprechenden jeweiligen durchschnittlichen Anteile der EEG-Umlage dieser Stromverbrauchergruppen an den Stromkosten und am Umsatz [14].

Neben den EEG-Differenzkosten sind weitere Kostenwirkungen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien festzustellen, die sich mittelbar auf den Stromverbraucher auswirken, die aber aufgrund ihrer Komplexität nicht in Gesamtheit quantifiziert werden können:

- Zusätzlicher Bedarf an Regel- und Ausgleichsenergie aufgrund der schwankenden Einspeisung vor allem bei der Windstromproduktion.
- Keine optimale, kosteneffiziente Auslastung bestehender konventioneller Kraftwerke aufgrund der vorrangigen Einspeisung von EEG-Strom.
- Zusätzliche Netzaus- und umbaukosten wegen der regional konzentrierten und teilweise weit von den Verbrauchsstandorten entfernten Windenergie-Erzeugung.
- Die durch das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz von den Anlagenbetreibern auf die Netzbetreiber verlagerten Netzausbaukosten.
- Transaktionskosten der Übertragungsnetzbetreiber für die bilanzmäßige Abwicklung des EEG.

– Kosten der Netzbetreiber zur Erfüllung der Transparenzregelungen nach § 15 ff. EEG.

– Kosten der BNetzA zur Überwachung der Transparenzregelungen.

Diese EEG-bedingten zusätzlichen Kosten werden – soweit rechtlich zulässig – über die Netznutzungsgebühren der jeweiligen Netzbetreiber umgelegt, erhöhen den allgemeinen Strompreis und gehen in die Produktionskosten ein.

4.4 Positive gesamtwirtschaftliche Wirkungen des EEG, Umsätze und Arbeitplatzeffekte

Neben den betriebswirtschaftlichen gibt es auch gesamtwirtschaftliche Effekte des EEG. Diese sind weder untereinander noch mit den EEG-bedingten Kosten saldierbar.

- Ein relevanter Effekt des EEG ist die Vermeidung externer Schadenskosten. Durch die Substitution fossiler Stromerzeugung verringert das EEG deren insbesondere CO₂-bedingten externe Kosten (Umweltschäden) in nennenswertem Umfang.
- Das EEG bewirkt Einsparungen beim Import von Steinkohle und Gas nach Deutschland. Diese beliefen sich 2006 auf etwa 0,9 Mrd. Euro [2].

BMU ist der Auffassung, dass das EEG aufgrund der speziellen Preisbildungsmechanismen auf dem Strommarkt in den letzten Jahren durch das gesteigerte Stromangebot außerdem einen deutlichen Preis dämpfenden Einfluss auf die Stromhandelspreise in Deutschland ausgeübt hat (sog. Merit-Order-Effekt). BMWi hält es dagegen für unzulässig, den Merit-Order-Effekt als Einsparung für den Verbraucher darzustellen, da aus kurzfristigen Preiseffekten am Spotmarkt aufgrund der vorrangigen Einspeisung nicht nachgefragten EEG-Stroms nicht generell ein Rückschluss auf die Wirkung der Erneuerbaren Energien im Allgemeinen gezogen werden kann.

Vom EEG gehen erhebliche Innovations- und Beschäftigungsimpulse aus, die durch Maßnahmen im Bereich von Forschung und Entwicklung, der Exportförderung usw. verstärkt werden. Dadurch ist in Deutschland eine Branche entstanden, die inzwischen in allen Sparten der Erneuerbaren Energien zu den Technologieführern im globalen Kontext gehört. Dies gilt nicht nur für Anlagenhersteller und Systemanbieter, sondern vor allem auch für Komponentenhersteller und Zulieferbetriebe. Daraus resultieren bereits erhebliche Exporterfolge. So lag die Exportquote der Windenergiebranche 2006 bei rund 70 Prozent.

Die Erneuerbaren Energien haben sich in Deutschland zu einem zunehmend bedeutenderen Wirtschaftsfaktor entwickelt (siehe auch Kapitel 14.3). Eine erste Analyse für das BMU zeigt, dass der Inlandsumsatz im Jahr 2006 gegenüber 2004 um 10,6 Mrd. Euro (rund 86 Prozent) auf rund 22,9 Mrd. Euro gestiegen ist (siehe Abb. 4-3). Davon entfielen etwa 2/3 bzw. 15 Mrd. Euro auf den Strom-

bereich, von denen der allergrößte Teil (rund 14,2 Mrd. Euro) dem EEG-Strom zuzurechnen war (vgl. Abb. 4-4).

Zwischen 2002 und 2006 lagen die kumulierten Umsätze im Strombereich bei insgesamt etwa 53 Mrd. Euro; diese Summe verteilt sich zu knapp 60 Prozent auf Investitionen in Neuanlagen und gut 40 Prozent auf den Anlagenbetrieb. In Zukunft wird dem Export steigende Bedeutung zukommen.

Damit verbunden ist auch ein deutlicher Beschäftigungszuwachs. Nach einer im September 2007 abgeschlossenen wissenschaftlichen Untersuchung unter Leitung des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) [3] stieg die Zahl der direkt und indirekt Beschäftigten in allen Sektoren der Erneuerbaren Energien (Strom, Wärme und Biokraftstoffe) in Deutschland von gut 160 000 im Jahr 2004 um knapp 50 Prozent bzw. rund 75 000 auf rund 236 000 im Jahr 2006 an. Die Zahl der Arbeitsplätze in der Branche der Erneuerbaren Energien im Jahr 2006 lag mehr als zweieinhalb Mal höher als im Jahr 2000. Hierbei sind der Außenhandel, vorgelagerte Wertschöpfungsstufen sowie die durch öffentliche und gemeinnützige Mittel zugunsten der Erneuerbaren Energien entstandene Beschäftigung berücksichtigt; nicht berücksichtigt sind jedoch die durch den Ausbau von Produktionskapazitäten entstandenen Effekte (2006: rund 23 500 Arbeitsplätze, davon etwa 12 900 auf das EEG zurückzuführen).

Ursächlich für die steigende Anzahl von Arbeitsplätzen sind vor allem die große Nachfrage nach Anlagen zur Wärmeerzeugung, die u. a. auf die hohen Öl- und Gas-

Abbildung 4-3

Gesamtumsatz mit Erneuerbaren Energien in Deutschland 2006 (Investition und Betrieb) [2]

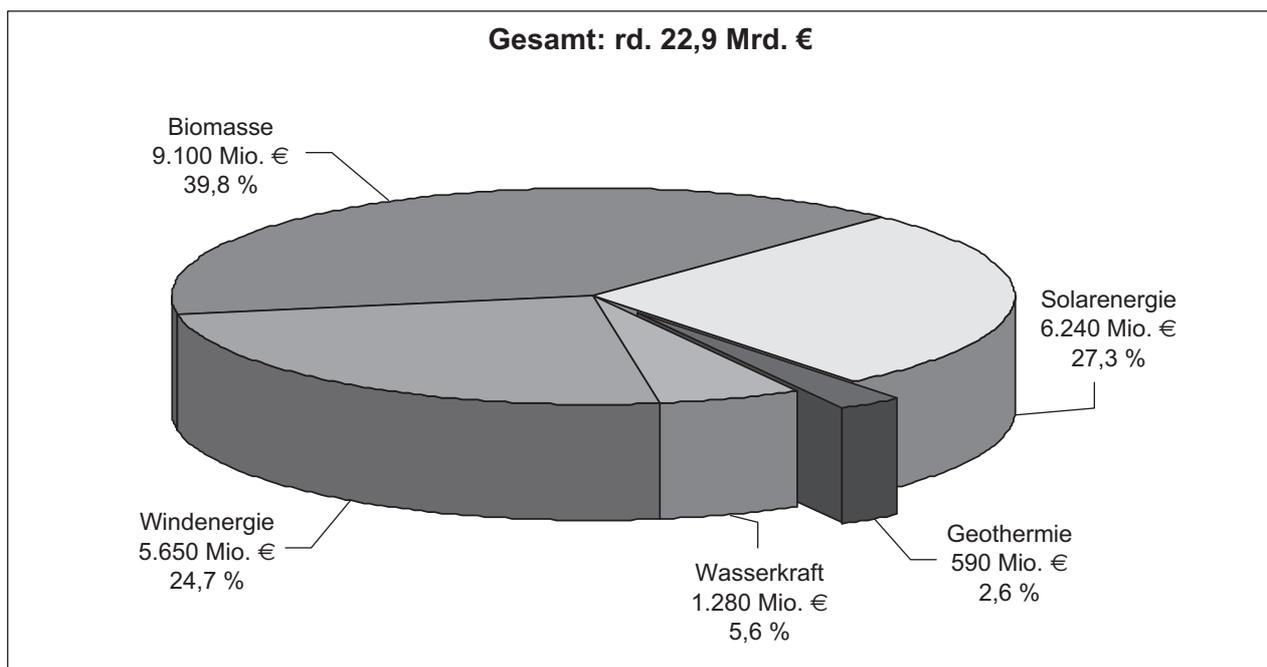


Abbildung 4-4

**Umsatz mit Erneuerbaren Energien in Deutschland 2006, der dem EEG zuzurechnen ist
(Investition und Betrieb) nach [1, 3]**

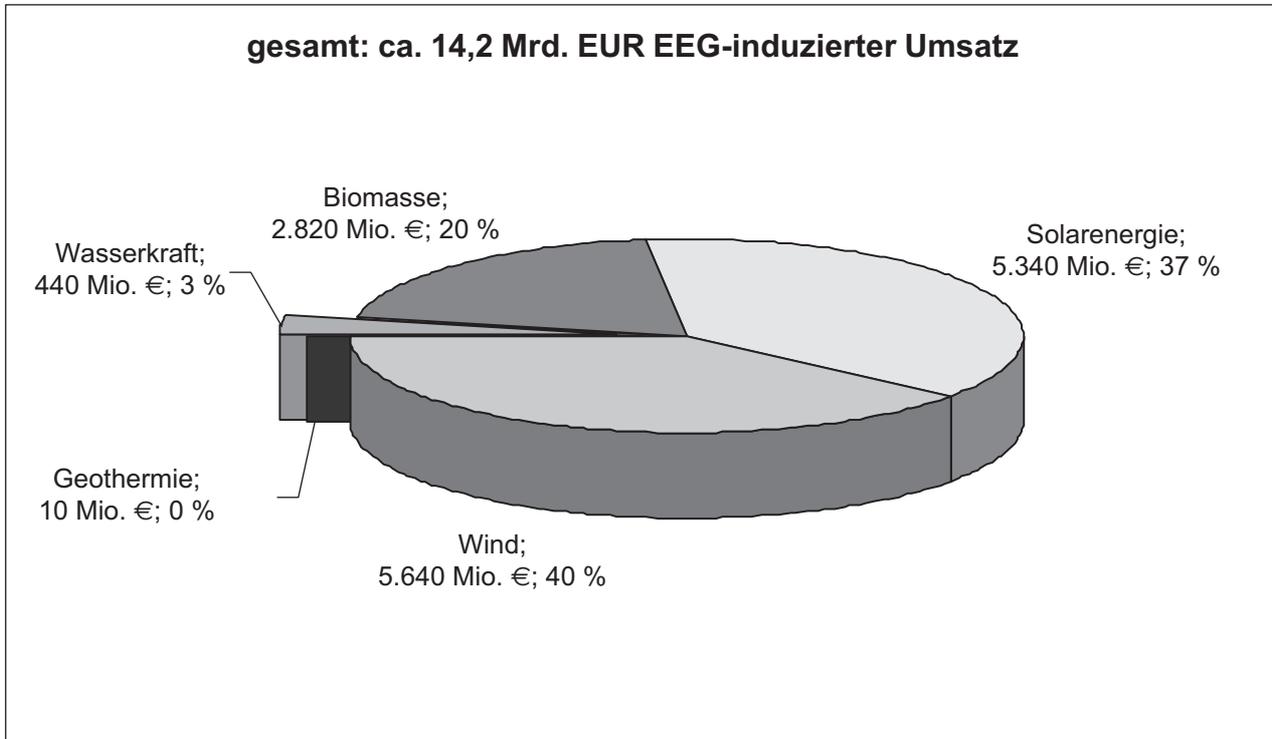


Abbildung 4-5

**Beschäftigte im gesamten Bereich der Erneuerbaren Energien (Strom, Wärme, Treibstoff)
in Deutschland 2004 und 2006 [3]**

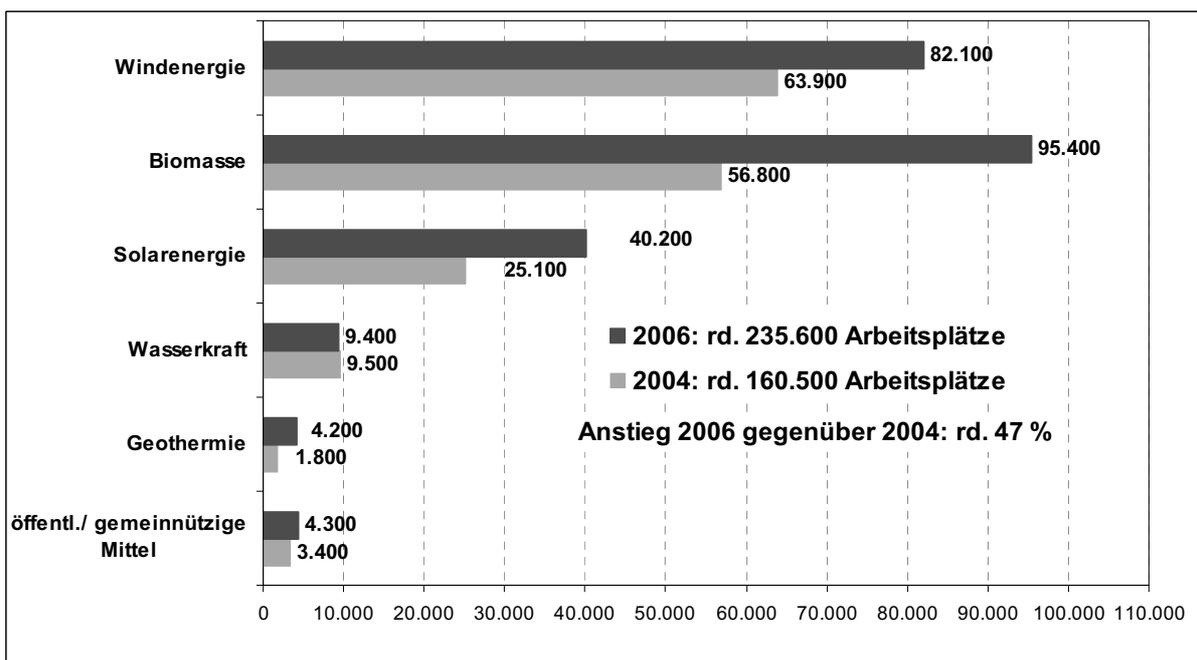
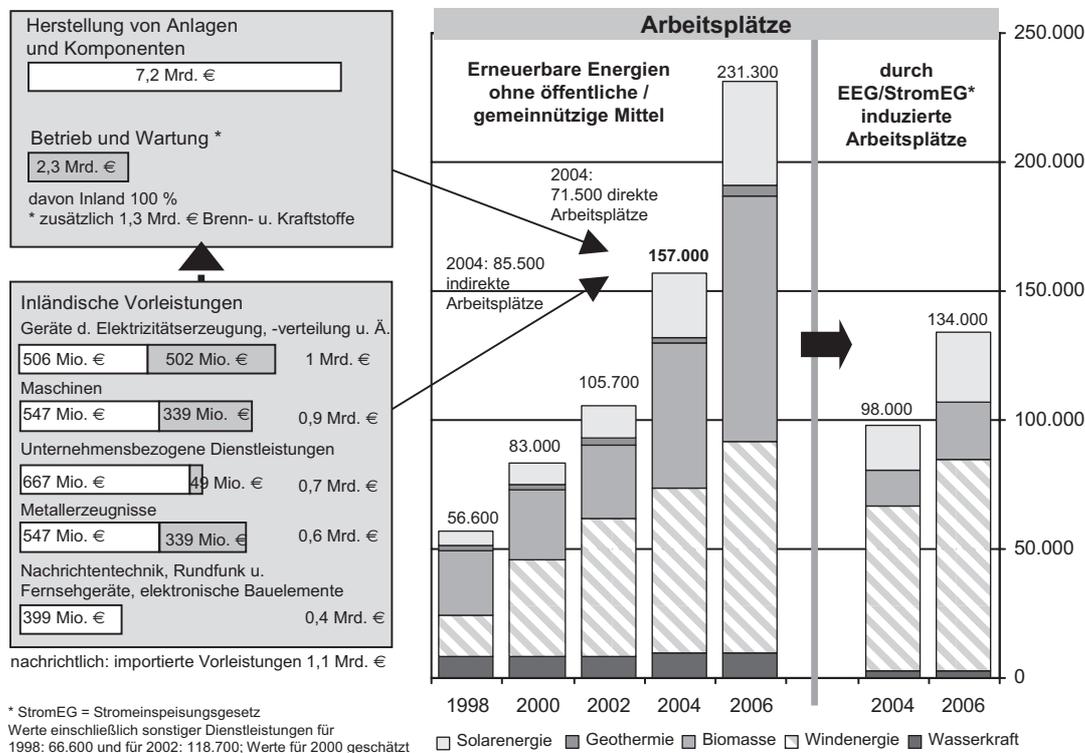


Abbildung 4-6

Entwicklung der Beschäftigung in der Branche der Erneuerbaren Energien und durch EEG/Stromeinspeisungsgesetz induzierte Beschäftigung zwischen 1998 und 2006 [3]



preise zurückzuführen ist, die zunehmende Produktion von Anlagen und Komponenten, speziell im Bereich Biogas und Photovoltaik, Exporte der Windindustrie sowie die deutlich gestiegene Bereitstellung von Biobrenn- und Biokraftstoffen.

Von den für das Jahr 2006 ermittelten rund 236 000 Arbeitsplätzen sind rund 134 000., d. h. knapp 60 Prozent, dem EEG zuzurechnen. Die durch den Einsatz öffentlicher und gemeinnütziger Mittel resultierenden Arbeitsplätze sind dabei aus methodischen Gründen nicht berücksichtigt (eindeutige Zuordnung zum EEG nicht möglich). Auf die Windenergie entfiel dabei 2006 mit rund 82 000 Arbeitsplätzen (2004: rund 64 000 Arbeitsplätze) deutlich mehr als die Hälfte der EEG-induzierten Beschäftigung. Die Photovoltaik legte demnach 2006 gegenüber 2004 (rund 17 500) deutlich um über 40 Prozent auf etwa 27 000 Arbeitsplätze zu. Auf die Stromerzeugung aus Biomasse entfielen rund 22 000 Arbeitsplätze (2004: 14 000), während der Beschäftigungsbeitrag der Wasserkraft mit knapp 3 000 Arbeitsplätzen in etwa konstant blieb. Die geothermische Stromerzeugung hatte im Untersuchungszeitraum noch geringe Beschäftigungswirkungen, was sich in Zukunft jedoch ändern dürfte.

Neben den genannten positiven Beschäftigungswirkungen hat der Ausbau der Erneuerbaren Energien auch negative Arbeitsplatzeffekte. Diese ergeben sich aus volkswirtschaftlicher Sicht insbesondere daraus, dass die aktuellen Mehrkosten der EEG-Förderung zu Kaufkraftverlusten

und – hieraus resultierend – Arbeitsplatzverlusten in anderen Branchen führen.

Wichtig ist in diesem Zusammenhang allerdings, dass in einer Netto-Betrachtung auch dann eine Zunahme der Beschäftigung zu verzeichnen ist, wenn die durch den Ausbau Erneuerbarer Energien wirksamen negativen Beschäftigungseffekte berücksichtigt werden. Laut aktuellen Studien beläuft sich der Netto-Beschäftigungseffekt im Jahr 2006 auf 67 000 bis 78 000 Arbeitsplätze [3].

Allerdings muss insgesamt berücksichtigt werden, dass die im Erneuerbaren Energien Bereich geschaffenen Arbeitsplätze stark von der Wettbewerbsfähigkeit der einzelnen Technologien – und somit von den Förderbedingungen – abhängig sind.

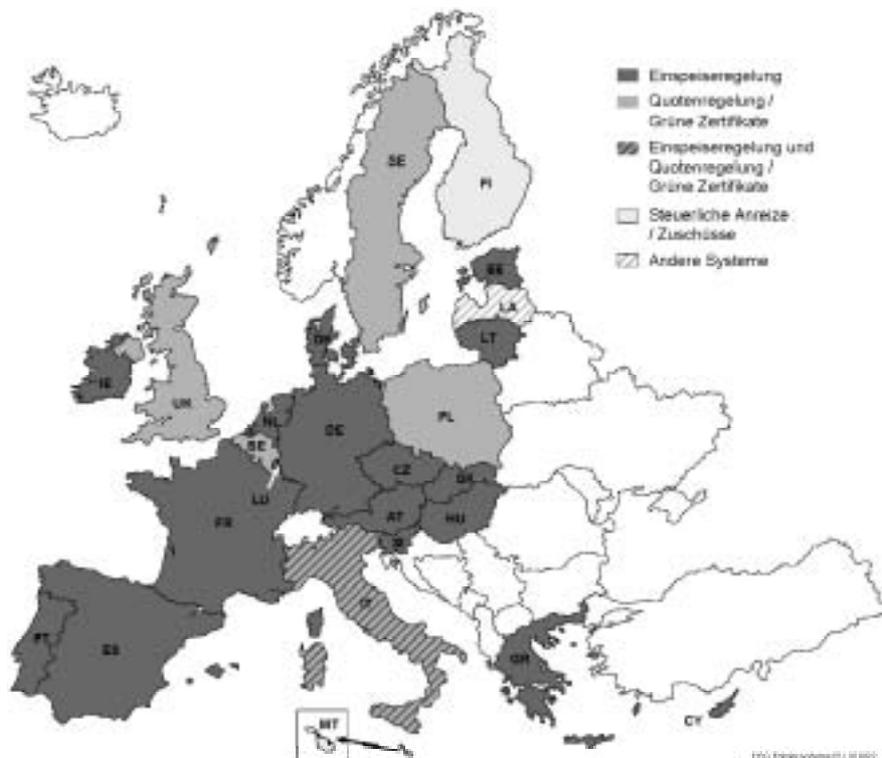
4.5 Das EEG im EU- und internationalen Vergleich

Inzwischen wurden in 18 Mitgliedstaaten der Europäischen Union Einspeisevergütungsmodelle etabliert (Abb. 4-7), denen auch die Europäische Kommission eine hohe Effektivität und wirtschaftliche Effizienz insbesondere für die Förderung der Windenergienutzung bescheinigt [15]. Weltweit sind heute in mehr als 40 Ländern Einspeisevergütungsmodelle für Strom aus Erneuerbaren Energien implementiert.

Insgesamt sind die mit Abstand meisten Windenergieanlagen in Ländern gebaut worden, in denen eine mit dem

Abbildung 4-7

Förderinstrumente zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im europäischen Strommarkt 2006 (ohne Rumänien und Bulgarien, die erst am 1. Januar 2007 der EU beigetreten sind) [17]



EEG vergleichbare Einspeisevergütungsregelung für Strom aus Erneuerbaren Energien besteht bzw. bestand. Allein in Dänemark, Spanien und Deutschland waren im Jahr 2006 mit rund 35 370 MW installierter Leistung knapp 73 Prozent der Windenergieleistung der EU-25 (48 027 MW) und gut 48 Prozent der weltweiten Windenergieleistung (74 223 MW) installiert [16].

Um die Erfahrungen besser zwischen den Ländern mit Einspeisevergütungsregelungen auszutauschen, voneinander zu lernen und durch den Erfahrungsaustausch andere Länder bei der weiteren Verbesserung oder der Einführung von Einspeisevergütungsregelungen zu unterstützen, wurde im Jahr 2004 die „International Feed-In Cooperation“ ins Leben gerufen. Mitglieder dieser Kooperation sind derzeit Deutschland, Slowenien und Spanien; weitere Mitglieder sind willkommen. Mit der Durchführung von internationalen Workshops und Forschungsvorhaben sowie einem eigenen Internetauftritt (www.feed-in-cooperation.org) werden Idee, Erfahrungen und Vorteile der Einspeisevergütungsregelung für Strom aus Erneuerbaren Energien in der Politik, der Forschung und der interessierten Öffentlichkeit verbreitet.

Eine Befragung der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2006 kommt zu dem Ergebnis, dass 80 Prozent der EU-Bürger Solarenergie favorisieren. Auch bei den ande-

ren Erneuerbaren Energien ist die Zustimmung sehr hoch: 71 Prozent geben der Windenergie den Vorzug, 65 Prozent der Wasserkraft, 60 Prozent der Meeresenergie (Tidenkraft, Wellenkraft, Meeresströmungen) und 55 Prozent der Biomassennutzung [18]. Zu ähnlichen Ergebnissen kommt eine Befragung der deutschen Bevölkerung, die im Herbst 2006 vom Bundesumweltministerium veröffentlicht wurde [19]. Anders sieht es in vielen Fällen aus, wenn Menschen vom Bau z. B. von Biogas- oder Windenergieanlagen in ihrer Umgebung betroffen sind. Hier zeigt sich zum Teil erheblicher Widerstand. Wichtig ist in diesem Zusammenhang eine frühzeitige Partizipation der Beteiligten.

5 Spartenübergreifende Aspekte

Allgemeiner Finanzierungsvorbehalt

Auch in den kommenden Haushaltsjahren 2009 ff. wird der Ausbau einer effizienten Energie- und Klimapolitik im Einklang stehen müssen mit den Konsolidierungszielen der Bundesregierung, ihrer verabschiedeten Finanzplanung bis 2011 und der notwendigen weiteren Rückführung der Neuverschuldung des Bundes. Über die einzelnen Maßnahmen entscheidet das Bundeskabinett im Rahmen seiner künftigen Haushaltsplanberatungen.

5.1 Gemeinsames Analyseraster

Zur Erstellung dieses EEG-Erfahrungsberichtes wurden insbesondere zwei Forschungsvorhaben verwendet, die von BMU bzw. BMWi in Auftrag gegeben wurden.

BMU beauftragte ein Konsortium unter Leitung des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (Stuttgart), an dem Fichtner AG (Stuttgart), Deutsche WindGuard GmbH (Varel), Institut für ZukunftsEnergieSysteme (Saarbrücken), GtV-Service GmbH (Geeste), Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (Münster), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (Wuppertal) sowie Bosch und Partner GmbH (Hannover) beteiligt waren. Der zweite Zwischenbericht dieses Vorhabens vom Sommer 2007 lag den beteiligten Ministerien intern vor; der Endbericht wird in Kürze veröffentlicht [1].

BMWi beauftragte das Institut für Energetik und Umwelt (Leipzig) und die Prognos AG (Berlin). Das Gutachten wurde im November 2006 veröffentlicht [14].

Die Vorgehensweise und die Ergebnisse der dem EEG-Erfahrungsbericht zugrunde liegenden Gutachten unterscheiden sich in einigen Punkten. Deshalb werden Vorgehensweise, Grundannahmen und Ergebnisse im Anhang (Kapitel 15.1) parallel vorgestellt.

5.2 Einspeisemanagement

In Zeiten mit einer hohen Stromeinspeisung aus EE-Anlagen, zurzeit vornehmlich in Starkwindzeiten, treten in einzelnen Regionen Deutschlands zunehmend Netzengpässe auf (siehe hierzu auch Kapitel 12). Die Gründe hierfür liegen in der veränderten Erzeugungs- und Handelsstruktur, der fehlenden Netzsystemoptimierung sowie im sich verzögernden Netzausbau im Verteil- und Übertragungsnetz. Vor diesem Hintergrund wurde in der Neufassung des EEG im Jahr 2004 in § 4 EEG das so genannte „Erzeugungsmanagement“ eingeführt. Die praktische Umsetzung dieser Regelung führte zu einem für die EE-Anlagenbetreiber in steigendem Maße wirtschaftlich kritischen Abregeln von Windenergieanlagen. Daher sollte das Erzeugungsmanagement durch ein „Einspeisemanagement“ abgelöst werden, welches stärker darauf zielt, dass eine größtmögliche Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen ermöglicht wird. Das Einspeisemanagement ersetzt die Verpflichtung der Netzbetreiber zum unverzüglichen Netzausbau nach § 4 Abs. 2 EEG nicht.

Bislang wenden Netzbetreiber in Engpasssituationen das Erzeugungsmanagement an, indem sie die an ihr Netz angeschlossenen EE-Anlagen, zurzeit noch vornehmlich Windenergie sowie zunehmend auch Biomasseanlagen in Regionen mit einem hohen Anteil an Windstrom, ganz oder teilweise vom Netz nehmen.

Wegen des stetig steigenden Einsatzes des Erzeugungsmanagements in bestimmten Regionen und der damit verbundenen Einnahmeverluste wird die Finanzierung von EE-Anlagen deutlich erschwert, da bisher die Häufigkeit der Anwendung des Erzeugungsmanagements nicht oder nur mit erheblichen Unsicherheiten prognostiziert werden

kann. Dies stellt ein wesentliches Investitionshemmnis für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in Regionen mit bereits auftretenden bzw. in Zukunft erwarteten Netzengpässen dar und gefährdet die Ausbauziele sowie damit auch die Klimaschutzziele des Bundes. Vor diesem Hintergrund besteht Handlungsbedarf.

Ziel einer entsprechenden Regelung muss es sein, einen möglichst hohen Anteil von Strom aus EE-Anlagen unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit nach dem Energiewirtschaftsgesetz in das Verbundnetz zu integrieren und dabei den gesetzlich vorgeschriebenen, unverzüglichen Netzausbau nicht zu beeinträchtigen. Vor diesem Hintergrund sollte die bestehende Regelung im EEG zum Einspeisemanagement optimiert werden. Mit einer weiteren Ausgestaltung der Regelungen zum Einspeisemanagement muss eine Erhöhung der Transparenz sowie der Rechts-, Planungs- und Investitionssicherheit für Betreiber von EE- und bestehenden KWK-Anlagen sowie für Netzbetreiber erreicht werden. In diesem Zusammenhang ist auch die bestehende Berichtspflicht nach § 12 Abs. 3a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) wichtig.

Die weitere Ausgestaltung des Einspeisemanagements sollte insbesondere dessen Einsatz an die vorherige Ausschöpfung aller wirtschaftlichen Optimierungsmöglichkeiten des Netzbetriebs entsprechend dem Stand der Technik durch den Netzbetreiber knüpfen. Insbesondere ist zu prüfen, welche Optimierungsmaßnahmen kurz- und mittelfristig Anwendung finden können (z. B. Temperaturleiter-Monitoring oder Hochtemperatur-Leitenseile). Der parallel hierzu erforderliche Netzausbau muss möglichst über das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz hinaus weiter beschleunigt werden. Die EE-Anlagenbetreiber sollten dazu verpflichtet werden, sicherzustellen, dass ihre Anlagen im Netzengpassfall vom Netzbetreiber ferngesteuert geregelt werden können; dies kann eine Verpflichtung zu einer entsprechenden technischen Ausstattung der Anlagen, aber auch eine Sanktionierung umfassen, falls eine EE-Anlage im Netzengpassfall nicht angesteuert werden kann. Für EE-Anlagenbetreiber, die vom Einspeisemanagement besonders betroffen sind, ist zu prüfen, ob eine spezielle Ausgleichsregelung geschaffen werden sollte, um die Finanzierbarkeit neuer Projekte zu gewährleisten und einen effizienten Einsatz des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber zu gewährleisten. Schließlich sollten durch eine Bagatellgrenze Anlagen unterhalb einer installierten Leistung von 100 kW_{el} von den Regelungen zum Einspeisemanagement ausgenommen werden, um kleine Anlagen, insbesondere von Privatpersonen, nicht übermäßig zu belasten.

5.3 Verfügbarkeit von Daten zum Ausbau von EEG-Anlagen und die bisherige Arbeit der Bundesnetzagentur (BNetzA)

Für die Berichterstattung und die Entscheidung über politische Maßnahmen ist eine gute Datengrundlage unabdingbar. Aufgrund der schnellen Entwicklung im Bereich der Erneuerbaren Energien und der hohen Anzahl kleiner und mittlerer Anlagen ist es vergleichsweise aufwendig, eine umfassende und aktuelle Datengrundlage zu erstellen.

len. Derzeit ist die Datengrundlage in den einzelnen Sparten zwar unterschiedlich gut, allerdings in allen Sparten unzureichend. Dies bezieht sich insbesondere auf die Anzahl und Leistung der Anlagen, die Standorte und Stromproduktion sowie im Falle der Nutzung von Biomasse oder der Geothermie auf die Auskopplung von Wärme und die energetische Effizienz der Anlagen. Unbefriedigend ist auch die Datensituation im Bereich der Auswirkungen von Erneuerbare-Energien-Anlagen auf Natur und Landschaft, insbesondere bei der Wasserkraft und Biomasse einschließlich der Agrarstatistik.

Handlungsempfehlungen zum Einspeisemanagement

Regelungen innerhalb des EEG

- Bindung des Einsatzes des Einspeisemanagements an die Ausschöpfung aller wirtschaftlich zumutbaren Netzoptimierungsmöglichkeiten nach Stand der Technik.
- Verpflichtender Einsatz des technisch optimierten Einspeisemanagements, das diejenigen EE-Erzeugungseinheiten zuerst heranzieht, die den stärksten Effekt auf die Sicherstellung der (n-1)-Sicherheit erwarten lassen. Ziel des technisch optimalen Einspeisemanagements ist die Sicherstellung der Netzsicherheit zu den betriebs- und volkswirtschaftlich geringsten Kosten und gleichzeitig größtmöglicher Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen.
- Verpflichtung der EE-Anlagenbetreiber sicherzustellen, dass ihre Anlagen im Netzengpassfall vom Netzbetreiber ferngesteuert geregelt werden können. Unter der Maßgabe der wirtschaftlichen Vertretbarkeit wird geprüft, ob bestehende kleine Biomasse-KWK-Anlagen ausgenommen werden können.
- Ausnahme von Anlagen unterhalb einer bestimmten Leistungsschwelle (Bagatellgrenze für Anlagen kleiner 100 kW_{el}) von den Regelungen zum Einspeisemanagement.
- Transparente Ausgestaltung des Einspeisemanagements zwischen Netz- und Anlagenbetreibern, auch im Vorfeld der Anwendung.
- Prüfung der Einführung einer besonderen Ausgleichsregelung für EE-Anlagenbetreiber, die in besonderem Maße (Härtefall) in ihrem Energieertrag durch das Einspeisemanagement betroffen sind. Dabei wird auch geklärt, warum bisher zwischen Anlagen- und Netzbetreibern keine diesbezüglichen Vereinbarungen zustande gekommen sind.

Flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG

- Einführung gleichlaufender Regelungen im KWK-G.

Die bisherige Arbeit der Bundesnetzagentur auf der Grundlage des geänderten EEG vom 7. November 2006

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) nimmt für den Bereich Energie die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze in ihrem Zuständigkeitsbereich wahr. Den rechtlichen Rahmen für diese Aufgaben bildet das am 13. Juli 2005 in Kraft getretene Zweite Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts. Der BNetzA wurden auf der Grundlage der ihr im Rahmen des Ersten Gesetzes zur Änderung des EEG von 2006 Kompetenzen zugewiesen, die Einhaltung der den Netzbetreibern und Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie deren Zusammenschlüssen obliegenden Verpflichtungen nach den §§ 5 Abs. 2 und 14a EEG zu überwachen. Anlass zur Überwachung besteht allerdings nach der Begründung zum 1. EEG-ÄG nur im Fall von Abweichungen. Nur in diesem Fall kommen die zur Verfügung stehenden Kompetenzen zur Sachverhaltsaufklärung und ggf. zur Durchsetzung eines rechtmäßigen Handelns zum Einsatz.

Dazu ist es allerdings erforderlich, dass die BNetzA, deren bisherige Aufgabe im völlig anderen Bereich der wirtschaftlichen Regulierung der Netze, der Entflechtung, des Netzzugangs und in der Überprüfung der Netzentgelte liegt, ein Datengerüst aufbaut, um im Fall der Fälle eingreifen zu können. Vor diesem Hintergrund baut die BNetzA derzeit eine entsprechende umfassende und aussagekräftige Datenbank auf. Erste Ergebnisse sind im Laufe des Jahres 2007 möglich. Der Vollzug dieser Aufgaben bedeutet insbesondere, dass die BNetzA in der Lage ist, die tatsächliche Wälzung des bundesweiten Ausgleichs von Energiemengen und Vergütungszahlungen zu überprüfen und im Missbrauchsfall einzugreifen.

Kompetenzen und Aufgaben der Bundesnetzagentur

Die Übertragung der Aufgaben an die BNetzA wird in der Bundestagsdrucksache 16/2455, S. 7, wie folgt begründet:

„Das EEG wird grundsätzlich nicht von staatlichen Stellen vollzogen, sondern regelt zivilrechtlich die Rechtsbeziehung von Privatpersonen. Die Erfahrung mit der Praxis in den vergangenen fünf Jahren haben gezeigt, dass aufgrund der unterschiedlichen Stellung der am EEG beteiligten privaten Akteure im System der Energiewirtschaft nicht auszuschließen ist, dass es bei der Umsetzung des EEG insbesondere im Hinblick auf die Weitergabe der entstehenden Kosten an die Letztverbraucher zu Rechtsverstößen kommt, denen nicht ausreichend mit den zur Verfügung stehenden zivilgerichtlichen Möglichkeiten begegnet werden kann.“

Deshalb hat die BNetzA gemäß § 19a Abs. 1 EEG bundeseinheitlich und ausschließlich zu überwachen, dass:

1. den EVU (Stromlieferanten) nur die nach § 5 Abs. 2 EEG gezahlten Vergütungen abzüglich der vermiedenen Netzentgelte berechnet werden,

2. Daten nach § 15 Abs. 2 EEG veröffentlicht sowie nach § 14a Abs. 8 EEG vorgelegt werden und
3. Dritten nur die tatsächlichen Differenzkosten nach § 15 Abs. 1 Satz 1 EEG angezeigt werden.

Der Vollzug dieser Aufgaben bedeutet insbesondere, dass die BNetzA den Wälzungsmechanismus, d. h. den bundesweiten Ausgleich von Energiemengen und Vergütungszahlungen, überwachen muss. Damit die BNetzA ihren Überwachungspflichten nachkommen kann, haben gemäß § 14a Abs. 8 EEG Netzbetreiber und EVU (Stromlieferanten) die Verpflichtung, ihre Endabrechnung der BNetzA bis zum 30. April 2007 in elektronischer Form vorzulegen.

Vorgehen der BNetzA

Die Bundesnetzagentur hat im Herbst 2006 mit den Vorbereitungen zur Datenerhebung begonnen. Diese erfolgte ab Januar 2007 mit der Erfassung der Stammdaten (Firma, Sitz, Rechtsform des Unternehmens, Ansprechpartner, etc.) der EVU (Stromlieferanten), die unter die Abnahmepflicht des EEG fallen. Danach wurden den Unternehmen eine Identifikationsnummer und Zugangsberechtigungen zur sicheren Kommunikation mit der BNetzA zugeteilt.

Die IT-Infrastruktur der BNetzA wurde insgesamt so angepasst, dass nicht nur Netzbetreiber Unternehmensdaten auf geschütztem Weg über das Energiedaten-Portal der BNetzA überstellen können, sondern jetzt auch EVU (Stromlieferanten).

Insgesamt sind bei der BNetzA mit Stand Juni 2007 ca. 900 Netzbetreiber und ca. 1 000 EEG-stromabnahmepflichtige Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Lieferanten) registriert. Diese Netzbetreiber und EVU sind informationspflichtig und werden von den vier Übertragungsnetzbetreibern via Erhebungsbogen befragt.

Zur Durchführung einer möglichst praktikablen Datenabfrage führte die BNetzA im Vorfeld der Datenerhebung einen intensiven Dialog mit den betroffenen Interessenverbänden. Muster für Erhebungsbögen nebst erläuternden Datendefinitionen wurden getrennt für Stromlieferanten und Netzbetreiber am 10. April 2007 auf den Internetseiten der BNetzA zur Verfügung gestellt.

Im Rahmen der ersten Datenerhebung waren alle Netzbetreiber und Stromlieferanten aufgefordert, die Daten des Kalenderjahres 2006 bis zum 30. April 2007 über das Energiedaten-Portal elektronisch an die BNetzA zu übermitteln. Der Dateneingang bis zu diesem Stichtag war allerdings bei weitem nicht vollständig.

Problematisch war hier die gesetzliche Frist zur Übergabe der Daten für Netzbetreiber und EVU (Stromlieferanten). Diese endet bereits am 30. April des Folgejahres. Zum 30. April 2007 lagen bei einer Vielzahl von Unternehmen noch nicht die von einem Wirtschaftsprüfer testierten endgültigen Daten vor, so dass bis zum Ende der gesetzlichen Frist teilweise nur vorläufige Daten geliefert und erst in den Folgemonaten die testierten Daten nachgereicht wurden. Das Verfahren der Erhebung und Prüfung der Daten ist noch nicht abgeschlossen.

Von den Netzbetreibern werden mittels des EEG-Erhebungsbogens u. a. kategorienscharf und energieträgerscharf die eingespeiste EEG-Strommenge – Angaben, die von den Anlagenbetreibern gegenüber den Netzbetreibern zu machen sind – und die dafür geleistete Vergütung abgefragt. Ebenso sind die durch die Einspeisung entstandenen vermiedenen Netznutzungsentgelte anzugeben, die bei der Vergütung des Netzbetreibers in Abzug zu bringen sind. Darüber hinaus werden energieträgerscharf und bezogen auf das Jahr der Inbetriebnahme die Anzahl der Anlagen und davon der Anteil der leistungsgemessenen Anlagen und die installierte EEG-Leistung abgefragt.

Die Stromlieferanten sind aufgefordert, netzbetreiberscharf den nicht-privilegierten und privilegierten Letztverbraucherabsatz anzugeben. Außerdem sind u. a. die während des Jahres als Abschläge abgenommene EEG-Strommenge zuzüglich der EEG-Strommenge, die aufgrund des Jahresausgleichs für Vorperioden abzunehmen/zu erstatten war und deren Vergütung mitzuteilen. Des Weiteren müssen der BNetzA der Strombezug und die durchschnittlichen Strombezugskosten des Erhebungszeitraums bekannt gegeben werden.

Die an die BNetzA für das Kalenderjahr 2006 übermittelten Daten werden nach der Plausibilitätsprüfung intern ausgewertet. Hierzu werden auch die Datenmeldungen der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen, die bis zum 30. September 2007 an die BNetzA zu erfolgen haben.

Mittels der gewonnenen Erkenntnisse wird es der BNetzA des Weiteren möglich sein, zu überprüfen, ob die Veröffentlichungen der Netzbetreiber und EVU (Stromlieferanten) auf deren Internetseiten tatsächlich gesetzeskonform erfolgen. Darüber hinaus kann im Bedarfsfall überprüft werden, ob die Differenzkostenausweisung gegenüber Dritten den Vorgaben des § 15 Abs. 1 EEG entspricht.

Aufgrund des kurzen Vorlaufs zur ersten Datenerhebung erfolgte eine halbautomatische Abfrage und Auswertung der Daten auf Basis von Excel-Bögen. Die BNetzA arbeitet gegenwärtig schwerpunktmäßig an der erforderlichen Infrastruktur, um 2008 den Marktteilnehmern eine vollautomatische Datenerfassung zu ermöglichen und damit die Übermittlung der Daten zu erleichtern.

Es ist festzustellen, dass innerhalb der Aufbauphase von nunmehr einem Jahr keine konkreten Missbrauchsfälle oder Beschwerden gegenüber der BNetzA aufgetreten sind. Mit der Errichtung der Datenbank und der Erhebung der Daten wurden in der Aufbauphase etwa acht statt der drei bis fünf Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter beschäftigt, die in der Begründung zum 1. EEGÄG zugrunde gelegt wurden. Es ist davon auszugehen, dass auch in den nächsten Jahren ein solcher Personalbedarf bestehen wird. Darüber wird im Haushaltsverfahren zu entscheiden sein.

Handlungsempfehlungen zur Datenverfügbarkeit

Regelungen innerhalb des EEG

- Die Bundesnetzagentur wird die im EEG festgelegten und die für die Einspeisevergütung notwendigen Daten erheben und aufbereiten.

5.4 Das Ausschließlichkeitsprinzip

In § 5 EEG ist das Ausschließlichkeitsprinzip verankert. Dies stellt sicher, dass Anlagen, die sowohl fossile als auch Erneuerbare Energien nutzen, keinen Anspruch auf eine EEG-Vergütung haben. Da dieser Bereich der Hybridisierung mit fossilen Brennstoffen in den relevanten Anwendungsbereichen hinreichend vom Treibhausgas-Emissionshandel abgedeckt wird, ist es sinnvoll, dieses Ausschließlichkeitsprinzip beizubehalten.

Eine Nutzung verschiedener Erneuerbarer Energiequellen in einer Anlage sollte dagegen mit dem Anspruch auf eine EEG-Vergütung vereinbar sein. Beispiele dafür sind die Kombination einer Biomasseanlage mit einer Geothermieanlage oder mit einer Anlage zur Stromproduktion aus solarer Strahlungsenergie. Ferner sollte auch der gemeinsame Einsatz von nach Biomasseverordnung anerkannter Biomasse mit Deponie- und Klärgas oder anderen Stoffen, die wegen ihres biogenen Ursprungs zwar als Biomasse gelten, jedoch keine Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung und der Vergütungsregelungen des EEG darstellen, ermöglicht werden. Solche Kombinationen können die energetische Effizienz der Anlage erhöhen und zu einer gleichmäßigeren oder regelbaren Produktion von Strom beitragen. Derartige Hybridanlagen sind heute technisch möglich und zur besseren Integration des Stroms aus Erneuerbaren Energien in das Energiesystem wünschenswert. Sie sollten daher in der EEG-Förderung berücksichtigt werden (siehe Kapitel 12).

Um eine Kombination verschiedener Erneuerbarer Energien bei Beibehaltung der Vergütungspflicht zu ermöglichen, sollte das Ausschließlichkeitsprinzip in § 8 EEG entsprechend konkretisiert werden. Dabei sollte einerseits sichergestellt werden, dass nur die Nutzung von Biomasse nach § 8 EEG vergütet wird, die unter die Biomasseverordnung fällt. Andererseits sollte eine Kombination dieser Biomassenutzung mit anderen Erneuerbaren Energieträgern sowie mit der Nutzung von Biomasse, die nicht in die Biomasseverordnung, sondern nur in den weiteren Anwendungsbereich des § 3 EEG fällt, möglich sein und entsprechend anteilig vergütet werden.

Außerdem sollte die Konkretisierung des Ausschließlichkeitsprinzips auch im Zusammenhang mit einer für die EEG-Vergütung unschädlichen Verwendung von Betriebsmitteln erfolgen, die der Steigerung der Anlageneffizienz bzw. der Steigerung der Biogasausbeute dienen. Dies sollte in der Begründung des EEG klargestellt werden.

Das Ausschließlichkeitsprinzip sollte für Biogas-NawaRo-Anlagen flexibilisiert werden. Bestimmte pflanzliche Nebenprodukte, für die kein NawaRo-Bonus gezahlt wird, sollen in Zukunft gemeinsam mit NawaRo-Biomasse eingesetzt werden dürfen. Grundlage hierfür soll eine Positivliste sein. Anspruch auf den NawaRo-Bonus soll aber nur für Strom aus Biogas entsprechend dem NawaRo-Anteil bestehen.

Weiter ist in Bezug auf die Konkretisierung des Ausschließlichkeitsprinzips zu prüfen, ob weitere Regelungen anzupassen sind, um die Kombination verschiedener Er-

neuerbarer Energieträger zu ermöglichen. Beispielsweise könnten Regeln zur Zuordnung des erzeugten Stroms zu den einzelnen Erneuerbaren Energien in § 5 EEG zweckmäßig sein.

Wichtig ist auch, bei der Anlagendefinition in § 3 Abs. 2 EEG zu prüfen, ob es sich bei Hybridanlagen um eine oder mehrere Anlagen handelt.

Handlungsempfehlungen zum Ausschließlichkeitsprinzip

Regelungen innerhalb des EEG

- Konkretisierung des Ausschließlichkeitsprinzips mit dem Ziel, die Vergütung von Strom aus einem Mix von Erneuerbaren Energien mit nicht Erneuerbaren Energien auch weiterhin auszuschließen, die Vergütung von Strom aus verschiedenen Erneuerbaren Energien jedoch problemlos möglich zu machen.
- Konkretisierung des Ausschließlichkeitsprinzips mit dem Ziel, dass die Verwendung von Betriebsmitteln zur Steigerung der Anlageneffizienz sowie der Biogasausbeute unschädlich in Bezug auf den Erhalt der EEG-Vergütung und der Boni ist.
- Flexibilisierung des Ausschließlichkeitsprinzips als Anreiz zur Verstromung bisher ungenügend genutzter Biomassepotenziale (abschließende Liste) ohne grundsätzlich den Anlagenstatus in Frage zu stellen.
- Klarstellung im EEG: die Beimischung von fossilem Gas zu Biogas, um die Qualitätsanforderung in Bezug auf die Einspeisung des Biogases ins Erdgasnetz zu erfüllen, ist unschädlich für den Erhalt der EEG-Vergütung.

5.5 Doppelvermarktungsverbot und Abgrenzung zu anderen Instrumenten

Nach § 18 Abs. 1 EEG darf Strom aus Erneuerbaren Energien nicht mehrfach verkauft werden. Nach § 18 Abs. 2 EEG dürfen Anlagenbetreiber, die für den Strom aus ihren Anlagen bereits eine EEG-Vergütung bekommen, nicht gleichzeitig Nachweise für Strom aus Erneuerbaren Energien weitergeben.

Emissionshandel

Im Rahmen des Emissionshandels trägt der § 2 Abs. 5 des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) vom 8. Juli 2004 (BGBl I, S. 1578) dem Rechnung: Anlagen, die dem EEG unterliegen, fallen nicht in den Anwendungsbereich des TEHG. Eine Doppelvermarktung im Rahmen des Emissionshandels ist somit nicht möglich.

Anlagen, die Biomasse zusammen mit anderen Stoffen verbrennen, sind allerdings vom Emissionshandel erfasst. Diese Mitverbrennung unterliegt nicht der Vergütungsregelung des EEG, die nur die ausschließliche Nutzung Erneuerbarer Energien umfasst. Nach Anhang 2 des TEHG ist der Emissionsfaktor für Biomasse Null. Bei der Mit-

verbrennung muss der Anteil der Biomasse am Brennstoff entsprechend bestimmt und dokumentiert werden.

Im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens zur Handelsperiode 2008 bis 2012 ist geplant, bei einer Trennung von Emissionshandel und EEG zu bleiben: Anlagen, die einen gesetzlichen Anspruch auf eine EEG-Vergütung haben, sollen nach dem neuen § 2 Abs. 5 TEHG auch zukünftig nicht dem Anwendungsbereich des TEHG unterliegen. Kraftwerke zur Nutzung fossiler Brennstoffe, die Biomasse mit verbrennen, haben nach geltender Rechtslage keinen Anspruch auf EEG-Vergütung und können daher Zertifikate zugeteilt bekommen. Diese Regelungen sollten beibehalten werden.

Weiterhin ist geplant, bei Anlagen der Energiewirtschaft von der Zuteilung aufgrund historischer Emissionen auf die Zuteilung nach Benchmarks umzustellen. In dem vom Bundeskabinett verabschiedeten Entwurf des Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012) wurden zwei verschiedene Benchmarks für Anlagen zur Stromproduktion festgelegt: 365 g/kWh bei Einsatz von gasförmigen Brennstoffen, 750 g/kWh bei Einsatz von anderen Brennstoffen. Zukünftig würden also Biomasseanlagen, soweit sie dem Emissionshandel unterliegen (ab 20 MW Feuerungswärmeleistung ohne Vergütungsanspruch nach § 5 Abs. 1 EEG) eine Zuteilung von Zertifikaten nach diesen Benchmarks erhalten. Da der Emissionsfaktor für Biomasse aber weiterhin Null bleiben soll, müssten keine Zertifikate abgegeben werden. Die zugeteilten Zertifikate könnten also auf dem Markt verkauft werden.

CDM und JI

Mit den neuen projektbasierten Kyoto-Mechanismen Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI), insbesondere mit den Regelungen des Projekt-Mechanismen-Gesetzes (ProMechG) [20], wurden neue Finanzierungsmöglichkeiten eingeführt. Diese stehen nach geltender Rechtslage grundsätzlich auch für EEG-Anlagen zur Verfügung: rein rechtlich können derzeit – unter bestimmten Voraussetzungen – Anlagen, die nach EEG vergütet werden, darüber hinaus auch als JI-Projekt nach ProMechG Emissionszertifikate erhalten und vermarkten (§ 5 ProMechG). Dies ist z. B. aktuell für eine Anzahl von Grubengasprojekten beantragt.

Eine solche Parallelnutzung beider Instrumente ist nicht im Sinne des EEG. Die Vergütung des EEG sollte grundsätzlich einen betriebswirtschaftlichen Betrieb der Anlage ermöglichen.

Eine weitere Finanzierungsmöglichkeit ist einerseits nicht notwendig und müsste andererseits, wenn sie bestünde, bei der Ermittlung und Festlegung einer angemessenen Vergütung berücksichtigt werden. Dies erfolgt im vorliegenden EEG-Erfahrungsbericht nicht. Da die parallele Nutzung beider Instrumente nicht der eigentlichen Intention des EEG entspräche, wird empfohlen, diese sowohl im EEG als auch im ProMechG ausdrücklich auszuschließen.

Handlungsempfehlungen zum Doppelvermarktungsverbot und zur Abgrenzung zu anderen Instrumenten

Flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG

- Ausschluss der Anerkennung einer Anlage als JI-Projekt in § 5 ProMechG, wenn eine Vergütung nach dem EEG erfolgt. Anerkennung einer Anlage als JI-Projekt (bei Vorliegen der Voraussetzungen nach ProMechG), wenn vor Inbetriebnahme der Anlage unwiderruflich auf Vergütungsanspruch nach EEG verzichtet wird.

6 Strom aus Wasserkraft (§ 6 EEG)

Die Neufassung des EEG im Jahr 2004 brachte zwei wesentliche Änderungen für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft mit sich. Zum einen wurden die ökologischen Anforderungen an die Nutzung insbesondere der kleinen Wasserkraft erhöht, zum anderen wurden Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 5 MW erstmals in das Vergütungssystem einbezogen.

Bei der Modernisierung von Anlagen bis 500 kW ist seit der Novellierung des EEG und beim Neubau derartiger Anlagen ab dem 1. Januar 2008 der Nachweis zu erbringen, dass mit der Wasserkraftnutzung der gute ökologische Gewässerzustand erreicht oder der bestehende Zustand wesentlich verbessert wird (Tab. 6-1). Zu den ökologischen Anforderungen gehört dabei vor allem, dass Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2007 genehmigt werden, nur noch dann den Vergütungsanspruch nach EEG genießen, wenn diese im räumlichen Zusammenhang mit einer Wehranlage oder Staustufe umgesetzt werden. Das Bundesumweltministerium hat einen Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft veröffentlicht, in dem Maßnahmen zur Umsetzung empfohlen werden, mit dem die im EEG geforderte gewässerökologische Verbesserung gewährleistet werden kann. Speziell für Kleinanlagen wurde mit der Erhöhung der Vergütung von 7,67 ct/kWh auf 9,67 ct/kWh ein für die Durchsetzung der ökologischen Verbesserung notwendiger Anreiz für den Leistungsanteil bis einschließlich 500 kW gesetzt.

Auch mittlere Anlagen bis einschließlich 5 MW, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb genommen wurden und später i. S. von § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG modernisiert werden, können für den Leistungsanteil bis 500 kW auf die höhere Vergütung umgestellt werden, wenn die ökologischen Anforderungen erfüllt werden. Die ökologischen Anforderungen finden nach EEG 2004 beim Neubau von Anlagen im Leistungsbereich 500 kW bis 5 MW keine Anwendung.

Mit der Neufassung des EEG 2004 wurden erstmalig auch Laufwasserkraftanlagen mit einer Leistung von 5 bis 150 MW in das EEG-Vergütungssystem einbezogen, sofern der Zeitpunkt der Inbetriebnahme vor dem 31. Dezember 2012 liegt. Bei Modernisierungen oder Erweiterungen muss eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 Prozent erreicht werden. Der Vergütungsanspruch bezieht sich auf die durch die Modernisierung zusätzlich erschlossene Strommenge. Auch in diesem

Leistungssegment ist die Einhaltung der ökologischen Anforderungen Voraussetzung für den Anspruch auf die EEG-Vergütung.

Die Wasserkraftnutzung weicht in zwei Merkmalen von der Vergütungssystematik der anderen EE-Sparten ab. Erstens wurde aufgrund fehlender Kostensenkungspotenziale bei Anlagen bis 5 MW keine Degression eingeführt, und zweitens sind die Vergütungszeiträume abhängig von der Anlagengröße und vom Jahr der Inbetriebnahme (vgl. Tab. 6-1). Für Altanlagen, die vor dem 1. August 2004 in Betrieb genommen wurden, gilt der Vergütungsanspruch unbefristet; für Anlagen bis 5 MW, die gemäß EEG 2004 vergütet werden, liegt er bei 30 Jahren und für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 5 MW bei 15 Jahren.

6.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Aufgrund des vergleichsweise hohen Ausbaugrades ist die Marktdynamik im Bereich der Wasserkraft im Vergleich zu anderen Sparten der Erneuerbaren Energien gegenwärtig gering (Tab. 6-2). Exakte Angaben zur Entwicklung des Anlagenbestandes sind aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht möglich, es ist jedoch davon auszugehen, dass in den letzten Jahren nur ein relativ geringer Zubau durch Neubau, Reaktivierung oder Modernisierung von rund 20 MW pro Jahr stattgefunden hat und dass nur ein geringer Anteil der Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 5 MW im Sinne einer gewässerökologischen Verbesserung modernisiert wurde.

Tabelle 6-1

Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Laufwasserkraft [6]

	Altanlagen bis 5 MW (Inbetriebnahme vor dem 1.8.2004)		Altanlagen bis 5 MW (Inbetriebnahme vor dem 1.8.2004, Modernisierung nach dem 1.8.2004)		Neuanlagen bis 5 MW (Inbetriebnahme im Jahr 2007)		neue oder erneuerte Anlagen ab 5 MW bis 150 MW (Inbetriebnahme im Jahr 2007) (Basiswerte für das Inbetriebnahmehjahr 2004 in Klammern)	
	Leistungsanteil	Vergütung in ct/kWh	Leistungsanteil	Vergütung in ct/kWh	Leistungsanteil	Vergütung in ct/kWh	Leistungsanteil	Vergütung in ct/kWh
Mindestvergütung	bis 0,5 MW 0,5 – 5 MW	7,67 6,65	bis 0,5 MW 0,5 – 5 MW	9,67 6,65	bis 0,5 MW 0,5 – 5 MW	9,67 6,65	bis 0,5MW 0,5 bis 10 MW 10 bis 20 MW 20 bis 50 MW 50 bis 150 MW	7,43 (7,67) 6,44 (6,65) 5,92 (6,10) 4,42 (4,56) 3,58 (3,70)
Vergütungszeitraum	Unbefristeter Vergütungsanspruch		30 Jahre zzgl. Inbetriebnahmehjahr (Befristung des ehemals unbefristeten Vergütungsanspruchs)		30 Jahre zzgl. Inbetriebnahmehjahr		15 Jahre zzgl. Inbetriebnahmehjahr	
Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen	----		----		----		1 % p. a. ab 1.1.2005	
Besondere Anforderungen	----		Nachweis eines guten ökologischen Zustandes des Gewässers oder einer wesentlichen Verbesserung des bisherigen Zustandes anhand der wasserrechtlichen Genehmigung		Nachweis eines guten ökologischen Zustandes des Gewässers oder einer wesentlichen Verbesserung des bisherigen Zustandes anhand der wasserrechtlichen Genehmigung für neue, ab dem 1.1.2008 genehmigte Anlagen bis 500 kW		<ul style="list-style-type: none"> Nachweis eines guten ökologischen Zustandes der Gewässer oder einer wesentlichen Verbesserung des bisherigen Zustandes anhand der wasserrechtlichen Genehmigung Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 % Inbetriebnahme bis 31.12.2012 	

Tabelle 6-2

**Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraft
in den Jahren 2003 bis 2006 nach [1, 2, 3, 4]**

	2003	2004	2005	2006
Anlagenzahl			7.356	7.679
< 5 MW			7.201	7.524
> 5 MW			155	155
Installierte Gesamtleistung (MW)	4.640	4.660	4.680	4.700
< 5 MW			815	869
> 5 MW			3.466	3.466
Jährliche Neuinstallation (MW/a)	20	20	20	20
Erzeugte Strommenge aus Wasserkraft (GWh/a) EEG-vergütet	4.148	4.616	4.953	4.924
Erzeugte Strommenge aus Wasserkraft (GWh/a) nicht EEG-vergütet	16.202	16.384	16.548	16.897
EEG-Vergütung (Mio. €/a) ¹⁾		334,5	355,99	366,56
EEG-Vergütung (ct/kWh) ¹⁾		7,25	7,19	7,44
vermiedene CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a)	22,1	22,9	23,4	22,5
Wasserkraft insgesamt				
davon CO ₂ -Vermeidung (Mio. t/a) Wasserkraft EEG-vergütet	4,5	5,0	5,4	5,2
Arbeitsplätze ²⁾		ca. 9.500	k.A.	ca. 9.400

¹⁾ vermiedene Netznutzungsentgelte sind für 2004 und 2005 abgezogen

²⁾ einschließlich Wasserkraft außerhalb des EEG; Wert 2005

Bei den nicht ausgefüllten Bereichen liegen keine Angaben vor.

Die Einbeziehung von Anlagen mit einer Leistung von mehr als 5 MW in das EEG 2004 hat einige Projekte angestoßen. Dabei handelt es sich insbesondere um folgende drei Vorhaben:

- das als Neubau zu wertende Kraftwerk Rheinfelden (100 MW, Investition ca. 450 Mio. Euro, voraussichtliche Inbetriebnahme 2010/2011),
- der Neubau eines Wasserkraftwerks an der Weser bei Bremen (10 MW, Investition ca. 27 Mio. Euro, voraussichtliche Inbetriebnahme 2009),
- die Erweiterung des deutsch-französischen Rheinkraftwerks Iffezheim (ca. 38 MW, Investition ca. 70 Mio. Euro, voraussichtliche Inbetriebnahme 2011).

Bei Realisierung dieser Projekte kann mit einer zusätzlichen Stromproduktion von insgesamt etwa 700 GWh pro Jahr gerechnet werden. Vor diesem Hintergrund kann die Entscheidung des Gesetzgebers, die große Wasserkraft in das EEG aufzunehmen, als gelungene Anreizwirkung gewertet werden. Allerdings konnte aufgrund der langen Planungs- und Genehmigungszeiträume bisher noch keines dieser Projekte umgesetzt werden.

Die Ergebnisse der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass der Neubau insbesondere von sehr kleinen Wasserkraftanlagen unter 100 kW, aber auch von Anlagen zwischen 100 kW und 5 MW auch an bestehenden Querbauwerken nur unter sehr günstigen Randbedingungen betriebswirtschaftlich darstellbar ist.

Im Leistungsbereich 100 bis 1 000 kW sind für den Neubau typische spezifische Investitionskosten von etwa 5 000 Euro/kW und Vollastbenutzungsstunden von etwa 3 000 – 5 000 h/a anzusetzen. (Abb. 6-1). Ein Neubau ist somit unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten in der Regel allein über die EEG-Vergütung nur an besonders vorteilhaften Standorten umsetzbar. Nur bei sehr günstigen Randbedingungen, wenn Volllaststunden über 5 000 h/a erreicht und die spezifischen Investitionskosten aufgrund sehr günstiger Standortbedingungen im Bereich von etwa 4 000 bis 4 500 Euro/kW gehalten werden können, ist die Reaktivierung und Modernisierung bei kleineren Anlagen wirtschaftlich möglich.

Beim Neubau und der Modernisierung von Wasserkraftanlagen ist generell festzuhalten, dass sich Kostenvorteile mit steigender Anlagengröße aufgrund abnehmender spezifischer Investitionen ergeben. So sind bei größeren Anlagen, die zudem in der Regel mit höheren Volllaststunden rechnen können, an günstigen Standorten auch Neubauten wirtschaftlich darstellbar.

Die Stromgestehungskosten sind in Abhängigkeit von der Anlagengröße in Abb. 6-2 dar- und der EEG-Vergütung gegenübergestellt. Dabei wurden für eine 50 kW-Anlage durchschnittliche Investitionskosten von 5 000 Euro/kW und für eine 20 MW-Anlage 3 000 Euro/kW sowie Vollastbenutzungsstunden von 3 000 bis 4 500 h/a angesetzt.

Abbildung 6-1

Orientierungswerte der Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen im Leistungsbereich von 100 bis 1 000 kW nach ZSW et al. 2007 [1]

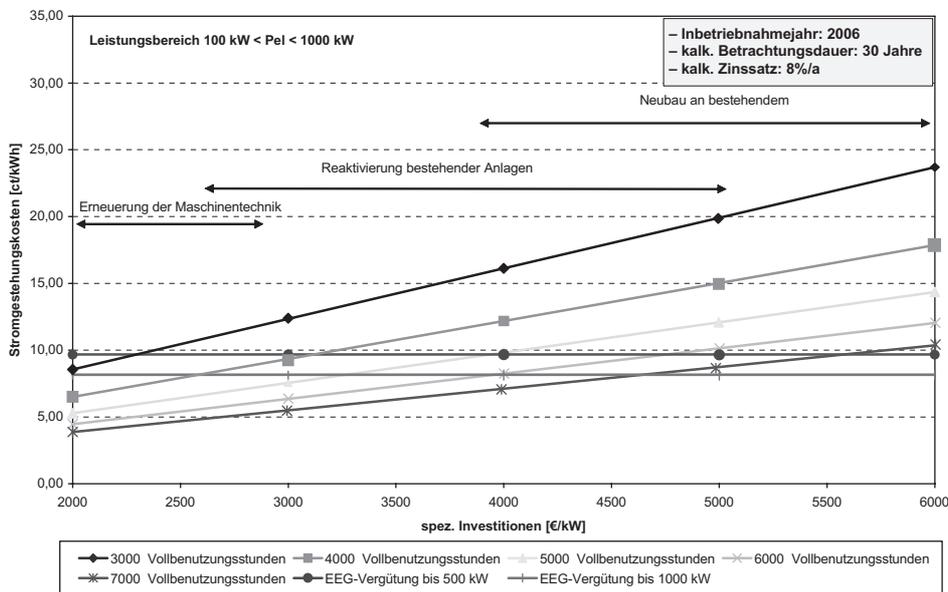
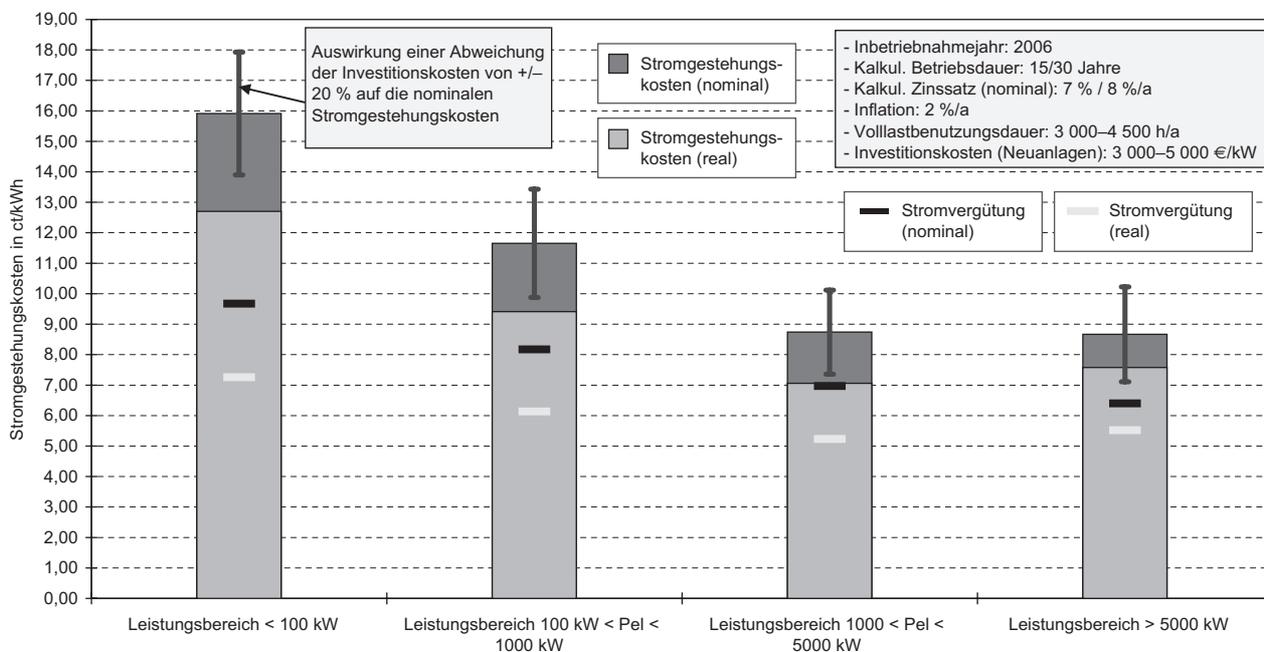


Abbildung 6-2

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Wasserkraftanlagen nach ZSW et al. 2007³ [1]



³ Die Kostendarstellung erfolgt sowohl real, d. h. inflationsbereinigt, als auch nominal ohne Berücksichtigung der Inflation. Da die Vergütungssätze gemäß EEG nominale Werte darstellen, sind sie den nominalen Stromgestehungskosten gegenüber zu stellen. Aus Gründen der Vollständigkeit erfolgte die Einbeziehung der Inflation auch auf der Erlösseite (reale Vergütung). Reale Stromgestehungskosten sind somit mit realen Vergütungen und nominale Stromgestehungskosten mit nominalen Vergütungen zu vergleichen. (Vergleiche auch Kapitel 15.1 Seite 110 ff.)

Abb. 6-3 stellt die Stromgestehungskosten von Wasserkraftwerken bei unterschiedlichen Volllaststundenzahlen und Zinssätzen nach IE/ Prognos [14] dar.

Abb. 6-4 verdeutlicht, dass die nachträgliche Verbesserung des ökologischen Zustandes insbesondere bei investiven Maßnahmen häufig zu zusätzlichen Stromgestehungskosten führt, die bei günstigen Randbedingungen über die zusätzliche EEG-Vergütung von 2 ct/kWh gedeckt werden können [1].

So ermöglicht der für die Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustands vorgesehene Anreiz von 2 ct/kWh für Anlagen bis zu einer Größe von 500 kW bzw. einem Leistungsanteil von 500 kW maximale (Zusatz-) Investitionen von 1 500 Euro/kW – allerdings bei einer angenommenen, sehr hohen Volllaststundenzahl von 7 000 h. Für die Mehrzahl der Anlagen mit einer Volllaststundenzahl von etwa 4 000 bis 5 000 h sind dagegen nur Investitionen von 800 bis 1 000 Euro/kW möglich. Insbesondere bei kleinen Anlagen kann mit dieser zusätzlichen Einnahme nur eine Verbesserung im Bereich der Mindestwasserabgabe realisiert werden. Hinzu kommen die in Abb. 6-4 nicht berücksichtigten Erlöseinbußen, die aus den im Rahmen der Maßnahmen zur ökologischen Verbesserung in aller

Regel gestellten Anforderungen an die Mindestwasserabgabe resultieren.

Zusammenfassend folgt hieraus, dass nach den gegenwärtigen Rahmenbedingungen das EEG wirksame Anreize für die Modernisierung und Revitalisierung bzw. die Erneuerung großer Wasserkraftanlagen setzt. Bei der Modernisierung kleiner Wasserkraftanlagen sind die investiven Maßnahmen zur gewässerökologischen Verbesserung über die erhöhte EEG-Vergütung bei günstigen Randbedingungen wirtschaftlich darstellbar. Dagegen ist der Neubau von kleinen Anlagen nur mit einer deutlichen Erhöhung der Vergütung möglich. Damit die erhöhte Vergütung auch die vom Gesetzgeber gewünschte Anreizwirkung für Modernisierungsmaßnahmen entfalten kann, sollte die erhöhte Vergütung auch nur dann gewährt werden, wenn die ökologische Verträglichkeit der Anlage gesichert ist.

Das EEG versteht die Meeresenergienutzung als Sonderform der Wasserkraft. Anlagen, die die Energie von Strömungen, von Wellen, von Salz- oder Temperaturgradienten nutzen, können demzufolge als Energie aus Wasserkraftnutzung nach dem EEG vergütet werden. In der deutschen Nord- und Ostsee wird die Nutzung von Meeresenergie aber nach derzeitigem Stand der Kenntnis wirtschaftlich nur an wenigen Standorten darstellbar sein. Da die Welt-

Abbildung 6-3

Stromgestehungskosten bei Wasserkraftwerken von 2,5 MW in Abhängigkeit vom Zinssatz in ct/kWh nach IE/Prognos 2006 [14]

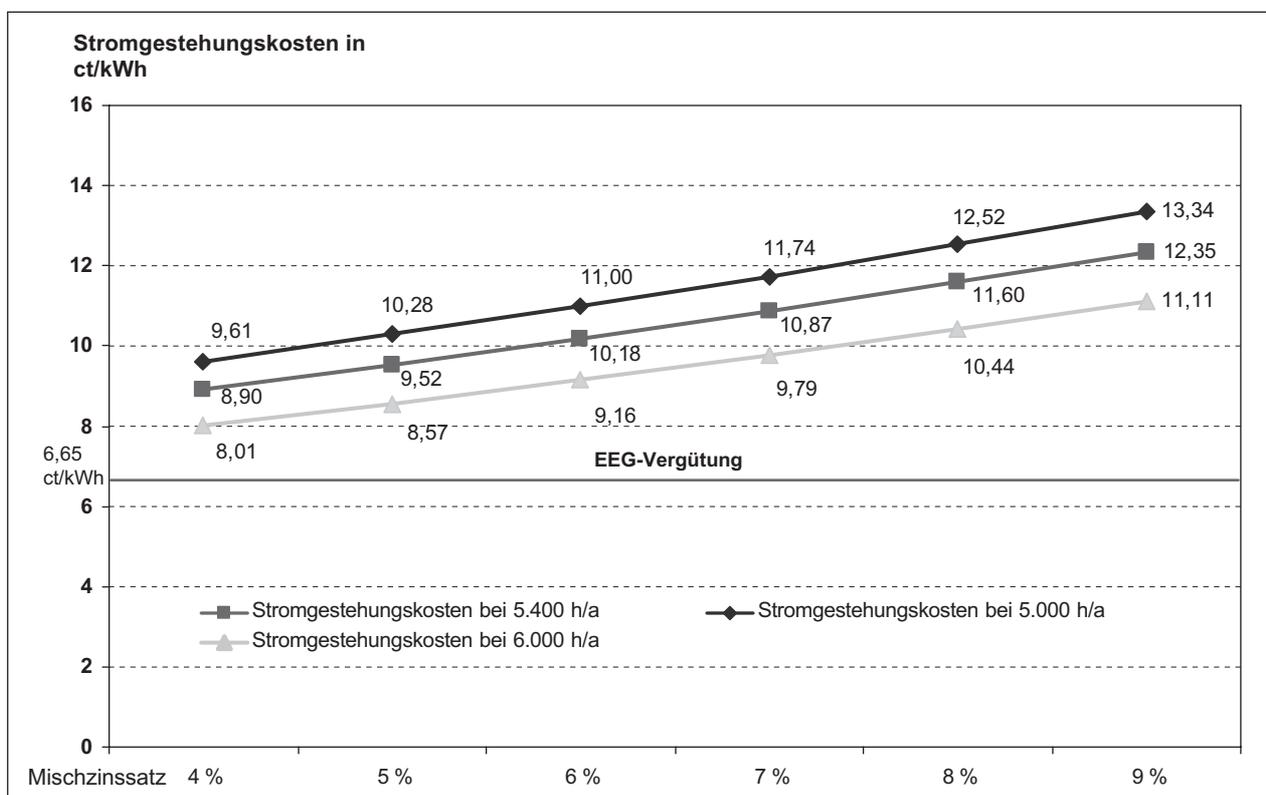
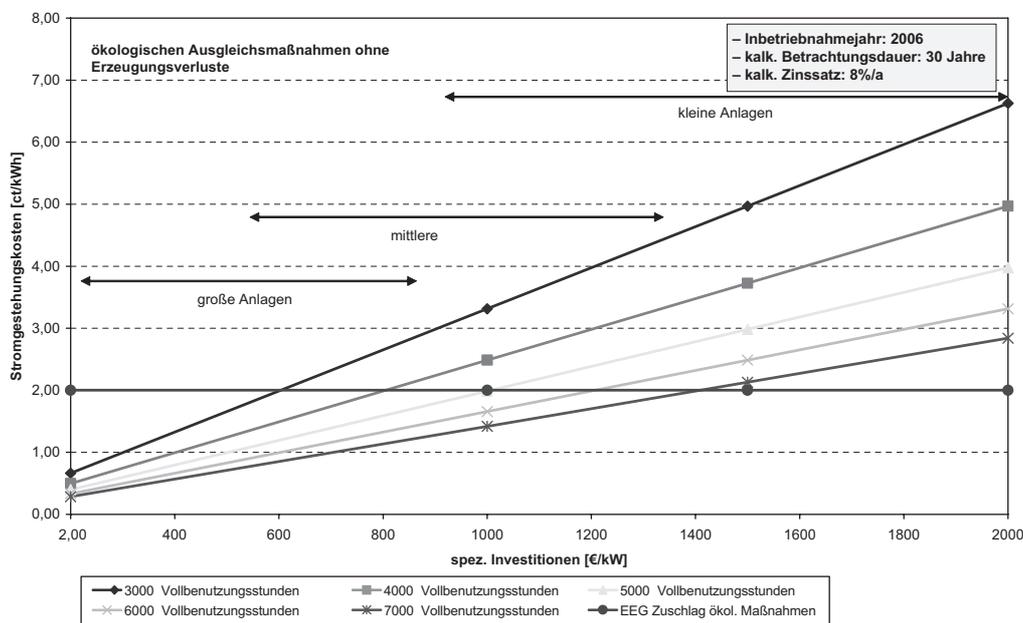


Abbildung 6-4

Orientierungswerte für zusätzlich durch die Umsetzung von ökologischen Anpassungsmaßnahmen entstehende Stromgestehungskosten im Verhältnis zum gewährten EEG-Bonus nach ZSW et al. 2007 [1]



meere jedoch ein hohes Potenzial aufweisen und andere Staaten daher mittel- bis langfristig bei Erreichen der Wirtschaftlichkeit diese Meeresenergieform verstärkt nutzen werden, handelt es sich um einen Zukunftsmarkt mit Exportchancen für deutsche Unternehmen und Forschungseinrichtungen.

In Deutschland wurden bislang keine und international nur erste Demonstrations- und Pilotanlagen installiert. Die Technologie befindet sich derzeit also in einer Forschungs- und Entwicklungsphase, an der deutsche Unternehmen des Anlagenbaus und Forschungsinstitute intensiv beteiligt sind. Vor diesem Hintergrund sind belastbare Aussagen über Investitions- und Betriebskosten noch nicht möglich.

6.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG

Bei der Neuerrichtung, Modernisierung oder Erneuerung von Wasserkraftanlagen ist der Nachweis zu erbringen, dass ein guter ökologischer Zustand der Gewässer erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert wird. Für die Umsetzung in der Praxis hat das Bundesumweltministerium – in Erfüllung eines Auftrages des Umweltausschusses des Deutschen Bundestages – einen Leitfaden veröffentlicht, der im Einvernehmen mit den Verbänden der Wasserkraftbetreiber und den Naturschutzverbänden entwickelt wurde [21]. Er enthält Handlungsempfehlungen hinsichtlich der biologischen Durchgängigkeit für auf- und abwandernde Arten (z. B. Fischtrepfen), zum Mindestwasserabfluss, zur Feststoffbewirtschaftung und zur Stauraumbewirtschaftung.

Mit dem Leitfaden konnte erstmals erreicht werden, einheitliche und transparente Kriterien für die ökologische Bewertung von Wasserkraftanlagen zur Verfügung zu stellen. Der Leitfaden ist auf eine breite Resonanz bei Behörden, Planern und Betreibern gestoßen. Dieser Ansatz sollte in enger Abstimmung mit den Vollzugsbehörden der Bundesländer ausgebaut werden, um weitere Anreize für eine ökologische Modernisierung der bestehenden Wasserkraftanlagen zu schaffen, auch mit Bezug auf den Fischschutz.

Der im EEG 2004 vorgesehene Nachweis des Erreichens der gewässerökologischen Verbesserung durch die Vorlage einer wasserrechtlichen Genehmigung greift jedoch nicht in allen Fällen. Das Nachweisverfahren sollte deshalb so gestaltet werden, dass in einfacher Form eine verbindliche Einhaltung der ökologischen Anforderungen erreicht werden kann. Hierfür bietet es sich an, die ökologischen Kriterien in § 6 EEG im Einklang mit den neu zu schaffenden wasserhaushaltsrechtlichen Anforderungen des Bundes zur Zulassung von Wasserkraftanlagen im UGB zu konkretisieren und den Nachweis über die Einhaltung dieser Kriterien durch eine behördliche Bescheinigung zu ermöglichen, die die Einhaltung der Kriterien ausdrücklich bestätigt, z. B. durch die entsprechend ausgestaltete wasserrechtliche Zulassung. Hierdurch können bundeseinheitliche Standards bei der Zulassung von Wasserkraftanlagen zugrunde gelegt und gleichzeitig ein Höchstmaß an Planungs- und Investitionssicherheit für die Anlagenplaner und -betreiber gewährleistet werden. Diese ökologischen Kriterien sollten schließlich nicht nur – wie bisher – für Anlagen mit einer

Leistung bis einschließlich 500 kW und über 5 MW, sondern für Wasserkraftanlagen aller Leistungsgrößen eingeführt werden, um die gewässerökologische Steuerungswirkung zu verbessern.

Mit der erhöhten Vergütung bei der ökologischen Modernisierung alter Wasserkraftanlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2004 in Betrieb genommen wurden und deshalb einen unbefristeten Vergütungsanspruch genießen (Anlagen bis zu 500 kW: 7,67 ct/kWh), konnte eine gewisse Marktdynamik erreicht werden.

Für Anlagen in der Leistungsklasse 5 MW bis 150 MW gelten die ökologischen Anforderungen analog. Eine Bewertung der Lenkungsfunction ist hier derzeit noch nicht möglich, weil bisher nur eine Anlage in dieser Leistungsklasse genehmigt wurde.

6.3 Handlungsempfehlungen

Es wird empfohlen, die generellen Regelungen des EEG für die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen weitgehend unverändert zu lassen und nur punktuell Anpassungen vorzunehmen. Die Regelungen für die Stromproduktion aus Wasserkraft sollten an die Systematik im übrigen EEG angepasst und die ökologischen Anforderungen präziser gestaltet werden. Zu berücksichtigen ist dabei aus wirtschaftlicher Sicht, dass insbesondere für den Neubau von Anlagen bis 5 MW die Vergütungen nur für Anlagen mit günstigen Randbedingungen auskömmlich sind. Anlagen mit größeren Leistungen sind dabei aufgrund der niedrigeren spezifischen Investitionen im Vorteil.

Im Interesse einer Vereinheitlichung des gesamten Gesetzes sind zunächst die Vergütungszeiträume von 30 Jahren für kleine Wasserkraftanlagen und 15 Jahren für große Wasserkraftanlagen einheitlich auf 20 Jahre festzusetzen. Dies bedingt grundsätzlich eine Anpassung der Vergütungssätze, also bei der kleinen Wasserkraft bis 5 MW eine angemessene Erhöhung, bei der großen Wasserkraft eine angemessene Absenkung.

Aufgrund der Verkürzung des Vergütungszeitraums von 30 auf 20 Jahre ist bei der Modernisierung und der Reaktivierung von Anlagen kleiner 5 MW eine Vergütungserhöhung um 1 ct/kWh zu empfehlen. Es ergeben sich dadurch folgende Vergütungssätze:

- bis 0,5 MW: 10,67 ct/kWh
- 0,5 – 5 MW: 7,65 ct/kWh.

Beim Neubau von Anlagen sind die Stromgestehungskosten im Vergleich zu Anlagen, die modernisiert oder reaktiviert werden weitaus höher. In Bezug auf Anlagen bis 5 MW werden deshalb für neu gebaute Anlagen höhere Vergütungssätze vorgeschlagen. Im Übrigen wird dabei empfohlen, die Vergütungshöhe stärker als bisher nach Leistungsklassen zu differenzieren und eine neue Leistungsgrenze bei 2 MW einzuführen, um eine Überförderung bei großen Anlagen und eine Unterförderung bei kleinen Anlagen zu vermeiden. Aufgrund der beim Neubau im Vergleich zu Modernisierung bzw. Reaktivierung höher liegenden Investitionskosten wird eine gestufte Vergütungserhöhung wie folgt empfohlen: Anlagen mit einer Leistung von bis

zu 0,5 MW sollten eine Vergütungserhöhung um 2 ct/kWh und Anlagen von 0,5 bis 2 MW eine Erhöhung um 1 ct/kWh erhalten. Bei neuen Anlagen zwischen 2 und 5 MW ist keine Vergütungserhöhung notwendig. Wiederum über alle Vergütungsklassen hinweg sollte die Vergütung aufgrund des verkürzten Vergütungszeitraums um 1 ct/kWh zusätzlich erhöht werden. Somit ergeben sich für neu gebaute Anlagen bis 5 MW folgende Vergütungssätze:

- bis 0,5 MW: 12,67 ct/kWh,
- 0,5 bis 2 MW: 8,65 ct/kWh und
- 2 bis 5 MW: 7,65 ct/kWh.

Bei Verlängerung der Vergütungszeiträume von 15 auf 20 Jahre bei Anlagen größer 5 MW ist eine angemessene Absenkung der Vergütungssätze notwendig.

Die ökologischen Anforderungen an neue, reaktivierte und modernisierte Anlagen sollten auch auf den Neubau im Leistungsbereich 500 kW bis 5 MW ausgedehnt werden. Dabei sollten die gewässerökologischen Anforderungen im EEG und im WHG konkretisiert und später in die im UGB zu schaffenden wasserrechtlichen Zulassungsvoraussetzungen des Bundes für die Mindestwassermenge und die Gewässerdurchgängigkeit bei Wasserkraftanlagen aufgenommen werden.

Der Nachweis über die Einhaltung der ökologischen Anforderungen ist derzeit gemäß § 6 Abs. 3 EEG über die Vorlage einer wasserrechtlichen Zulassung zu erbringen. Um hier einerseits die Einhaltung der gewässerökologischen Kriterien sicherzustellen, andererseits aber auch dem Anlagenbetreiber keine unnötigen Bürokratiekosten aufzuerlegen, sollte § 6 Abs. 3 EEG so weiterentwickelt werden, dass der Nachweis durch jede behördliche Stellungnahme (Zulassung, Bescheinigung, öffentlich-rechtlicher Vertrag) erbracht werden kann, die ausdrücklich und verbindlich die Einhaltung der gewässerökologischen Kriterien bestätigt.

Bei der großen Wasserkraft hat sich aufgrund der langen Genehmigungszeiträume die Stichtagsregelung für neu in Betrieb genommene Anlagen ab 5 MW Leistung mit dem in § 6 Abs. 2 EEG genannten Termin 31. Dezember 2012 als nicht Ziel führend erwiesen. Mit dem Ziel, zusätzlich Potenziale zu erschließen, sollten auch die Anlagen, die erst nach dem Stichtag 31. Dezember 2012 in Betrieb genommen werden können, eine Vergütung nach dem EEG erhalten. Bereits durch die Degression wird ein ausreichender Anreiz zu einer zügigen Umsetzung der Projekte gesetzt. Deshalb sollte die Stichtagsregelung aufgehoben werden, damit zusätzliche Nutzungspotenziale erschlossen werden können.

Um darüber hinaus weitere Potenziale zu erschließen, wird auch empfohlen, die 15 Prozent-Regelung für Anlagen mit einer Leistung ab 5 MW zu streichen. Im EEG ist bisher vorgesehen, dass nur die Anlagen, die bei Modernisierung eine Leistungserhöhung von 15 Prozent realisieren können, in den Genuss einer Vergütung für den Strom aus dem hinzugewonnenen Leistungsanteil kommen. Das Leistungserhöhungspotenzial durch Modernisierung liegt oftmals aber nur bei wenigen Prozenten. Bei

Handlungsempfehlungen zu den Regelungen zur Stromerzeugung aus Wasserkraft**Regelungen innerhalb des EEG**

- Vereinheitlichung der Vergütungszeiträume auf 20 Jahre.
- Einführung einer neuen Vergütungsklasse und Erhöhung der Vergütung für neue Anlagen, die ab 2009 in Betrieb gehen:

Leistungsanteil bis 0,5 MW _{el}	12,67 ct/kWh (bislang 9,67 ct/kWh)
Leistungsanteil von 0,5 bis 2 MW _{el}	8,65 ct/kWh (bislang 6,65 ct/kWh)
Leistungsanteil von 2 bis 5 MW _{el}	7,65 ct/kWh (bislang 6,65 ct/kWh)
- Einführung einer neuen Vergütungsklasse und Erhöhung der Vergütung für revitalisierte bzw. modernisierte Anlagen, die ab 2009 in Betrieb gehen:

Leistungsanteil bis 0,5 MW _{el}	10,67 ct/kWh (bislang 9,67 ct/kWh)
Leistungsanteil von 0,5 bis 2 MW _{el}	7,65 ct/kWh (bislang 6,65 ct/kWh)
Leistungsanteil von 2 bis 5 MW _{el}	7,65 ct/kWh (bislang 6,65 ct/kWh)
- Für Anlagen mit einer Leistung ab 5 MW Streichung der Stichtagsregelung, der Obergrenze von 150 MW und der mindestens zu erreichenden Leistungserhöhung um 15 Prozent.
- Ermöglichung anderer geeigneter Nachweise für die ökologischen Anforderungen als die wasserrechtliche Zulassung, sofern diese die Einhaltung der Anforderungen verbindlich bestätigen.
- Angemessene Senkung des Vergütungssatzes für große Wasserkraftanlagen wegen Verlängerung der Vergütungsdauer von 15 auf 20 Jahren.

Flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG

- Vereinfachung des wasserrechtlichen Zulassungsverfahrens.

Flankierende Maßnahmen innerhalb oder außerhalb des EEG

- Bindung der EEG-Vergütung von Wasserkraftanlagen aller Leistungsklassen an klar formulierte ökologische Anforderungen im EEG, WHG und UGB.
- Prüfung eines anlagenübergreifenden Vergütungssystems für die gewässerökologische Modernisierung an mehreren Wasserkraftanlagen eines Flussgebietsabschnittes für eine effizientere und zielgerichtete Mittelverwendung.

der Streichung dieser Klausel können keine Mitnahmeeffekte entstehen, da Anlagen nur für den hinzugewonnenen Leistungsanteil Anspruch auf Vergütung haben.

Die Obergrenze von 150 MW für die große Wasserkraft kann ebenfalls im Interesse einer verbesserten Übersichtlichkeit des Gesetzes gestrichen werden, zumal mangels geeigneter Standorte mittel- und langfristig keine Wasserkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 150 MW in Deutschland realisiert werden können.

Des Weiteren sollte geprüft werden, ob die Mittelverwendung durch ein anlagenübergreifendes Vergütungssystem im EEG für die Modernisierung von mehreren Wasserkraftanlagen eines Flussgebietsabschnittes gerade aus gewässerökologischer Sicht effizienter und zielgerichteter gestaltet werden könnte. Die Rahmenbedingungen und Handlungsoptionen werden gegenwärtig in einem Forschungsvorhaben geprüft. BMU wird die Ergebnisse dieses Vorhabens bewerten und anschließend ggf. ein Konzept entwickeln.

7 Strom aus Deponiegas, Klärgas, Grubengas (§ 7 EEG)

Seit in Kraft treten des neuen EEG (2004) wird die Vergütung von Strom aus Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen in § 7 EEG geregelt. Durch die Aufhebung der physikalischen Leistungsgrenze von 5 MW werden seither auch größere Anlagen erfasst, allerdings besteht für den darüber hinausgehenden Leistungsanteil nur für Strom aus Grubengas ein Vergütungsanspruch. Neu ist ebenfalls der in § 7 Abs. 2 EEG eingeführte „Technologie-Bonus“. Die Mindestvergütung erhöht sich um jeweils 2,0 ct/kWh, wenn der Strom mittels innovativer Verfahren wie z. B. Brennstoffzellen, Gasturbinen, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen wie Kalina-Cycle-Anlagen oder Stirling-Motoren gewonnen wird. Der Bonus wird ebenfalls gewährt, wenn aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas genutzt wird und die im Wärmeäquivalent gleiche Menge an Deponie-, Klär- oder Grubengas an anderer Stelle eingespeist wird, wobei das eingespeiste Gas auf

Erdgasqualität aufbereitet worden sein muss (§ 7 Abs. 2 Satz 1 EEG). Der Bonus kann nur einmal in Anspruch genommen werden, entweder für die Verwendung innovativer Technologie oder für die Einspeisung ins Gasnetz. Auch bei Erfüllung beider Voraussetzungen ist eine Kumulierung nicht möglich (Tab. 7-1).

7.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Der Deponiegasmarkt in Deutschland ist weitgehend gesättigt und wird bedingt durch die Abfallgesetzgebung, welche seit dem 1. Juni 2005 die Deponierung unbehandelten organischen Materials verbietet, mittel- bis langfristig auslaufen. Auch der nationale Klärgasmarkt ist bereits größtenteils erschlossen. Ungenutzte energetische Potenziale lassen sich deshalb in beiden Fällen in erster Linie durch die Erneuerung bestehender Anlagen erschließen.

Die Aufnahme von Grubengas in den Anwendungsbereich des EEG im Jahr 2000 hat hingegen zu einer dynamischen Marktentwicklung geführt, wobei 2005 erstmals ein deutlicher Rückgang des Zubaus zu verzeichnen war. Die verbleibenden Marktpotenziale ergeben sich vor allem aus der Erschließung älterer Schachtanlagen, an denen bislang noch keine Entgasungsinfrastruktur vorhanden ist und Grubengas ansonsten weiterhin unkontrolliert an die Oberfläche diffundiert.

Im Zusammenhang mit dem „Technologie-Bonus“ wurden in Deutschland bislang zwei Anlagen, auf der Basis des Organic-Rankine-Prinzips sowie eine Anlage realisiert, bei der aus Klärgas mittels einer Brennstoffzelle Strom erzeugt wird.

Tab. 7-2 gibt einen Überblick über die im Zeitraum 2003 bis 2005 in Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen erzeugten Strommengen und die damit verbundene Minderung der CO₂-Emissionen. Unberücksichtigt ist hierbei al-

lerdings der Beitrag zur Emissionsminderung, der sich durch die Umwandlung des besonders klimaschädlichen Methans in weniger schädliches Kohlendioxid ergibt (Treibhauspotenzial Methan = 21 gegenüber CO₂ = 1).

Die Gegenüberstellung von Stromgestehungskosten und EEG-Vergütungen zeigt, dass bei Deponie- und Klärgas kleine Anlagen im Leistungsbereich unter 300 kW_{el} unter günstigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich betrieben werden können, wobei die Kostendegression mit zunehmender Anlagengröße stärker ausgeprägt ist als die Staffelung der Vergütungssätze.

Deponiegas

Abb. 7-1 zeigt dies anhand der typischen Stromgestehungskosten von Deponiegasanlagen für das Inbetriebnahmejahr 2006. Für die kleinere Beispielanlage (Leistung 250 kW_{el}) betragen sie 7,01 ct/kWh, so dass bei einer Einspeisevergütung von 7,44 ct/kWh ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist. Bei der größeren Anlage mit 2 MW_{el} Leistung stehen den Kosten von 4,01 ct/kWh erzielbare Erlöse von 6,76 ct/kWh gegenüber. Dies bedeutet im Prinzip, dass ein deutlich höherer als der für den Referenzfall angesetzte Kalkulationszinssatz von 8 Prozent p. a. erreichbar ist [1].

Allerdings bestehen speziell bei Deponiegasanlagen (ebenso Grubengasanlagen) in der Praxis Investitionsrisiken, die zu höheren Stromgestehungskosten führen. Bei Deponiegas ist dies primär die mit zunehmendem Alter der Deponien abnehmende Gasmenge und Gasqualität, die nicht im Vorhinein abgeschätzt werden kann. In sofern ist hier in der Regel mit deutlich kürzeren Nutzungsdauern als 20 Jahren zu kalkulieren. Werden Nutzungsdauern von sechs Jahren angesetzt, können größere Anlagen die Wirtschaftlichkeit noch erreichen, nicht jedoch Kleinanlagen (Abb. 7-1). Obwohl die Bedeutung der Kosteneffekte durch Gasmenge und -qualität aufgrund der mangelnden Datenbasis für die Praxis nicht

Tabelle 7-1

Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas [6]

	Staffelung der Mindestvergütung für das Inbetriebnahmejahr 2007 (Basiswerte für das Inbetriebnahmejahr 2004 in Klammern)	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Grundvergütung	Leistungsanteil bis 500 kW _{el} : 7,33 ct/kWh (7,67 ct/kWh) Leistungsanteil von 500 kW _{el} bis 5 MW _{el} : 6,35 ct/kWh (6,65 ct/kWh) Leistungsanteil ab 5 MW _{el} (nur Grubengas): 6,35 ct/kWh (6,65 ct/kWh)	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	1,5 % p.a. ab 1.1.2005
Bonusregelung	Ein Bonus in Höhe von 2 ct/kWh wird entweder bei Gaseinspeisung in Erdgasqualität oder für die Nutzung innovativer Anlagentechnik gewährt.		

Tabelle 7-2

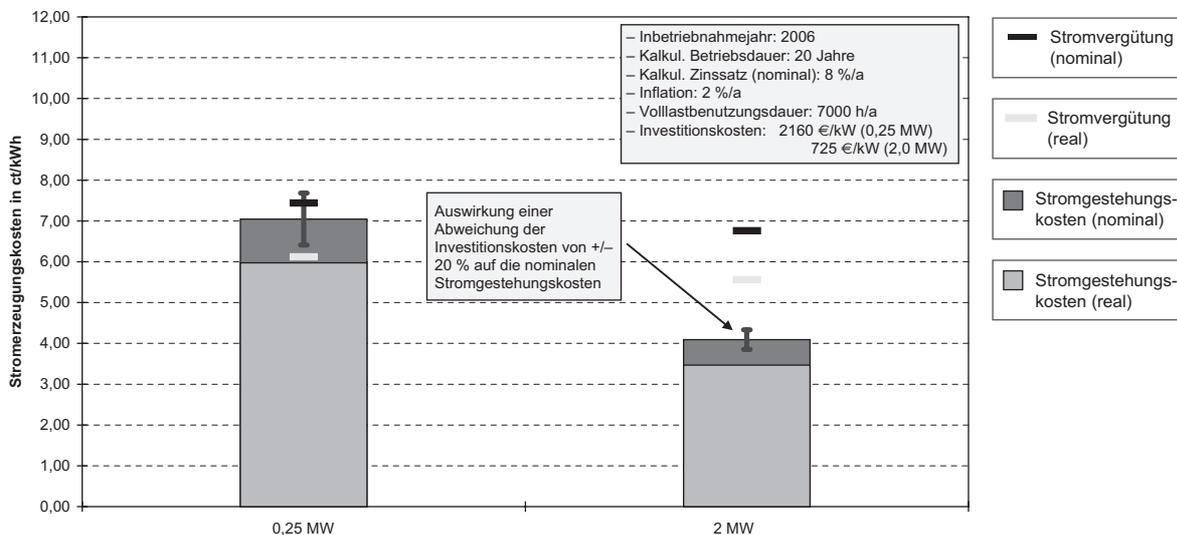
Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas in den Jahren 2003 bis 2006 nach [1, 2, 4]

	2003	2004	2005	2006
Anlagenzahl				770
installierte Gesamtleistung (MW _{el})				598
Erzeugte Strommenge (GWh/a)	1.760	2.589	3.136	2.789
davon Deponiegas	800	1.000	1.050	1.050
davon Klärgas	220	240	888	270
davon Grubengas	740	1.100	1.198	1.469
EEG-Vergütung (Mio. €/a) ¹⁾		180,46	214,36	195,62
EEG-Vergütung (ct/kWh) ¹⁾		6,97	6,84	7,01
vermiedene CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a)	k.A.	2,667	3,230	3,303
davon Deponiegas	0,824	1,030	k.A.	1,143
davon Klärgas	0,227	0,247	k.A.	0,966

¹⁾ vermiedene Netznutzungsentgelte sind für 2004 und 2005 abgezogen

Abbildung 7-1

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Deponiegasanlagen (Basisfall) nach ZSW et al. 2007⁴ [1]



hinreichend verifiziert werden kann, sind zumindest für die Zukunft im Bereich der Deponiegasanlagen insgesamt keine nennenswerten Mitnahmeeffekte zu erwarten, weil

es sich um einen kleinen und tendenziell schrumpfenden Markt handelt.

Klärgas

Abb. 7-3 stellt die Stromgestehungskosten für Strom aus Klärgasanlagen bei unterschiedlichen Mischzinssätzen und in Abhängigkeit von der Wärmeauskopplung dar.

Grubengas

Bei Grubengas bestehen Fündigkeitsrisiken, da im Detail nicht bekannt ist, welche Strukturen von Rissen, Hohlräumen

⁴ Kostendarstellung erfolgt sowohl real, d. h. inflationsbereinigt, als auch nominal ohne Berücksichtigung der Inflation. Da die Vergütungssätze gemäß EEG nominale Werte darstellen, sind sie den nominalen Stromgestehungskosten gegenüber zu stellen. Aus Gründen der Vollständigkeit erfolgte die Einbeziehung der Inflation auch auf der Erlösseite (reale Vergütung). Reale Stromgestehungskosten sind somit mit realen Vergütungen und nominale Stromgestehungskosten mit nominalen Vergütungen zu vergleichen. (Vergleiche auch Kapitel 15.1 Seite 110 ff.)

Abbildung 7-2

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Deponiegasanlagen (Variante) nach ZSW et al. 2007⁵ [1]

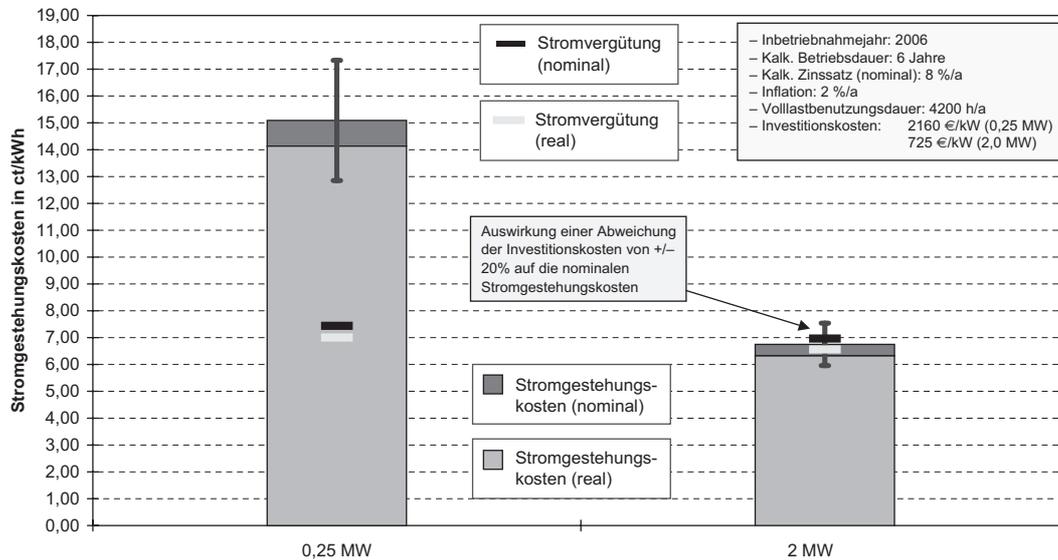
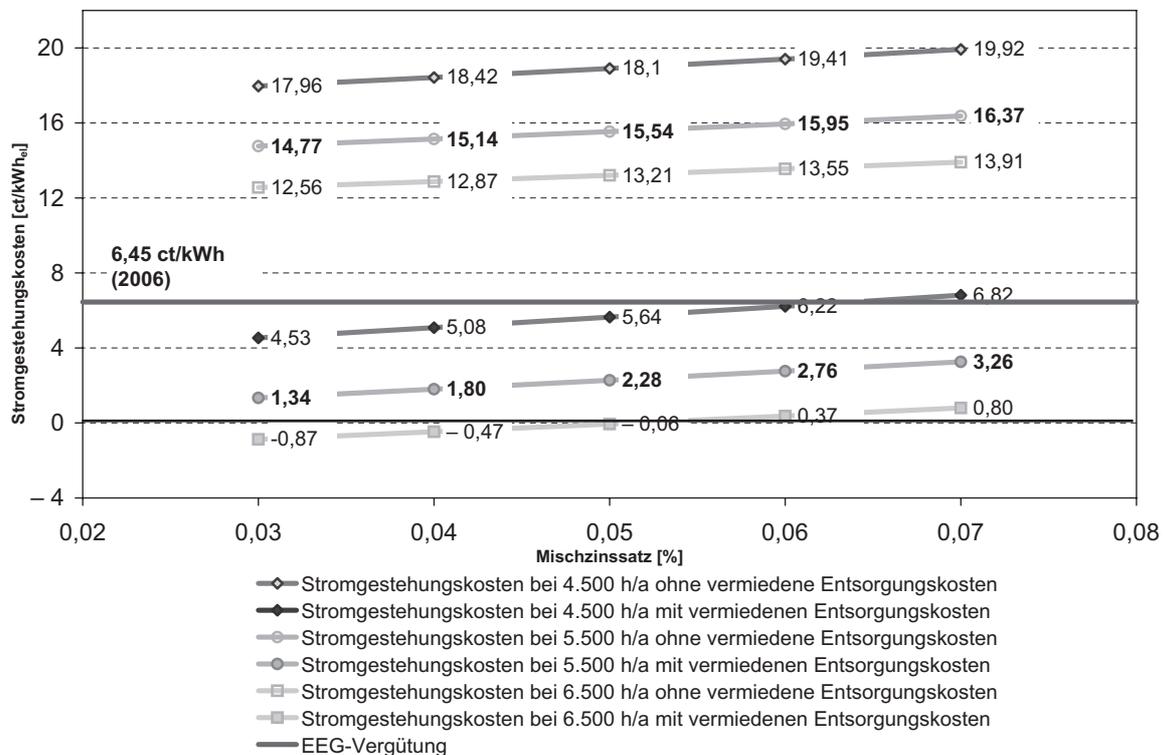


Abbildung 7-3

Stromgestehungskosten bei Klärgas von 0,5 MW_{el} in Abhängigkeit vom Zinssatz in ct/kWh nach IE/Prognos 2006 [14]



⁵ Siehe Fußnote 4 zu Abb. 7-1 auf Seite 46 und Kapitel 15.1 Seite 110 ff.

und Verschüttungen im Deckgebirge auftreten. Darüber hinaus kann sich das Gasaufkommen im Zeitablauf reduzieren, wenn an einem Bergwerksstandort nach Ende des Kohleabbaus der Grundwasserspiegel ansteigt. Diese Risiken können sich auch in den erreichten jährlichen Volllaststunden widerspiegeln. An guten Standorten und bei optimaler Betriebsführung sind 7 700 Volllaststunden erreichbar. Daher wurde dieser Wert bei den folgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde gelegt. Es existieren allerdings zahlreiche Beispiele, bei denen eine deutlich geringere Auslastung erreicht wurde. Werden diese Risiken über einen höheren Zinssatz (12 Prozent p. a. statt 8 Prozent p. a. nominal) oder verkürzte Nutzungsdauern abgebildet, so fallen auch hier kleinere Anlagen aus der Wirtschaftlichkeit heraus. Anlagen mit Leistungen über 1 MW_{el} können dagegen auf der Grundlage der zur Verfügung stehenden Basisdaten auch dann noch als wirtschaftlich betreibbar eingestuft werden. Abb. 7-4 zeigt dies für typische Anlagen mit Leistungen von 0,4 MW_{el}, 2,7 MW_{el} und 8 MW_{el} für das Inbetriebnahmejahr 2006. Aufgrund der skizzierten Besonderheiten von Grubengasprojekten werden die Stromgestehungskosten für Standorte mit und ohne vorhandene Entgasungsinfrastruktur getrennt ausgewiesen. An Standorten mit Entgasungsinfrastruktur ergeben sich für die 0,4 MW_{el}-Anlage mit 7,17 ct/kWh Erzeugungskosten im Bereich der EEG-Vergütung, während sie

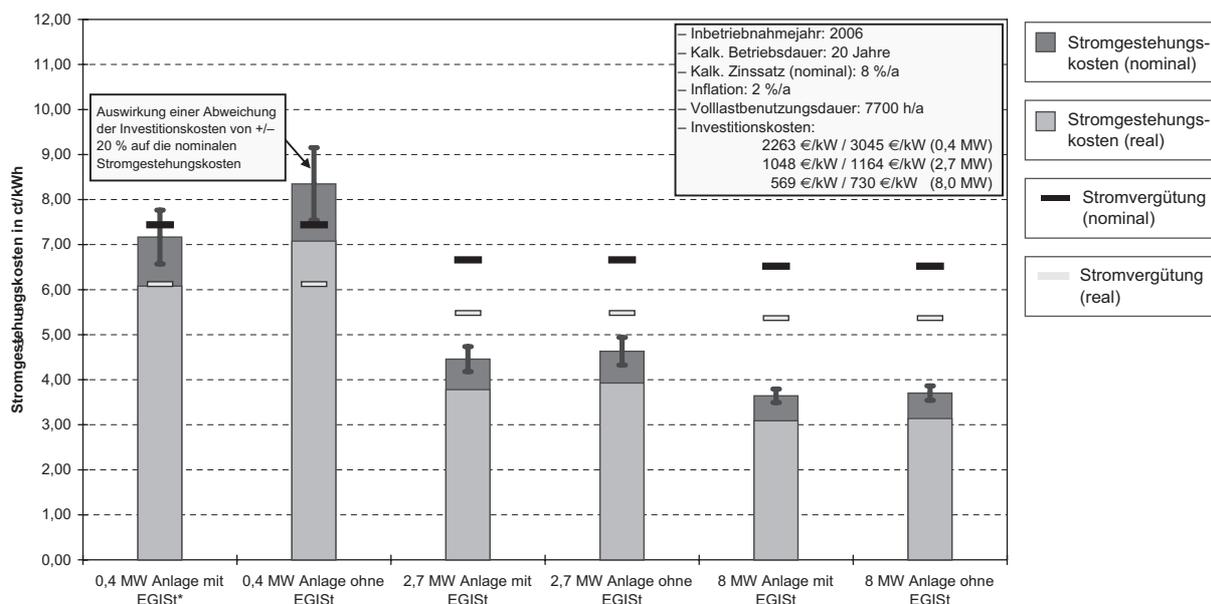
bei der 2,7 MW_{el}- und der 8 MW_{el}-Anlage mit 4,46 ct/kWh bzw. 3,64 ct/kWh deutlich unterhalb der EEG-Vergütung von 6,66 ct/kWh bzw. 6,52 ct/kWh liegen. Wenn keine Entgasungsinfrastruktur vorhanden ist, steigen die Stromgestehungskosten erheblich an. Der Betrieb der kleinen 0,4 MW-Anlage ist in diesem Fall bei der bestehenden Vergütung nicht wirtschaftlich. Für die beiden größeren Anlagen bleiben auch die höheren Kosten unter dem Niveau der EEG-Vergütung [1].

Analog zur Betrachtung von Deponiegasanlagen wurde für Grubengasanlagen eine Sensitivitätsbetrachtung hinsichtlich Nutzungsdauer und Kapitalverzinsung vorgenommen. Da auch unter den veränderten Rahmenbedingungen die beiden größeren Modellanlagen wirtschaftlich arbeiten (Abb. 7-5), scheinen deutliche Mitnahmeeffekte möglich.

Über die bisherige Vorgehensweise hinaus wurde eine weitere Sensitivitätsanalyse hinsichtlich verschiedener Standortbedingungen für Grubengasanlagen in Nordrhein-Westfalen und dem Saarland vorgenommen. Während in den obigen Berechnungen entsprechend dem in Kapitel 5.1 erläuterten Analyseraster von guten Standortbedingungen und optimaler Betriebsführung und daher von 7 700 Volllastbenutzungsstunden pro Jahr ausgegangen wurde, die im Saarland auch erreicht wurden, erreichten

Abbildung 7-4

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Grubengasanlagen (Basisfall) nach ZSW et al. 2007⁶ [1]

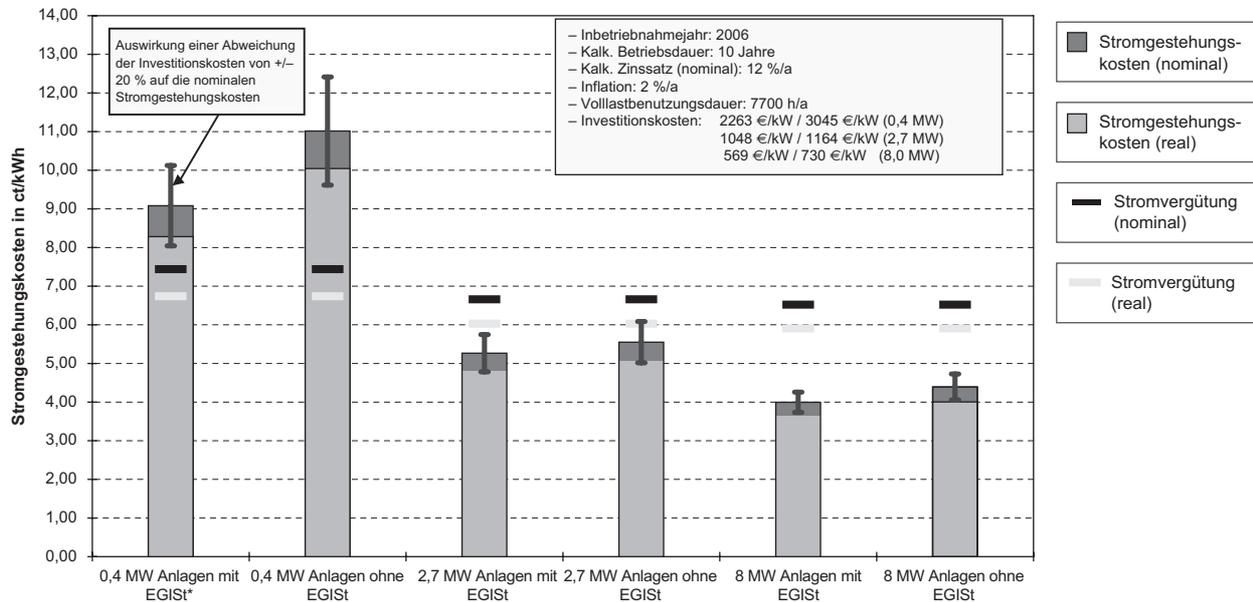


* EGIS = Entgasungsinfrastruktur

⁶ Siehe Fußnote 4 zu Abb. 7-1 auf Seite 46 und Kapitel 15.1 Seite 110 ff.

Abbildung 7-5

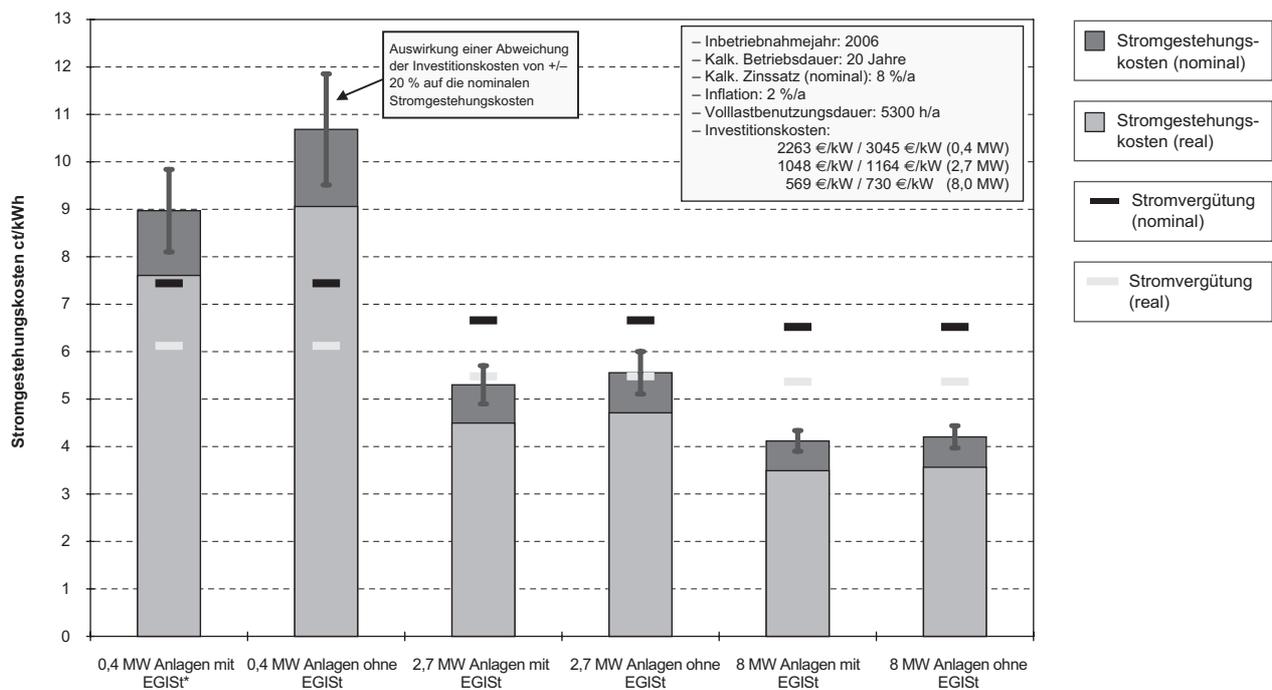
Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Grubengasanlagen (Variante 1) nach ZSW et al. 2007⁷ [1]



* EGIS = Entgasungsinfrastruktur

Abbildung 7-6

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) für Anlagen mit einer Vollastbenutzungsdauer von 5 300 h/a gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Grubengasanlagen (Variante 2) nach ZSW et al. 2007⁸ [1]

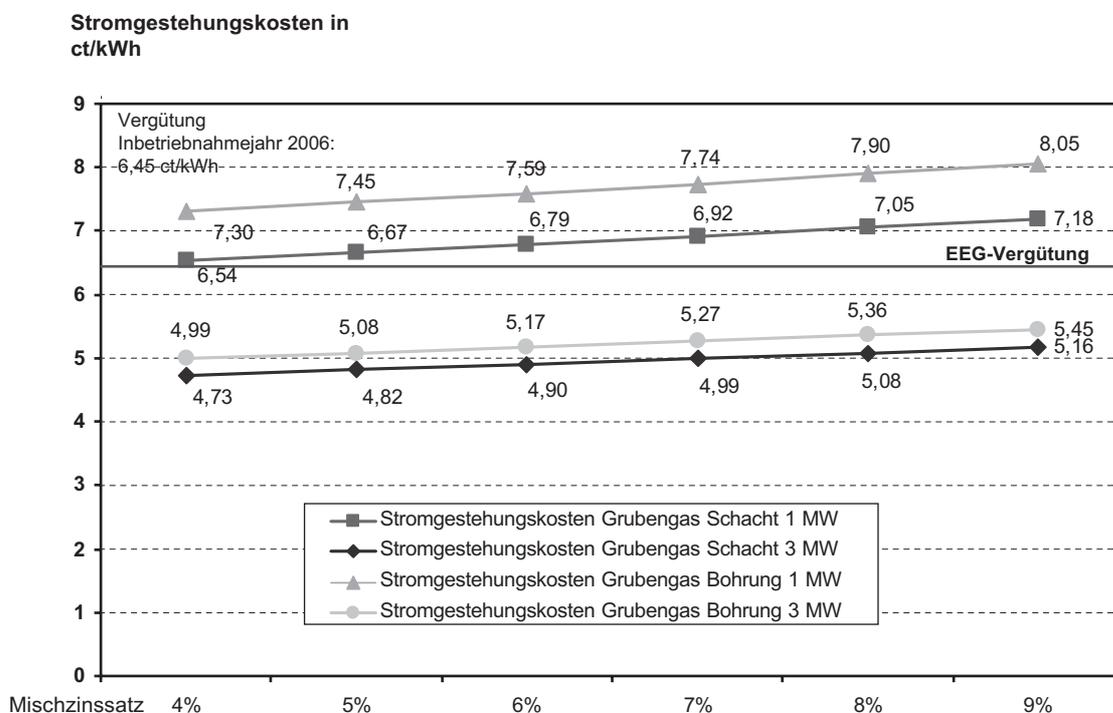


⁷ Siehe Fußnote 4 zu Abb. 7-1 auf Seite 46 und Kapitel 15.1 Seite 110 ff.

⁸ Siehe Fußnote 4 zu Abb. 7-1 auf Seite 46 und Kapitel 15.1 Seite 110 ff.

Abbildung 7-7

Stromgestehungskosten bei Grubengas in Abhängigkeit vom Zinssatz Bewertung der Ergebnisse in ct/kWh nach IE/Prognos 2006 [14]



die Anlagen in Nordrhein-Westfalen in den letzten Jahren durchschnittlich nur ca. 5 300 h/Jahr.

Die unterschiedlichen Volllaststundenzahlen beruhen zum einen auf der Verwendung von unterschiedlichen Technologien, insbesondere der unterschiedlichen Entgasungsinfrastrukturen. Im Saarland wird das Grubengas in einem Netz gesammelt und den Verwertungsanlagen zugeführt, demgegenüber stehen in Nordrhein-Westfalen die Anlagen i. d. R. einzeln am Standort. Zum anderen wurden in Nordrhein-Westfalen auch anfangs große Anlagen bzw. viele Module aufgebaut, die später wieder abgebaut werden mussten, da hier standortspezifische Fündigkeitsrisiken eingetreten sind. Es erscheint aber dennoch möglich, aufgrund der gesammelten Erfahrung bei neuen Anlagen auch in Nordrhein-Westfalen eine deutlich höhere Volllaststundenzahl zu erreichen.

7.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG

Weil Anlagen zur Nutzung von Deponiegas, Klärgas und Grubengas in der Regel kleinflächig in vorbelasteten Bereichen errichtet werden, sind keine weiträumigen Auswirkungen auf Natur und Landschaft zu verzeichnen. Hingegen unterstützt die energetische Nutzung von Deponiegas und Klärgas Klimaschutzziele. Für Grubengas gilt dies, soweit es ohne eine energetische Verwertung eigenständig in die Atmosphäre entweichen würde. Besonders bei Grubengas fand vor dem Jahr 2004 nur vereinzelt

eine energetische Nutzung statt. Das zum Großteil aus dem besonders klimaschädlichen Methan bestehende Grubengas gelangte deshalb vielfach über Entgasungsleitungen („kaltes Abfackeln“) direkt oder durch Risse und Spalten im Deckgebirge auf diffuse Weise in die Atmosphäre.

Die bisherige Errichtung von Anlagen zur Nutzung des energetischen Potenzials von Grubengas und damit die Vermeidung von unkontrolliert diffundierenden Methanemissionen sind aus ökologischer Sicht positiv zu bewerten. Die Einbeziehung der Grubengasnutzung in das Vergütungssystem des EEG war deshalb seinerzeit berechtigt, obwohl es sich nicht um eine Erneuerbare Energiequelle handelt.

Neben den bereits erschlossenen Grubengasprojekten bestehen – soweit bekannt – keine weiteren Standorte mehr, an denen Grubengas in relevanten Größenordnungen eigenständig in die Atmosphäre austritt. Weitere durch das EEG geförderte Grubengasprojekte können daher nur noch realisiert werden, wenn das Grubengas aktiv gefördert würde. Dies wiederum wäre eine Förderung und Nutzung fossiler Energien, die nicht dem Zielkatalog des EEG entspricht und insbesondere die Treibhausgasemissionen in die Atmosphäre nicht reduzieren, sondern erhöhen würde.

Um zu vermeiden, dass nach Ausschöpfen des Potenzials von Grubengas, das ansonsten ungenutzt in die Atmo-

sphäre entweichen würde, aktiv nach Grubengas gebohrt wird, erscheint eine Eingrenzung der Vergütung von Strom aus Grubengas auf die Nutzung von Grubengas aus Schachtanlagen des aktiven sowie des stillgelegten Bergbaus sinnvoll.

7.3 Handlungsempfehlungen

Es wird daher empfohlen, die generellen Regelungen des EEG für Deponie- und Klärgasnutzung weitgehend unverändert zu lassen und nur punktuell Anpassungen vorzunehmen (s. Kasten).

Im Bereich von Deponie- und Klärgas sind die verbleibenden Nutzungspotenziale gering. Besonders wegen des rückläufigen Deponiegasaufkommens dürfte ein Trend zur Errichtung kleinerer Anlagen einsetzen mit der Folge, dass sich die Projekte aufgrund der jetzigen EEG-Vergütungssätze nicht mehr rechnen. Um die verbleibenden Potenziale nutzen zu können, wird daher empfohlen, den EEG-Vergütungssatz für neu in Betrieb genommene Deponiegasanlagen bis einschließlich 500 kW_{el} auf 9,0 ct/kWh (Inbetriebnahme 2009) zu erhöhen. Im Klärgasbereich sollte geprüft werden, ob die Vergütungssätze gesenkt werden können. Darüber hinaus kommt eine Kombination mit anderen Erneuerbaren Energien, insbesondere der energetischen Nutzung von Biogas, in Betracht, was für eine entsprechende Aufhebung der Ausschließlichkeitsgebots in § 8 EEG (Biomasse) spricht.

Mit den neuen Finanzierungsmöglichkeiten durch die Nutzung der Kyoto-Mechanismen, insbesondere die Regelungen des Projekt-Mechanismen-Gesetzes (ProMechG) [20], stehen mittlerweile andere Finanzierungsmöglichkeiten auch für Grubengasprojekte zur Verfügung, mit denen solche Grubengasprojekte finanziert werden können, solange dies nicht durch die Regelungen im EEG und ProMechG zum Doppelvermarktungsverbot ausgeschlossen wird. Eine entsprechende Handlungsempfehlung ist in Kapitel 5.5 formuliert.

Aufgrund der aktuellen Ermittlung der Stromgestehungskosten von Anlagen zur Nutzung des energetischen Potenzials von Grubengas an geeigneten Standorten und unter guter Betriebsführung ist festzuhalten, dass die bestehenden Vergütungen für Anlagen über 1 MW_{el} höher sind, als sie für einen wirtschaftlichen Betrieb sein müssten. Daher wird empfohlen, die Vergütungen für den Leistungsbereich von 1 MW_{el} bis 5 MW_{el} um 1 ct/kWh und für den Leistungsbereich über 5 MW_{el} um 2 ct/kWh zu senken.

Der bestehende Vergütungssatz für Strom aus Grubengasanlagen zwischen 500 kW_{el} und 1 MW_{el} ermöglicht dagegen auch an guten Standorten und bei guter Betriebsführung in der Regel keinen wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage. Daher sollte die Einteilung der Leistungsklassen bei Grubengasanlagen geändert werden (kleiner als 1 MW_{el}, von 1 MW_{el} bis 5 MW_{el} anstatt kleiner 500 kW_{el} und 500 kW_{el} bis 5 MW_{el}). Damit kann und sollte spezifisch die Vergütung für den Leistungsbereich von 500 kW_{el} bis 1 MW_{el} um 1 ct/kWh auf 7,16 ct/kWh bei Inbetriebnahme in 2009 angehoben werden.

In der Vergangenheit wurde die Anlagengröße von Grubengasanlagen teilweise nach relativ kurzer Laufzeit geändert. Dies führte zu Volllaststundenzahlen, die geringer waren als betriebswirtschaftlich sinnvoll und damit zu erhöhten Kosten. Daher sollte, solange eine Vergütungspflicht bestehen soll, bei Inbetriebnahme die Anlagengröße für den Zeitraum der Vergütungspflicht festgelegt werden.

Ferner gibt es Überlegungen und Forschungsvorhaben, Grubengas außerhalb von aktiven oder stillgelegten Bergwerken zu fördern, d. h. an „unverritzten Lagerstätten“ (Coal Bed Methane). Die Exploration von solchem Grubengas ist eine eindeutige und ausschließliche Förderung eines fossilen Brennstoffs. Ein unnatürliches Ausgasen des Grubengases, wie es bei aktiven oder stillgelegten Bergwerken vorkommen kann, ist hier nicht zu erwarten. Eine Grubengasexploration aus unverritzten Lagerstätten durch eine Vergütungspflicht des EEG zu unterstützen würde dem in § 1 EEG dargelegten Ziel des Gesetzes widersprechen. Daher wird empfohlen, die Vergütungspflicht für Strom aus Grubengas auf aktive und stillgelegte Bergwerke zu beschränken.

Handlungsempfehlungen zu den Regelungen zur Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas, Grubengas

Regelungen innerhalb des EEG

- Prüfung, ob bei Klärgasanlagen der Vergütungssatz abgesenkt werden kann.
- Erhöhung des Vergütungssatzes für Deponiegasanlagen (Inbetriebnahme 2009) im Leistungsbereich bis 500 kW_{el} von 7,11 ct/kWh auf 9,0 ct/kWh zur Erschließung des Restpotentials.
- Änderung der Leistungsklassen bei Grubengasanlagen auf
 - 0 – 1 MW_{el} (bislang 0 bis 500 kW_{el}) und
 - 1 – 5 MW_{el} (bislang 500 kW_{el} bis 5 MW_{el})
 sowie Anpassung der Vergütungssätze wie folgt (Inbetriebnahmejahr 2009)
 - Leistungsanteil bis 1 MW_{el} 7,16 ct/kWh (bislang 7,16 bzw. 6,16 ct/kWh).
- Absenkung der Vergütungen für Grubengasanlagen für den Leistungsbereich über 1 MW_{el} wie folgt (Inbetriebnahmejahr 2009)
 - Leistungsanteil von 1 MW_{el} bis 5 MW_{el} 5,16 ct/kWh (bislang 6,16 ct/kWh)
 - Leistungsanteil ab 5 MW_{el} 4,16 ct/kWh (bislang 6,16 ct/kWh).
- Verpflichtung der Festlegung der Anlagengröße einer Grubengasanlage bei Inbetriebnahme.

- Eingrenzung der Vergütung von Strom aus Grubengas auf die Nutzung von Grubengas aus Bergwerken des aktiven sowie des stillgelegten Bergbaus d. h. keine Förderung der Stromproduktion aus Methangas aus unverritzten Lagerstätten (Coal Bed Methane – CBM).

8 Strom aus Biomasse (§ 8 EEG)

Die Regelungen im EEG für die Stromerzeugung aus Biomasse im Sinne von § 8 EEG sind vergleichsweise komplex, was mit den vielfältigen Einsatzstoffen, Anwendungsmöglichkeiten und technischen Verfahren zusammenhängt. Die Biomasseverordnung zum EEG [22] legt dabei fest, welche Arten von Biomasse und Nutzungsverfahren im Sinne von § 8 Abs. 1 EEG anerkannt werden und welche Umweltauflagen zu erfüllen sind.

Anders als bei den übrigen Sparten der Erneuerbaren Energien gilt für Biomasseanlagen bisher das Ausschließlichkeitsprinzip nach § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG. So genannte Hybridanlagen, die Biomasse gemeinsam mit anderen Stoffen oder anderen Erneuerbaren Energien nutzen, haben deshalb keinen Anspruch auf EEG-Vergütung als Strom aus Biomasse. So besteht beispielsweise bei der Mitverbrennung von Holz und Stroh in Kohlekraftwerken oder bei der Verbrennung gemischter Siedlungsabfälle kein Anspruch auf Vergütung als Strom aus Biomasse. Auch im Falle der durchaus sinnvollen Hybridisierung von Biomasseanlagen mit solarthermischen oder geothermischen Anlagen besteht kein Anspruch auf Vergütung als Strom aus Biomasse. Darüber hinaus ist die Vergütungspflicht an die maximale Leistung der Anlagen gekoppelt. Übersteigt sie 20 MW_{el}, entfällt der Vergütungsanspruch vollständig.

Für alle EEG-relevanten Anlagen gilt ein Vergütungszeitraum von 20 Jahren zzgl. des Inbetriebnahmejahres. Die tatsächliche Vergütung hängt wie bei den meisten Sparten der Erneuerbaren Energien vom Jahr der Inbetriebnahme ab, da die gesetzliche Mindestvergütung nach § 8 Abs. 1 EEG einer Degression von 1,5 Prozent pro Jahr unterliegt. Drei Boni, die nicht der Degression unterliegen, wurden im Zuge der EEG-Novelle 2004 eingeführt.

- „NawaRo-Bonus“, d. h. Nachwachsende-Rohstoffe-Bonus, für Anlagen in denen ausschließlich Pflanzen, Pflanzenbestandteile, die in land-, forst- oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden und/oder Gülle im Sinne der VO (EG) 1774/2002 und/oder Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien im Sinne des § 25 des Gesetzes über das Branntweinmonopol, für die keine anderweitige Verwertungspflicht nach § 25 Abs. 2 Nr. 3 oder Abs. 3 Nr. 3 des Gesetzes über das Branntweinmonopol besteht, eingesetzt werden.

- „Technologie-Bonus“, der beim Einsatz von in § 8 Abs. 3 EEG abschließend genannten Verfahren und Techniken gewährt wird. Zu den begünstigten Verfahren gehören: die thermochemische Vergasung von Biomasse, Trockenfermentationsverfahren, die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität und die Stromerzeugung mittels Brennstoffzelle, Gasturbine, Dampfmotor, Organic-Rankine-Anlage, Mehrstoffgemischanlage (insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen) oder Stirlingmotoren.

- „KWK-Bonus“ als ein Anreiz für den Anlagenbetrieb in Kraft-Wärme-Kopplung.

Durch die leistungsabhängige Staffelung und die Kumulierbarkeit der Boni ergibt sich eine starke Ausdifferenzierung der Vergütungssätze. Die Untergrenze bildet dabei die Grundvergütung für Anlagen mit einer Leistung von 20 MW_{el} für das Inbetriebnahmejahr 2007 mit 8,03 ct/kWh. Die Obergrenze ergibt sich für Kleinanlagen mit 150 kW_{el} zu 20,99 ct/kWh, falls alle Boni in Anspruch genommen werden können (Tab. 8-1).

8.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Die gesamte installierte elektrische Leistung der Bioenergieanlagen im Sinne von § 8 EEG hat sich in den Jahren 2000 bis 2006 in Deutschland vervielfacht (Tab. 8-2). Für die Stromerzeugung aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse zeigten sich aber durchaus unterschiedliche Tendenzen, die eine differenzierte Betrachtung rechtfertigen.

Die Entwicklung der Verstromung fester Biomasse verläuft seit dem Jahr 2000 relativ kontinuierlich. Ausgehend von 200 MW_{el} im Jahr 2000 stieg die installierte elektrische Leistung bis 2006 auf 1 100 MW_{el}. Aufgrund der vorherrschenden Dampfturbinen-Konzepte und der damit verbundenen stark größenabhängigen Kostendegression verfügt mehr als ein Drittel aller Anlagen über elektrische Leistungen im Bereich von 5 bis 20 MW_{el}. Diese Anlagen stellen den größten Anteil an der Stromerzeugung aus fester Biomasse bereit. Während in den großen Anlagen überwiegend Altholz eingesetzt wird, nutzen die kleineren Anlagen unter 5 MW_{el} überwiegend Waldrestholz und Industrierestholz, das teilweise beim Betreiber selbst anfällt. Vom gesamten Brennstoffeinsatz dürften etwa 65 bis 75 Prozent auf Altholz entfallen, 20 bis 25 Prozent auf Industrierestholz und Sägenebenprodukte und etwa 10 Prozent auf Waldrestholz und Holz aus der Landschaftspflege.

Während im Zeitraum 2001 bis 2004, ausgelöst durch die Anhebung der Leistungsobergrenze im EEG 2000 auf 20 MW_{el}, insbesondere ein Zubau von Anlagen im Leistungsbereich oberhalb von 5 MW_{el} registriert werden konnte, ist mittlerweile als Folge der Anreizwirkung des NawaRo-, Technologie- und KWK-Bonus seit der EEG-Novelle 2004 ein verstärkter Trend zu Biomasseanlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich bis 500 kW_{el} zu beobachten. Während der Anteil von Anlagen mit einer Leistung bis 2 MW_{el} an den 2004 in Betrieb befindlichen Biomasseanlagen bei 36 Prozent lag, stieg er bei den

Tabelle 8-1

Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Biomasse [6]

	Staffelung der Mindestvergütung für das Inbetriebnahmejahr 2007 (Basiswerte für das Inbetriebnahmejahr 2004 in Klammern)	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Grundvergütung für Anlagen bis 20 MW _{el}	Leistungsanteil bis 150 kW _{el} : 10,99 ct/kWh (11,50 ct/kWh) Leistungsanteil ab 150 kW _{el} bis 500 kW _{el} : 9,46 ct/kWh (9,90 ct/kWh) Leistungsanteil ab 500 kW _{el} bis 5 MW _{el} : 8,51 ct/kWh (8,90 ct/kWh) Leistungsanteil ab 5 MW _{el} bis 20 MW _{el} : 8,03 ct/kWh (8,40 ct/kWh)	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	1,5 % p.a. ab 1.1.2005
Bonusregelungen	NawaRo-Bonus: Leistungsanteil bis 500 kW _{el} : 6 ct/kWh Leistungsanteil ab 500 kW _{el} bis 5 MW _{el} : 4 ct/kWh, (bei Verbrennung von Holz 2,5 ct/kWh) Technologie-Bonus: 2 ct/kWh KWK-Bonus: 2 ct/kWh		
Besondere Regelungen	<ul style="list-style-type: none"> • Geltungsbereich nur für Anlagen bis 20 MW_{el}. • Ausschließlichkeitsprinzip, d.h. kein Vergütungsanspruch bei Hybridanlagen. • Verschiedene Boni sind kumulierbar, Technologiebonus wird nur einmal gewährt. • Technologie-Bonus wird bis zu einem Leistungsanteil von 5 MW_{el} gewährt. • KWK-Bonus wird nur für die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Strommenge gewährt. • Anlagen, die Altholz der Kategorien A III und A IV nutzen: bei Inbetriebnahme vor dem 30.6.2006 wie übrige Anlagen, bei Inbetriebnahme ab dem 30.6.2006 zusätzliche, leistungsunabhängige Absenkung der Vergütung auf 3,78 ct/kWh, ab 2007 Degression von 1,5 % p.a.; Bonusregelungen finden keine Anwendung. 		

Tabelle 8-2

Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse in den Jahren 2003 bis 2006 nach [1, 2, 3, 4, 23]

	2003	2004	2005	2006
Anlagenzahl			3.490	5.262
Installierte Gesamtleistung (MW _{el})	678	1.091	1.733	2.331
Jährliche Neuinstallation (MW _{el} /a)	185	413	642	598
Erzeugte Strommenge aus Biomasse (GWh/a) ¹⁾	3.483,6	5.241,0	7.366,5	12.000
EEG-Vergütung (Mio. €/a) ²⁾	326,68	503,68	777,47	1.337
EEG-Vergütung (ct/kWh) ²⁾	9,38	9,61	10,55	12,27
vermiedene CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a)	2,8	4,2	5,9	9,8
Arbeitsplätze ³⁾	k.A.	23.800	k.A.	64.000
davon im Bereich Biogas	k.A.	4.300	k.A.	10.600
davon im Bereich Feste Biomasse	k.A.	19.200	k.A.	52.600
davon im Bereich Flüssige Biomasse	k.A.	300	k.A.	800

1) Die nach EEG-vergütete Strommenge aus Biomasse beträgt nach VDN-Abrechnung in 2006 10 901,6 GWh. Im angegebenen Wert nach AGEE-Stat-Schätzung, Stand 10/2007 sind auch nicht EEG-vergütungsrelevante Anteile der Stromerzeugung aus Biomasse enthalten, nicht aber biogener Anteil des Abfalls.

2) vermiedene Netznutzungsentgelte sind für 2004 und 2005 abgezogen

3) auch Beschäftigung außerhalb des EEG berücksichtigt, nicht aber aus dem Bereich Biotreibstoffe

Ende 2006 in Bau befindlichen Anlagen auf 77 Prozent. Der Anteil von nachwachsenden Rohstoffen i. S. von § 8 Abs. 2 EEG am Einsatz fester Brennstoffe zur Stromerzeugung stieg von etwa 6 Prozent im Jahr 2004 auf etwa 9 Prozent im Jahr 2006.

Maßgeblich für das Wachstum bei Biogasanlagen, deren elektrische Gesamtleistung sich zwischen 2004 und 2006 nahezu vervierfacht hat, war die Einführung des NawaRo-Bonus im Rahmen der EEG Neufassung 2004. Die jährliche Zunahme, die in den Vorjahren im Bereich von 30 bis 60 MW_{el} relativ konstant war, erhöhte sich von 2004 auf 2005 auf 420 MW_{el}, wobei ein starker Trend zu größeren Anlagen zu beobachten war. Der „NawaRo-Bonus“ wird derzeit von rund 60 Prozent aller Biogasanlagen in Anspruch genommen. Dabei handelt es sich sowohl um Neuanlagen, aber auch um Altanlagen, die auf den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen umgestellt wurden. Durch die Umstellung von Biogasanlagen auf den ausschließlichen Einsatz nachwachsender Rohstoffe nahm der Einsatz industrieller und landwirtschaftlicher Reststoffe in landwirtschaftlichen Biogasanlagen ab. Es ist jedoch anzunehmen, dass diese vergärbaren Reststoffe zum großen Teil auch weiterhin in Vergärungsanlagen verwertet werden, und zwar zur Kapazitätsauslastung bestehender Abfallvergärungsanlagen. Auch der Neubau von Abfallvergärungsanlagen widerlegt die gelegentlich geäußerte Vermutung, dass die Einführung des NawaRo-Bonus zu einem Desinteresse an der Vergärung von Rest- und Abfallstoffen geführt hat.

Der Trend zu größeren Biogasanlagen hat sich weiter fortgesetzt. Ende 2006 betrug die durchschnittliche Leistung des deutschen Biogasanlagenbestandes 290 kW_{el}. Dabei gibt es große regionale Unterschiede. Während in den Bundesländern Brandenburg, Thüringen, Sachsen-Anhalt Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern die durchschnittliche Anlagengröße um 500 kW_{el} liegt, beträgt sie in Baden-Württemberg 200 kW_{el} und in Bayern 190 kW_{el}. Die unterschiedlichen Anlagengrößen führen dazu, dass Niedersachsen mit 27,4 Prozent der installierten Biogasleistung den Spitzenplatz unter den Bundesländern einnimmt, obwohl nach wie vor die meisten Biogasanlagen (41 Prozent) in Bayern in Betrieb sind.

Im Bereich der Pflanzenöl-BHKW kam es zwischen 2004 und 2006 zu einer sprunghaften Steigerung der installierten Leistung. Betrug die installierte Leistung im August 2004 noch etwa 12 MW_{el}, stieg sie bis Ende 2006 bereits auf 237 MW_{el}, wobei sich die Zahl der Anlagen im gleichen Zeitraum von 160 auf 1 800 mehr als verzehnfachte. Mehr als drei Viertel der installierten elektrischen Leistung entfallen auf Anlagen im Leistungsbereich über 100 kW_{el}. Im Wesentlichen kommen zwei Pflanzenölararten zum Einsatz. In kleineren Anlagen bis etwa 100 kW_{el} Leistung ist es hauptsächlich Rapsöl; in Pflanzenöl-BHKW im Leistungsbereich über 100 kW_{el} wird hauptsächlich Palmöl als Brennstoff eingesetzt. Für den Ende 2006 installierten Anlagenbestand kann ein jährlicher Pflanzenölbedarf von etwa 400 000 Tonnen (Tab. 8-3) abgeschätzt werden, wobei etwa 60 000 Tonnen auf Rapsöl entfallen, etwa 340 000 Tonnen auf Palmöl. Ursächlich für die Bevorzu-

gung von Palmöl als Einsatzstoff in Pflanzenöl-BHKW sind deutliche Kostenvorteile bei der Brennstoffbeschaffung. Die Preisdifferenz zwischen beiden Pflanzenölen betrug zeitweise mehr als 200 Euro pro Tonne. Die deutlichen Preissteigerungen beim Rapsöl haben dazu geführt, dass auch im erheblichen Umfang ursprünglich mit Rapsöl betriebene Pflanzenöl-BHKW auf Palmöl-Betrieb umgestellt wurden.

Insbesondere beim Einsatz von Palmöl ergaben sich rechtliche Unsicherheiten in der Beurteilung des Vergütungsanspruchs, insbesondere des Anspruchs auf die erhöhte Mindestvergütung nach § 8 Abs. 2 EEG. Hintergrund sind die Produktionsbedingungen von Palmöl. Insbesondere in Südostasien wird zur Anlage von Palmölplantagen auch Tropenwald vernichtet, teils durch illegalen Holzeinschlag. Der Einsatz nicht nachhaltig erzeugten Palmöls zur Stromerzeugung entspricht nicht den Zielen, die in § 1 EEG definiert sind. Die Herkunft des Palmöls ist beim Einsatz in EEG-Anlagen aber i. d. R. nicht mehr zuverlässig nachweisbar. Gegenwärtig ist zumindest bei derartigem Palmöl fraglich, ob beim Einsatz zur Stromerzeugung Anspruch auf den NawaRo-Bonus besteht. Bislang existiert kein allgemein anerkanntes Zertifizierungssystem, mit dem der Anlagenbetreiber die nachhaltige Erzeugung des in der EEG-Anlage eingesetzten Palmöls nachweisen könnte. Er wird deshalb i. d. R. nicht in der Lage sein, die Erfüllung der Tatbestandsvoraussetzungen für den Anspruch auf die erhöhte Mindestvergütung nach § 8 Abs. 2 EEG gegenüber dem Netzbetreiber nachzuweisen. Vor diesem Hintergrund ist es verständlich, dass einige Netzbetreiber die Vergütung nach § 8 Abs. 2 EEG unter Vorbehalt gestellt haben. Auf die sich beim Einsatz von Palmöl zur Stromerzeugung ergebenden wirtschaftlichen Risiken für die Anlagenbetreiber hat das Bundesumweltministerium in einer Pressemitteilung vom 16. Januar 2007 hingewiesen.

Während die Lenkungswirkung des „NawaRo-Bonus“ relativ gut dokumentierbar ist, lassen sich Aussagen zur Anreizwirkung für einen verstärkten Betrieb in Kraft-Wärme-Kopplung nur begrenzt treffen, weil entsprechende Daten nur schwer zu erheben sind. Auch hier ist eine Unterscheidung nach den verschiedenen Bioenergieträgern sinnvoll.

Biomasseheizkraftwerke, die feste Biomasse einsetzen, werden im Leistungsbereich bis 10 MW überwiegend zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, teils wärmegeführt, teils stromgeführt. Jedoch ist erfahrungsgemäß bei Anlagen über 1 MW_{el} der Anteil der Wärmenutzung oft gering. Im Leistungsbereich ab 10 MW_{el} werden etwa 40 Prozent aller Biomasseanlagen zur ausschließlichen Stromerzeugung genutzt, d. h. in diesem Leistungsbereich ist der Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung deutlich geringer als bei Anlagen kleinerer Leistung. Eine grobe Abschätzung für den Anlagenbestand der Biomasseheizkraftwerke für feste Biomasse zum Jahresende 2006 (920 MW_{el}) ergibt eine genutzte Wärmemenge von 1 900 bis 3 700 GWh_{th}. Das entspricht etwa 3 bis 5 Prozent der gesamten in Deutschland mittels Kraft-Wärme-

Tabelle 8-3

Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse 2006 nach [1, 23]

	Feste Biomasse	Biogas	Pflanzenöl	Gesamt
Anzahl Anlagen	160	3.300	1.800	5.260
Gesamte installierte elektrische Leistung in MW	1.090	1.000	240	2.330
Stromerzeugung (GWh/a) ¹⁾	6.520	4.170	1.310	12.000 ²⁾
Wärmeerzeugung (GWh/a) ¹⁾	1.900 - 3.700	310 - 360	260 - 310	2.470 - 4.370
Brennstoff-, Substrateinsatz (Mio. t/a) ¹⁾	4,0 - 4,7 (atro ³⁾)	23 - 27	0,23 - 0,26	

1) Vereinfachte Berücksichtigung des Inbetriebnahmezeitpunkts der Neuanlagen im Jahresverlauf

2) Die nach EEG vergütete Strommenge 2006 beträgt laut VDN-Abrechnung 10 901,6 GWh/a.

3) atro = absolut trocken (Wassergehalt 0 Prozent)

Kopplung in Nah- und Fernwärmesystemen erzeugten Wärme.

Der Stand der Kraft-Wärme-Kopplung bei Biogasanlagen war nur durch eine Betreiberbefragung abschätzbar. Danach gaben 43 Prozent der Betreiber an, die Kraft-Wärme-Kopplung nach der Einführung des KWK-Bonus mit der EEG-Neufassung 2004 durchgeführt zu haben oder dies zu planen. Insgesamt nutzten im Jahr 2006 58 Prozent der befragten Betreiber die anfallende Wärme extern. Dabei wurde ein weites Nutzungsspektrum von 5 bis 100 Prozent der anfallenden Wärme genannt. Insgesamt wird etwa die Hälfte der anfallenden Wärme genutzt. Diese Entwicklung belegt die Lenkungswirkung des 2004 eingeführten KWK-Bonus. Als besonderes Hemmnis für den weiteren Ausbau der Wärmenutzung wurde insbesondere die Begrenzung des KWK-Bonus auf Anlagen, die ab 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden, genannt. Auch erwies es sich in vielen Fällen als schwierig, Biogasanlagenstandorte in der Nähe von größeren Wärmesenken zu finden.

Bei Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken ist die Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme die Regel. Anlagen im Klein- und Kleinstbereich (bis 50 kW) werden zum großen Teil für Heizzwecke und zur Warmwasserbereitung, also wärmegeführt betrieben. Größere Anlagen werden vielfach zur Wärmeversorgung von kommunal und gewerblich genutzten Gebäuden (Schulen, Schwimmbäder, Gewächshäuser, Betriebsgebäude) und zur Bereitstellung von industrieller Prozesswärme eingesetzt.

Insgesamt ist ein deutlicher Trend zu mehr Wärmenutzung erkennbar. Das gestiegene Interesse der Anlagenplaner und -betreiber an der Nutzung der bei der Stromerzeugung anfallenden Wärme hat verschiedene Ursachen, neben der Anreizwirkung des KWK-Bonus sind insbesondere die gestiegenen Öl- und Gaspreise und die damit

verbundenen höheren Wärmeerlöse zu nennen. Auch die gestiegenen Biomassepreise führen dazu, dass zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit von EEG-Anlagen immer häufiger Einnahmen aus KWK-Bonus und Wärmeverkauf unverzichtbar werden. Unerschlossene Wärmepotenziale bestehen insbesondere bei Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2003 in Betrieb genommen wurden und die deshalb keinen Anspruch auf den KWK-Bonus haben, sowie bei größeren Biomasseanlagen.

Konkretere Informationen liegen für den Einsatz neuer Technologien vor. Hier zeigt sich deutlich die Wirkung des 2004 eingeführten Technologiebonus. Insbesondere die Markteinführung von Organic-Rankine-Anlagen (ORC-Anlagen) im Leistungsbereich von 0,3 bis 2,0 MW_{el} wurde durch den Technologiebonus unterstützt. Ende 2006 verfügten bereits 35 Prozent der in Bau befindlichen Biomasseheizkraftwerke über ORC-Technik. Im Bereich der festen Bioenergieträger waren Ende 2005 von insgesamt 140 Anlagen etwa 18 Dampfmaschinen im Einsatz, die im Leistungsbereich bis 2 MW_{el} angesiedelt sind.

Auch das Interesse an der thermochemischen Vergasung hat durch den Technologiebonus deutlich zugenommen. Die Markteinführung verschiedener Vergasertypen wurde vorbereitet, die ersten Erfolg versprechenden Anlagen befinden sich in Betrieb. Langzeiterfahrungen müssen jedoch erst noch gesammelt werden.

Im Bereich der gasförmigen Energieträger konzentrierte sich das Interesse an neuen Technologien auf Trockenfermentationsverfahren und auf die Einspeisung von aufbereitetem Biogas ins Erdgasnetz. Die erste Biogasanlage, die aufbereitetes Biogas in das Erdgasnetz einspeist, ging Ende 2006 in Betrieb. Weitere Projekte sind inzwischen gefolgt oder in Vorbereitung. In einigen Gasnetzbereichen ist die Konditionierung des aufbereiteten Biogases mit Flüssiggas (LPG) unverzichtbare Voraussetzung für die

Einspeisung. Diesen Fällen trat die Frage auf, wie die Zumischung von fossilem LPG vor dem Hintergrund des Ausschließlichkeitsprinzips in § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG zu beurteilen ist. Eine entsprechende Klarstellung im Gesetz ist zu prüfen.

Durch den Technologiebonus für Trockenfermentationsverfahren ist ein verstärktes Interesse an der güllefreien Vergärung nachwachsender Rohstoffe insbesondere in Regionen mit geringer oder rückläufiger Tierhaltung entstanden. Mittlerweile kann davon ausgegangen werden, dass derartige Verfahren sicher beherrscht werden können und die Markteinführung erfolgreich abgeschlossen ist. Dabei zeigte sich, dass die in der Begründung zum EEG genannten Merkmale von Trockenfermentationsverfahren nicht geeignet waren, innovative Trockenfermentationsverfahren hinreichend genau zu beschreiben. Dadurch ergaben sich erhebliche Rechtsunsicherheiten bei Anlagenbetreibern und Netzbetreibern bei der Anwendung von § 8 Abs. 3 EEG. Teilweise wurde die Rechtsauffassung vertreten, dass alle güllelosen Fermentationsverfahren, die Silagen nachwachsender Rohstoffe und andere feste Substrate einsetzen, Trockenfermentationsverfahren seien.

Ebenso vielfältig wie die Anwendungsbereiche der Stromerzeugung aus Biomasse stellen sich die Stromgestehungskosten dar. Generell ist davon auszugehen, dass die EEG-Vergütungssätze bei günstigen Randbedingungen in Bezug auf den Standort, Brennstoff-/Substratkosten, Wärmeerlöse etc. auskömmlich sind. Klein- und Kleinstanlagen im Leistungsbereich bis 1 MW_{el} bei der Nutzung fester Biomasse bzw. bis ca. 0,1 MW_{el} bei der Nutzung von Biogas und Pflanzenöl sind dagegen häufig nicht kostendeckend zu betreiben.

Der Ausweis von Orientierungswerten der Stromgestehungskosten für die Verstromung von fester Biomasse lässt sich anhand typischer Anlagen entsprechend vornehmen. Wie sich zeigt, ist die erzielbare EEG-Vergütung tendenziell nur für Anlagen im oberen Leistungsbereich

ausreichend. Der Einsatz von A III- und A IV-Althölzern ist allerdings bei Neuanlagen mit Inbetriebnahme nach dem 30. Juni 2006 aufgrund der deutlichen Absenkung der Vergütungssätze auf ein Niveau, das unterhalb des gegenwärtigen Börsenpreises für Grundlaststrom liegt, nicht mehr rentabel.

Hingegen ist die Nutzung eines Teils der Abwärme wegen der erzielbaren Wärmevergütung ein wirtschaftlich wichtiger Faktor. Bei Dampfkraft- und Organic-Rankine-Anlagen führt die Wärmeauskopplung je nach Temperaturniveau allerdings zu geringeren elektrischen Wirkungsgraden und somit zu Einbußen bei der Stromerzeugung. Der „KWK-Bonus“ für den eingespeisten Strom ermöglicht trotzdem einen um 0,3 – 0,5 ct/kWh_{th} niedrigeren Wärmepreis. Damit wird durch den KWK-Bonus die Wärmeauskopplung mitfinanziert.

Deutlich höher ist der Einfluss des „KWK-Bonus“ bei der Nutzung von anderen Techniken, weil hier die Niedertemperaturwärme von Motoren genutzt werden kann, ohne dass geringere elektrische Wirkungsgrade hingenommen werden müssen. Dies erlaubt einen um mehr als 1 ct/kWh verringerten anlegbaren Wärmepreis.

Vorbemerkung zu den Stromgestehungskosten von Biogasanlagen

Die dargestellten Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen basieren auf in 2006 durchgeführten Berechnungen. Dabei wurde – ausgehend von Ergebnissen von Betreiberbefragungen – für die Kosten landwirtschaftlicher Substrate (z. B. Maissilage) im Basisfall ein Wert von anfänglich 25 Euro/t angesetzt sowie eine Substratkostensteigerung über die Anlagenbetriebsdauer mit der Inflationsrate zugrunde gelegt. Im Jahr 2007 trat ein starker Anstieg der Großhandels- und der Erzeugerpreise für Getreide auf, wodurch sich auch der Wettbewerbspreis für Silagen erhöhte. Jedoch sind quantitative Aussagen zu der

Tabelle 8-4

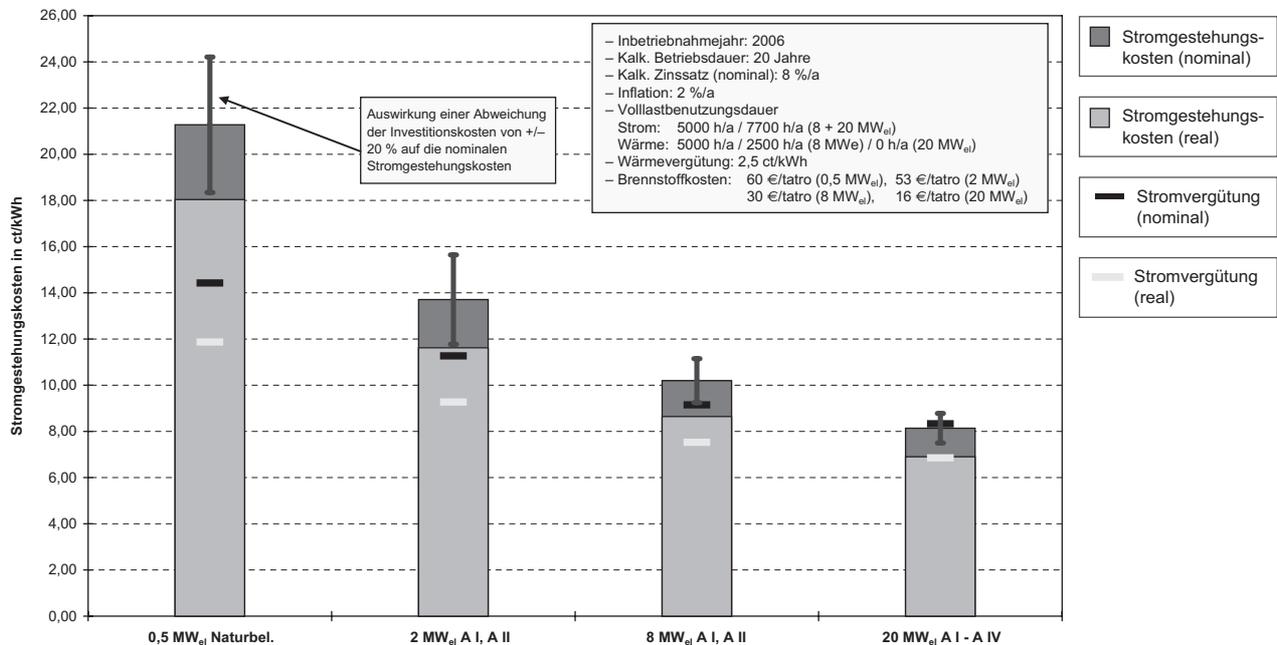
Wirtschaftliche Randbedingungen und Kostenansätze für Anlagen zur Verstromung biogener Festbrennstoffe (Inbetriebnahmejahr 2006) [1]

	Modell 1 0,5 MW _{el}	Modell 2 2 MW _{el}	Modell 3 8 MW _{el}	Modell 4 20 MW _{el}
Charakterisierung	KWK, wärmegeführt (5.000 h/a)	KWK, wärmegeführt (5.000 h/a)	KWK, stromgeführt (7.700 h/a)	Reine Stromerzeugung (7.700 h/a)
Technologie	ORC-Anlage	Dampfkraft- Anlage	Dampfkraft- Anlage	Dampfkraft- Anlage
Brennstoffart	Mix Waldrestholz, Altholz A I	Mix Waldrestholz, Altholz A I, A II	Überwiegend Altholz A I, A II	Altholz A I - A IV
Brennstoffkosten	60 €/t(atro ¹⁾)	53 €/t(atro ¹⁾)	30 €/t(atro ¹⁾)	16 €/t(atro ¹⁾)

¹⁾ atro = absolut trocken (Wassergehalt 0 Prozent)

Abbildung 8-1

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Biomasse(heiz)kraftwerken im Basisfall nach ZSW et al. 2007⁹ [1]



jüngsten Substratpreisentwicklung und zu deren Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen mit Unsicherheiten verbunden. Eine sehr grobe, überschlägige Betrachtung der Wirkung des Getreidepreisanstiegs seit 2004 für eine Biogasanlage, die ausschließlich Energiepflanzen von Basisflächen einsetzt, ist nachfolgend aufgeführt. Die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von den Substratkosten ist Abb. 8-4 zu entnehmen.

Grobe überschlägige Betrachtung der Wirkung des Getreidepreisanstiegs seit 2004:

Die Agrarrohstoffpreise sind an den Getreidepreis gekoppelt. Unter Zugrundelegung des Monatsindex von Mai 2007 ergibt sich ein Anstieg des Brotweizenpreises gegenüber dem Durchschnitt von 2004 um 29 Prozent. Nach [23] erhöht sich der Wettbewerbspreis von Silagen um 17 Prozent, wenn der Getreidepreis um 30 Prozent ansteigt. Wird nun angenommen, dass diese Preissteigerung gänzlich an den Biogasanlagenbetreiber weitergegeben wird, erhöhen sich dessen Substratkosten um etwa 17 Prozent.

Neben den Substratkosten haben, abhängig von der Anlagengröße, insbesondere die spezifischen Investitionskosten und der elektrische Wirkungsgrad Einfluss auf die Stromgestehungskosten einer Biomasseanlage. Der Anteil der Substratkosten an den gesamten jährlichen Stromerzeugungskosten schwankt dabei zwischen 34 bis 48 Prozent. Unter der Maximalannahme, dass die Substratkosten einen Anteil von 50 Prozent an den Stromgestehungskosten haben, ergibt sich somit unter den genannten Rahmenbedingungen und Annahmen ein Anstieg der Stromerzeugungskosten um etwa 8,5 Prozent.

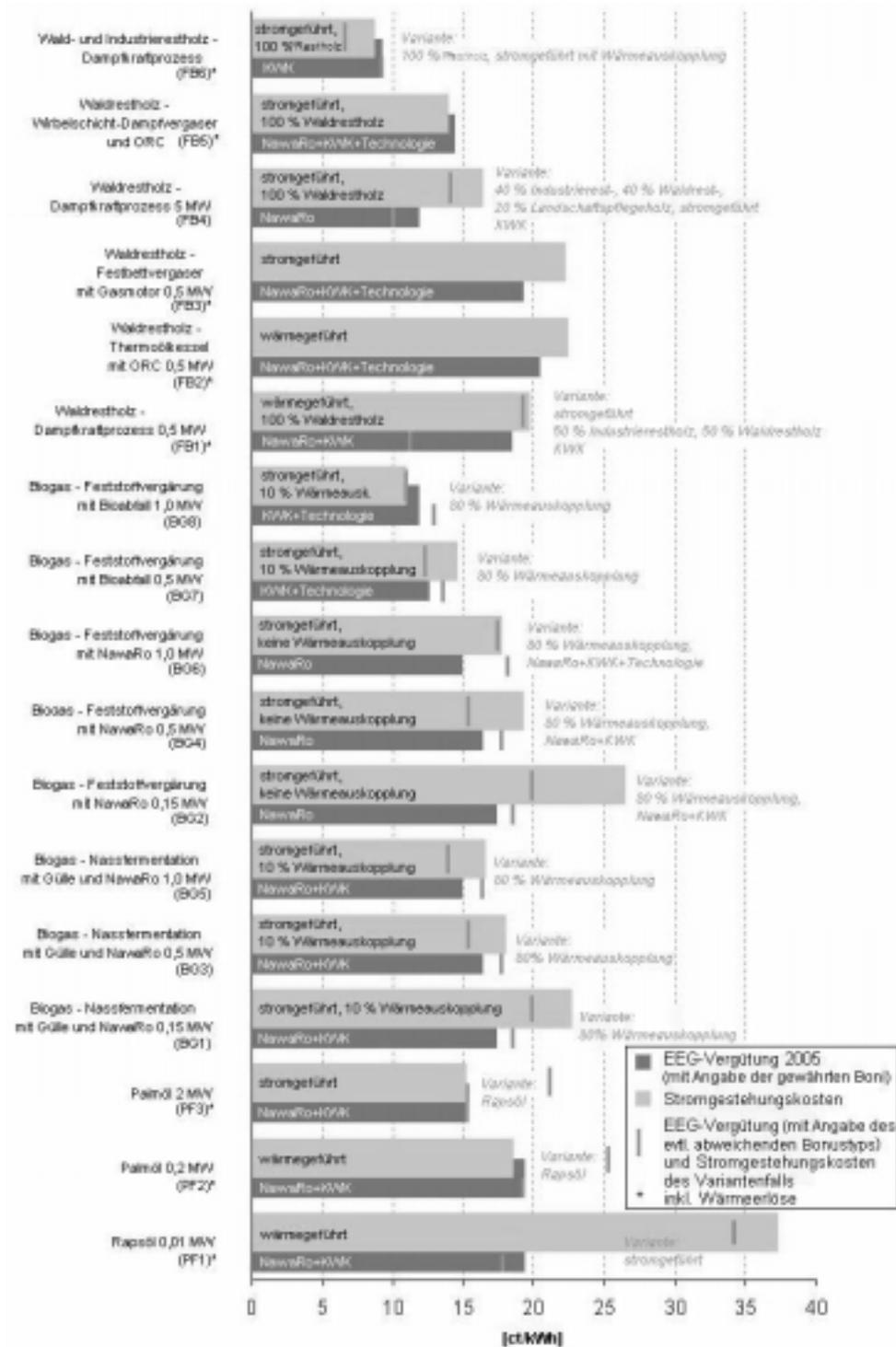
Der „NawaRo-Bonus“ führt bei Anlagen für biogene Festbrennstoffe im Leistungsbereich bis zu mehreren MW_{el} zu Erlösen, die im Falle sehr günstig beschaffbarer Waldresthölzer ausreichend zur Deckung der Stromerzeugungskosten sein können. Bei größeren Anlagen ergibt sich unter den in der Modellrechnung gemachten Annahmen kein ausreichender Anreiz. Gleichwohl sind einige Anlagen der 20 MW_{el}-Größenklasse errichtet worden, die nachwachsende Rohstoffe im Sinne von § 8 Abs. 2 EEG einsetzen, obwohl der NawaRo-Bonus nur für den Leistungsbereich bis 5 MW_{el} gewährt wird. Offenbar ließen sich bei diesen Projekten deutlich geringere Stromgestehungskosten realisieren als in der Modellrechnung unterstellt.

Bei Biogas- und Pflanzenöl-BHKW-Anlagen bewirkt der „NawaRo-Bonus“ durchgängig eine deutliche Steigerung der Stromerlöse, wodurch im Falle des Einsatzes kostengünstiger Substrate/Pflanzenöle ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ermöglicht wird.

⁹ Die Kostendarstellung erfolgt sowohl real, d. h. inflationsbereinigt, als auch nominal ohne Berücksichtigung der Inflation. Da die Vergütungssätze gemäß EEG nominale Werte darstellen, sind sie den nominalen Stromgestehungskosten gegenüber zu stellen. Aus Gründen der Vollständigkeit erfolgte die Einbeziehung der Inflation auch auf der Erlösseite (reale Vergütung). Reale Stromgestehungskosten sind somit mit realen Vergütungen und nominale Stromgestehungskosten mit nominalen Vergütungen zu vergleichen. (Vergleiche auch Kapitel 15.1 Seite 110 ff.)

Abbildung 8-2

Vergleich der Stromgestehungskosten von Anlagen zur Biomassenutzung mit der EEG-Einspeisevergütung nach IE/Prognos 2006 [14]



Die Ergebnisse der Berechnung typischer Stromgestehungskosten für Biogasanlagen für das Inbetriebnahmejahr 2006 sind in Abb. 8-3 den erzielbaren EEG-Vergütungen in einer Basisvariante gegenübergestellt. Trotz der bereits berücksichtigten Bonusregelungen ergibt sich mit Ausnahme der großen Anlage mit 1 MW_{el} Leistung, für die eine Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz und die Verstromung in Kraft-Wärme-Kopplung an anderer Stelle angesetzt wurde, kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb.

Allerdings wird die Wirtschaftlichkeit im Einzelnen sehr stark von der Anlagengröße und den eingesetzten Substraten beeinflusst. Abb. 8-4 zeigt diese Differenzierung für drei Fälle (Leistungsbereich 0,1 MW_{el}, 0,5 MW_{el}, 1 MW_{el}) jeweils für den Einsatz von 100 Prozent Maissilage und den Einsatz von 90 Prozent Gülle und 10 Prozent Maissilage. Hier wird zum einen deutlich, dass die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen – bei derselben Substratart – mit zunehmender Anlagenleistung sinken, was im Wesentlichen eine Folge der Verringerung der spezifischen Investitionen und der Erhöhung der Wirkungsgrade mit zunehmender Anlagenleistung ist. Zum anderen wird deutlich, dass ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb nur im Fall des Einsatzes von Mischsubstraten mit hohem Gülleanteil realisierbar scheint. Dies bewirkt allerdings gleichzeitig eine Beschränkung der Anlagenleistung oder ein

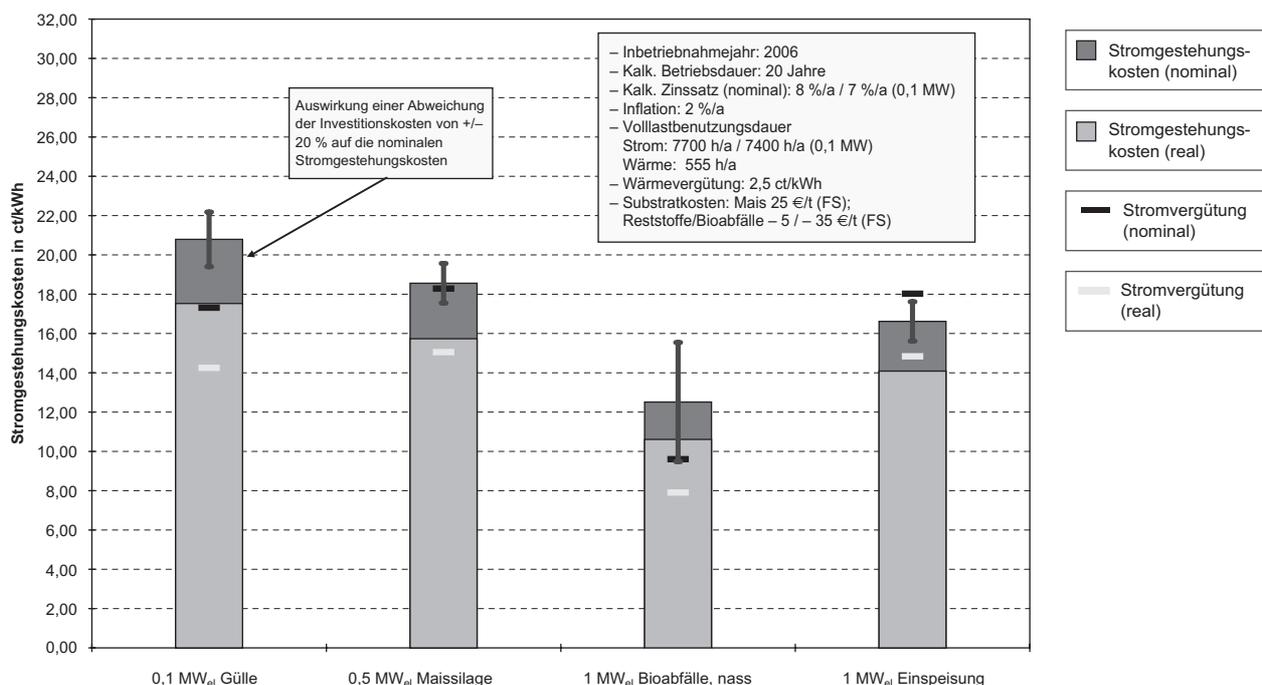
Ausschlusskriterium hinsichtlich des infrage kommenden Standorts, denn für die 1 MW_{el}-Anlage ist das Gülleaufkommen von etwa 2 400 Großvieheinheiten erforderlich, um einen Substratmix mit 90 Prozent-Gülleanteil zu erreichen.

Obwohl Gülle als Nebenprodukt der Tierhaltung grundsätzlich kostengünstig zur Verfügung steht, stellte sich der Einsatz von NawaRo als Substrat aufgrund der geltenden Regelungen im EEG als ökonomisch interessanter dar, weil Energiepflanzen eine sehr viel höhere Effizienz in der Gasausbeute aufweisen. Gleichzeitig ist Gülle nicht an allen Standorten in unmittelbarer Nähe zu einer Anlage verfügbar. Dies führte dazu, dass derzeit nur maximal 10 Prozent der in Deutschland anfallenden Gülle in Biogasanlagen als Substrat eingesetzt werden. Auch der für die Trockenfermentation gezahlte Technologie-Bonus hat tendenziell zur Verdrängung von Gülle geführt. Aufgrund der nachweislich positiven Umwelteffekte sollte die Vergärung von Wirtschaftsdünger verstärkt unterstützt werden. Nur so werden jene Potenziale genutzt, die gerade in den unteren Leistungsbereichen zu einem wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage führen können.

Während in den Abb. 8-1, Abb. 8-2, Abb. 8-3 und Abb. 8-5 von festen Substratkosten ausgegangen wird, ist in Abb. 8-4 die Abhängigkeit der Stromgestehungskosten

Abbildung 8-3

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal; bei Einsatz von Maissilage inklusive Technologiebonus) von Biogasanlagen im Basisfall nach ZSW et al. 2007¹⁰ [1]



¹⁰ Siehe Fußnote 9 zu Abb. 8-1 auf Seite 57 und Kapitel 15.1 Seite 110 ff.

Abbildung 8-4

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal; bei 100 Prozent Maissilage inklusive Technologiebonus) von Biogasanlagen beim Einsatz von 100 Prozent Maissilage bzw. 90 Prozent Gülle, 10 Prozent Maissilage (Wirkung des NawaRo-Bonus) nach ZSW et al. 2007¹ [1]

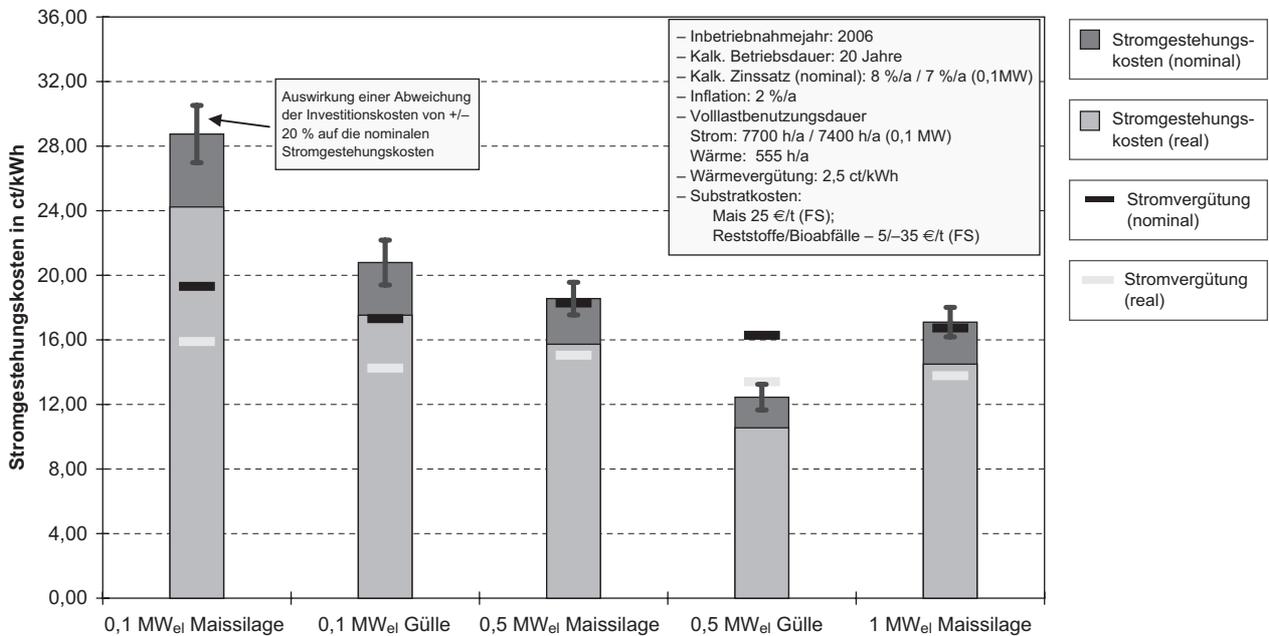
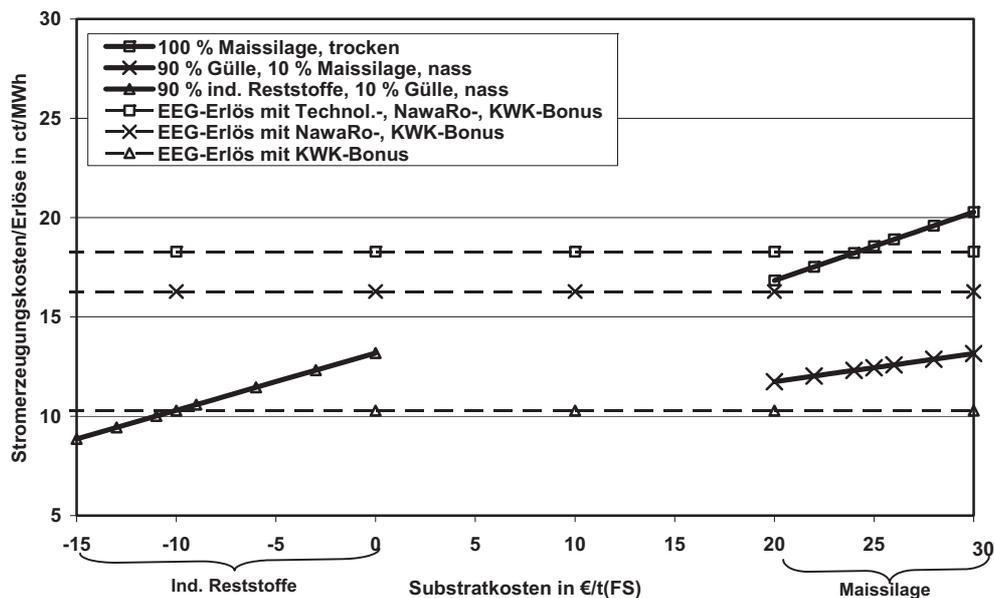


Abbildung 8-5

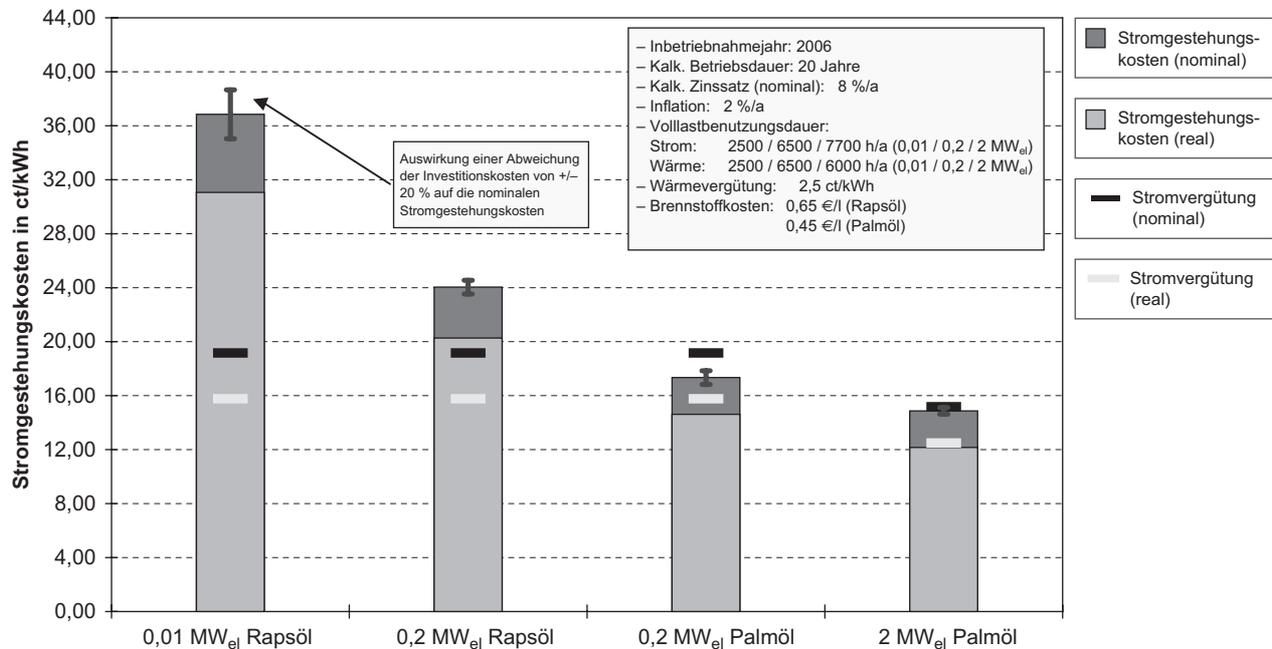
Orientierungswerte für nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (nominal) von 0,5 MWel-Biogasanlagen beim Einsatz diverser Substrate in Abhängigkeit von den Substratkosten (Für die Verwendung von Gülle wurden keine Beschaffungs- und Transportkosten angesetzt; die weiteren Parameter sind mit denen in Abb. 8-3 identisch) [23]



¹¹ Siehe Fußnote 9 zu Abb. 8-1 auf Seite 57 und Kapitel 15.1 Seite 110 ff.

Abbildung 8-6

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Pflanzenöl-BHKW-Anlagen nach ZSW et al. 2007¹² [1]



von den Substratkosten für Biogasanlagen mit einer elektrischen Leistung von 0,5 MW – bei Einsatz verschiedener Substrate – dargestellt. Die weiteren Parameter sind mit denen in Abb. 8-3 identisch. Anzumerken ist dabei, dass, wie oben beschrieben, sich der Preis beispielsweise von Maissilage um rund 17 Prozent erhöht, wenn der Getreidepreis um 30 Prozent steigt. Dies war zwischen 2004 und Mai 2007 der Fall. Diese Verbindung ist grundsätzlich bei Substrat gegeben, soweit Anlagenbetreiber und Substratlieferant sich nicht durch anderweitige Verträge gebunden haben.

Bei Anlagen zur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse (gegenwärtig ausschließlich Pflanzenöl) weisen die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von Anlagengröße und der verwendeten Pflanzenölart ebenfalls eine große Bandbreite auf (Abb. 8-6). Weil die Pflanzenölkosten ca. 60 bis 80 Prozent der Stromgestehungskosten ausmachen, ist ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb unter den derzeit gegebenen Randbedingungen praktisch nur bei Verwendung von importierten Palmöl möglich, das in den vergangenen Jahren deutlich billiger angeboten wurde als heimisches Pflanzenöl beispielsweise auf der Basis von Raps. Allerdings zeigt der Palmölpreis seit Mitte 2006 steigende Tendenz und hat sich mittlerweile dem Preisniveau von Rapsöl angenähert.

8.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG

Für die Förderung der Verstromung von Biomasse durch das EEG gelten die in § 1 aufgeführten Ziele; konkrete ökologische Anforderungen sind in § 8 EEG nicht angelegt. Auswirkungen auf Natur und Landschaft entstehen aber – neben der Reduktion der Treibhausgasemissionen durch die Substitution von fossilen Energieträgern und der energetischen Verwertung von Gülle – zum einen durch die Anlagen selbst sowie durch die nach § 8 Abs. 2 EEG induzierte verstärkte Nutzung von forstwirtschaftlichen Reststoffen sowie den Anbau von Bioenergieträgern.

Bezüglich der Bilanz der Treibhausgasemissionen ist Biomasse von den anderen Sparten der Erneuerbaren Energien zu unterscheiden. Biomasse ist nicht CO₂-frei, sondern CO₂-neutral. D. h., dass bei der Verbrennung von Biomasse die gleiche Menge CO₂ emittiert wird, die vorher von der Pflanze aufgenommen wurde. Neben diesem CO₂-Kreislauf können klimarelevante Emissionen innerhalb der Prozessketten auftreten (z. B. Lachgasemissionen).

Im Sinne einer ökologischen Gesamtbetrachtung der Verstromung von Biomasse ist insbesondere zu differenzieren zwischen Biomasse, die nicht explizit für die energetische Verwertung erzeugt wird, und solcher Biomasse, die ausschließlich für die energetische Verwertung angebaut wird.

¹² Siehe Fußnote 9 zu Abb. 8-1 auf S. 57 und Kapitel 15.1 Seite 110 ff.

Unter die erste Rubrik fallen Biomassen wie Altholz, Gülle oder biologische Abfälle aus der Nahrungsmittelindustrie. Die negativen Auswirkungen des Einsatzes dieser Biomasse auf die Ökologie sind sehr gering und beschränken sich insbesondere auf anlagenbedingte Flächenversiegelung, Barriere- und Zerschneidungseffekte für Tiere und Pflanzen, Emissionen von Lärm, Abgasen und Stäuben sowie die Ausbringung von belasteten Gärresten. In Bezug auf den Menschen kommen vor allem lokale Störungen durch ein erhöhtes Verkehrsaufkommen vor. Grundsätzlich werden diese Auswirkungen jedoch im Zuge der erforderlichen Genehmigungsverfahren und Umweltprüfungen beurteilt und minimiert. Diese negativen Auswirkungen gehen ferner auch von konventionellen Kraftwerken aus, wodurch es nicht zu zusätzlichen Schäden kommt, da die entsprechenden konventionellen Kraftwerke substituiert werden.

Beim Einsatz von Reststoffen oder Wirtschaftsdüngern sind die ökologischen Auswirkungen grundsätzlich positiver als bei gezielt angebaute Biomasse, wobei insbesondere die Vermeidung von Treibhausgasemissionen zu nennen ist. Darüber hinaus ist die Gülleverwertung in Biogasanlagen ökologisch vorteilhaft. Denn bei einer Ausbringung von Gülle auf Acker- und Grünland nach der Biogasnutzung entstehen geringere Emissionen des gegenüber CO₂ deutlich stärkeren Treibhausgases Methan als bei direkter Ausbringung. Vergorene Gülle hat zudem einen positiven Einfluss auf die Bodenqualität und führt zu geringeren Geruchsemissionen.

Vorteilhaft aus Naturschutzsicht ist ebenfalls die Nutzung von Biomasse aus der Landschaftspflege. Diese Nutzung ist mit hohen Bereitstellungskosten verbunden, die jedoch mit einer zunehmenden Entwicklung der Infrastruktur (regionaler Anlagenmix zur Verwertung aller Biomassefraktionen, z. B. holzartig, halmgutartig oder Grünschnitt mit hohem Ligningehalt) verringert werden können.

Durch eine verstärkte Nutzung von Schwachholz und Waldrestholz können neben den o. g. Auswirkungen wertvolle Habitatstrukturen beseitigt werden. Die Beachtung der guten fachlichen Praxis bei der energetischen Waldrestholznutzung ist deshalb aus Sicht des Naturschutzes von großer Bedeutung [24]. Die durch das EEG induzierte Ausschöpfung der energetisch nutzbaren Potenziale ist derzeit insgesamt gering. Lokale Belastungen können jedoch dort auftreten, wo Nutzungen von Kaminholz, Holzheizkraftwerke und andere Anlagen auf engem Raum entstehen.

Bei der Verstromung von Biomasse, die speziell für die energetische Verwertung angebaut wurde, kommen zu den oben genannten ökologischen Auswirkungen ggf. noch weitere hinzu.

Der aus vielerlei Gründen geförderte Anbau von landwirtschaftlicher Biomasse für energetische Zwecke kann zu einer Verengung der Fruchtfolgen und dadurch zu Beeinträchtigungen von Boden, Wasser, Luft, Tieren und Pflanzen (Biodiversität) sowie des Landschaftsbildes führen. Insbesondere im Vergleich zur landwirtschaftlichen Nichtnutzung kommt es zu einem erhöhten Einsatz von

Dünge- und Pflanzenschutzmitteln. Besonders der Zunahme des Maisanbaus zur Biogaserzeugung kommt hier erhebliche Bedeutung zu. Nach Angaben der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung wurde der Anbau nachwachsender Rohstoffe (ohne Getreidekorn) von 13 000 ha im Jahr 2004 auf 158 000 ha im Jahr 2006 ausgedehnt (zum Vergleich Ackerfläche in Deutschland 11,9 Mio. ha). Mit ca. 140 000 ha bzw. 88 Prozent der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe nahm Mais 2006 die größte Fläche ein [23]. Diese Statistik enthält nur die auf Stilllegungsflächen und auf Flächen mit Energieprämie angebauten nachwachsenden Rohstoffe. Darüber hinaus werden aber auch auf sonstigen Flächen nachwachsende Rohstoffe für den Einsatz in Biogasanlagen angebaut. Eine vom Substratbedarf des Anlagenbestandes ausgehende Schätzung des Institut für Energetik und Umwelt von 2007 [23] ergibt, dass 2006 vermutlich bereits 400 000 bis 500 000 ha mit Energiepflanzen für Biogasanlagen belegt waren. Auch hier ist der Großteil Maisanbau [23].

Aus Sicht des Natur- und Umweltschutzes wird vor allem der intensive Anbau von Silomais als Problem gesehen. Möglichen Folgen wie Belastungen des Bodens durch Verdichtung und Erosion sowie der Verlust an biologischer Vielfalt wird durch die Regelungen zur guten fachlichen Praxis entgegengewirkt. Ebenso kann organischer und mineralischer Stickstoffdünger zur Belastung des Grundwassers und zur Eutrophierung von Gewässern führen [25]. Diese Auswirkungen sind vor allem dann zu verzeichnen, wenn Mais ohne Fruchtwechsel und unter ungeeigneten Standortbedingungen angebaut wird.

Im Zusammenhang damit steht auch die aktuelle, kritisch geführte Diskussion zum Anbau von gentechnisch veränderten Pflanzen. In der EU und damit auch in Deutschland wird allerdings ein strenges Verfahren für die Zulassung von gentechnisch veränderten Pflanzenlinien zum Anbau durchgeführt, das eine Umweltrisikoprüfung enthält.

Weitere Auswirkungen auf Natur- und Landschaft ergeben sich, wenn auf ungenutzten Böden wieder produziert oder auf nur extensiv genutzten Böden die Nutzung wieder intensiviert wird. Dadurch können Lebensräume für wildlebende Tiere und Pflanzen verloren gehen und die Gelege von Wiesenbrütern und die Aufzucht der Jungtiere gefährdet werden, insbesondere wenn bei der Nutzungsintensivierung von Grünland Mahdtermine vorgezogen werden.

Zukünftig können sich ebenso Auswirkungen auf das Landschaftsbild durch hochwüchsige Kulturen wie Mais, Chinaschilf, Hanf (bis 4 m) oder Kurzumtriebshölzer ergeben. Derzeit befinden sich entsprechende Arten bzw. Sorten vorwiegend noch in der Erprobungsphase.

Der Anbau von schnellwüchsigen Holzplantagen zum Kurzumtrieb findet vor allem zu Versuchszwecken auf landwirtschaftlichen Nutzflächen statt. Diese Nutzungsänderung kann zu Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes führen, aber auch positive Auswirkungen auf die Biodiversität haben. Halmgüter aus der Landwirtschaft wer-

den gegenwärtig nur in geringem Umfang in Feuerungsanlagen eingesetzt.

Im Bereich der flüssigen Bioenergieträger für stationäre Anwendungen ist vor allem der zunehmende Einsatz von Palmöl kritisch zu bewerten, der mit der Vernichtung von tropischem Regenwald in Zusammenhang gebracht wird. Dies betrifft insbesondere Indonesien und Malaysia, die 85 Prozent des Palmöl-Weltmarktes abdecken. Die in Deutschland Ende 2006 installierten Palmöl-Blockheizkraftwerke haben einen Palmölbedarf von etwa 340 000 Tonnen Palmöl pro Jahr. Diese Palmölmenge entspricht einer Anbaufläche von etwa 100 000 Hektar und damit etwa 1,5 Prozent der Anbaufläche von Ölpalmen in Malaysia und Indonesien.

Für den Anbau von Nutzpflanzen gelten in Deutschland – unabhängig von ihrer Verwendung als Nahrungsmittel, Futtermittel oder Energieträger – die gleichen Bestimmungen der guten fachlichen Praxis. Die Einhaltung der Anbauregelungen wird jährlich im Rahmen der Kontrolle der anderweitigen Verpflichtungen der EU Direktzahlungen (Cross Compliance) systematisch überprüft.

Insgesamt lässt sich für die Verstromung von speziell hierfür angebaute Biomasse feststellen, dass durch das bestehende Regelwerk für die Landwirtschaft in Deutschland die negativen ökologischen Auswirkungen minimiert werden. Es sollte geprüft werden, inwieweit in diesem Bereich Handlungsbedarf besteht. Ferner besteht hier Forschungsbedarf. Für eine ökologische Gesamtbetrachtung sind die positiven ökologischen Auswirkungen, insbesondere der Reduktion von Treibhausgasemissionen, zu berücksichtigen.

8.3 Nutzungskonkurrenzen

Die verstärkte energetische Nutzung der Biomasse kann zu Nutzungskonkurrenzen führen. Nutzungskonkurrenzen sind bei der inländischen Situation durch die Begrenztheit der Anbauflächen und/oder alternative Verwendungsmöglichkeiten der Substrate charakterisierbar. Im Vergleich dazu steht in den potenziellen Exportländern in der Regel mehr Fläche zur Verfügung. Hier ist insbesondere auf eine nachhaltige Produktion zu achten. Die Diskussion über Nutzungskonkurrenzen bezieht sich in erster Linie auf Flächenkonkurrenzen in der landwirtschaftlichen Nutzung sowie wirtschaftliche Nutzungsalternativen beim Einsatz von Holz.

In der landwirtschaftlichen Produktion sind noch Potenziale vorhanden, den Biomassertrag zu erhöhen, wie z. B. durch eine Erhöhung der Flächenerträge, durch eine verstärkte Ganzpflanzennutzung und die verstärkte Verwertung von Rest- und Nebenstoffen. Durch die Ausdehnung der Biomassenutzung kann es mittel- und langfristig zu einer zunehmenden Konkurrenz der verschiedenen Verwertungsrichtungen um die begrenzt verfügbare landwirtschaftliche Nutzfläche kommen. Dies ist bereits in einzelnen Regionen mit hoher Viehdichte und in Futteranbaubereichen beim Anbau von Mais zu erkennen, der sowohl in Biogasanlagen als auch in der tierischen Veredelung eingesetzt wird. Zu einer Verringerung des Flä-

chendrucks können zukünftig u. a. verbesserte Anbauverfahren, optimierte technische Prozesse oder auch Importe von nachhaltig erzeugter Biomasse beitragen.

Die Situation der Forstwirtschaft unterscheidet sich aus mehreren Gründen von den in der Landwirtschaft vorliegenden Gegebenheiten.

Um Holz konkurrieren vier unterschiedliche Märkte:

- stoffliche Verwertung,
- Wärmeerzeugung,
- Stromerzeugung,
- zukünftig wahrscheinlich: Kraftstofferzeugung für Kraftstoffe der 2. Generation.

Diese Märkte werden teilweise durch unterschiedliche Maßnahmen gefördert, im stofflichen Bereich meist durch Investitionshilfen, im energetischen Bereich durch Marktanreize (z. B. EEG).

Naturgemäß besteht das größte Verwertungsinteresse an der kostengünstigsten Biomasse. Im Holzbereich ist dies aufgrund des großen Verwertungsspektrums über ein weites Feld von Holzsorten (z. B. Rundholz, Industriestholz, Waldrestholz) zu unterschiedlichen Preisen von besonderer Bedeutung. Bei der Mobilisierung dieser Holzreserven ist den Anforderungen der guten fachlichen Praxis Rechnung zu tragen. Tendenziell ist der Holzbereich nach Jahrzehnten real rückläufiger Rohholzpreise durch Preissteigerungen gekennzeichnet. Mit weiter steigender Nachfrage nach Holz kann sich diese Entwicklung verstärken. Dabei ist zu berücksichtigen, dass bei Holz eine Wiederverwendung und Recycling im Sinne einer Kreislaufwirtschaft möglich ist und auch intensiv genutzt wird.

Internationale Situation

Es kann davon ausgegangen werden, dass es in allen industrialisierten und stark vom Erdöl abhängigen Ländern zu einem verstärkten Interesse an der Bioenergie kommen wird. Trotz landesspezifischer Unterschiede in den Erzeuger- und Abnehmerstrukturen werden die Auswirkungen hinsichtlich der Nutzungskonkurrenz vergleichbar zur oben beschriebenen nationalen Situation sein. Dies gilt auch für Schwellen- und Entwicklungsländer. Hier ist jedoch die Frage nach einer Verdrängung der Nahrungsmittelproduktion durch den Anbau von Energiepflanzen besonders relevant. Insbesondere für Länder, die auf Nahrungsmittelimporte angewiesen sind, kann sich ggf. die Ernährungssituation verschärfen, wenn die Nahrungsmittelpreise auf den internationalen Märkten ansteigen. Wie sich die gesteigerte Nachfrage nach Bioenergie auf die Ernährungssicherung in den Entwicklungsländern auswirkt, ist bisher noch wenig bekannt und ist Gegenstand aktueller Forschungen.

Die weitere Entwicklung der Preiswirkungen des Anstiegs der Biomassenutzung sollte aufmerksam beobachtet werden, um ggf. eintretenden unerwünschten Marktverzerrungen entgegenwirken zu können.

8.4 Handlungsempfehlungen

Es wird empfohlen, die generellen Regelungen des EEG für Strom aus Biomasse, insbesondere in ihrer Struktur mit Mindestvergütungen und Boni, beizubehalten, diese jedoch anzupassen (s. Kasten).

Das bisherige Vergütungssystem aus leistungsabhängiger Grundvergütung in Kombination mit den verschiedenen Boni trägt den unterschiedlichen Produktionsbedingungen und gewünschten Lenkungswirkungen Rechnung.

Aufgrund der veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen wird empfohlen, die Vergütung von Strom aus Biomasseanlagen im Leistungsbereich bis einschließlich 150 kW_{el} für Alt- und Neuanlagen um 1 ct/kWh zu erhöhen.

Eine besondere Problematik betrifft die Stromerzeugung aus landwirtschaftlich erzeugten nachwachsenden Rohstoffen. In diesem Anlagenbereich haben sich die steigenden Agrarpreise in einem Umfang negativ auf die Wirtschaftlichkeit ausgewirkt, der durch weitere Optimierung des Anlagenbetriebs nicht mehr aufgefangen werden kann. Es wird deshalb vorgeschlagen, den NawaRo-Bonus für Strom aus Biomasse im Leistungsbereich bis 500 kW_{el} um 1 ct/kWh auf 7 ct/kWh für Alt- und Neuanlagen zu erhöhen.

Die Einführung des NawaRo-Bonus hat sich insgesamt bewährt. Die Höhe, die Differenzierung und die Begrenzung auf den Leistungsbereich bis einschließlich 5 MW_{el}, sowie die Anforderungen an den Anlagenbetrieb sollten deshalb im Wesentlichen beibehalten werden. Als in Einzelfällen problematisch hat sich erwiesen, dass im EEG nur allgemeine Anforderungen an die Erfüllung der Tatbestandsvoraussetzungen für den Anspruch auf NawaRo-Bonus formuliert sind. Dies führte zu einer Reihe von Zweifelsfällen im Hinblick auf mögliche Einsatzstoffe. Unklar blieb beispielsweise, wie beim Einsatz von weltweit gehandelten Pflanzenölen die Erfüllung der Tatbestandsvoraussetzungen für den NawaRo-Bonus nachzuweisen ist. Auch zur Einsatzmöglichkeit verschiedener Biogassubstrate in NawaRo-Anlagen wurden unterschiedliche Rechtsauffassungen vertreten. Es wird deshalb empfohlen, eine Positiv/Negativ-Liste mit Stoffen, bei deren Einsatz Anspruch auf den NawaRo-Bonus besteht, ins EEG aufzunehmen.

Kritisch zu betrachten ist ein abnehmendes oder stagnierendes Interesse an der Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen, insbesondere, weil ein großes Wirtschaftsdüngerpotenzial für die Biogaserzeugung noch ungenutzt ist. Um dem entgegenzuwirken, wird vorgeschlagen, folgende Änderungen im EEG vorzunehmen:

- Erhöhung des NawaRo-Bonus für Strom aus Biogas (Alt- und Neuanlagen) im Leistungsbereich bis einschließlich 150 kW_{el} zusätzlich um 1 ct/kWh, sofern ständig mindestens 30 Prozent (Volumen- oder Masseprozent) Wirtschaftsdünger an der vergorenen Jahresmenge zur Biogaserzeugung eingesetzt werden und
- Streichung der Trockenfermentation als im Technologiebonus begünstigte Technik, da durch die beste-

hende Regelung ein Fehlanreiz geschaffen wurde, selbst kostenlos verfügbaren Wirtschaftsdünger durch energiereichere Biomasse zu ersetzen (siehe unten).

Die Erhöhung der Mindestvergütung für den Leistungsbereich einschließlich 150 kW_{el} begünstigt die Nutzung von vor Ort vorhandenem Wirtschaftsdünger.

Durch die strenge Handhabe des Ausschließlichkeitsprinzips beim Einsatz von NawaRo in Biogasanlagen und deren Vergütung bleiben viele landwirtschaftliche pflanzliche Nebenprodukte energetisch ungenutzt, obwohl diese im direkten Umkreis der Biogasanlage anfallen. Auch im Hinblick auf die gestiegenen Energiepflanzenpreise und die sinnvolle energetische Verwertung von Biomasse wird empfohlen, die Ausschließlichkeit zu flexibilisieren. Es sollten bestimmte pflanzliche Nebenprodukte, die zur Vergärung in Biogasanlagen freigegeben sind, festgelegt werden. Diese sollten so gewählt sein, dass die Verwertung in Biogasanlagen keine oder nur geringe Auswirkungen auf den Markt verursacht. Für das aus diesen Nebenprodukten gewonnene Biogas kann nur die Grundvergütung in Anspruch genommen werden. Der NawaRo-Bonus bleibt auf den Anteil entsprechend der NawaRo-Positivliste beschränkt. Durch die anteilige Mitvergärung von Nebenprodukten in Biogasanlagen ist eine genaue, nachvollziehbare und transparente Dokumentation für die Bilanzierung als Grundlage für die Vergütung notwendig.

Zur Vermeidung von Fehlanreizen ist der NawaRo-Bonus für die Stromerzeugung durch Verbrennung von Holz im Leistungsbereich von 500 kW_{el} bis 5 MW_{el} im geltenden EEG auf 2,5 ct/kWh abgesenkt. Fehlanreize, insbesondere im Hinblick auf die Konkurrenzsituation bestimmter Holzsortimente mit der stofflichen Verwertung, sind bei Holz aus der Landschaftspflege und aus Energieholzplantagen (Kurzumtriebsplantagen) allerdings nicht zu erwarten. Es wird deshalb vorgeschlagen, bei der Nutzung dieser Holzsortimente einen NawaRo-Bonus in Höhe von 4 ct/kWh zu gewähren.

Inwieweit sonstigen möglichen Nutzungskonkurrenzen entgegengewirkt werden kann, muss im Rahmen der Erstellung einer Positiv/Negativ-Liste geprüft werden. Bei einer Änderung der Biomasseverordnung ist dies ebenfalls zu berücksichtigen. Dabei kommt der vorrangigen Nutzung von Reststoffen besondere Bedeutung zu.

Die bisherigen Erfahrungen mit dem KWK-Bonus haben gezeigt, dass dieser Anreiz zu mehr Energieeffizienz nur zum Teil gewirkt hat. Um allerdings das erhebliche bislang ungenutzte Potenzial zur Effizienzsteigerung bei Bioenergieanlagen besser zu erschließen und den Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung weiter zu erhöhen, wird eine Anhebung des KWK-Bonus um 1 ct/kWh empfohlen. Um sicherzustellen, dass nur energetisch sinnvolle Wärmenutzungen durch den erhöhten KWK-Bonus begünstigt werden, sollte in diesem Zusammenhang der Begriff der Kraft-Wärme-Kopplung konkretisiert werden. Ziel sollte sein, dass nur solche Wärmenutzungen in Hinblick auf den KWK-Bonus anerkannt werden, die tatsächlich zur Substitution fossiler Energieträger beitragen.

Als Hemmnis für die stärkere Wärmenutzung bei EEG-Biomasseanlagen hat sich erwiesen, dass Anspruch auf den KWK-Bonus nur für Anlagen besteht, die ab dem 1. Januar 2004 in Betrieb genommen wurden. Diese Regelung, die der Vermeidung von Mitnahmeeffekten dienen sollte, verhindert in vielen Fällen eine nachträgliche Umstellung von Biomasse-Stromerzeugungsanlagen auf KWK-Betrieb. Es wird deshalb empfohlen, den Geltungsbereich des KWK-Bonus auf „Altanlagen“ zu erweitern, sofern die Umrüstung der Anlage auf Wärmenutzung nach Inkrafttreten der Neufassung des EEG erfolgt.

Die Sonderstellung von Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien, die als nachwachsender Rohstoff im Sinne des NawaRo-Bonus anerkannt wird, obwohl dieser Stoff die allgemein an nachwachsende Rohstoffe zu stellenden Anforderungen nicht erfüllt, ist in Anlagen, die nach Inkrafttreten der geplanten Neufassung des EEG in Betrieb genommen werden, nicht mehr erforderlich. Es kann davon ausgegangen werden, dass Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien, für die keine anderweitige Nutzung besteht, bereits heute ihren Weg in Biogasanlagen gefunden hat.

Mit dem Technologiebonus wird das Ziel verfolgt, innovativen, besonders energieeffizienten und damit umwelt- und klimaschonenden technischen Verfahren den Markteintritt zu erleichtern. Es wird empfohlen, den Technologie-Bonus in der bisherigen Struktur beizubehalten und der aktuellen Technologieentwicklung anzupassen. Viele der durch den Technologie-Bonus seit 2004 begünstigten Trockenfermentationsverfahren können inzwischen als markteingeführt gelten. Es wird deshalb vorgeschlagen, die Trockenfermentation aus der Liste der besonders begünstigten technischen Verfahren zu streichen. Die begünstigte Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität soll insbesondere die energieeffiziente und klimaschonende Nutzung des Biogases ermöglichen. Um dies sicherzustellen, sind – wie neuere Energie- und Klimaschutzbilanzen zeigen – auch Anforderungen an die Energieeffizienz der Biogasaufbereitungsanlage und an mögliche Methanemissionen der Biogasaufbereitung zu stellen. Es wird deshalb empfohlen, den Anspruch auf Gewährung des Technologiebonus bei der Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität zukünftig an die Einhaltung von Obergrenzen für die Methanemissionen und den Stromverbrauch zu koppeln. Die gleichen Ziele wie mit der Biogasaufbereitung auf Erdgasqualität können in vielen Fällen auch mit der Errichtung von Biogasmikronetzen erreicht werden. Es wird deshalb empfohlen, die Errichtung von Biogasmikronetzen in Verbindung mit Biogasanlagen in den Anwendungsbereich des Technologie-Bonus aufzunehmen, falls die Biogasmikronetze nicht über investive Maßnahmen im Rahmen des Marktanzreizprogramms für Erneuerbaren Energien (MAP) und der Gemeinschaftsaufgabe Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes (GAK) gefördert werden können.

Die 20-MW Obergrenze (elektrische Leistung) für den Anwendungsbereich des EEG hat sich in Einzelfällen als kontraproduktiv erwiesen. Denn um diese Obergrenze zu

umgehen, wurden im Hinblick auf den Vergütungsanspruch des EEG kleinere Anlagen oder gar mehrere kleinere Anlagen nebeneinander oder in unmittelbarer Nähe errichtet, obwohl aus technischer und ökonomischer Sicht größere Biomasseanlagen sinnvoll gewesen wären. Es wird deshalb vorgeschlagen, die 20-Megawatt-Obergrenze für Anlagen, die nach Inkrafttreten der Neufassung des EEG in Betrieb genommen werden und Strom aus Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen, aufzuheben. Anspruch auf Vergütung soll aber auch in Zukunft nur für den Anteil des eingespeisten Stroms bestehen, der dem Leistungsanteil bis 20 Megawatt entspricht.

Die Degression der Grundvergütung für Neuanlagen beträgt gegenwärtig 1,5 Prozent p. a. In den nächsten Jahren ist davon auszugehen, dass sich Kosten für Stahl und Energie für den Bau der Anlagen tendenziell weiter erhöhen werden. Diese Erhöhung ist nicht ausschließlich mit dem technischen Fortschritt zu kompensieren. Um diesem Trend Rechnung zu tragen, andererseits aber weiterhin wünschenswerte Kostenreduktionspotenziale auszuschöpfen, wird empfohlen, die Degression der Grundvergütung für Neuanlagen ab dem Inbetriebnahmejahr 2009 leicht von 1,5 Prozent auf 1 Prozent p. a. zu reduzieren.

Um auch einen hohen Anreiz für die Weiterentwicklung und Kostensenkung bei den eingesetzten innovativen Techniken, bei Wärmenutzungskonzepten und der Nutzung von NawaRo zu schaffen, wird trotz Erhöhung der Boni ergänzend eine Ausweitung der Degression auf alle Boni im Biomassebereich von ebenfalls 1 Prozent p. a. ab dem Inbetriebnahmejahr 2010 empfohlen.

Die deutliche Zunahme von mit Palmöl und anderen Pflanzenölen betriebenen Pflanzenöl-Blockheizkraftwerken, weist auf die Notwendigkeit hin, Nachhaltigkeitsanforderungen für die Erzeugung nachwachsender Rohstoffe zu formulieren. Es ist sicherzustellen, dass nur für Strom aus nachhaltig und naturverträglich angebauter Biomasse Anspruch auf Vergütung als Strom aus nachwachsenden Rohstoffen besteht. Dafür ist eine Verordnungsermächtigung zum Erlass von Nachhaltigkeitsanforderungen im EEG zu verankern. Diese sollte sowohl negativen Trends hinsichtlich des Imports nicht nachweislich nachhaltig erzeugter Biomasse entgegenwirken, wie auch eventuellen Handlungsbedarf aufgreifen, um negative Auswirkungen auf Natur und Landschaft zu vermeiden. Solange kein wirksames Zertifizierungssystem zur Sicherung eines nachhaltigen Anbaus besteht, sollte bei der Stromerzeugung aus den besonders problematischen Energieträgern Palmöl und Sojaöl kein Anspruch auf den so genannten NawaRo-Bonus bestehen.

Obwohl der „NawaRo-Bonus“ wichtige Beiträge zum Klima- und Ressourcenschutz und der Entwicklung ländlicher Räume induziert, werden auch in der allgemeinen Öffentlichkeit verstärkt Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft durch den intensiven Anbau nachwachsender Rohstoffe für die Stromerzeugung diskutiert. Deshalb ist darauf zu achten, dass der gezielte Anbau von Bioenergieträgern naturverträglich erfolgt. Hierfür bietet das vorhandene Instrumentarium einen guten Ansatz. Hervorzuheben

sind die Regelungen für die Landwirtschaft zur guten fachlichen Praxis und zu den anderweitigen Verpflichtungen für EU-Direktzahlungen (Cross Compliance-Anforderungen), die aber allein mögliche negative Auswirkungen nicht ausreichend mindern können. Es wird daher empfohlen, die Regeln der guten fachlichen Praxis regelmäßig zu überprüfen und erforderlichenfalls anzupassen.

Mit der Zunahme von Biogasanlagen gewinnt die Minderung von Methanemissionen aus diesen Anlagen an Bedeutung. Es wird empfohlen, zukünftig sicherzustellen, dass alle Maßnahmen nach dem Stand der Technik zur Minderung von Methanemissionen ergriffen werden. Hervorzuheben ist dabei insbesondere eine Verpflichtung zur Abdeckung der Nachgärbehälter.

Handlungsempfehlungen zu den Regelungen zur Stromerzeugung aus Biomasse (I)

Regelungen innerhalb des EEG

- Erhöhung der Grundvergütung für Alt- und Neuanlagen für den Leistungsbereich bis 150 kW_{el} um 1 ct/kWh auf 11,67 ct/kWh.
- Anhebung des NawaRo-Bonus für Strom aus Biomasse für Alt- und Neuanlagen im Leistungsbereich bis 500 kW_{el} von 6 ct/kWh auf 7 ct/kWh.
- Für Biogasanlagen (Alt- und Neuanlagen) zusätzliche Erhöhung des NawaRo-Bonus um 1 ct/kWh für den Leistungsbereich bis 150 kW_{el}, wenn mindestens 30 Prozent (Volumen- oder Masseprozent) Wirtschaftsdünger eingesetzt werden.
- Flexibilisierung des Ausschließlichkeitsprinzips für Biogas-NawaRo-Anlagen: Bestimmte pflanzliche Nebenprodukte, für die kein NawaRo-Bonus gezahlt wird, sollen in Zukunft gemeinsam mit NawaRo-Biomasse eingesetzt werden dürfen. Grundlage hierfür soll eine Positivliste sein. Anspruch auf den NawaRo-Bonus soll aber nur für Strom aus Biogas entsprechend dem NawaRo-Anteil bestehen.
- Einführung einer Degression für alle bisher nicht degressiv ausgestalteten Biomasse-Boni (NawaRo-, KWK- und Technologiebonus) in Höhe von 1 % p. a. ab Inbetriebnahmejahr 2010.
- Anhebung des KWK-Bonus von 2 auf 3 ct/kWh. Dabei Konkretisierung des Begriffs Kraft-Wärme-Kopplung zur Verhinderung ineffizienter Wärmenutzung.
- Verringerung der Degression der Vergütung für Neuanlagen gemäß § 8 Abs. 5 von 1,5 % auf 1 % p. a. (ab Inbetriebnahmejahr 2009).
- Erhöhung des NawaRo-Bonus für Holz aus Kurzumtriebsplantagen und Landschaftspflegematerial für den Leistungsbereich 500 kW_{el} bis 5 MW_{el} von 2,5 ct/kWh auf 4 ct/kWh.
- Streichung des Anspruchs auf NawaRo-Bonus für Schlempe aus landwirtschaftlichen Brennereien beim Einsatz in Neuanlagen.
- Erweiterung des Geltungsbereichs des „KWK-Bonus“ auf bereits in Betrieb genommen Anlagen, sofern die Umrüstung der Anlage auf Wärmenutzung nach Inkrafttreten der Neufassung/Novelle des EEG auf Grundlage dieses Erfahrungsberichts erfolgt.
- Aufhebung der 20 Megawatt-Obergrenze für Neuanlagen für den Vergütungsanspruch nach § 8 Abs. 1 EEG in Verbindung mit Kraft-Wärme-Kopplung. Vergütungsanspruch besteht aber weiterhin nur für den Anteil des eingespeisten Stroms, der dem Leistungsanteil bis 20 MW_{el} entspricht.
- Aufnahme einer Positiv- und Negativliste zur Festlegung der „NawaRo-Bonus-fähigen“ Biomassen in einer Anlage des EEG, mit VO-Ermächtigung zur Änderung der Liste. Hierbei sind auch mögliche Nutzungskonkurrenzen zu berücksichtigen.
- Ausschluss von Palmöl und Sojaöl vom Anspruch auf eine erhöhte Mindestvergütung nach § 8 Abs. 2 (NawaRo-Bonus), solange kein wirksames Zertifizierungssystem zur Sicherung eines nachhaltigen Anbaus besteht.
- Die Bundesregierung wird sich auf europäischer Ebene für die Festlegung von Nachhaltigkeitsanforderungen für nachwachsende Rohstoffe einsetzen. Gleichzeitig Aufnahme einer Ermächtigungsgrundlage zum Erlass einer Verordnung über Nachhaltigkeitsanforderungen für die Erzeugung von nachwachsenden Rohstoffen in das EEG, die im Einvernehmen zwischen BMU und BMELV erlassen wird.

- Änderung der begünstigten Technologien zur Stromerzeugung beim Technologiebonus:
 - a. Streichung der Trockenfermentation
 - b. Sofern eine Förderung von Biogasmikronetzen im Rahmen von investiven Förderprogrammen nicht umsetzbar ist: Aufnahme von Biogasmikronetzen in die Liste der begünstigten Technologien.
- Kopplung des Bonus für Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz an Einhaltung von Obergrenzen für Methanemissionen und Stromverbrauch.

Flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG

- Die gute fachliche Praxis in der Land- und Forstwirtschaft ist regelmäßig zu überprüfen und erforderlichenfalls anzupassen.
- Sicherstellung von Maßnahmen zur Minderung der Methanemissionen aus Biogasanlagen, insbesondere durch Verpflichtung zur gasdichten Abdeckung der Gärrestbehälter sowie der energetischen Nutzung des entstehenden Methans.
- Förderung von Biogasmikronetzen im Rahmen des Marktanreiz-programms für Erneuerbaren Energien (MAP)/ der Gemeinschaftsaufgabe Verbesserung der Agrarstruktur und des Küstenschutzes (GAK).
- Maßnahmen zur Stärkung der Wärmenutzung bei der Stromerzeugung durch Biomasse.
- Prüfung von Maßnahmen, um bei bestehenden und zukünftigen Biomasseanlagen der geplanten starken Absenkung des Formaldehyd-Grenzwerts in der TA Luft und der dadurch notwendig werdenden zusätzlichen Investitionen für Reinhaltetechnik Rechnung zu tragen.

9 Strom aus Geothermie (§ 9 EEG)

Für geothermische Anlagen wurden die Vergütungssätze mit der Neufassung des EEG 2004 stärker nach Anlagenleistungen differenziert, um den höheren Kosten kleinerer Anlagen besser Rechnung zu tragen. Die Sätze für Anlagen unter 20 MW_{el} wurden deutlich angehoben, weil Projektplanungen und wissenschaftliche Untersuchungen

zeigten, dass mit der ursprünglichen Vergütung von etwa 8,95 ct/kWh kein wirtschaftlicher Betrieb erreicht werden konnte. Seither können maximal 15 ct/kWh für Strom aus Geothermieanlagen erlöst werden (Tab. 9-1). Die Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen setzt anders als bei den übrigen Sparten der Erneuerbaren Energien im Jahr 2010 ein, weil erst bis dahin eine größere Zahl von Anlagen realisiert sein dürfte.

Tabelle 9-1

Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Geothermie [6]

	Staffelung der Mindestvergütung für das Inbetriebnahmejahr 2007 (Basiswerte für das Inbetriebnahmejahr 2004 in Klammern)	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Grundvergütung für Anlagen bis 20 MW _{el}	Leistungsanteil bis 5 MW _{el} : 15,00 ct/kWh (15,00 ct/kWh) Leistungsanteil ab 5 MW _{el} bis 10 MW _{el} : 14,00 ct/kWh (14,00 ct/kWh) Leistungsanteil ab 10 MW _{el} bis 20 MW _{el} : 8,95 ct/kWh (8,95 ct/kWh) Leistungsanteil ab 20 MW _{el} : 7,16 ct/kWh (7,16 ct/kWh)	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	1 %, erstmalig zum 1.1.2010

9.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Die Stromerzeugung aus Geothermie steht trotz beträchtlicher Potenziale noch am Anfang ihrer Entwicklung. Bisher befindet sich lediglich ein Kraftwerk in Neustadt-Glewe bei Schwerin in Betrieb, das eine elektrische Leistung von 230 kW aufweist und 2006 ca. 0,4 GWh Strom einspeiste (Tab. 9-2). Die Anlage ist aus einem geothermischen Heizwerk entstanden, das bereits 1994 in Betrieb ging und mit der Einführung des EEG zu einem geothermischen Heizkraftwerk erweitert wurde, obwohl die Thermalwassertemperatur von 98°C selbst für den Betrieb einer Niedertemperaturturbine sehr niedrig ist.

Konkrete Planungen für Geothermiekraftwerke setzten im Wesentlichen nach der Neufassung des EEG 2004 ein. Aufgrund der relativ langen Realisierungszeiträume, die zwischen drei und fünf Jahren liegen, ist bisher noch keine weitere Anlage in Betrieb gegangen. Es sind jedoch Anlagen in Landau, Neuried, Bruchsal und Unterhaching im Bau. Die Anlagen in Landau und Unterhaching sollen noch im Jahr 2007 in Betrieb gehen. Darüber hinaus befinden sich etwa ein Dutzend weiterer Anlagen am Oberrhein und im Süddeutschen Molassebecken in unterschiedlich konkreten Phasen der Vorbereitung. Ein Indiz für eine perspektivisch deutlich zunehmende Anzahl sind auch die von den Bergämtern vergebenen Aufsuchungserlaubnisse und Konzessionsgebiete. Mit Stand November 2006 wurden 150 Erlaubnisse und Bewilligungen erteilt, davon 75 in Bayern, 50 in Baden-Württemberg, 22 in Rheinland-Pfalz und drei in Hessen.

Das Heizkraftwerk in Neustadt-Glewe ist aufgrund seiner besonderen geologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht vergleichbar mit den Kraftwerken, die noch 2007 in den beiden süddeutschen Regionen in Betrieb gehen sollen (Tab. 9-3). Belastbare Aussagen zu den

Stromgestehungskosten lassen sich auf dieser Basis nicht treffen. Auch die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der in der Umsetzung befindlichen Projekte sind wenig belastbar, da in allen Vorhaben noch Testreihen, Ausschreibungen usw. anstehen, deren Ergebnisse auf die Stromgestehungskosten Einfluss haben. Grundsätzlich zeichnet sich ab, dass die Stromgestehungskosten stark von den konkreten Gegebenheiten vor Ort abhängig sind und auch innerhalb eines Gebietes stark differieren können.

Die Marktentwicklung wird durch umfangreiche Forschungsprogramme unterstützt. Im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms der Bundesregierung (ZIP) sowie des Energieforschungsprogramms der Bundesregierung wurden und werden technologische Entwicklungen zur besseren Erschließung geothermischer Potenziale entwickelt und erprobt. Dabei handelt es sich u. a. um die Neu- und Weiterentwicklung von Methoden der Exploration aus dem Bereich der fossilen Energien und die Entwicklung von Komponenten sowie geeigneter Tiefbohrgeräte, die heute bereits international zum Einsatz kommen. Dafür wurden seit 2003 bis 2006 rund 42 Mio. Euro im Rahmen der Forschungsförderung zur Verfügung gestellt.

Obwohl die Vergütungssätze für Anlagen unter 20 MW_{el} in der EEG Neufassung 2004 deutlich angehoben wurden, konnte kein ausreichendes Marktwachstum erreicht werden. Projektplanungen und wissenschaftliche Untersuchungen zeigen, dass auch mit der erhöhten Vergütung von 15 ct/kWh für Anlagen bis einschließlich 5 MW_{el} installierter Leistung ein wirtschaftlicher Betrieb nur durch intensive begleitende Forschungsförderung möglich ist. Darüber hinaus ist die Entwicklung der Bohrkosten und fehlendes Bohrpersonal ein großes Hemmnis. Die seit 2004 stark gestiegenen Preise für Erdöl und Erdgas führten zu einem sprunghaften Anstieg der Explorationstätigkeit in diesem Bereich, so dass seither die Verfügbarkeit von Bohrgeräten und qualifiziertem Personal einen zen-

Tabelle 9-2

Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Geothermie in den Jahren 2003 bis 2006 nach [1, 2, 3, 4]

	2003	2004	2005	2006
Anlagenzahl	0	1	1	1
Installierte Gesamtleistung (MW _{el})	0	0,2	0,2	0,2
Jährliche Neuinstallation (MW _{el} /a)	0	0,2	0	0
Erzeugte Strommenge aus Geothermie (GWh/a)	0	0,2	0,2	0,4
EEG-Vergütung (Mio. €/a)	0	0,03	0,03	0,05
EEG-Vergütung (ct/kWh)	0	15	15	15
Arbeitsplätze ¹³	k.A.	50	ca. 50	ca. 50

¹³ Die noch sehr geringe statistische Beschäftigtenzahl dürfte teilweise erhebungstechnisch bedingt sein.

Tabelle 9-3

Realisierte und im Bau befindliche Geothermieranlagen zur Stromerzeugung

	installierte Leistung	Bohrtiefe/ Thermalwassertemperatur	Inbetrieb- nahme
Neustadt-Glewe	0,230 MW _{el} / ca. 3 MW _{th}	ca. 2.250 m 95-98°C	2004
Unterhaching	3,36 MW _{el} 28 MW _{th} (erste Ausbaustufe) 40 MW _{th} (zweite Ausbaustufe)	ca. 3.300 m ca. 125°C	2007
Landau	3,8 MW _{el} 3,0 bis 5,5 MW _{th}	3.000 m bzw. 3.400 m ca. 150°C	2007
Bruchsal	0,5 MW _{el} 4 MW _{th}	ca. 2.500 m ca. 128°C	2008

tralen Engpass darstellt. Die Folge ist, dass innerhalb von eineinhalb Jahren die Bohr- und Bohrservicepreise um über 30 Prozent gestiegen sind. Für die nächsten drei Jahre wird ein erneuter Preisschub von bis zu 20 Prozent erwartet. Ebenfalls stark verteuert hat sich Stahl. Weil der untertägige Teil geothermischer Kraftwerke, d. h. Bohrungen, Bohrservice, Verrohrungen u. ä. etwa 50 bis 60 Prozent der Gesamtkosten eines Geothermiekraftwerks ausmacht, wurden aufgrund gestiegener Kosten bereits einige Vorhaben zurückgestellt. Unter diesen Bedingungen dürften lediglich Projekte im mittleren Oberrheingraben mit geringen Bohrteufen und wenige Vorhaben im Süddeutschen Molassebecken realisiert werden [1].

9.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG

Der Stand des Wissens zu den Umweltauswirkungen geothermischer Kraftwerke ist bisher noch unvollständig. Es können lediglich die Ergebnisse des Sachstandsberichtes des TAB „Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland“ sowie eines aktuellen Forschungsvorhabens herangezogen werden, das neben den Umwelteffekten im Lebensweg auch die Auswirkungen auf Natur und Landschaft sowie den Menschen betrachtet [26]. Danach kann es durch Thermalwasserleitungen zu einer Erwärmung im oberflächennahen Bereich kommen, wobei es sich um einen lokalen Effekt handelt, da der Einfluss des geförderten oder reinjizierten Thermalwassers nur in direkter Nachbarschaft zum Bohrloch relevant ist und Thermalwasserleitungen meist entlang vorhandener Infrastrukturen wie Straßen verlegt werden. Somit sind keine weiträumigen Beeinträchtigungen des Bodens und Grundwassers zu erwarten.

Weil geothermische Anlagen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken niedrige Wirkungsgrade aufweisen, ist die geothermische Stromerzeugung mit hohen Abwärmemengen verbunden. Falls eine Wasserkühlung eingesetzt wird, ist dadurch zwar die Möglichkeit einer Fließgewässererwärmung mit Beeinträchtigungen der Fauna

und Flora denkbar, allerdings prüfen die Wasserbehörden grundsätzlich die Genehmigungsfähigkeit dieser Nutzung und erteilen bei einer Zulassung in der Regel entsprechende Auflagen.

Durch die Bohrungsniederbringung kann für den Menschen eine zeitlich begrenzte erhöhte Lärmbelastung entstehen. In Schutzgebieten ist dies für Tiere ebenfalls relevant. Weil im Zulassungsverfahren regelmäßig entsprechende Maßnahmen wie Schallschutzeinrichtungen vorgeschrieben werden, ist diesbezüglich keine Beeinträchtigung zu befürchten.

Die öffentlich viel diskutierte Gefahr von Schadstoffenträgen in Böden und Grundwasser sowie der Kurzschluss verschiedener Grundwasserhorizonte während der Bohrungsniederbringung stellt keine reale Umweltauswirkung dar. Technische Maßnahmen, die durch bergrechtliche Auflagen sichergestellt werden, gewährleisten, dass die oberen, zur Trinkwassergewinnung genutzten Stockwerke bei der Niederbringung der Bohrung abgesperrt sind. Dadurch wird eine Verunreinigung des Grundwassers wie auch ein Kurzschluss verschiedener Wasserhorizonte ausgeschlossen.

Handlungsbedarf zur Reduzierung von negativen Auswirkungen auf Natur und Landschaft wird derzeit nicht gesehen.

9.3 Handlungsempfehlungen

Es wird empfohlen, die generellen Regelungen des EEG für Strom aus Geothermie weitgehend beizubehalten, jedoch Anpassungen der Vergütungsklassen und der Vergütungssätze vorzunehmen sowie die Förderung durch die Einführung eines Bonus zur Wärmenutzung und eines Bonus für nicht hydrothermale Techniken zu ergänzen.

Derzeit entstehen Anlagen vornehmlich in der Leistungsklasse bis 5 MW_{el} installierter Leistung. Anlagen bis 10 MW_{el} sind in der Planung. Da auf abschbare Zeit ein schnelles Größenwachstum der Anlagen über 10 MW_{el}

hinaus nicht erwartet wird, sollten die Vergütungsklassen für Geothermiekraftwerke auf zwei Leistungsklassen „bis einschließlich 10 MW_{el}“ und „über 10 MW_{el}“ vereinfacht werden.

Da ein wirtschaftlicher Betrieb von Geothermieranlagen unter gegenwärtigen Vergütungsbedingungen nur unter massiver Forschungsförderung möglich ist, die Bohrpreise drastisch gestiegen sind und erst in einigen Jahren in ausreichendem Umfang Bohrgeräte und qualifiziertes Personal zur Verfügung stehen werden, wird empfohlen die Vergütungssätze anzuhäben. Der Vergütungssatz bis 10 MW_{el} soll 16 ct/kWh betragen (vorher bis 5 MW_{el}: 15 ct/kWh und bis 10 MW_{el}: 14 ct/kWh) und der Vergütungssatz ab 10 MW_{el} soll 10,5 ct/kWh betragen (vorher bis 20 MW_{el}: 8,95 ct/kWh und ab 20 MW_{el} 7,16 ct./kWh) (jeweils Inbetriebnahme 2009).

Die Effizienz von Geothermieprojekten lässt sich deutlich steigern, wenn nicht nur Strom erzeugt, sondern auch Wärme genutzt wird. Studien haben ergeben, dass das CO₂-Minderungspotenzial hierdurch bei Anschluss an ein Nah- oder Fernwärmenetz um rund 50 Prozent erhöht werden kann. Allerdings handelt es sich dabei nicht um Kraft-Wärme-Kopplung im klassischen Sinn, da das Temperaturniveau der Abwärme der Stromerzeugung oftmals für die Speisung eines Wärmenetzes nicht ausreicht. Daher wird ein Teil des geothermalen Volumenstroms direkt für die Wärmebereitstellung genutzt und steht damit nicht für die Stromerzeugung zur Verfügung. Die durchschnittliche Leistung der Stromerzeugung einer KWK-Anlage reduziert sich somit, wenn sie wärmegeführt betrieben wird. Es wird daher empfohlen, bei Wärmeauskopplung einen Wärmenutzungsbonus in Höhe von 2 ct/kWh Strom einzuführen.

Abgesehen von der geothermischen Energieerzeugung aus hydrothermalen Quellen, die nur in vergleichsweise wenigen Gebieten nutzbar ist, liegen noch weitere große Potenziale der Geothermienutzung in der Gewinnung von Strom und Wärme aus heißem Gestein (nicht hydrothermale Systeme); Diese können insbesondere durch folgende Technologien erschlossen werden: Enhanced Geothermal Systems (EGS), Hot-Dry-Rock (HDR), Stimulated Geothermal System (SGS), Hot-Fractured-Rock (HFR), Hot-Wet-Rock (HWR), Deep-Heat-Mining

(DHM). Es handelt sich dabei um eine Energiegewinnung aus dem Gestein selbst; sie ist weitgehend unabhängig von Wasser führenden Strukturen. Dabei wird das Gebirge als Wärmetauscher genutzt. Die Stromgewinnung aus solchen Systemen weist gegenüber der Erschließung von Thermalwasser bislang deutliche Kostennachteile auf. Um ihr erhebliches zukünftiges Nutzungspotenzial trotzdem zu erschließen, wird vorgeschlagen, diese Stromerzeugung mit einem Technologiebonus von 2 ct/kWh zusätzlich zu fördern.

Neben diesen Empfehlungen sollten zur Absicherung einer erfolgreichen Erschließung geothermischer Potenziale einige flankierende Maßnahmen ergriffen werden. Zur Verteilung und sinnvollen Verwendung der Wärme sollte der Bau zusätzlicher Nah- und Fernwärmenetze gefördert werden. Da dies nicht über die EEG-Vergütung finanziert werden kann, sollte dies durch andere Instrumente wie das Marktanzreizprogramm erfolgen.

Um die Markteinführung von Geothermieprojekten zu flankieren, sollen Forschungsaktivitäten verstärkt werden. Dies soll insbesondere im Bereich fortgeschrittener Technologien, der Stromerzeugung im Niedertemperaturbereich und der Gewinnung von geologischen Informationen zur Optimierung der Projektplanung erfolgen.

Außerdem ist eine bessere Absicherung des Fündigkeitsrisikos geplant. Denn trotz aller sonstigen Untersuchungsmethoden kann letztlich nur mittels einer Bohrung festgestellt werden, ob die erzielbaren Förderraten und die anzutreffende Temperatur im konkreten Fall für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ausreichend sind. Weil eine Bohrung je nach Tiefe und Schwierigkeitsgrad zwischen 4 und 12 Mio. Euro kostet, sind die finanziellen Einbußen im Misserfolgsfall erheblich. Das Bundesumweltministerium erarbeitet derzeit gemeinsam mit der KfW und der privaten Versicherungswirtschaft eine Lösung.

Es wird zudem empfohlen, besondere Bohrrisiken durch einen Investitionskostenzuschuss für die eintretenden Mehraufwendungen aufgrund erhöhten technischen Aufwands infolge ungünstiger geologischer Verhältnisse (maximal 30 Prozent der Gesamtbohrkosten) über das MAP abzudecken.

Handlungsempfehlungen zu den Regelungen zur Stromerzeugung aus Geothermie

Regelungen innerhalb des EEG

- Reduzierung der Leistungsklassen von bislang vier auf zukünftig zwei und Erhöhung der Grundvergütungen für Anlagen, die 2009 in Betrieb gehen, wie folgt:

Klasse 1: Leistungsanteil bis 5 MW _{el}	16 ct/kWh (bislang 15 ct/kWh)
Klasse 1: Leistungsanteil 5 bis 10 MW _{el}	16 ct/kWh (bislang 14 ct/kWh)
Klasse 2: Leistungsanteil 10 bis 20 MW _{el}	10,5 ct/kWh (bislang 8,95 ct/kWh)
Klasse 2: Leistungsanteil ab 20 MW _{el}	10,5 ct/kWh (bislang 7,16 ct/kWh).

- Einführung eines Wärmenutzungsbonus in Höhe von 2 ct/kWh.
- Einführung eines Technologiebonus für nicht hydrothermale Techniken in Höhe von 2 ct/kWh (kumulativ zum Wärmebonus).

Flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG

- Unterstützung des Baus von Nahwärmenetzen zur Verteilung der anfallenden Wärme durch andere Förderinstrumente.
- Verstärkung der Forschungsaktivitäten, insbesondere im Bereich fortgeschrittene Technologien (z. B. Hot-Dry-Rock-Technologie), der Stromerzeugung im Niedertemperaturbereich und der Gewinnung von geologischen Informationen zur Optimierung der Projektplanung.
- Schaffung eines Fonds zur Deckung geologischer Risiken (Fündigkeitsrisiken). Der Bund beteiligt sich an dem Fonds über das MAP.
- Abdeckung besonderer Bohrrisiken durch einen Investitionskosten-zuschuss für die eintretenden Mehraufwendungen aufgrund erhöhten technischen Aufwands infolge ungünstiger geologischer Verhältnisse in Höhe bis zu 30 Prozent der Gesamtbohrkosten bei der Tiefengeothermie über das Marktanzreizprogramm, Qualitätsprüfung über den Risikofonds.

10 Strom aus Windenergie (§ 10 EEG)

Im Zuge der EEG Neufassung 2004 sind die Vergütungsregelungen für die Stromerzeugung aus Windenergie stärker differenziert worden. So wurde mit den Regelungen zum sog. Repowering ein erster finanzieller Anreiz für den Ersatz von Altanlagen durch leistungsfähigere moderne Anlagen geschaffen. Gleichzeitig fiel die Vergütung für Anlagen an ungünstigen Standorten weg, d. h. für solche Anlagen, die weniger als 60 Prozent des Referenzertrages erzielen.

Für Windenergieanlagen (WEA) auf See (Offshore) wurde 2004 eine Staffelung der Vergütungssätze in Abhängigkeit von der Entfernung zur Küste und Wassertiefe eingeführt. Außerdem wurde die Mindestlaufzeit der erhöhten Anfangsvergütung von neun auf zwölf Jahre verlängert und die Frist für die Inanspruchnahme dieser Regelung für eine Inbetriebnahme bis zum 31. Dezember 2010 ausgeweitet.

Für alle Windenergieanlagen wurde im Jahr 2004 die Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen von 1,5 Prozent auf 2 Prozent p. a. erhöht.

Das Referenzertragsmodell verfolgt das Ziel, den Betrieb von WEA im gesamten Bundesgebiet zu ermöglichen und sieht deshalb eine standortdifferenzierte Vergütung vor. Diese führt dazu, dass an den besten Küstenstandorten die erhöhte Anfangsvergütung nur über fünf Jahre bezahlt wird und an Binnenlandstandorten länger. An Standorten mit einem Referenzertrag von nur 60 Prozent wird der Anfangsvergütungssatz über eine Dauer von bis zu 20 Jahren bezahlt. An Standorten unter 60 Prozent Referenzertrag erfolgt keine Vergütung mehr. Aufgrund dieses Referenzertragssystems ergibt sich nach einer überschlägigen Abschätzung eine durchschnittliche Vergütungsdauer des höheren Anfangsvergütungssatzes von rund 16 Jahren.

10.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Ende 2006 waren in Deutschland 18 685 Windenergieanlagen mit einer Leistung von 20 622 MW installiert. Mit 2 234 MW lag die neu installierte Leistung 2006 zwar über der neu installierten Leistung von 2005, was jedoch auf einen Nachholeffekt aus dem Jahr 2005 zurückzuführen ist; ungeachtet dessen ist der Trend aber grundsätzlich rückläufig. Wurden 2002 insgesamt 2 328 Anlagen mit 3 247 MW installiert, lag der Durchschnitt der Jahre 2004 bis 2006 bei rund 2 000 MW. Ein wesentlicher Grund liegt im abnehmenden Flächenangebot für die Windenergienutzung, denn die im Rahmen der Privilegierung für Windenergieanlagen im Außenbereich durchgeführten Ausweisungen von Eignungsgebieten sind von den Gemeinden und Landkreisen mittlerweile umgesetzt worden. Diese Standorte sind insbesondere in Küstennähe zum großen Teil bereits mit Windenergieanlagen erschlossen. Damit ist für die nächsten Jahre davon auszugehen, dass der Zubau neuer Anlagen an Land – aufgrund der zunehmenden Verknappung geeigneter Standorte – tendenziell weiter rückläufig sein wird und der Ersatz älterer Anlagen durch größere und leistungsstärkere Anlagen (sog. Repowering) langsam an Bedeutung gewinnen wird.

Die technologische Weiterentwicklung hingegen verläuft positiv. So betrug die durchschnittlich installierte Leistung der im Jahr 2006 errichteten Windenergieanlagen 1,8 MW, wobei zunehmend Anlagen der 3 MW-Klasse mit Rotordurchmessern von 90 m und Gesamthöhen von etwa 150 m auf Grundlage der Vergütungen des EEG 2004 die Wirtschaftlichkeit erreicht haben. Die in vielen Bundesländern herausgegebenen neuen Abstandsempfehlungen zur Wohnbebauung sowie Höhenbegrenzungen für Windenergieanlagen erschweren jedoch die Umsetzung dieser Projekte.

Für die Küstenregionen wird bei geeigneten Rahmenbedingungen zukünftig das Repowering die wesentliche

Tabelle 10-1

Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Wind [6]

	Staffelung der Mindestvergütung für das Inbetriebnahmehjahr 2007 (Basiswerte für das Inbetriebnahmehjahr 2004 in Klammern)	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Windenergieanlagen an Land	Anfangsvergütung: 8,19 ct/kWh (8,70 ct/kWh) Endvergütung: 5,17 ct/kWh (5,50 ct/kWh)	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmehjahr	2 % p.a. ab 1.1.2005
Offshore-Windenergieanlagen	Anfangsvergütung: 9,10 ct/kWh (9,10 ct/kWh) Endvergütung: 6,19 ct/kWh (6,19 ct/kWh)	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmehjahr	2 % p.a. ab 1.1.2008
Besondere Regelungen für Windenergieanlagen an Land	<ul style="list-style-type: none"> Keine Vergütungspflicht für Anlagen, die an einem geplanten Standort nicht mindestens 60 % des Referenzertrages erzielen können. Anfangsvergütung für mindestens 5 Jahre und maximal 20 Jahre in Abhängigkeit vom Ertrag gegenüber dem Referenzstandort. Verlängerung des Vergütungszeitraumes der Anfangsvergütung um 2 Monate je 0,75 % (Repowering-Anlagen 0,6 %), um den der tatsächliche Ertrag einer Anlage 150 % des Referenzertrages unterschreitet. Für Repowering-Anlagen verlängert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung nur dann, wenn dadurch die installierte Leistung der ersetzten oder erneuerten Anlagen um mindestens das Dreifache erhöht wird. 		
Besondere Regelungen für Offshore-Windenergieanlagen	<ul style="list-style-type: none"> Anspruch auf Zahlung der Anfangsvergütung über mindestens 12 Jahre für Anlagen, die bis zum 31.12.2010 in Betrieb genommen worden sind. Verlängerung des Vergütungszeitraumes der Anfangsvergütung für Anlagen, die bis zum 31.12.2010 in Betrieb genommen worden sind, um jeweils 0,5 Monate für jede über zwölf Seemeilen von der Küstenlinie hinausgehende Seemeile und um 1,7 Monate für jeden zusätzlichen über 20 m Wassertiefe hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe. 		

Tabelle 10-2

Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie in den Jahren 2003 bis 2006 nach [1, 2, 3, 4]

	2003	2004	2005	2006
Anlagenzahl	15.387	16.543	17.574	18.685
Installierte Gesamtleistung (MW)	14.609	16.629	18.428	20.622
Jährliche Neuinstallation (MW/a)	2.644	2.036	1.808	2.234
davon Anlagen nach Repowering (MW/a)	80,8	54	12	136
durchschnittliche Anlagenleistung Neuanlagen (MW)	1.552	1.696	1.723	1.848
Erzeugte Windstrommenge (GWh/a)	18.859	25.509	27.229	30.710
EEG-Vergütung (Mio. €/a) ¹⁾	1.695,9	2.278,9	2.386,3	2.734
EEG-Vergütung (ct/kWh) ¹⁾	9,06	8,93	8,76	8,90
vermiedene CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a)	16,1	22,0	23,5	26,3
Arbeitsplätze		64.000	k.A.	82.100

¹⁾ vermiedene Netznutzungsentgelte sind für 2004 und 2005 abgezogen

Entwicklung darstellen. Unter die Regelung des § 10 Abs. 2 EEG fallen potenziell 3 540 Anlagen mit einer Leistung von ca. 1 120 MW, die den gesetzlichen Vorgaben entsprechend bis zum 31. Dezember 1995 in Betrieb genommen wurden. Wirtschaftlich umsetzbar sind die Maßnahmen unter den gegenwärtigen Randbedingungen auf Grundlage der Vergütungen des EEG 2004 in der Regel, wenn die Altanlagen eine Lebensdauer von mindestens zwölf Jahren erreicht haben. Ende 2005 kamen dafür prinzipiell 1 530 Anlagen in Frage, es wurden jedoch nur 18 Anlagen durch sechs größere ersetzt. Ende 2006 kamen prinzipiell 2 828 Altanlagen in Frage, von denen nur 79 durch 55 neue Windenergieanlagen ersetzt wurden.

Das bestehende große Potenzial des Repowerings wird damit bislang nur unzureichend erschlossen, weshalb es bisher kaum Bedeutung für den Windmarkt hat. Neben wirtschaftlichen Ursachen sind hierfür primär administrative und baurechtliche Hemmnisse zu nennen, denn Anlagen, die bis zum 31. Dezember 1995 und damit noch vor der Änderung von § 35 des Baugesetzbuches (Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich) errichtet wurden, stehen oftmals außerhalb von Vorranggebieten. Hierfür wird es zunehmend schwierig, im Rahmen des Repowering eine neue Baugenehmigung für Anlagen neuer Technologie zu bekommen, weil die Abstände zur Wohnbebauung unterhalb heutiger Regelungen liegen oder weil die betroffenen Gemeinden aufgrund einer zwischenzeitlich erfolgten Ausweisung von Vorranggebieten an anderer Stelle nicht verpflichtet sind, Genehmigungen zu erneuern. Für Windenergieanlagen, die innerhalb von Vorranggebieten betrieben werden, ergibt sich eine grundlegend andere Situation, weil ihre Errichtung in diesen Gebieten grundsätzlich zulässig ist. Aber auch hier führen neue Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen zu einer deutlichen Reduzierung des aktuell realisierbaren Potenzials. Die für Repowering-Anlagen in § 10 Abs. 2 EEG geforderte Leistungserhöhung um das Dreifache wird durch diese strikten, oftmals nicht mehr aus Gründen der Gefahrenabwehr oder Risikoversorge gerechtfertigten Landes- und Kommunalbestimmungen nur selten erreicht. Darüber hinaus bietet die bestehende Repowering-Regelung mit einer Verlängerung der Laufzeit des hohen Vergütungssatzes einen je nach Standort unter-

schiedlich wirkenden wirtschaftlichen Anreiz, der gerade an Standorten im Binnenland nicht effektiv genug ist.

Die Stromgestehungskosten aus Windenergie haben sich seit Beginn der Markteinführung erheblich reduziert. Anhand der inflationsbereinigten mittleren Vergütung am Referenzstandort lässt sich zeigen, dass die im Jahr 2006 erzielbare Vergütung um 60 Prozent unterhalb der erzielbaren Vergütung des Jahres 1991 lag. Unter Beibehaltung der derzeitigen Regelungen würde die mittlere Vergütung am Referenzstandort bis zum Jahr 2010 auf real 6,60 ct/kWh sinken. Dies entspricht nochmals einer Reduktion um 14,9 Prozent gegenüber dem Bezugsjahr 2006. Allerdings sind seit einiger Zeit die spezifischen Anlagenkosten ebenso wie die Investitionsnebenkosten und damit die Stromgestehungskosten deutlich gestiegen. Dies hängt u. a. mit den seit etwa zwei Jahren stark gestiegenen Preisen für Stahl und Kupfer sowie der international stark gestiegenen Nachfrage nach Windenergieanlagen und dem gestiegenen Zinsniveau zusammen. Es ist daher absehbar, dass selbst mit den heute wirtschaftlichsten Windenergieanlagen im Leistungsbereich von 1,3 bis 1,9 MW die EEG-Vergütung nur noch an sehr wenigen Standorten ausreichend sein wird, da relativ hohe konstante Windgeschwindigkeiten erreicht werden müssen. Zur Veranschaulichung dieses Sachverhalts dient Abb. 10-1 [1].

Die Stromgestehungskosten in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Nabenhöhe der Anlage sind in den Abb. 10-1 bis Abb. 10-4 dargestellt.

Die Genehmigungsverfahren für Offshore-Windenergieprojekte in Deutschland schreiten weiter voran. Insgesamt lagen am 31. Juni 2007 achtzehn Genehmigungen für den Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) vor. Fünfzehn dieser genehmigten Projekte für 1 100 Anlagen mit einer Leistung von ca. 5 000 MW befinden sich in der Nordsee und drei weitere mit 240 Anlagen und ca. 1 200 MW in der Ostsee. Innerhalb der 12-Seemeilenzone verfügt darüber hinaus das Projekt Baltic I in der Ostsee über eine Bau- und Betriebsgenehmigung. Technologisch sind ebenfalls wichtige Voraussetzungen erfüllt, denn Prototypen von Windenergieanlagen der so genannten 5 MW-Klasse mit Rotordurchmessern von bis zu 126 m und Nabenhöhen

Tabelle 10-3

Entwicklung des Repowerings von Windenergieanlagen in Deutschland seit 2002 bis 2006 [27]

Jahr	Altanlagen		Anlagen nach Repowering		Repoweringfaktoren	
	Anlagenanzahl	installierte Leistung, MW	Anlagenanzahl	installierte Leistung, MW	Verminderung der WEA Anzahl	Vergrößerung der Leistung
2002	16	5,4	8	12,7	- 50 %	x 2,4
2003	68	29,7	46	80,8	- 68 %	x 2,7
2004	45	17,2	33	54,0	- 73 %	x 3,1
2005	18	9,0	6	12,0	- 33 %	x 1,3
2006	79	26,19	55	136,4	- 70 %	x 5,2

Abbildung 10-1

Orientierungswerte für Stromgestehungskosten und mittlere Vergütung über der Standortqualität für Windenergieanlagen der Leistungsklassen von 1,3 bis 1,9 MW bei einer Nabhöhe von 100 m nach ZSW et al. 2007 [1]

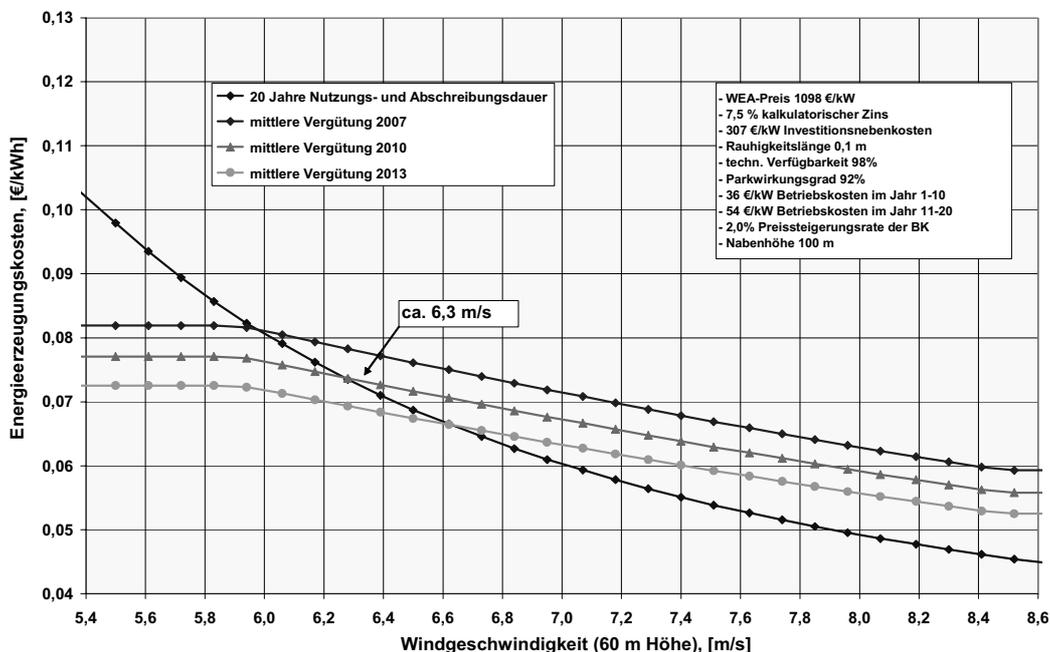
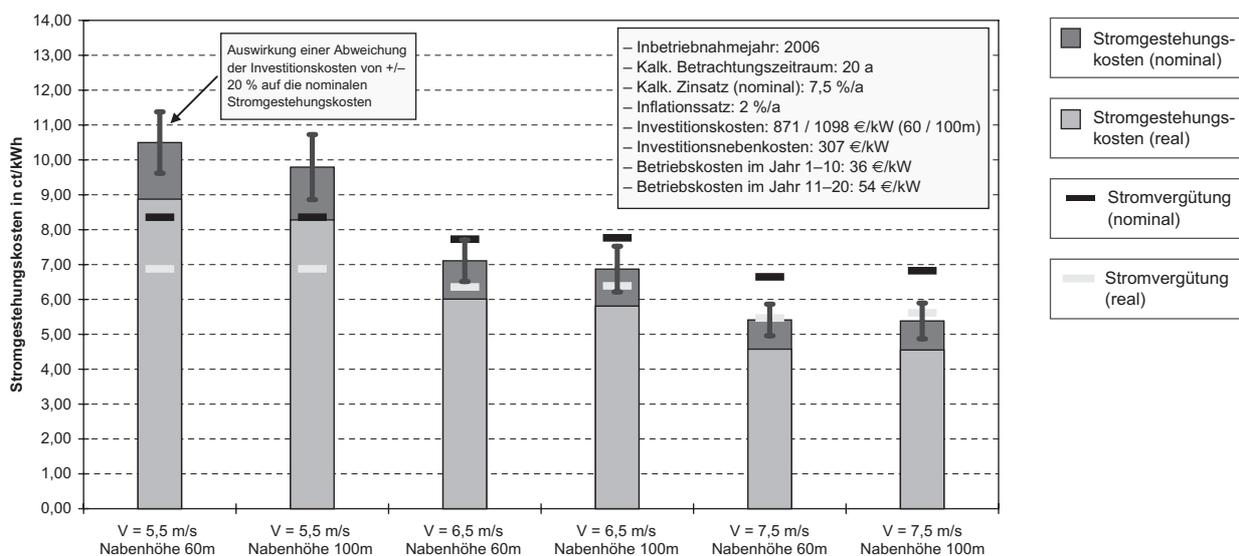


Abbildung 10-2

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Windenergieanlagen der Leistungsklassen von 1,3 bis 1,9 MW nach ZSW et al. 2007¹⁴ [1]



¹⁴ Die Kostendarstellung erfolgt sowohl real, d. h. inflationsbereinigt, als auch nominal ohne Berücksichtigung der Inflation. Da die Vergütungssätze gemäß EEG nominale Werte darstellen, sind sie den nominalen Stromgestehungskosten gegenüber zu stellen. Aus Gründen der Vollständigkeit erfolgte die Einbeziehung der Inflation auch auf der Erlösseite (reale Vergütung). Reale Stromgestehungskosten sind somit mit realen Vergütungen und nominale Stromgestehungskosten mit nominalen Vergütungen zu vergleichen. (Vergleiche auch Kapitel 15.1 Seite 110 ff.)

Abbildung 10-3

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Windenergieanlagen der Leistungsklassen von 2,0 bis 3,0 MW nach ZSW et al. 2007¹⁵ [1]

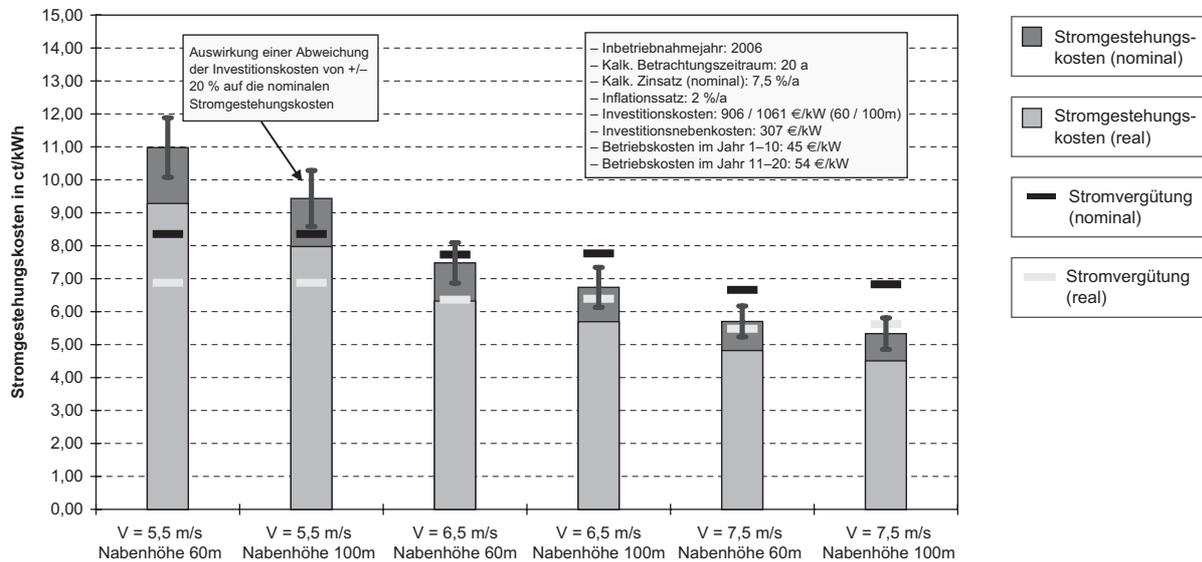
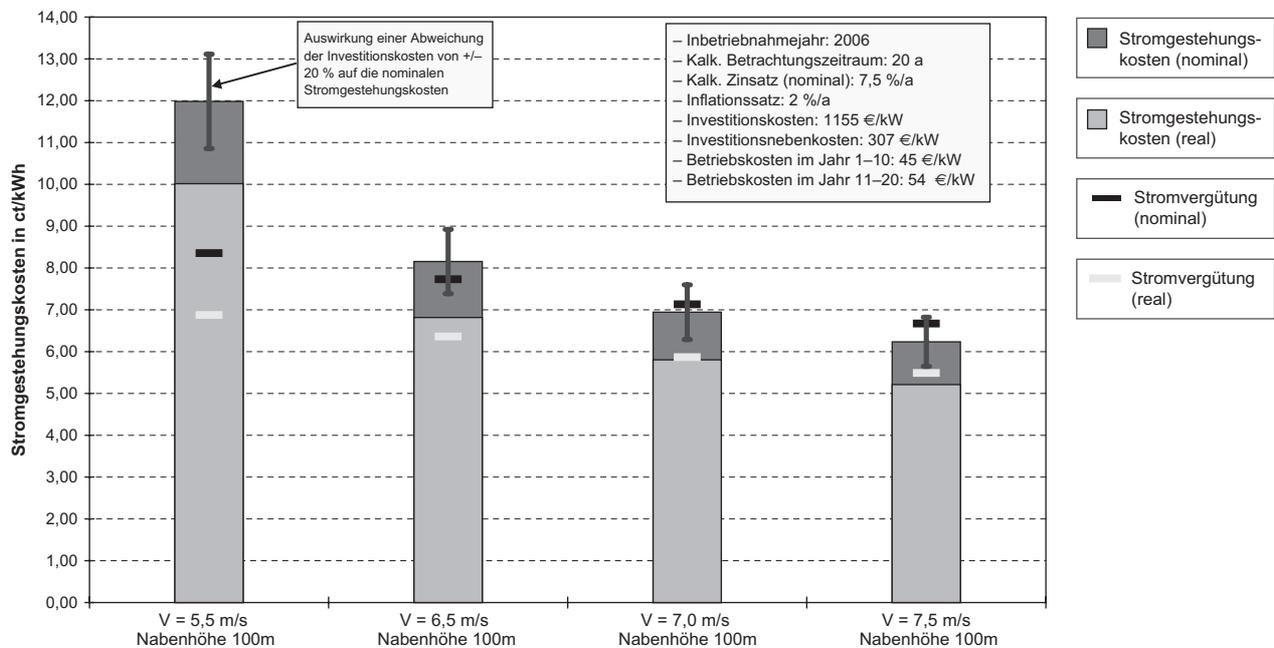


Abbildung 10-4

Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Windenergieanlagen der Leistungsklasse über 3,0 MW nach ZSW et al. 2007¹⁶ [1]



¹⁵ Siehe Fußnote 14 zu Abb. 10-2 auf Seite 74 und Kapitel 15.1 Seite 110 ff.
¹⁶ Siehe Fußnote 14 zu Abb. 10-2 auf Seite 74 und Kapitel 15.1 Seite 110 ff.

Abbildung 10-5

Stromgestehungskosten bei einer Repowering-Windenergieanlage von 1,5 MW in Abhängigkeit vom Zinssatz und den Vollbenutzungsstunden in ct/kWh nach IE/Pognos 2006 [14]

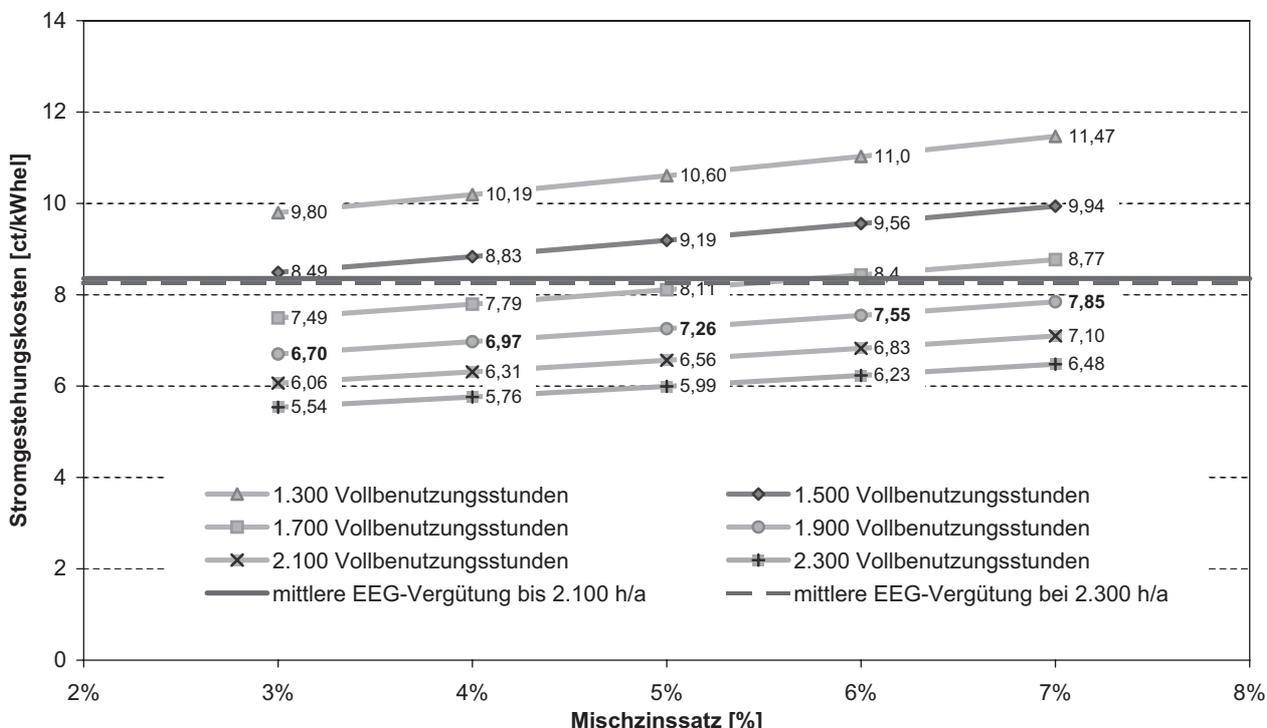


Tabelle 10-4

Orientierungswerte für Stromgestehungskosten für zwei Modellfälle von Offshore-Windparks mit Anlagen der 3 MW-Klasse und Anlagen der 5 MW-Klasse (Inbetriebnahmejahr 2007) [1]

	Modellfall 1 Offshore-Windpark mit Offshore-Windenergieanlagen der 3 MW-Klasse 20 m Wassertiefe	Modellfall 2 Offshore-Windpark mit Offshore-Windenergieanlagen der 5 MW-Klasse 30 m Wassertiefe
Gesamtinvestition	2.625 – 2.895 €/kW	3.010 – 3.230 €/kW
Betriebskosten		
1. Dekade	108 €/kW	108 €/kW
2. Dekade	134 €/kW	134 €/kW
Finanzierung	Projektfinanzierung	Unternehmensfinanzierung
kalkulatorischer Zins	8,15 %	9,05 %
Volllaststunden	3.800 h/a	4.000 h/a
Nutzungsdauer	20 Jahre	20 Jahre
Stromgestehungskosten 1. – 12. Jahr	12,67 – 13,63 ct/kWh	13,36 – 14,09 ct/kWh
Stromgestehungskosten 13. – 20. Jahr	5,39 ct/kWh	5,28 ct/kWh

von 125 m wurden von Enercon, Repower Systems und Multibrid entwickelt, wobei Enercon derzeit eine Errichtung dieser Anlagen an Land favorisiert. Eine weitere primär für den Offshore-Einsatz entwickelte 5 MW-Windenergieanlage ist von der Firma BARD Engineering für den Sommer 2007 angekündigt worden.

Trotz vorhandener Genehmigungen hat sich die Realisierung von Offshore-Projekten immer wieder verzögert. Neben Problemen bei der Genehmigung der Kabeltrassen sowie der Entwicklung serienreifer Offshore-Windenergieanlagen der 5 MW-Klasse waren zunehmend auch wirtschaftliche Hindernisse bei der Finanzierung dieser Projekte zu erkennen. Erst das Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes am 17. Dezember 2006 hat deutlich verbesserte Rahmenbedingungen bewirkt, indem die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet wurden, die Kosten der Netzanbindung vom Offshore-Umspannwerk bis zum Netzverknüpfungspunkt an Land zu tragen. Damit könnte die EEG-Vergütung von durchschnittlich etwa 8 ct/kWh über 20 Jahre zumindest für einige wenige küstennähere Projekte auskömmlich sein. Unklar sind aber aufgrund der insbesondere seit Ende 2006 zu beobachtenden deutlichen Kostensteigerungen und erst jetzt quantifizierbaren Risiken die endgültigen Projektkosten, speziell während der Installations- und Inbetriebnahmephase. Erste Ergebnisse werden erst mit der Realisierung der ersten Projekte in 2008/09 in Deutschland vorliegen.

Dennoch sind auf der Grundlage erster Ausschreibungen und Vertragsverhandlungen verschiedener Projekte, u. a. des Offshore-Testfelds in der Nordsee, heute belastbarere Kostenschätzungen als noch Ende 2006 möglich. Der Grund liegt in der Belebung der Projektumsetzung (konkrete Ausschreibungen und Verhandlungen) durch die wirtschaftliche Besserstellung aufgrund der neuen Netzanschlussbedingungen im EnWG für Projekte mit Baubeginn bis Ende 2011. Die Konkretisierung dieser Kostenschätzungen hat ergeben, dass die Projekte heute um bis zu 50 Prozent teurer sind als noch auf Grundlage der Kostenschätzungen des vergangenen Jahres. Damit sind die Gesamtkosten gestiegen, obwohl zwischenzeitlich die Projekte durch das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz 2006 von den Kosten der Netzanbindung entlastet worden sind.

Hintergrund der veränderten Kostenschätzungen ist insbesondere, dass es sich bei der Offshore-Windenergienutzung unter den in Deutschland geltenden Rahmenbedingungen hinsichtlich Wassertiefe und Küstenentfernung um eine völlig neue Art der Windenergienutzung mit innovativer Technik, aber auch neuartigen Risiken handelt, die es in dieser Form auch in unseren europäischen Nachbarländern nicht gibt. Die hiermit verbundenen Risiken, aber auch die derzeit weltweit große Nachfrage aller notwendigen Anlagenkomponenten führen zu den genannten deutlich höheren Kosten. Darüber hinaus werden die vorgesehenen 5 MW-Windenergieanlagen wie auch die Fundamentstrukturen noch einzeln angefertigt – zu entsprechend hohen Kosten. Nennenswerte Kostendegressionen

werden erst ab einer Größenordnung von 2 000 bis 3 000 MW installierter Leistung erwartet.

Vor diesem Hintergrund werden unter den derzeitigen Rahmenbedingungen neben dem Offshore-Testfeld allenfalls sehr wenige Offshore-Windparks in den nächsten Jahren in Deutschland realisiert und dadurch auch das im Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz verfolgte Ziel einer installierten Leistung von 1 500 MW bis zum Jahr 2011 deutlich verfehlt werden. Zu diesem Ergebnis kommt u. a. auch die Marktstudie der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft KPMG „Offshore-Windparks in Europa“, die im Oktober 2007 veröffentlicht wurde [28]. Ein Vergleich der Vergütungssätze im Offshore-Bereich zwischen Deutschland und unseren europäischen Nachbarländern (Tab. 10-5) zeigt deutliche Unterschiede. Neben den höheren Vergütungssätzen im europäischen Ausland wird auch deutlich, dass ein Schwerpunkt der Förderung in der ersten Dekade der Projektlaufzeit liegt. Die Offshore-Entwicklung wird sich unter den derzeitigen Rahmenbedingungen daher vorrangig auf das europäische Ausland konzentrieren. KPMG kommt zu dem Ergebnis, dass vor diesem Hintergrund die Gefahr besteht, dass Deutschland als Vorreiter bei der Windenergie den Anschluss bei der Entwicklung des Zukunftsmarktes Offshore verliert.

10.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG

Windenergieanlagen an Land zählen zu den regenerativen Technologien, deren Auswirkungen auf Natur und Landschaft mit am intensivsten untersucht worden sind. In Deutschland existiert ein bewährtes Instrumentarium zur Vermeidung und Minderung von Beeinträchtigungen von Natur und Landschaft sowie von Störungen von Anwohnern und Erholungssuchenden durch Lärm, Schattenwurf, Reflexion, Befeuern, Infraschall und Eiswurf. Die Regelungen des EEG haben sich aus Naturschutzsicht im Zusammenspiel mit Raumordnungs- und Naturschutzrecht weitgehend bewährt und können beibehalten werden.

In den letzten Jahren haben sich neue Erkenntnisse zu Vögeln und Fledermäusen ergeben, wonach für einige Rastvögel Verdrängungseffekte durch Windenergieanlagen bestehen. Auf Brutvögel sind die Wirkungen (Verdrängungseffekte, Scheuchwirkungen) insgesamt geringer einzuschätzen. Die Kollisionsraten sind für die meisten Vogelarten im Mittel sehr gering, wobei hinsichtlich des nächtlichen Vogelzugs Wissenslücken bestehen. Für einzelne Arten, insbesondere für Greifvögel und Möwen, bestehen aber durchaus hohe Kollisionsraten, was besonders bei Rotmilanen als problematisch anzusehen ist, da etwa die Hälfte des weltweiten Bestandes in Deutschland brütet. Kollisionen von Fledermäusen wurden bisher weniger systematisch untersucht. Aufgrund der vorliegenden Untersuchungen und der Angaben innerhalb der „Bundesweiten Kollisionsopferdatei der Vogelwarte Brandenburg“ gibt es allerdings Anzeichen, dass Fledermäuse durch die Kollision mit Windenergieanlagen insbesondere an Waldstandorten stärker betroffen sind als in der

Tabelle 10-5

Überblick über die Vergütungssätze für Windenergie Offshore in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten [1]

Land	Vergütung	Bemerkung	Anzahl WP	Leistung (MW)
Dänemark	Nysted II; Horns Rev II (Ausschreibung 2006 – Bau geplant 2010) 6,7 – 6,95 ct/kWh (ca. 14 Jahre)	Netzanbindung durch Netzbetreiber	8	416
Frankreich	13 ct/kWh (10 Jahre), danach Absenkung der Vergütung in Abhängigkeit der Standortqualität	Ein Inflationsausgleich ist in der Regelung enthalten	0	0
Großbritannien	13,9 ct/kWh (ca. 6 ct/kWh für Zertifikate + ca. 7,4 ct/kWh Marktpreis Strom + 0,5 ct/kWh Steuervergünstigung)	14,8 Mio. € Zuschuss pro Windpark aus „Round 1“	6	329
Niederlande	15,7 ct/kWh (9,7 ct/kWh Zertifikate (10 Jahre) + ca. 6 ct/kWh Marktpreis)	27 Mio. € Zuschuss für Windpark „Egmond aan Zee“	1	108
Spanien	Vorschlag vom März 2007 Min. Vergütung 7,125 ct/kWh Max. Vergütung 16,4 ct/kWh dabei Max. Zuschuss=8,43 ct/kWh Max. Strompreis=7,97 ct/kWh	Der Zuschuss wird projektspezifisch ausgeschrieben und kann für einzelne Projekte niedriger liegen. Übersteigt der Strompreis den angegebenen Wert so wird der Basispreis entsprechend abgesenkt.	0	0
Deutschland	6,19 ct/kWh (20 Jahre) + 2,91 ct/kWh (erste 12 Jahre sowie standortabhängige Verlängerung)	Netzanbindung durch Netzbetreiber (zwei Einzel-Prototypen im Hafen)	2	7

Vergangenheit vermutet. In Bezug auf deren Bedeutung für den Artenschutz besteht hier noch erheblicher Forschungsbedarf. Grundsätzlich gilt jedoch, dass Beeinträchtigungen von Vögeln und Fledermäusen in jedem Fall durch eine frühzeitige und vorausschauende Standortwahl beträchtlich minimiert werden können.

Auswirkungen auf Natur und Landschaft gehen vor allem von den 3 540 Windenergieanlagen aus, die bis zum 31. Dezember 1995 errichtet wurden, denn ein relativ hoher Anteil davon befindet sich außerhalb von Eignungs- oder Vorranggebieten. Falls geeignete planerische Rahmenbedingungen vorliegen, kann Repowering dazu beitragen, dass vereinzelt stehende Anlagen, die für den Naturschutz und das Landschaftsbild problematisch sind, an einem konfliktarmen Standort ersetzt werden. In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass die in den Erlassen der Bundesländer angeführten Höhenbegrenzungen und Abstandsregelungen nicht nur aus ökonomischer Sicht (s. oben), sondern auch aus Sicht des Naturschutzes hemmend wirken können, wenn bestehende Altanlagen nicht durch Anlagen an konfliktärmeren Standorten ersetzt werden können.

Die angestrebte Offshore-Windenergienutzung wurde mit einer umfangreichen ökologischen Begleitforschung zu den Auswirkungen auf die Meeresumwelt verknüpft. Zu unterscheiden sind die Wirkungen des Baus und des Be-

triebs von Offshore-Windparks sowie der Kabeltrassen zur Küste.

Beobachtungen während der Bauphase der dänischen Offshore-Windparks Horns Rev und Nysted zeigten negative Reaktionen bei Schweinswalen hinsichtlich deren akustischer Aktivität und Verhaltensreaktionen bis hin zur signifikanten Abnahme der Individuen. Die Hörbelastbarkeit von Schweinswalen im Hinblick auf Baugeräusche ist bislang noch nicht vollständig untersucht, wird aber derzeit in einem vom BMU geförderten Forschungsprojekt ermittelt, welches in Kürze Ergebnisse liefern wird. Zum Schutz geräuschempfindlicher Meeressäuger ordnet das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in seinen Genehmigungsbescheiden regelmäßig an, dass die Bauarbeiten nach dem Stand der Technik und so geräuscharm wie möglich durchzuführen sowie immissionsminimierende und schadensverhütende Maßnahmen einzusetzen sind. In der Betriebsphase findet jedoch keine generelle Meidung der Windparkgebiete statt. Während im Windpark Horns Rev keine Änderung der Individuenzahlen innerhalb des Parks festgestellt wurden, wird das Gebiet des Windparks Nysted bisher auch im zweiten Betriebsjahr weniger häufig durch Schweinswale genutzt als zuvor.

Schädigungen der Fischfauna durch Sedimentfahnen im Zuge der Bauarbeiten kommt keine größere Bedeutung

zu. Unklar ist jedoch, in welchem Umfang schallintensive Baugeräusche zu Schädigungen der Fischfauna führen können. Ein positiver Effekt wird darin gesehen, dass Offshore-Windparks als Rückzugsräume der Fischschwärme dienen können, sofern dort keine Fischerei möglich ist.

Die Auswirkungen auf Lebensgemeinschaften am Meeresgrund (Benthos) durch die Fundamente der Anlagen usw. sind lokal begrenzt und daher eher gering. Bei entsprechenden Schutzmaßnahmen sind keine großräumigen Beeinträchtigungen von Fischen, Vögeln und Meeressäugern durch Kabelverlegungen zu erwarten.

Die Wirkungen auf die Lebensräume von Seevogelarten während des Anlagenbetriebes durch Scheuchwirkung sind sehr unterschiedlich. Anhand von Flugzählungen bei bestehenden Windparks kann davon ausgegangen werden, dass sie von einigen, sensiblen Arten gemieden werden, während andere Arten die Bereiche unverändert oder auch verstärkt zur Rast- und Nahrungssuche anfliegen. Das Kollisionsrisiko von Zugvögeln kann anhand bisheriger Untersuchungen an Offshore-Windparks in Küstennähe für einige Vogelarten (z. B. Trauerenten, Eiderenten) als gering eingestuft werden, denn den Anlagen wird auch in dunklen Nächten ausgewichen. Für Offshore-Windparks ist unter ungünstigen Wetterbedingungen theoretisch ein höheres Kollisionsrisiko für Zugvögel anzunehmen, praktische Erkenntnisse liegen hierzu bisher jedoch nicht vor. Ob durch die Befeuern der Anlagen Anziehungseffekte auf Vögel ausgelöst werden, kann derzeit nicht beurteilt werden.

Das Kollisionsrisiko von Schiffen wird bei der Genehmigung von Offshore-Windparks ausgiebig geprüft. Dabei wird auf einen ausreichenden Abstand zu den Hauptschiffahrtswegen geachtet. Darüber hinaus erarbeitet das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ein Schutz- und Sicherheitskonzept, das vor dem Hintergrund der einsetzenden Offshore-Entwicklung die verschiedenen Schutz- und Sicherheitsmaßnahmen optimieren und aufeinander abstimmen wird.

Mangels realisierter Offshore-Windparks für Deutschland sind keine abschließenden Aussagen in Bezug auf Beeinträchtigungen der Meeresumwelt möglich, hier besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Die bisher gesammelten Erfahrungen an ausländischen Offshore-Windparks lassen unter der Voraussetzung der Durchführung von geeigneten Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen und nach derzeitigem Kenntnisstand nicht auf erhebliche ökologische Beeinträchtigungen durch einzelne Projekte schließen. Hinsichtlich der Bewertung von kumulativen Auswirkungen durch viele große Projekte bestehen jedoch noch Kenntnislücken.

Der „Entfernungs- und Tiefenwasser“-Bonus des § 10 Abs. 2 EEG, durch welchen die Erschließung weit entfernter Meeresbereiche für die Offshore-Windenergienutzung ermöglicht werden soll, trägt in dem Sinne auch dem Vorsorgeprinzip Rechnung, da hierdurch die Schutzwürdigkeit des Küstenmeers, der Rast- und Nahrungshabitate für Vögel und des Vogelzuges durch wirtschaftliche

Anreize gewahrt wird. Entscheidend sind aber die Ausweisung von Eignungsgebieten für Offshore-Windparks, das Genehmigungsverfahren mit Umweltverträglichkeitsprüfung und eine zügige Umsetzung der Raumplanung. Aus Sicht des Naturschutzes besteht eine zentrale Errungenschaft der EEG-Neufassung 2004 darin, dass Strom aus Windenergieanlagen nicht vergütet wird, wenn diese in einem Meeresschutzgebiet, d. h. in einem FFH- (Fauna-Flora-Habitat) oder Vogelschutzgebiet deren Flächen insgesamt über 30 Prozent der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) betragen errichtet werden. Damit ist die Zielstellung, Natur und Umwelt nach § 1 des EEG zu schützen, umgesetzt. (Quellen: [23, 30, 31, 32])

10.3 Handlungsempfehlungen

Es wird empfohlen, die generellen Regelungen des EEG für Strom aus Windenergie weitgehend beizubehalten, diese jedoch anzupassen (s. Kasten).

Aufgrund der eingetretenen Kostensteigerungen bei den Investitionen, die wesentlich durch einen Anstieg der Rohstoffpreise sowie die gestiegene Weltmarktnachfrage bedingt sind, ist bei der Windenergie an Land eine jährliche Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen von nominal 2 Prozent bzw. real etwa 4 Prozent pro Jahr künftig nicht mehr durch Produktivitätsfortschritte ausgleichbar. Es wird deshalb empfohlen, den Degressionssatz auf 1 bis 2 Prozent festzulegen.

Die 60 Prozent-Regelung, also der Wegfall der Vergütung für Anlagen an ungünstigen Standorten, an denen weniger als 60 Prozent des Referenzertrages erzielt werden, hat sich bewährt. Sie ist für einen effizienten Ausbau der Windenergienutzung erforderlich. An ihr sollte daher unverändert festgehalten werden.

Aus Gründen der Versorgungs- und Netzsicherheit müssen Windenergieanlagen zunehmend Systemdienstleistungen übernehmen, die bisher durch den konventionellen Kraftwerkspark sichergestellt werden (zur Frage der Netzintegration und des Einspeisemanagements siehe Kapitel 5.2; zur Frage Speichertechnologien und Systemintegration siehe Kapitel 12). Ziel ist es dabei, den vom Gesetzgeber gewünschten Anstieg des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf den verschiedenen Spannungsebenen und in den verschiedenen Netzregionen unter Aufrechterhaltung der Netzsicherheit sicherzustellen und auch im Netzbetrieb sowie Netzfehlerfall eine möglichst hohe Unabhängigkeit von konventionellen Kraftwerken zu erreichen. Die Notwendigkeit der Weiterentwicklung von Anlagenstandards wurde im Rahmen verschiedener Untersuchungen und Studien identifiziert. So kann z. B. die Verbesserung der Netzintegration von Windenergieanlagen aufgrund der fortgeschrittenen technischen Entwicklung im Bereich der Leistungselektronik durch neue Anlageneigenschaften gewährleistet werden. Insbesondere können die modernen Windenergieanlagen heute Beiträge zur Spannungs- und Frequenzstützung leisten, einen erweiterten Blindleistungsbereich abdecken und sich stabilisierend im Netzfehlerfall verhalten (sog. „fault-ride-through“).

Die Nachrüstung eines Teils der Windenergieanlagen, die bereits gegenwärtig in Betrieb sind, ist ebenfalls technisch möglich und erscheint für die Erhöhung der Netzstabilität sinnvoll. Eine solche Nachrüstung ist auch von der dena-Netzstudie (Teil 1) empfohlen worden. Aufgrund des begrenzten Anlagenbestands und des zukünftigen Repowerings, aber auch aufgrund des Umstandes, dass nicht alle Altanlagen technisch nachrüstbar sind, muss diese Nachrüstung nicht flächendeckend erfolgen und auch nicht den selben technischen Standard wie bei den Neuanlagen erreichen. Da eine verpflichtende Einführung der genannten Anlageneigenschaften aus Gründen des Bestandsschutzes für Altanlagen nicht in Betracht kommt, sollte daher ein Bonus für eine freiwillige technische Nachrüstung geschaffen werden, soweit die Anlagen nicht repowert werden und damit als Neuanlagen den neuen technischen Anlagenanforderungen entsprechen müssen. So sollten Betreiber von Windenergieanlagen, die zwischen dem 1. Januar 2002 und dem Inkrafttreten des Gesetzes (1. Januar 2009) in Betrieb genommen worden sind, für die Dauer von fünf Jahren eine Vergütungserhöhung um 0,7 ct/kWh erhalten, sofern die Anlagen bis zum 31. Dezember 2010 technisch aufgerüstet werden. Diese Aufrüstung sollte sicherstellen, dass die entsprechenden Anlagen diejenigen Anforderungen an die Spannungs- und Frequenzstützung erfüllen können. Diese technischen Anforderungen, die geringer sind als die für Neuanlagen empfohlenen Anforderungen, sind ausreichend, um die von der dena-Netzstudie (Teil 1) geforderte Verbesserung des Verhaltens der Windenergieanlagen im Netzfehlerfall zu erreichen. Da allerdings eine Nachrüstung aus netztechnischer Sicht nicht bei allen alten Windenergieanlagen erforderlich ist, sollte dieser Bonus an die Vorlage einer Bescheinigung des Netzbetreibers gebunden werden, dass die Nachrüstung der jeweiligen Anlage netztechnisch sinnvoll ist.

Um die Netzstabilität mittel- und langfristig zu sichern und die Potenziale der Anlagentechnik für eine Erhöhung der Netzstabilität auszunutzen, sollte die Vergütung für alle neuen Windenergieanlagen an Land ab Inkrafttreten des Gesetzes (1. Januar 2009) an diese drei Anlageneigenschaften gebunden werden; die Einhaltung der drei Eigenschaften sollte verpflichtend vorgeschrieben werden. Zur Einhaltung ist jedoch ein finanzieller Mehraufwand erforderlich. Im Rahmen der EEG-Novelle wird geprüft, ob im Gegenzug der Anfangsvergütungssatz für alle neuen Windenergieanlagen an Land um 0,7 ct/kWh erhöht werden sollte, um diese Maßnahmen zur technischen Ausstattung der neuen Anlagen zu ermöglichen. Diese Erhöhung kann im Zeitverlauf abgeschmolzen werden oder für Anlagen, die ab 1. Januar 2014 in Betrieb gehen, wieder entfallen.

Die Rahmenbedingungen für Repowering-Maßnahmen sollten verbessert werden. Obwohl administrative und rechtliche Hemmnisse vor allem mit Regelungen der Bundesländer in Verbindung stehen, können auch über das EEG Maßnahmen ergriffen werden, um die vorhandenen Potenziale des Repowerings stärker zu erschließen. Es wird deshalb empfohlen, die fixe Inbetriebnahmefrist für Altanlagen bis zum 31. Dezember 1995 in § 10 Abs. 2 EEG gleitend auszugestalten, und auf alle Anlagen anzu-

wenden, die mindestens zehn Betriebsjahre aufweisen. Weiterhin kann die geforderte Erhöhung der installierten Leistung um das Dreifache unter den heutigen baurechtlichen Bedingungen in der Praxis kaum erfüllt werden. Der Wert sollte deshalb auf eine 2-fache Leistungserhöhung reduziert werden. Darüber hinaus sollte eine Obergrenze der 5-fachen Leistungserhöhung eingeführt werden, um mögliche missbräuchliche Auslegungen und dadurch Mitnahmeeffekte zu verhindern. Diese Anforderungen an die Leistungssteigerung sind durch den Abbau einer Altanlage oder – wenn sie hierdurch nicht erfüllt werden – durch den Abbau mehrerer Altanlagen zu erfüllen. So kann durch die Einführung einer Grenze für die Leistungssteigerung zugleich ein Anreiz für eine verstärkte Bereinigung des Landschaftsbildes durch den Abbau von mehreren Windenergieanlagen in Streulagen erreicht werden.

Zugleich bedarf es einer Verbesserung der Förderung des Repowerings. Die bisherige Regelung in § 10 Abs. 2 EEG bietet gerade an Standorten im Binnenland keinen wirtschaftlichen Anreiz, Altanlagen abzubauen. Um hier einen wirksamen Anreiz zu setzen, sollte eine Übertragung des hohen Vergütungssatzes der jeweiligen Altanlage auf die neu installierte Anlage für den Zeitraum ermöglicht werden, die der Altanlage nach EEG am jeweiligen Standort noch zustehen würde und die vom Altanlagenbetreiber ohne die Möglichkeit der Übertragung im Allgemeinen auch ausgereizt werden wird.

Die weiteren Lösungen für die Entwicklung des Repowerings liegen außerhalb des EEG. Insbesondere können Vorgaben in Regional- und Bauleitplänen (z. B. Höhenbegrenzungen und Abstandsregelungen) nicht durch den Bund vorgegeben werden, sondern nur durch die Länder und Kommunen. Die Vorteile des Repowerings (Entlastung des Landschaftsbildes, Erhöhung des Energieertrages bei sinkender Anlagenzahl, ggf. Erhöhung des Gewerbesteueraufkommens, ggf. Erbringung von Systemdienstleistungen etc.) sowie die Instrumente zur Umsetzung des Repowerings werden auf Landes- und Kommunalebene nicht ausreichend genutzt. BMVBS und BMU sollten daher gemeinsam ein Konzept erstellen, wie die Repowering-Entwicklung auf der Grundlage des geltenden Bauplanungs- und Raumordnungsrechts verstärkt werden kann, und in einen Dialog mit Ländern und Kommunen treten. Hierzu kommt insbesondere die Erstellung von Hinweisen und Empfehlungen zu den planungsrechtlichen Möglichkeiten zur Unterstützung des Repowerings mit best-practice-Beispielen in Betracht, die den Ländern und Kommunen für die Entwicklung eigener Repowering-Strategien zur Verfügung gestellt werden können. Die Bedenken zahlreicher Kommunen gegenüber dem Repowering, hierdurch könne das Steueraufkommen übergangsweise reduziert werden, sind zu prüfen.

Darüber hinaus soll geprüft werden, wie das Interesse der Standortgemeinden an der Ansiedlung bzw. Erneuerung von WEA (Repowering) gestärkt werden kann.

Die Windenergienutzung auf See ist aus wirtschaftlichen Gründen in Deutschland bisher nicht realisiert worden. Durch das Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsschleunigungsgesetzes haben sich neue Rahmenbedin-

gungen ergeben, die allerdings lediglich für einige wenige küstennahe Projekte, nicht aber für die Schwerpunktgebiete der deutschen Offshore-Windenergie-Entwicklung ausreichend sind. Kostenreduktionen können dabei erst dann erreicht werden, wenn Erfahrungen mit der Technologie in Deutschland vorliegen und Serienproduktionen für Fundamente und die eingesetzten Windenergieanlagen aufgebaut werden. Es wird daher die folgende neue Vergütungsstruktur für die Offshore-Windenergie empfohlen:

- Der Anfangsvergütungssatz sollte auf 11 bis 15 ct/kWh erhöht werden (Bandbreite; konkretere Angaben werden auf Grundlage aktueller Wirtschaftlichkeitsberechnungen ermittelt). Diese Regelung ist nötig, um erste Erfahrungen zu sammeln und die gesamte deutsche Offshore-Windenergie-Entwicklung anzuschieben. Im Gegenzug sollte der zweite Vergütungssatz von 5,95 ct/kWh auf bis zu 3,5 ct/kWh abgesenkt werden. Eine derartige Vergütungsstruktur (Erhöhung des Anfangs- bei gleichzeitiger Absenkung des zweiten Vergütungssatzes) entspricht den international gesammelten Erfahrungen und den üblichen Finanzierungs- und Abschreibungsbedingungen.
- Die Verschiebung des Termins für den Beginn der Degression von 1. Januar 2008 auf 1. Januar 2013 wird geprüft. Um die dann zu erwartenden Kostensenkungseffekte abzubilden, sollte die Vergütung ab 2013 jährlich um 5 bis 7 Prozent gesenkt werden (Degression). Die konkrete Höhe des Degressionssatzes sollte gemeinsam mit der Höhe des Anfangsvergütungssatzes ermittelt und festgelegt werden.

Diese Empfehlungen beruhen auf den ersten Erfahrungen im Rahmen des Offshore-Testfelds und der bei der Projektfinanzierung fortgeschrittenen nächsten Offshore-Windparks in Deutschland sowie auf internationalen Erfahrungen. Wenn bei der Umsetzung der Projekte in Deutschland die Kostenstrukturen der Projekte besser ab-

geschätzt werden können, sind die Vergütungssätze und die Degression ggf. nachzusteuern. Die vorgeschlagenen Änderungen in der Vergütungsstruktur sollten rückwirkend zum 1. Oktober 2008 eingeführt werden, um die Errichtung des von der Bundesregierung initiierten Offshore-Testfelds abzusichern.

Die durch das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz eingeführte Regelung des § 17 Abs. 2a EnWG (Netzanbindung der Offshore-Windparks durch die Übertragungsnetzbetreiber) kann bereits wenige Monate nach ihrem Inkrafttreten als Erfolg gewertet werden. Sie ist als flankierende Maßnahme zum EEG weiterhin erforderlich. Sie gilt gemäß § 118 Abs. 7 EnWG jedoch nur für Offshore-Windparks, die bis zum 31. Dezember 2011 in Bau gehen werden. Um auch nach diesem Datum zu gewährleisten, dass eine koordinierte Netzanbindung aller Offshore-Windparks möglich ist, die die bestehenden Synergieeffekte ausnutzt und eine ökologisch wie ökonomisch sinnvolle Bündelung der verschiedenen Trassen sicherstellt, zugleich aber auch die Windpark-Betreiber nicht mit den Netzanbindungskosten belastet, sollte eine Verlängerung dieser Befristung geprüft werden.

Schließlich sollte auf die Erhebung von Entgelten für die Nutzung der Bundeswasserstraßen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See zunächst verzichtet werden und zwar jeweils für den Zeitraum der Vergütung des Stroms entsprechend dem EEG. Die einschlägige „Verwaltungsvorschrift ‚Nutzungsentgelte‘“ der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes (VV-WSV 2604, Version 2007.1) wäre daher zu ändern, um gerade in der Anfangsphase den Offshore-Windparks einen zusätzlichen Anreiz zu geben. Im Rahmen der nächsten Novellierung des EEG in vier Jahren werden Notwendigkeit und Umfang einer Befreiung für Offshoreanlagen, die nach dieser Novellierung in Betrieb gehen, überprüft.

Handlungsempfehlungen zu den Regelungen zur Stromerzeugung aus Windenergie (I)

Regelungen innerhalb des EEG

- Prüfung, ob das Vergütungssystem optimiert werden kann (höhere Anfangsvergütung für einen maximalen Zeitraum; weiter abgesenkte Endvergütung. Ziel: Anreiz für Repowering bzw. für Direktvermarktung des Windstroms).
- Festlegung des Degressionssatzes für die Vergütung von neuen Windenergieanlagen an Land auf 1 Prozent bis 2 Prozent p. a. (ab Inbetriebnahmejahr 2009); (Klärung im Rahmen der EEG-Neufassung).
- Erhöhung der Netzstabilität durch Verbesserung der technischen Eigenschaften von Windenergieanlagen an Land:
 - Prüfung der Bindung der Vergütung von neuen Windenergieanlagen an die Erfüllung bestimmter technischer Anlagenanforderungen zum Verhalten im Netzfehlerfall sowie zur Spannungs- und Frequenzstützung ab 1. Januar 2009; Prüfung der hierfür erforderlichen Erhöhung des Anfangsvergütungssatzes um 0,7 ct/kWh für alle Windenergieanlagen an Land, die bis 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen werden, soweit sie nicht ohnehin dazu verpflichtet sind;
 - Einführung eines zeitlich befristeten Bonus von 0,7 ct/kWh für die technische Nachrüstung zur Spannungs- und Frequenzstützung von Altanlagen, die zwischen dem 1. Januar 2002 und dem Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden, soweit vom Netzbetreiber eine Bescheinigung vorgelegt wird, dass die Nachrüstung netztechnisch sinnvoll ist.

- Verbesserung des Repowering- Anreizes in § 10 Abs. 2:
 - Ersatz der fixen zeitlichen Bedingung durch eine gleitende Regelung (ab 10 Betriebsjahren für Altanlagen);
 - Reduzierung der geforderten Leistungserhöhung vom 3-fachen auf das 2-fache; Einführung einer Obergrenzung der Leistungserhöhung des 5-fachen Wertes;
 - Einführung einer Regelung zur Übertragung des Vergütungssatzes von Alt- auf Repowering-Anlagen.
- Verbesserung der Vergütung für Windenergieanlagen auf See (Offshore) nach § 10 Abs. 3:
 - Erhöhung des Anfangsvergütungssatzes für alle Anlagen, die ab 1. August 2008 in Betrieb gehen, für die ersten zwölf Jahre von 8,74 auf 11 bis 15 ct/kWh (Festlegung auf einen konkreten Wert im Zuge der EEG-Neufassung); Absenkung des niedrigeren Vergütungssatzes von 5,95 auf 3,5 ct/kWh;
 - Prüfung der Verschiebung des Termins für den Beginn der Degression von 1. Januar 2008 auf 1. Januar 2013. Erhöhung der Degression auf 5 bis 7 Prozent p. a. (der konkrete Wert hängt von der Vergütungshöhe und des o. g. Termins ab).

Flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG

- Erstellung eines Konzepts durch BMVBS und BMU unter Einbeziehung des BMELV zur Nutzung des Bauplanungsrechts, um die Repowering- Entwicklung zu verstärken; Implementierung im Dialog mit Ländern und Kommunen, auch mit dem Ziel des Abbaus administrativer Hemmnisse auf Landesebene (z. B. Höhenbegrenzungen und Abstandsregelungen).
- Erarbeitung von Hinweisen zum Repowering durch BMU und BMVBS unter Einbeziehung des BMELV mit best-practice-Beispielen unter Beteiligung von Ländern und kommunalen Spitzenverbänden.
- Prüfung, wie das Interesse der Standortgemeinden an einer Ansiedlung bzw. Erneuerung von Windenergieanlagen (Repowering) gestärkt werden kann (BMU, BMF).
- Prüfung, ob eine Verlängerung der Frist in § 118 Abs. 7 des Energiewirtschaftsgesetzes (Baubeginn bis 31. Dezember 2011) für die Übernahme des Netzanschlusses von Offshore-Windparks durch die Netzbetreiber notwendig ist.
- Zügige Umsetzung der Raumordnung in der AWZ.

Flankierende Maßnahmen innerhalb oder außerhalb des EEG

- Verzicht auf Entgelte für die Nutzung der Bundeswasserstraßen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, jeweils für den Zeitraum der Vergütung des Stroms entsprechend dem EEG.
- Im Rahmen der nächsten Novellierung des EEG in vier Jahren werden Notwendigkeit und Umfang einer Befreiung für Offshore-Anlagen, die nach dieser Novellierung in Betrieb gehen, überprüft.

11 Strom aus solarer Strahlungsenergie (§ 11 EEG)

Die Vergütungsregelungen für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie wurden bereits mit dem Photovoltaik-Vorschaltgesetz zum 1. Januar 2004 angepasst, um die in der zweiten Jahreshälfte 2003 beendete Förderung aus dem 100 000-Dächer-Solarstrom-Programm zu kompensieren. Die Vergütungssätze wurden entsprechend angehoben und nach Leistungsklassen ausdifferenziert. Des Weiteren wurde ein Bonus für gebäudeintegrierte Anlagen, also vor allem für Fassadenanlagen eingeführt, um unter Berücksichtigung der höheren Stromgeste-

hungskosten einen besonderen Anreiz zur Erschließung dieses Potenzials zu bieten.

Parallel wurde die bis dahin im EEG bestehende Kopplung der Vergütungspflicht an die Leistung einer einzelnen Anlage bis maximal 5 MW_p (der Index p steht für „peak“ und bezeichnet die maximale Leistung bei einem Referenzwert der Einstrahlung von 1 000 W/m²) und gleichzeitig an die Gesamtleistung aller Solarstromanlagen bis maximal 1 000 MW_p aufgehoben.

Besondere Regelungen gelten für Anlagen, die nicht auf oder an Gebäuden montiert werden. Strom aus Anlagen

auf und an baulichen Anlagen wie Straßen, Deponieflächen, Lärmschutzwällen oder Lager- und Abstellplätzen wird dadurch deutlich niedriger vergütet. Dies gilt auch für Freiflächen-/Freilandanlagen, wobei die zuvor bestehende Leistungsbegrenzung von 100 kW_p je Anlage im Rahmen des neuen EEG 2004 aufgehoben wurde. Um einen „Wildwuchs“ von Freiflächenanlagen mit möglichen negativen ökologischen Konsequenzen zu vermeiden, ist ihre Errichtung an bestimmte Voraussetzungen gebunden. So muss z. B. ein Bebauungsplan vorliegen und es muss sich um versiegelte Flächen, Konversionsflächen (ehemalige Tagebaue, Abraummhalden oder militärisch genutzte Flächen) oder um Grünland, das zuvor als Ackerland genutzt wurde, handeln.

Für gebäudemontierte Anlagen wurde die Degression der Vergütungssätze für Neuanlagen mit 5 Prozent p. a. beibehalten, für die übrigen Anlagen jedoch ab dem 1. Januar 2006 auf 6,5 Prozent p. a. erhöht. Für Freiflächenanlagen besteht darüber hinaus nur ein Vergütungsanspruch, wenn sie vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen werden.

11.1 Marktentwicklung und Stromgestehungskosten

Die solare Stromerzeugung in Deutschland beschränkt sich derzeit ausschließlich auf Photovoltaikanwendungen. Für Photovoltaikanlagen ist seit dem Jahr 2004 eine sehr hohe Ausbaudynamik eingetreten, die gegenüber 2003 bis Ende 2006 zu einer Versiebenfachung der installierten Leistung geführt hat. Relevant sind hier nur die mit dem allgemeinen Stromnetz verbundenen rund 200 000 Anlagen, auf die rund 98 Prozent der installierten Leistung entfallen.

Der mit 65 Prozent größte Anteil der netzgekoppelten Photovoltaikleistung befindet sich in den beiden südlichsten Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg, was vor allem mit der im Vergleich zum Bundesdurchschnitt um etwa 15 Prozent höherer solarer Einstrahlung zusammenhängt.

Im Wesentlichen konzentriert sich die Marktentwicklung bisher auf Anlagen auf Dachflächen. Von der im Jahr 2005 insgesamt neu installierten Photovoltaikleistung entfielen schätzungsweise 40 Prozent auf Anlagen im

Tabelle 11-1

Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus solarer Strahlungsenergie [6]

	Staffelung der Mindestvergütung für Inbetriebnahmejahr 2007 (Basiswerte für Inbetriebnahmejahr 2004 in Klammern)	Vergütungszeitraum	Degression für neu in Betrieb genommene Anlagen
Anlagen auf und an Gebäuden oder Lärmschutzwänden	Leistungsanteil bis 30 kW _p : 49,21 ct/kWh (57,40 ct/kWh) Leistungsanteil ab 30 kW _p bis 100 kW _p : 46,82 ct/kWh (54,60 ct/kWh) Leistungsanteil ab 100 kW _p : 46,30 ct/kWh (54,00 ct/kWh)	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	5 % p.a. ab 1.1.2005
gebäudeintegrierte Anlagen (Fassaden)	Bonus für Anlagen, die nicht auf Dächern oder als Dach errichtet werden: zusätzlich 5 ct/kWh		
Anlagen an oder auf baulichen Anlagen (z.B. Erdwälle) und sonstige Anlagen (z.B. versiegelte Flächen, Konversionsflächen)	37,96 ct/kWh (45,70 ct/kWh)	20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr	5 % . zum 1.1.2005 6,5 % p.a. ab 1.1.2006
Besondere Regelungen	<ul style="list-style-type: none"> • Der Bonus für Anlagen an Gebäuden unterliegt nicht der Degression. • Der Vergütungsanspruch für Anlagen, die nicht an oder auf baulichen Anlagen angebracht sind, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie errichtet wurden, ist an bestimmte Voraussetzungen geknüpft. • Der Vergütungsanspruch für Anlagen, die nicht an oder auf baulichen Anlagen angebracht sind, besteht nur, wenn die Anlagen vor dem 1. 1. 2015 in Betrieb genommen worden sind. 		

Leistungsbereich von 2 bis 10 kW_p im Bereich privater Wohngebäude und 50 Prozent auf dachmontierte Anlagen im Leistungsbereich von 10 bis 1 000 kW_p auf Mehrfamilienhäusern, öffentlichen Einrichtungen und gewerblich genutzten Bauten. Als besonders attraktiv haben sich hierbei Anwendungen im Bereich der Landwirtschaft erwiesen, was mit den dort vorhandenen vergleichsweise großen Dachflächen auf freistehenden Gebäuden wie Scheunen und den speziell für diesen Bereich günstigen Finanzierungskonditionen zusammenhängt.

Gebäudeintegrierte Anlagen haben bisher keine relevante Bedeutung erlangt, weil derzeit in aller Regel die damit verbundenen höheren spezifischen Investitionen und Mindererträge bei der Stromerzeugung durch suboptimale Ausrichtung der Anlagen durch den EEG-Bonus von 5 ct/kWh vor allem im kleinen Leistungsbereich nicht kompensiert werden können. Darüber hinaus werden Photovoltaikmodule noch nicht ausreichend als „Baustoff mit Zusatznutzen“ wahrgenommen, der andere Materialien ersetzt. Dies hängt aber bislang auch damit zusammen, dass andere Anwendungen rentierlicher sind.

Anlagen auf Freiflächen haben gegenwärtig einen Marktanteil von weniger als 10 Prozent. Durch die Regelungen für Freiflächenanlagen im neuen EEG 2004 wurde ein wichtiger Absatzmarkt für Dünnschicht-Photovoltaikanlagen geschaffen. Exemplarisch lässt sich daran zeigen, dass die Förderung der Photovoltaik im EEG zu einem raschen Transfer von Forschungs- und Entwicklungsergebnissen in die industrielle Anwendung führt.

Durch das starke Wachstum in den letzten Jahren hat sich Deutschland mit einem Weltmarktanteil von über 50 Prozent zum wichtigsten Markt für Photovoltaikanlagen entwickelt. Der damit verbundene Nachfrageüberhang

konnte dabei zwar bisher nicht vollständig aus heimischer Produktion gedeckt werden, es wurden in Deutschland aber schätzungsweise weit mehr als eine Milliarde Euro in den Aufbau neuer Produktionskapazitäten auf allen Wertschöpfungsstufen investiert, um dies auszugleichen. Momentan produzieren etwa 50 Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette (Silizium, Wafer, Zellen, Module, Wechselrichter und weitere Systemkomponenten). Allein im Bereich der Dünnschichttechnologie ist für 2007 und 2008 die Inbetriebnahme von Produktionsstätten mit einer Gesamtkapazität von 360 MW_p, verteilt auf zehn Projekte unterschiedlicher Technologien, geplant. Hinzu kommen Kapazitätserweiterungen von mindestens 600 MW_p, die von den führenden deutschen Herstellern in der Fertigung des kristallinen Bereichs angestrebt werden. Von dieser Entwicklung profitieren weiterhin insbesondere Regionen in Ostdeutschland. Deutsche Hersteller, aber auch Unternehmen im Photovoltaik-Produktionsanlagenbau sind international wettbewerbsfähig und zunehmend im Ausland aktiv. So konnten die deutschen Solarzellenhersteller trotz des international schnell wachsenden Gesamtvolumens ihren Weltmarktanteil bereits im Jahr 2005 auf über 20 Prozent erhöhen. Der deutsche Photovoltaik-Produktionsanlagenbau ist weltweit führend, wobei der Aufbau strategischer Allianzen und die Nutzung bereits vorhandener Vertriebskanäle das Angebot schlüsselfertiger Produktionsanlagen erlaubt. Einzelne Unternehmen verfügen über Weltmarktanteile von mehr als 50 Prozent und erwirtschaften über die Hälfte ihres Gesamtumsatzes mit Photovoltaik-Produktionsanlagen in Asien.

Die Stromgestehungskosten von Photovoltaikanlagen sind im Zeitraum 1991 bis 2003 um etwa 60 Prozent gesunken. Davon entfallen allein 25 Prozentpunkte auf den Zeitraum

Tabelle 11-2

Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2003 bis 2006 nach [1, 2, 3, 4]

	2003	2004	2005	2006
Installierte Gesamtleistung (MW _p) ¹⁾	408	1.018	1.881	2.831
davon Freiflächenanlagen (MW _p)	17	60	113	187,6
Jährliche Neuinstallation (MW _p /a)	150	610	863	950
davon Freiflächenanlagen (MW _p /a)	4	43	54	74,6
Erzeugte Solarstrommenge (GWh/a)	313	557	1.282	2.220,3
EEG-Vergütung (Mio. €/a) ²⁾	153,67	279,99	663,60	1.176,80
EEG-Vergütung (ct/kWh) ²⁾³⁾	49,05	50,31	51,79	53,00
vermiedene CO ₂ -Emissionen (Mio. t/a)	0,2	0,4	0,9	1,516
Arbeitsplätze	k.A.	17.400	k.A.	26.900

¹⁾ der Index p (= peak) bezeichnet die maximale Leistung bei einem Referenzwert der Einstrahlung von 1 000 W/m²,

²⁾ Vermiedene Netznutzungsentgelte sind für 2004 und 2005 abgezogen.

³⁾ Der Anstieg der Durchschnittsvergütung resultiert aus dem starken Zubau von Anlagen, die höhere Vergütungssätze erhalten, als die Bestandsanlagen. Durch die degressive Gestaltung der Vergütungssätze ist dieser Anstieg eine vorübergehende Erscheinung.

von 1999 bis 2003. Auch nach 2003 konnten jährliche Produktivitätszuwächse im zweistelligen Prozentbereich realisiert werden, die aber aufgrund des Nachfrageüberhangs und des Siliziummangels nicht in sinkenden Preisen ihren Ausdruck fanden. Aufgrund der hohen Produktivitätszuwächse und der neu aufgebauten, modernen und innovativen Herstellungsprozesse ist anzunehmen, dass die Herstellungskosten für Photovoltaikmodule stetig gefallen sind. Eine Quantifizierung ist aufgrund der vielen Wertschöpfungsstufen und der unterschiedlichen Firmenstrukturen nicht möglich. Gegenwärtig bewegen sich die Investitionen je nach Anwendungsbereich, Technologie und Anbieter in einer relativ großen Bandbreite. Besonders groß ist die Streuung im Bereich der kleineren Anlagen für private Haushalte. Als Orientierungswert kann hier von 5 000 Euro/kW_p ausgegangen werden, wobei Abweichungen von bis zu 30 Prozent möglich sind. Bei den größeren Anlagen streuen die Werte nicht ganz so stark und liegen für die Leistungsklasse 10 bis 50 kW_p im Bereich um 4 700 Euro/kW_p. Die Kostenuntergrenze markieren heute die großen Freiflächenanlagen oberhalb von 1 MW_p Leistung mit Kosten von etwa 4 000 Euro/kW_p und teilweise darunter.

Die daraus resultierenden Stromgestehungskosten sind in Abb. 11-1 dargestellt [1]. Für das Inbetriebnahmejahr 2006 entsprechen sie für Aufdach- und Freiflächenanlagen im Wesentlichen der Einspeisevergütung nach EEG. Bei Fassadenanlagen hängt die Wirtschaftlichkeit wesentlich von der Art der ersetzten Fassadenelemente ab. Für die kleinere Anlage ist dies für den Einsatz der Photovoltaikmodule als Vorhangsfassade gezeigt, weshalb von relativ ge-

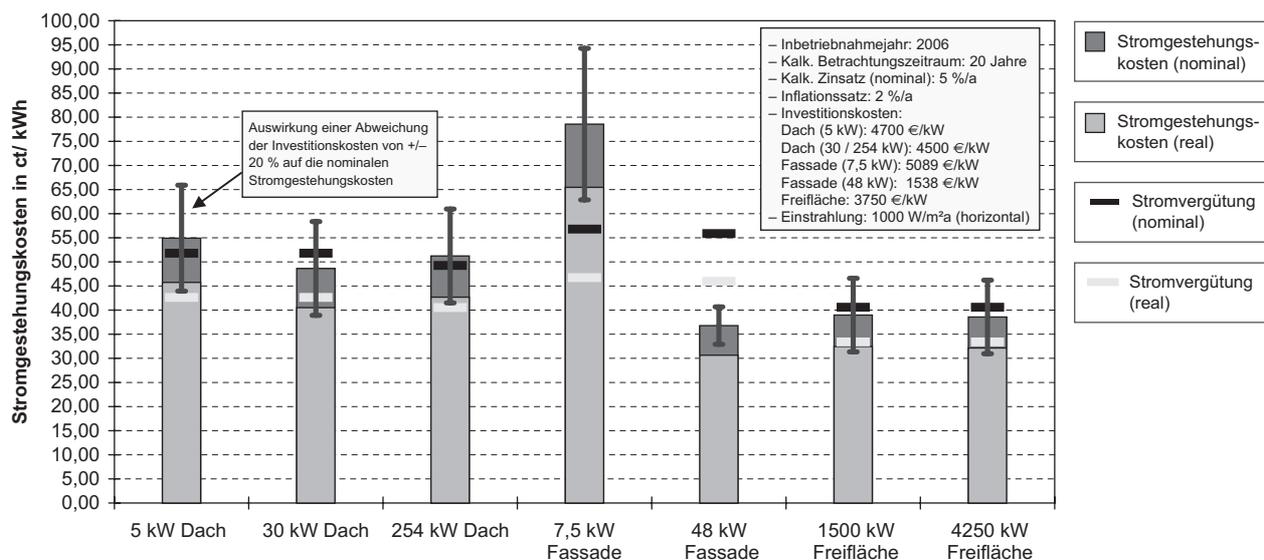
ringen Gutschriften für den Ersatz konventioneller Baustoffe auszugehen ist. Daher ist kein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb gegeben. Im Fall der größeren Fassadenanlage ersetzen die Photovoltaikmodule hingegen (anteilig) eine Glasfassade. Je nach Höhe der Gutschrift können sich hier wirtschaftlich attraktive Anwendungen ergeben.

Einen wesentlichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten bzw. die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen haben Betreiberstruktur, Finanzierungsform und Zinssätze. Bei privaten Anlagenbetreibern steht die Höhe der zu erwartenden Rendite gegenüber anderen Motiven wie dem Beitrag zum Umweltschutz häufig nicht im Vordergrund. Die Kalkulationen orientieren sich deshalb an den Darlehensbedingungen des Programms „Solarstrom erzeugen“ der KfW Förderbank, mit dem eine vollständige Finanzierung von privaten Anlagen bis zu 50 000 Euro möglich ist. Der nominale Zinssatz zum Jahresende 2006 lag hier zwischen 3,45 Prozent und 4,15 Prozent p. a. Selbst wenn derzeit ein Trend steigender Darlehenszinsen zu beobachten ist, scheint für diesen Bereich ein kalkulatorischer Zinssatz von 5 Prozent nominal bzw. 3 Prozent real auch in Zukunft hinreichende Attraktivität für Investitionen zu bieten.

Bei gewerblichen Investitionen ist üblicherweise ein Eigenkapitalanteil von 25 bis 50 Prozent erforderlich, der sich aus den jeweiligen Finanzierungsoptionen oder auch dem Standort der Anlagen ergibt (z. B. Ostdeutschland versus Westdeutschland). Je nach Ausgestaltung der Fremdfinanzierung und der Bonität der Darlehensnehmer lagen die Zinssätze zum Jahresende 2006 im Bereich von

Abbildung 11-1

Orientierungswerte für Stromgestehungskosten typischer Photovoltaikanlagen¹⁷ [1]



¹⁷ Die Kostendarstellung erfolgt sowohl real, d. h. inflationsbereinigt, als auch nominal ohne Berücksichtigung der Inflation. Da die Vergütungssätze gemäß EEG nominale Werte darstellen, sind sie den nominalen Stromgestehungskosten gegenüber zu stellen. Aus Gründen der Vollständigkeit erfolgte die Einbeziehung der Inflation auch auf der Erlösseite (reale Vergütung). Reale Stromgestehungskosten sind somit mit realen Vergütungen und nominale Stromgestehungskosten mit nominalen Vergütungen zu vergleichen. (Vergleiche auch Kapitel 15.1 Seite 110 ff.)

etwa 3,5 bis 4,5 Prozent p. a. nominal. Der im Vergleich zu anderen Technologien der Erneuerbaren Energien relativ niedrige – und der Praxis entsprechende – Ansatz einer Eigenkapitalverzinsung von 6,5 bis 7,0 Prozent p. a. nominal scheint gerechtfertigt, weil Investitionen in Photovoltaikanlagen als relativ risikoarm zu bewerten sind. Für die Modellrechnungen wurde deshalb von einem Mischkalkulationszinssatz von 5 Prozent nominal bzw. 3 Prozent real ausgegangen.

Unter diesen eher konservativen Annahmen lässt sich zeigen, dass die Vergütungen des EEG für optimierte Photovoltaikanlagen in aller Regel einen wirtschaftlichen Betrieb erlauben, wobei unter günstigen Randbedingungen auch höhere als die angesetzten Renditen erreichbar sind. Lediglich für kleinere gebäudeintegrierte Anlagen dürfte der EEG-Bonus von 5 ct/kWh nicht ausreichen. Bei diesen Ergebnissen ist zu berücksichtigen, dass Kostenvorteile aus Produktivitätszuwächsen der Industrie und der Vergrößerung des Marktvolumens nach 2003 aufgrund des Nachfrageüberhangs und des Siliziummangels nicht zu sinkenden Preisen geführt haben.

Die technische Weiterentwicklung der PV-Technologie, insbesondere der energetischen und ökonomischen Effizienz, wird von der Bundesregierung intensiv durch die Forschungsförderung forciert. Zwischen 2002 und 2006 hat die Bundesregierung einerseits in die Projektförderung und andererseits in die institutionelle Förderung im Bereich der Photovoltaik insgesamt rund 300 Mio. Euro investiert.

11.2 Ökologische Bewertung der Regelungen des EEG

Die Auswirkungen auf Natur und Landschaft konzentrieren sich bei Photovoltaikanlagen ausschließlich auf die Errichtung von Freiflächenanlagen, die seit Inkrafttreten des neuen EEG 2004 gezielt untersucht wurden [33, 34].

In Bezug auf die Lebensräume von Vögeln können die Zwischenräume und Randbereiche von Freiflächenanlagen von zahlreichen Vogelarten als Jagd-, Nahrungs-, und Brutgebiet genutzt werden. Die Photovoltaikmodule stellen für Greifvögel keine Jagdhindernisse dar und dienen regelmäßig als Ansitz- oder Singwarte. Hinweise auf eine Störung der Vögel durch Lichtreflexe oder Blendwirkungen liegen nicht vor. Falls ein Vorhaben avifaunistisch wertvolle Offenlandlebensräume beansprucht, können diese Flächen durch die Stör- und Scheuchwirkung (Silhouetteneffekt) der Module ihren Wert als Rast- und Nisthabitat z. B. für empfindliche Wiesenvogelarten oder rastende Wasservögel verlieren. In der Praxis besteht diese Gefahr jedoch nicht, denn um sensible Bereiche zu schonen, hat der Gesetzgeber die Vergütung von Strom aus Freiflächenanlagen nach § 11 Abs. 3 EEG zum einen an die Genehmigung über einen Bebauungsplan oder eine Planfeststellung geknüpft. Zum anderen muss die Anlage nach § 11 Abs. 4 EEG auf einer versiegelten Fläche, einer Konversionsfläche oder auf Ackerland (derzeit 50 Prozent Anteil bei Freiflächenanlagen) errichtet werden. Vielmehr können sich die meist extensiv genutzten Standorte von Photovoltaik-Freiflächenanlagen gerade in ansonsten intensiv genutzten Agrarlandschaften auch zu

wertvollen avifaunistischen Lebensräumen z. B. für Feldlerche, Rebhuhn oder Schafstelze entwickeln.

Hinweise auf eine grundsätzliche Meidung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen durch Groß- und Mittelsäuger bestehen nicht. Aus Gründen des Diebstahlschutzes werden die Betriebsgelände jedoch meist eingezäunt. Vor allem für größere Säugetierarten können dadurch traditionell genutzte Verbundachsen und Wanderkorridore unterbrochen werden (Barriereeffekt).

Beeinträchtigungen des Landschaftsbildes sind nicht auszuschließen. Eine besondere Fernwirkung kann immer dann eintreten, wenn eine großflächige Anlage nicht abgeschirmt und damit einsehbar ist, z. B. an Standorten in Hangbereichen. Blendwirkungen durch Lichtreflexionen sind allerdings nicht von Bedeutung, weil diese schon in kurzer Entfernung durch die stark lichtstreuende Eigenschaft der Moduloberflächen verschwinden. Auch die während der Bauphase auftretende Bodenverdichtung und die mit Anlagen mit Betonfundamenten verbundene Bodenversiegelung von maximal 5 Prozent der Gesamtfläche stellen insgesamt auch im Vergleich zu anderen Erneuerbare-Energien-Anlagen keine nennenswerte Beeinträchtigung dar.

Im Sinne einer ökologischen Gesamtbetrachtung ist schließlich die mögliche Freisetzung giftiger Stoffe zu nennen, die speziell im Zusammenhang mit einer Photovoltaik-Dünnschichttechnologie diskutiert wurde, die das Schwermetall Cadmium enthält. Eine Freisetzung und Gefährdung des Menschen ist jedoch ausgeschlossen, da Cadmium im Werkstoff unlöslich eingebunden ist. Außerdem zerfällt im Brandfall die Verbindung Cadmiumtellurid (CdTe) erst bei Temperaturen über 1 000 °C und wird daher im dann bereits geschmolzenen Glas eingeschlossen. Im Zusammenhang mit der Investitionsentscheidung für eine CdTe-Dünnschichtzellenproduktion in Frankfurt/Oder wurde sichergestellt, dass die in Deutschland errichteten Module recycelt werden. Auch in den Bedingungen der KfW zum ERP-Umweltprogramm wurde diese Auflage bei der Finanzierung von Solarparks mit Cd-Te-Technologie aufgenommen. Darüber hinaus erarbeitet die Industrie derzeit ein Konzept für ein technologieübergreifendes Recycling.

11.3 Handlungsempfehlungen

Es wird empfohlen, die generellen Regelungen des EEG für Strom aus solarer Strahlungsenergie im Wesentlichen beizubehalten, diese jedoch anzupassen (s. Kasten). Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die Photovoltaikbranche noch im Aufbau befindet. Die im Leitszenario 2006 (BMU-Leitstudie 2007 [5]) unterstellte zukünftige inländische Ausbauaktivität geht von leicht zurückgehenden jährlichen Zubauanteilen aus, die aber in jedem Fall gewährleisten, dass ein starker Inlandsmarkt dynamisch erhalten bleibt und die weitere Kostendegression zügig voranschreitet. Allerdings müssen globale Wachstumsraten zwischen 25 Prozent und 30 Prozent über mindestens ein Jahrzehnt aufrechterhalten werden, um die Kosten entsprechend der Lernkurven zu senken. Nennenswerte Erfolge der Hersteller im Auslandsgeschäft werden sich voraussichtlich spätestens ab 2010 einstellen, wenn die

Maßnahmen und Instrumente in anderen Ländern, die derzeit beschlossen werden, volle Wirkung entfalten. In sofern ist ein hinreichender deutscher Basismarkt nach wie vor von essentieller Bedeutung. Dies gilt gleichermaßen für die Fortführung der erfolgreichen industriellen Umsetzung von Ergebnissen aus der Forschung, denn technologische Innovationen bilden eine zentrale Grundlage dafür, die hohe internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen zu festigen und auszubauen.

Angesichts des unerwartet dynamischen Kapazitätsausbaus bei den Herstellern, einer Verfünffachung des Produktionsvolumens in Deutschland seit 2004 und der damit verbundenen Technologiefortschritte ist davon auszugehen, dass die Herstellungskosten für Photovoltaikanlagen in Deutschland entsprechend der aus Werten der Vergangenheit ermittelten Lernkurve der Industrie gesunken sind. Weiterhin hat sich das Marktvolumen seit 2004 versechsfacht, womit weitere Kostensenkungen durch Skaleneffekte (Kostensparnisse aufgrund von Größenvorteilen) verbunden sind.

Laut Angaben großer Unternehmen weltweit, unter denen sich auch einige deutsche Unternehmen befinden, sowie Branchenanalysen werden weitere Kostensenkungen von 7 bis 10 Prozent pro Jahr bis 2010 für möglich erachtet. Vor diesem Hintergrund wird vorgeschlagen, die Vergütung für Dach- und Freiflächenanlagen einmalig im Jahr 2009 um 1 ct/kWh abzusenken sowie die Degression maßvoll zu erhöhen. Die Degressionssätze für Dachanlagen sollten von derzeit 5 Prozent p. a. ab 2009 auf 7,0 Prozent p. a. und ab 2011 um einen weiteren Prozentpunkt auf 8 Prozent p. a. für neu in Betrieb gehende Anlagen erhöht werden. Die Degression Freiflächenanlagen sollte von derzeit 6,5 Prozent p. a. ab 2009 auf 7 Prozent p. a. und ab 2011 um einen weiteren Prozentpunkt auf 8 Prozent p. a. für neu in Betrieb gehende Anlagen steigen.

Starke negative Auswirkungen auf die Branche sind dadurch nicht zu erwarten, weil den Unternehmen auf diese Weise nicht zuletzt genügend Zeit gegeben wird, sich an die veränderten Bedingungen anzupassen. Die erhöhten Degressionssätze schaffen einen Anreiz, die Stromgestehungskosten in den nächsten Jahren ganz erheblich zu senken. Damit können sich insbesondere unter günstigen Einstrahlungsbedingungen, wie sie beispielsweise in Südeuropa oder im Süden der USA herrschen, bereits 2015 wettbewerbsfähige Stromkosten von zum Teil unter 10 ct/kWh im netzgekoppelten Betrieb ergeben, so dass dort ein Markt ohne zusätzliche finanzielle Förderung bedient werden kann, der auch deutschen Unternehmen interessante Perspektiven eröffnet. Dies würde die Lenkungswirkung des EEG in Richtung auf eine erfolgreiche Akquisition im Ausland fördern. Dabei sind allerdings flankierende Maßnahmen erforderlich, um eine Abwanderung von Unternehmen zu vermeiden.

In Bezug auf die Staffelung der Vergütung nach Anlagenleistungen hat sich gezeigt, dass die Investitionskosten für sehr große Anlagen, die vor allem auf Flachdächern von Industriegebäuden errichtet werden, sich nicht wesentlich von Freiflächenanlagen unterscheiden. Um dies ausreichend zu berücksichtigen, sollte die Leistungsklassierung entsprechend angepasst werden. Es wird empfohlen, eine

eigene Leistungsklasse für Anlagen über 1 000 kW_p, einzuführen, die mit einer Anfangsvergütung von 34,48 ct/kWh in 2009 beginnt und in der Folge der Degression für gebäudemontierte Anlagen unterliegt. Dies entspricht einer Absenkung der Vergütung für Photovoltaik-Dachflächenanlagen mit einer Leistung größer 1 000 kW_p um 7,31 ct/kWh.

Die Förderung von Freiflächenanlagen sollte bis zum 1. Januar 2015 beibehalten werden. Freiflächenanlagen haben dazu beigetragen, den Marktausbau in der Anfangsphase zu stabilisieren und wichtige öffentliche Impulse gesetzt. Es konnten wertvolle Erfahrungswerte für die Projektentwicklung von Solarparks auch im Hinblick auf den Exportmarkt gesammelt werden. Hier ist beispielsweise der spanische Markt zu nennen, der fast ausschließlich aus großen Freiflächenanlagen besteht. Darüber hinaus eröffnen Freiflächenanlagen ein hohes Potenzial für Produktstandardisierung, haben Pilotwirkung für innovative Produkte insbesondere im Dünnschichtbereich und tragen erheblich zur Realisierung der Kostensenkungspotenziale bei. Die Verlagerung von Anlagen dieser Größenordnung (2006 lag die mittlere installierte Anlagenleistung bei 2,65 MW_p) auf Dächer ist nur begrenzt möglich, da das Angebot an entsprechenden Dachflächen relativ gering ist und diese unter Umständen statisch nicht für große PV-Anlagen geeignet bzw. ausgelegt sind.

Handlungsempfehlungen zu den Regelungen zur Stromgewinnung aus solarer Strahlungsenergie

Regelungen innerhalb des EEG

- Absenkung der Basisvergütung für Dach- und Freiflächenanlagen um 1 ct/kWh (Inbetriebnahmejahr 2009).
- Erhöhung der Degressionssätze für Dachanlagen nach § 11 Abs. 5 von 5 Prozent p. a. auf 7 Prozent p. a. ab 2009 und auf 8 Prozent p. a. ab 2011.
- Erhöhung der Degressionssätze für Freiflächenanlagen nach § 11 Abs. 5 von 6,5 Prozent p. a. auf 7 Prozent p. a. ab 2009 und auf 8 Prozent p. a. ab 2011.
- Einführung einer neuen Leistungsklasse für Dachanlagen ab 1 000 kW_p und Absenkung des Vergütungssatzes für Anlagen, die 2009 in Betrieb gehen, von 41,79 auf 34,48 ct/kWh (Absenkung um 1 ct/kWh 2009 ist dabei bereits berücksichtigt).

12 Speichertechnologien und Systemintegration

Der Einsatz Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung stellt neue Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze, da sie überwiegend Strom in dezentralen Erzeugungseinheiten produzieren und deshalb mit dem bisherigen, vor dem Hintergrund großer, zentraler Erzeugungseinheiten entwickelten Layout der Übertragungsnetze nicht ohne Weiteres kompatibel sind. Innerhalb der Erneuerbaren Energien sind Biomasse und Geothermie sowie Wasserkraft grundlastfähig und bedarfsgerecht steuerbar, Wind- und Sonnenenergie dagegen jahres- und tageszeitlich fluktuierend. Der Ausgleich unvorhergese-

hener Schwankungen erfolgt mit Regelenergie. Mit steigendem Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung wird der Bedarf hierfür weiter wachsen. Momentan wird Regelenergie durch fossil befeuerte Kraftwerke und durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt, in zunehmendem Maß allerdings auch durch Lastmanagement und dezentrale Anlagen. Zunehmend bieten sich jedoch neue Speichertechnologien an, die die Regelenergie auch regional im näheren Umfeld der Einspeisungsschwankung bereitstellen und die Fluktuation der Einspeisung ausgleichen könnten.

Der Einsatz von Speichertechnologien ist allerdings im Rahmen eines umfassenden Modernisierungsprozesses zu sehen, der u. a. angesichts dynamisch steigender Anteile Erneuerbarer Energien stattfindet. Der Einsatz flexibler Kraftwerkstechnologien, die schnell und verlustarm regelbar sind, insbesondere Gasturbinen und GuD-Kraftwerke, aber auch die Kopplung verschiedener Erneuerbarer Energieträger, führt zu geringeren Anforderungen des Energiesystems an Speicherkapazität. Weitere Entwicklungsprozesse vereinfachen die Einbindung fluktuierender Einspeisung, beispielsweise

- deutlich verbesserte Prognoseverfahren für die Einspeisung von Windenergie und Photovoltaik;
- eine wachsende Zahl von Windenergieanlagen mit modernen Regelstrategien;
- eine optimierte Ausnutzung der Netzinfrastruktur, etwa durch Freileitungsmonitoring;
- eine verstärkte Einbindung des Lastmanagements;
- ein internationaler Stromtransfer, der Ausgleichseffekte und Puffermöglichkeiten erhöht und
- weitere Maßnahmen wie die Flexibilisierung von Fahrplanmeldungen und ein bundesweiter oder europäischer Regelenergiemarkt.

Zugleich ist der Einsatz von Speichern nicht nur im Zusammenhang mit fluktuierender Einspeisung zu sehen, sondern auch insgesamt im Zusammenhang mit der Entwicklung des Großhandelsmarktes (siehe Kapitel 12.2), mit den Planungen für zukünftige Kraftwerksstandorte und dem Ausbau des deutschen Verbundnetzes. Aus logistischen und kraftwerkstechnischen Gründen ist insbesondere eine Häufung von großen Kohlekraftwerks-Planungen entlang der deutschen Küstenlinien zu beobachten. Die Disparität solcher Kraftwerksplanungen mit den Verbrauchsschwerpunkten erhöht den Druck auf die Netzinfrastruktur und damit auf die zur Verfügung stehende Transportkapazität für die Übertragung fluktuierender Elektrizität.

12.1 Stand der Energiespeichertechnologien

Unterschiedliche Speicherprinzipien bieten sich an (Abb. 12-1). Elektrische Energie kann in Wärme umgewandelt und beispielsweise in Form von Dampf gespeichert werden. Sie kann in Lageenergie (Pumpspeicherkraftwerke), in kinetische Energie (Schwungradspeicher) oder in Druckenergie (Druckluftspeicher) transformiert und anschließend rückverstromt werden. Elektrische Energie kann auch in chemische Energie umgewandelt und in Akkumulatoren oder – mittels Elektrolyse – als Wasserstoff gespeichert werden. Die direkte Speicherung elektrischer Energie kann in supraleitenden Magnetspeichern oder Kondensatoren erfolgen.

Energiespeicher können hinsichtlich ihrer elektrischen Leistung, ihrer Speicherleistung und -kapazität, ihrer vorrangigen Einsatzgebiete (Ausgleich kurzfristiger Leistungsschwankungen oder Energiespeicherung), ihres Nutzungsgrades (einschließlich Hilfsenergiebedarf und Ruhe- bzw. Entladeverluste) und ihrer Marktreife klassifiziert werden (Tab. 12-1).

Abbildung 12-1

Möglichkeiten zur Speicherung von elektrischer Energie [35]



Hinsichtlich ihrer Funktionalität können Speicher in zwei Klassen eingeteilt werden: Während sich elektrische Speicher und Schwungradspeicher vor allem für den Ausgleich kurzfristiger Leistungsschwankungen eignen, werden insbesondere Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher als Langzeitspeicher über den Zeitraum von Stunden und Tagen eingesetzt.

Wasser-Pumpspeicherkraftwerke weisen die höchsten Energiespeicherleistungen und -kapazitäten auf. Bei Pumpspeicherkraftwerken wird mittels einer Pumpturbine Wasser aus einem Reservoir in ein zweites, höher gelegenes Reservoir gepumpt. Im Generatorbetrieb wird die nun im Wasser enthaltene Lageenergie wieder in elektrische Energie rückverwandelt. Der Wirkungsgrad dieses Lade-/Entladezyklus beträgt zwischen 65 und 85 Prozent (typisch: 75 Prozent). Pumpspeicherkraftwerke zeichnen sich durch schnelle Reaktionszeiten aus. Bereits nach rund zwei Minuten können sie aus dem Stillstand heraus mit Nennleistung ins Stromnetz einspeisen und eignen sich daher besonders für Spitzenlast und Sofortreserve. Die Kraftwerke sind meist so ausgelegt, dass sie vier bis zehn Stunden unter Volllast Strom produzieren können. Pumpspeicherkraftwerke haben oftmals zusätzlich einen natürlichen Zufluss. Im langjährigen Mittel aller deutschen Pumpspeicherkraftwerke sind jedoch rund 75 Prozent des bereitgestellten Stroms auf den reinen Wälzbetrieb innerhalb des geschlossenen Systems „Pumpspeicherkraftwerk“ zurückzuführen [36].

In Deutschland werden insgesamt 30 Pumpspeicherkraftwerke zwischen 3,3 MW und 1 060 MW elektrischer Leistung betrieben. Die Gesamtleistung beträgt rund 6,7 GW_{el}.

Zusätzlich zu diesen oberirdisch betriebenen Pumpspeicherkraftwerken besteht auch ein Potenzial unterirdischer Pumpspeicherkraftwerke, z. B. in ehemaligen Erzbergwerken. Solche Speicherkraftwerke hätten aus Sicht des Natur- und Landschaftsschutzes enorme Vorteile, weil das notwendige Gefälle nicht erst durch einen künstlichen Landschaftseingriff hergestellt werden muss, sondern hierfür bereits vorhandene unterirdische Hohlräume genutzt werden können. Ein erstes unterirdisches Pumpspeicherkraftwerk soll in den USA in einer ehemaligen Erzgrube in New Jersey gebaut werden (bis zu 2 000 MW für die Ausbauphase geplant). Es befindet sich zurzeit im Genehmigungsverfahren.

Gerade in diesem Bereich sollten Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben gefördert und sowohl das nutzbare Potenzial als auch die geologischen Auswirkungen untersucht werden.

Für die Speicherung großer Energiemengen kommen neben Pumpspeicherkraftwerken Druckluftspeicher-Kraftwerke (Compressed Air Energy Storage – CAES) in Frage. In CAES wird elektrische Energie mit Hilfe eines Kompressors in Druckenergie gewandelt, welche in unterirdischen Salzkavernen gespeichert wird. Bei der Rückverstromung durchströmt die Druckluft eine Turbine, die in Verbindung mit einem Generator Strom erzeugt. Druckluftspeicherkraftwerke zeichnen sich durch

ein gutes Teillastverhalten und eine hohe Flexibilität der Stromerzeugung aus.

In Deutschland wird eines von weltweit zwei Druckluftspeicher-Kraftwerken (CAES) betrieben. Es wurde in Zusammenhang mit dem Atomkraftwerk Unterweser gebaut, um den Strom zu Niedertarifzeiten einzuspeichern und zugleich die Notstromversorgung des Kraftwerks und eine Schwarzstartfähigkeit zu sichern. In zwei Salzkavernen mit insgesamt über 310 000 m³ Volumen wird Luft bei einem Druck von 50 bis 70 bar gespeichert. Die Leistung der Anlage in Huntorf liegt bei 290 MW. Für dieses Kraftwerk wird Erdgas zugefeuert, um die Luft vor der Entspannung in der Gasturbine zu erhitzen. Ohne diese Zufeuerung würde die Luft bei der Entspannung gefrieren und die Turbine beschädigen. Daher ergibt sich ein vergleichsweise geringer Wirkungsgrad. Für die Bereitstellung von einem Teil Elektrizität müssen 0,9 Teile elektrische Arbeit und 1,6 Teile Erdgas zugeführt werden. Rein rechnerisch entspricht dies einem Wirkungsgrad von rund 40 Prozent, wobei ein Drittel der Eingangsenergie elektrische Arbeit ist. Neben dem Huntorfschen Kraftwerk gibt es ein weiteres (110 MW) in McIntosh, Alabama, das bereits durch technische Optimierungsmaßnahmen einen deutlich höheren elektrischen Wirkungsgrad aufweist (54 Prozent), und Planungen für weitere, vor allem US-amerikanische Kraftwerke, u. a. ein 2,7 GW-Kraftwerk in Norton, Ohio. Ansatzpunkt für eine Wirkungsgradsteigerung ist insbesondere ein Rekuperator, der die Gasturbinenrauchgase, ggf. auch die Verdichterwärme zur Luftvorwärmung nutzt.

Eine Weiterentwicklung ist das adiabate Druckluftspeicher-Kraftwerk (AA-CAES). In diesem Kraftwerkstyp speichert ein Wärmespeicher die bei der Luftkompression freiwerdende Wärme und gibt sie bei der Entladung an die Luft ab. Damit entfällt eine fossile Zufeuerung. Lade-/Entladennutzungsgrade von 65 bis 70 Prozent werden angestrebt. Diese Wirkungsgrade berücksichtigen allerdings noch nicht die Anfahrverluste, die entstehen, weil der Kompressor erst Druckluft einspeisen kann, wenn der Kavernendruck erreicht ist. Dies kann je nach Zyklenfrequenz den Nutzungsgrad deutlich mindern.

Ein solches AA-CAES-Kraftwerk ist bislang allerdings noch nicht gebaut worden. Ein Forschungskonsortium hat in einem EU-Projekt Anlagenkonfigurationen untersucht; Herausforderungen bestehen nicht nur in der Wahl eines geeigneten Wärmespeichermaterials, sondern auch in der Anpassung des Kompressorstrangs und der Druckluftturbine. Erste AA-CAES-Demonstrationsanwendungen werden für Anfang der nächsten Dekade erwartet, eine großtechnische Verfügbarkeit hingegen erst für ca. 2020.

Neben diesen für die Einspeicherung großer Energiemengen geeigneten Kraftwerken gibt es eine Vielzahl von Technologien, die vor allem als Leistungsreserve verwendet werden können.

Schwungmassenspeicher, welche die elektrische Energie in Rotationsenergie umwandeln, können Leistungen bis zu 3 MW abgeben. Da Schwungmassenspeicher Leistungen nur im Sekunden- bis Minutenbereich abgeben können,

Tabelle 12-1

Charakteristika verschiedener Speicheroptionen [35, 37, 38]

		Großspeicher (>10 MW)				Dezentrale Speicher (kW - 10 MW)					
		Pump-speicher- KW	Druckluft- speicher	AA-CAES	H2+Brenn- stoffzelle	Große Akku- systeme	Redox- Flow- Batterien	Schwung- räder	SMES	Konden- satoren	Akkumu- latoren
Technische Parameter											
Typ. Leistung in D ¹ übl. Nutzungsgrade ² Übl. Ruheverluste	%	3 bis 1060 MW 65 bis 85 0 bis 0,5 %/d	110 bis 290 MW, zukünftig hunderte zukünftig bis GW 45 bis 55 0 bis 10 %/d	MW bis GW 65 bis 70 ⁴	kW bis GW 30 bis 40 0 bis 1%/d	65 bis 85 0,1 bis 0,5 %/d	MW 70	5 kW bis 3MW 80 bis 95 3 bis 20 %/h	10kW bis 1MW 90 bis 95 10 bis 12 %/d	<150 kW 90 bis 95 0,1 bis 0,4 %/h	<500 kW 65 bis 85 < 0,01 %/h
Typ. Einsatzgebiet Zyklenzahl		Spitzenlast/Peak Shaving, Systemdienstleistungen (z. B. Schwarzstart, Minutenreserve)	Langzeitspeicher, Inselanwendungen, H2 als Kraftstoff	Langzeitspeicher, Inselanwendungen, H2 als Kraftstoff	Langzeitspeicher, Inselanwendungen, H2 als Kraftstoff	Langzeitspeicher, Inselanwendungen < 1000	Kurzzeitspeicherung, Leistungsreserve, USV ca. 1.000.000				
Entladezeit		4 bis 10 Stunden	2 bis 24 Stunden	Sekunden bis Tage	Sekunden bis Tage	Stunden	Sekunden bis Minuten	Minuten	Sekunden	Sekunden	Minuten bis Stunden
Marktpfformance											
Spezifische Investitionskosten ³	€/kWh _{out}	100 bis 500	40 bis 100	bisher nicht ausweisbar	100 bis 1.000	1.000 bis 5.000	30.000 bis 200.000	10.000 bis 20.000	800 bis 1.000		
Ökologie Instal. Leistung in D	GW	Ausbaupotenzial ökologisch limitiert 6,7	0,29	0	Entsorgung problematisch je nach Batterietyp	Marktreif in kleineren Stückzahlen	Prototyp, vereinzelt marktreif	Prototyp	Prototyp	Marktreif	
Marktstadium		Marktreif	Marktreif	Forschung	Prototyp	Marktreif	Prototyp	Prototyp	Prototyp	Marktreif	

¹ Bei neuen Technologien: sinnvolle Leistungsklasse ² Lade- und Entladezyklus ³ bezogen auf Energieinhalt des Speichers; untere Bandbreite: Reduktionspotenzial

⁴ Ohne Berücksichtigung von Anfahrverlusten d: Tag USV: Unterbrechungsfreie Stromversorgung

sind sie vor allem für die Stabilisierung des Stromnetzes und die Sicherung der Spannungs- und Frequenzstabilität geeignet.

Akkumulatoren als chemische Speicher können zwar grundsätzlich in beliebiger Speicherkapazität installiert werden; Platzbedarf und Investitionskosten sowie eine begrenzte Zyklenzahl limitieren jedoch die Einsatzfähigkeit dieser Speicherlinie. Akkulatoren werden insbesondere in dezentralen Einheiten eingesetzt. Neben den Blei-Schwefelsäure-Akkumulatoren werden zunehmend neue Batterietechnologien eingesetzt, beispielsweise Nickel-Metallhydrid- und Lithium-Ionen-Systeme [37]. Redox-Flow-Batterien sind reversible Brennstoffzellen mit getrennten Elektrolytspeichertanks. Sie befinden sich derzeit im Pilot- und Demonstrationsstadium. Auch Akkulatoren in Elektroautos und plug-in-Hybrid-Fahrzeugen können nach Aussage der europäischen Technologie-Plattform „SmartGrids“ in der Zukunft an Bedeutung für die Energiespeicherung gewinnen.

Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES), die elektrischen Strom im Magnetfeld einer supraleitenden Spule speichern, werden vor allem als kleine Speicher zur Spannungs- und Frequenzhaltung konzipiert. Bislang gibt es nur wenige Firmen, die SMES kommerziell entwickeln. Auch Kondensatoren geben ihre Energie in extrem kurzer Zeit ab (Millisekunden) und sind daher nicht zur Überbrückung beispielsweise von windschwachen Perioden geeignet.

Schließlich kann elektrischer Strom via Elektrolyse auch als Wasserstoff komprimiert oder verflüssigt gespeichert werden. Eine Rückverstromung des Wasserstoffs kann in einer Brennstoffzelle erfolgen, da diese die höchsten elektrischen Wirkungsgrade aufweist. Bei optimistischen Annahmen liegt der Wirkungsgrad dieser Speicherkette allerdings bei lediglich rund 30 bis 40 Prozent. Diese Technologie könnte vor allem dann an Bedeutung gewinnen, wenn Wasserstoff im mobilen Sektor zum Einsatz gelangt. Während die Elektrolyse ein insbesondere in der chemischen Industrie lange etabliertes Verfahren ist (beispielsweise Düngemittelherstellung), ist die Kombination Elektrolyse – Wasserstoffspeicherung – Brennstoffzelle lediglich in Feldtests untersucht worden, da die hohen Kosten und niedrigen Wirkungsgrade prohibitiv wirken. Beispielsweise wurden auf der norwegischen Insel Utsira zwei Windräder mit einem Schwungrad und einem Elektrolyseur gekoppelt, dessen erzeugter Wasserstoff in Druckbehältern gespeichert und mittels einer Brennstoffzelle oder einem Verbrennungsmotor rückverstromt wird.

12.2 Energiewirtschaftliche Anwendungen von Stromspeichern

Energiespeicher werden schon heute zu verschiedenen energiewirtschaftlichen Zwecken eingesetzt. Pumpspeicherkraftwerke als Großspeicher werden als Spitzenlastkraftwerke zur Abdeckung der Lastspitzen und unerwarteter Schwankungen des Stromverbrauchs und -angebots (z. B. Ausfälle anderer Kraftwerke) eingesetzt. Betreiber von Speicherkraftwerken können Fahrplanenergie und Minutenreserve handeln, da sie flexibel reagieren und po-

sitive wie negative Regelernergie liefern können. Pumpspeicherkraftwerke – wie auch das Druckluftspeicherkraftwerk in Huntorf – ermöglichen auf Grund ihrer Schwarzstartfähigkeit bei Stromausfällen das Wieder-Anfahren anderer Kraftwerksblöcke. Zudem können sie andere Systemdienstleistungen bereitstellen (Minutenreserve, Blindleistung, Spannungs- und Frequenzhaltung, Verringerung von Netzverlusten, Notstrom). Je nach Netzinfrastruktur können Stromspeicher auch die Auslastung der Transportkapazitäten verbessern, da auf eine Auslegung auf Lastspitzen verzichtet werden kann; hierdurch kann ggf. auch die Zeit bis zu einer Verstärkung der Netzbetriebsmittel bzw. bis zum Netzausbau überbrückt werden. Dies kann gerade bei Einspeisepunkten von fluktuierenden Leistungen (Offshore-Wind) von Bedeutung sein. Ähnlich wie beim marktorientierten Redispatching müssten Übertragungsnetzbetreiber eine Einspeicherung von Strom anordnen; die Kosten für die Einspeicherung wären dem Übertragungsnetzbetreiber anzulasten und würden von diesem auf die Netzentgelte umgelegt.

Durch eine Vergleichmäßigung der Stromerzeugung könnten zudem zukünftige (konventionelle) Kraftwerksneubauten kleiner und einfacher ausgelegt werden, da auf eine Regelfähigkeit verzichtet werden könnte. Die Energiespeicherung ist zwar wegen der Verluste während des Lade-/Entladezyklus und eventueller Ruheverluste während der Einspeicherung mit einem Wirkungsgrad deutlich unter 100 Prozent behaftet. Zugleich kann ein Energiespeicher in Zusammenhang mit fluktuierenden Einspeisern aber auch Brennstoff einsparen, da die Zahl der Teillastbetriebebenen konventionellen Kraftwerke (die einen geringeren Nutzungsgrad aufweisen) zurückgeht und zudem die Zahl der Situationen, in denen die Windeinspeisung auf Grund etwaiger Netzüberlastungen begrenzt werden muss (Erzeugungsmanagement), deutlich reduziert werden könnte. Dieser Effekt ist bei flexibleren Kraftwerken allerdings deutlich weniger ausgeprägt.

Stromspeicher können zudem durch unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) oder Stabilisierung von Stromnetzen zu einer Verbesserung der Versorgungsqualität beitragen.

12.3 Direkte Kopplung von Energiespeichern mit Erneuerbaren Energien

Über den Routine-Einsatz von Großspeichern hinaus gibt es eine Reihe von Pilot- und Feldversuchen, in denen bereits heute Energiespeicher mit Erneuerbaren Energieanlagen zu Hybridsystemen zusammenschaltet werden.

Stand der Technik ist die Kopplung von Batteriesystemen mit verschiedenen Erneuerbaren Energie-Technologien (und ggf. Dieselgeneratoren) in Inselnetzen und anderen dezentralen Anwendungen. Auch in größeren Projekten wurden vereinzelt Batterien und Redox-Flow-Batterien mit Photovoltaik oder Windkraft gekoppelt (Herne, Bocholt: 1,6 MW-Blei-Säure-Batterien, Japan: Kopplung von 4 MW/6 MWh-Strömungsbatterien mit einem 30 MW-Windpark, Kopplung einer 500 kW Windturbine mit einem 400 kW Batteriesystem).

Speicher werden auch aus Gründen der Spannungsqualität unmittelbar mit Erneuerbaren Energien verbunden. Beispielsweise bietet Enercon die Kopplung seiner Anlagen mit einem 200 kW-Schwungrad (Speicherkapazität 5 kWh) an.

Die Kopplung von Windparks mit Großenergiespeichern wird bislang nur in Planungs- und Forschungsprojekten untersucht. Beispielsweise wird in Iowa ein 75 bis 150 MW-Windpark in Kombination mit einem Druckluftspeicherkraftwerk geplant [39]. Europäische Projekte untersuchen zudem die Kombination von Windparks mit Wasserstoffproduktion (z. B. HyWindBalance, Utsira).

Solche Projekte einer anlagenbezogenen Energiespeicherung dienen der technischen Weiterentwicklung der Speichersysteme. Energiewirtschaftlich sind sie zunächst in Deutschland in Sonder- und Nischenanwendung (z. B. Insel- und netzferne Systeme) von Interesse. Dies hängt damit zusammen, dass der deutsche Regelenergiemarkt insgesamt gut funktioniert und über Preissignale an den Märkten eine kosteneffiziente Anforderung von positiver und negativer Reserveleistung erfolgt. Mit steigenden Anteilen fluktuierender Einspeisung wächst allerdings die Rolle, die Erneuerbaren Energien im Rahmen der Bereitstellung von Regelenergie und Systemdienstleistungen zukommt.

12.4 Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Speichern

Die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Speicheroptionen hängt wesentlich von den Kapitalkosten der jeweili-

gen Technologien ab. Die spezifischen Investitionskosten (pro kW Leistung) variieren dabei wesentlich zwischen rund 100 Euro/kW für Hochleistungskondensatoren und bis zu 10 000 Euro/kW bei Schwungrädern. Bezogen auf eine Speicherkapazität von einer Kilowattstunde Elektrizität unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades des Lade-/Entladezyklus variieren die Investitionskosten der Speichertechnologien ebenso. Hier ist der Wirkungsgrad eine wichtige Eingangsgröße.

Pumpspeicher weisen Investitionskosten ab 600 Euro/kW auf, wenn entsprechende Wasserspeichersysteme bereits vorhanden sind; die Investitionskosten können je nach geologischen Gegebenheiten auf bis zu 2 000 Euro/kW ansteigen und hängen stark vom Umfang der jeweiligen Baumaßnahmen ab.

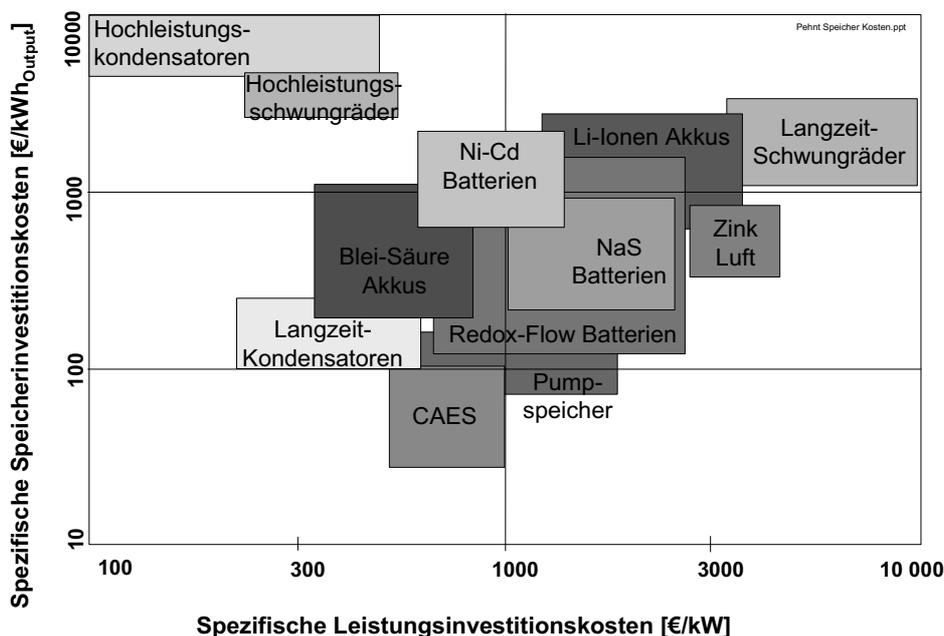
Die Investitionskosten von Druckluftkraftwerken sind auf Grund der wenigen realisierten Kraftwerke nur schwer abschätzbar. [40] legt Investitionskosten von rund 700 Euro/kW Generatorleistung zu Grunde, in [41] werden 500 bis 1 000 Euro/kW angegeben. Schätzungen für AA-CAES liegen zwischen 850 und 1 200 Euro/kW spezifischen Investitionskosten [42, 43]. Der Kavernenbau hat dabei vergleichsweise niedrige Kostenanteile von unter 20 Prozent [44].

12.5 Wirtschaftlichkeit im deutschen Energiesystem

Bereits heute sind sowohl Pumpspeicherkraftwerke als Großspeicher und vereinzelte Kurzzeitspeicheroptionen in bestimmten Anwendungen wirtschaftlich. Im Folgen-

Abbildung 12-2

Einordnung der Betriebs- und Investitionskosten verschiedener Speichertechnologien (heutiger Stand und kurzfristiges Senkungspotenzial) [41, 45]



den wird ausschließlich die wirtschaftliche Darstellbarkeit von großen Speichern zur *Energiespeicherung* kommentiert.

Neben den Investitionskosten von Speichertechnologien bestimmen auch die Wirkungsgrade eines Lade-/Entladezyklus, die jährliche Zyklenzahl, die Speicherverluste während der Einspeicherung und sonstige variable Kosten die ökonomische Attraktivität.

Die Wirtschaftlichkeit von Pumpspeicherkraftwerken und zukünftig Druckluftspeicherkraftwerken hängt neben dem ökonomischen Wert der Systemdienstleistungen (Schwarzstartfähigkeit, Regelenergie, usf.) von einer Reihe von Faktoren ab:

- Vorteilhaft für die Wirtschaftlichkeit ist eine *heterogene Merit Order* (günstige Grundlast, teure Spitzenlast).
- *Entwicklung der Brennstoffpreise* für Grund- und Spitzenlastelektrizität; bei im Vergleich zu Kohle überproportional steigenden Gaspreisen werden beispielsweise die Spitzenlastpreise ebenfalls stärker ansteigen als die Grundlastpreise. Wichtig ist dabei weniger das absolute Niveau als die Preisspreizung [46].
- *Die Flexibilität des konventionellen Stromsystems* entscheidet darüber, ob der konventionelle Kraftwerkspark fluktuierende Einspeisung zu geringen Kosten ausgleichen kann. Entscheidend hierfür ist der Anteil an flexibleren Kraftwerkstechnologien mit geringen Teillastverlusten (beispielsweise Gasturbinen) – je flexibler der Kraftwerkspark, desto geringer ist der Zusatznutzen von Speichertechnologien und die installierte Leistung von Speichern – je höher die installierte Speicherleistung, desto geringer ist der spezifische Nutzen der Speicher [47].
- Der Anteil der flexibleren Kraftwerkstechnologien wird auch wesentlich beeinflusst von der *Entwicklung der Zertifikatspreise bzw. der brennstoffspezifischen Ausgestaltung* [48]; bei steigenden Zertifikatspreisen verschiebt sich der Kraftwerkspark zu Gunsten CO₂-ärmerer Brennstoffe, v. a. Gas; da gasbasierte Kraftwerke flexibler reagieren können, sinkt die Notwendigkeit einer Einspeicherung.
- *Europäische Infrastrukturplanungen*: durch einen Ausbau transnationaler Interkonnektoren steigen die Kapazitäten für einen internationalen Lastausgleich und die Einspeicherung deutschen Stroms beispielsweise in österreichischen oder skandinavischen Speicherkraftwerken. Damit sinkt die Volatilität des Strompreises. Dies könnte auch z. B. durch den Aufbau eines europäischen, grenzüberschreitenden Off-shore-Netzes etwa in der Nordsee unterstützt werden.
- *Anteil der Windstromeinspeisung*: Mit zunehmendem Windanteil steigt durch den Merit-Order-Effekt die Volatilität des Strompreises und damit die Attraktivität der Stromspeicherung. Außerdem steigt die Nachfrage nach Minutenreserve; in Küstennähe können Speicher evtl. die Zeit bis zu einem Ausbau der Netzinfrastuktur überbrücken.

- Ein hoher Anteil *wärmegeführter KWK*-Einspeisung und anderer *Must-Run*-Anlagen vermindert die off-peak-Strompreise und trägt damit zur Preisspreizung off-peak/peak bei.

Ein Ausbau der Stromspeicherkapazität kann auf Grund des eingeschränkten Pumpspeicher-Ausbaupotenzials im Wesentlichen über Druckluft-Speicherkraftwerke laufen. Das einzige realisierte CAES in Deutschland kann als abgeschriebenes Kraftwerk auf Grund der attraktiven Preise auf dem deutschen Regelenergiemarkt Minutenreserve anbieten und damit sehr wirtschaftlich betrieben werden. Ein Neubau von CAES-Kraftwerken findet allerdings bis zum heutigen Zeitpunkt nicht statt. Unter den heutigen Bedingungen ist ein CAES-Ausbau wirtschaftlich nicht darstellbar. Außerdem zeichnet sich der deutsche Minutenreservemarkt durch ein vergleichsweise hohes Niveau aus; bei Planungen für zukünftige CAES ist die Möglichkeit sinkender Preise mit einzukalkulieren. Heutige CAES-Planungen setzen daher eher auf die Innovationswirkung eines entsprechenden Vorhabens als auf die kurzfristige wirtschaftliche Attraktivität.

Langfristig könnte hingegen durchaus ein Zubau von Speicherkraftwerken erfolgen, wenn AA-CAES-Technologien marktreife erlangen. Modellierungen des Elektrizitätsmarktes, beispielsweise in [43], die die stochastische Komponente der Stromeinspeisung abbilden und – unter Minimierung der Systemkosten – Investitionsentscheidungen berechnen, kommen zu dem Schluss, dass mit zunehmender Winddurchdringung Investitionen in flexiblere Kraftwerke zunehmen, insbesondere Gaskraftwerke (Turbinen und GuD). Wenn CAES als Technologieoption angeboten wird (Annahme: Investitionskosten 950 Euro/kW, Wirkungsgrad 66 Prozent), wird ein Teil der Investitionen in Gasturbinen und GuD-Kraftwerke durch Investitionen in CAES ersetzt [43].

Während Systeme in Deutschland unter den beschriebenen Randbedingungen in Zukunft wirtschaftlich operieren könnten, gibt es andere Länder, in denen noch weitere, für Speicher vorteilhafte Rahmenbedingungen existieren. In den Niederlanden beispielsweise ist die Wirtschaftlichkeit eines in [46] analysierten adiabaten CAES besonders gut, weil ein hoher KWK-Anteil zu niedrigen off-peak-Preisen führt. In den Niederlanden sind außerdem keine Pumpspeicherkraftwerke verfügbar; Kraftwerksausfälle machen sich auf Grund des kleinen Kraftwerksparks besonders bemerkbar. Vergleichsweise hohe Preisspitzen und -volatilität sind die Folge.

12.6 Mittelfristige Ausbaupotenziale von Großspeichern

Für eine mittelfristige Ausbauplanung großer Energiespeicher stehen insbesondere Pump- und Druckluftspeicherkraftwerke zur Verfügung, da die anderen Technologien entweder noch nicht marktreif (Wasserstoff/Elektrolyse-Systeme) oder für eine Einspeicherung großer Energiemengen nicht geeignet sind.

Das weitere Ausbaupotenzial von Pumpspeicherkraftwerken ist auf Grund der starken ökologischen Eingriffe, der

langen Realisierungszeiten in einem eher kurzfristig orientierten Energiemarkt und mangels geeigneter Standorte mit ausreichenden Höhenunterschieden in Deutschland sehr begrenzt. Vorhandene Aktivitäten im Bereich Pumpspeicherkraftwerke fokussieren sich daher auf Rehabilitierungs- und Modernisierungsmaßnahmen, u. a. auf den Bau zusätzlicher Turbinen und Röhren. In Deutschland betrifft dies die laufende Ertüchtigung von Waldeck II (zusätzliche 40 MW) und den Neubau des Schachtkraftwerks Waldeck I (70 MW) [49]. Insbesondere in der Schweiz und in Österreich werden, teils unter Beteiligung deutscher EVUs, technische Optimierungen vorgenommen. Zu nennen sind hier insbesondere Limberg II (2*240 MW im Pump- und Turbinenbetrieb) und das vor allem für das deutsche Stromnetz konzipierte vorarlbergische Kops II (3*150 MW im Pump- und Turbinenbetrieb, Inbetriebnahme 2008) in Österreich sowie Linth-Limmern (Axpo-Projekt 860 MW) und Oberaar-Räterichsboden (400 MW) in der Schweiz [49]. Es wird geschätzt, dass sich allein in der Schweiz innerhalb der nächsten 15 Jahre über 6 GW an zusätzlicher Pumpspeicher-Kapazität ergeben könnte [50].

Zugleich zeigen die Erfahrungen beispielsweise in Österreich, wo die Tiroler Wasserkraft AG einen systematischen „Optionenbericht“ vorgelegt hat, in dem mögliche Standorte künftiger Wasserkraftwerke ausgelotet werden, die Vehemenz der öffentlichen Diskussion um konkrete Standorte [51, 52].

In Zusammenhang mit der Nutzung von Speichern in Verbindung mit Windstrom-Einspeisung ist die räumliche Disparität von Speicheroptionen, die aus topographischen Gründen vorrangig im süddeutschen Raum und in den alpinen Nachbarländern anzusiedeln sind, und den Gegenden mit hohem Windaufkommen zu beachten. Allerdings bestehen möglicherweise auch in Norddeutschland – und damit in der Nähe des hohen Windaufkommens – Möglichkeiten für die Errichtung von unterirdischen Pumpspeicherkraftwerken; das entsprechende Potenzial sollte untersucht werden.

Das Ausbaupotenzial von Druckluftspeicher-Kraftwerken (CAES) ist grundsätzlich groß. Die Speicherdichte liegt je nach Druckdifferenz zwischen 2 und 3 kWh/m³ Kavernenvolumen [53]. Empfohlene Kavernengrößen liegen nach Aussage der Kavernenfirmen zwischen 500 000 und 700 000 m³. Zahlreiche Salzkavernen gerade in Küstennähe und Offshore bieten sich zur Druckluftspeicherung an.

Vor allem in der norddeutschen Tiefebene gibt es über 130 für den Kavernenbau geeignete Strukturen. Kriterien für die Speicherfindung sind zum einen geeignete Teufen der Salzstrukturen, die Möglichkeit der Entsorgung der auszuspülenden Sole (in das Meer, in Brackwasserzonen oder stillgelegte Kali/Salz-Bergwerke) und die Anbindung an die Netzinfrastuktur [53]. Schätzungen des Speicherpotenzials gut geeigneter Formationen in der norddeutschen Tiefebene liegen zwischen 2,5 und 3,7 TWh Nutzenergie; dieser Wert muss noch mit den Nutzungsgraden und Anfahrverlusten gewichtet werden. Zum Ver-

gleich: Das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal hat eine Speicherkapazität von rund 8,5 GWh (0,0085 TWh); der elektrische Tagesbedarf in Deutschland liegt bei rund 1,6 TWh. Damit könnte man theoretisch den deutschen Strombedarf von mehr als zwei Tagen in Kavernen einspeichern. Allerdings besteht eine Konkurrenz der Speicher mit potenziellen Lagerstätten für abgetrenntes CO₂, Rohölprodukten oder Gas.

Konkrete Ausbaupläne bestehen bei EnBW. Der Energieversorger hat im Jahr 2006 angekündigt, an der deutschen Nordseeküste bis 2011 ein Druckluftkraftwerk zu bauen.

12.7 Lastmanagement zur Unterstützung der Systemintegration

Unter Lastmanagement versteht man das flexible Reagieren der Verbraucherseite auf gewisse Veränderungen der Angebotsseite. Diese Veränderungen können sein:

- eine erhöhte Einspeisung von Elektrizität durch fluktuierende Erneuerbare Energien,
- steigende Marktpreise, die zu einer Lastabsenkung bzw. sinkende Marktpreise, die wiederum umgekehrt zu einem Lastanstieg führen und
- sicherheitsrelevante Signale wie Veränderungen in Frequenz- und Spannungsqualität, die zu einem Lastabwurf bzw. zur Wiederaufnahme der Last führen.

Für das Lastmanagement kommen vor allem jene Anwendungen in Frage, deren Strombedarf und zeitlicher Verlauf hinreichend flexibel gestaltet werden können. Damit sind sie grundsätzlich in der Lage, einen positiven Beitrag zur Betriebssicherheit der Netze durch die Möglichkeiten des gesteuerten Lastabwurfs bzw. der Lastaufnahme zu leisten. Drei Kategorien von Anwendungen sind möglich:

- Anwendung mit Puffercharakter

Hierunter werden sämtliche Anwendungen zusammengefasst, in denen ein Speicher im weiteren Sinne eine Abschaltung der Stromzufuhr abpuffert. Dazu gehören Gefrier- und Kälteanwendungen (z. B. Kühlhäuser), Raum- und Prozesswärmeanwendungen (z. B. Warmwasserbereitung in Krankenhäusern) sowie Anwendungen mit Bedarf an Druck oder kinetischer Energie (Kompressoren etc.).

- Abschaltbare Anwendungen

Hierzu zählen Anwendungen, die für einen bestimmten Zeitraum abgeschaltet werden können und die nach dem Wiedereinschalten keinen erhöhten Energiebedarf haben wie z. B. das Dimmen von Beleuchtungen, das Abstellen von Rolltreppen etc.

- Zeitlich verschiebbare Anwendungen

Hierzu zählen viele klassische Verbraucher im Haushalt (z. B. Waschmaschinen, Trockner, Spülmaschinen), deren Benutzung nicht unbedingt an eine bestimmte Tageszeit gebunden ist.

12.7.1 Nutzen des Lastmanagements

Anwendungen des Lastmanagements bieten sich an, um kurz- und mittelfristige Abweichungen von Stromangebot und -nachfrage (z. B. hohe Windstromeinspeisung zu Schwachlastzeiten) abzufedern, indem sie zu Zeiten eines Überangebots von Strom mit voller Leistung betrieben werden und im Gegenzug bei einem Unterangebot ihre Abnahme auf ein Minimum reduzieren.

Durch eine Erhöhung der Preiselastizität der Nachfrage muss sich die zu installierende Kraftwerksleistung nicht mehr an der Jahreshöchstlast orientieren, die sich ohne Nachfragemäßnahme ergeben würde. Dadurch ergeben sich Kosteneinsparungen. Durch Lastmanagement kann positive und negative Regelleistung vorgehalten werden. Die Vergleichmäßigung der Stromnachfrage führt außerdem zu Effizienzgewinnen im konventionellen Kraftwerkspark (Vermeidung von Teillastbetrieb) und trägt dazu bei, fluktuierende Einspeisung vereinfacht zu integrieren.

Im Gegensatz zu den anderen Speichertechnologien ist bei der Anwendung von Lastmanagement keine Installation neuer Speicherbehälter (beispielsweise Kavernen oder Wasserreservoirs) notwendig, sondern lediglich die Modifikation der Anwendungssteuerung. Aus diesem Grund bietet Lastmanagement eine tendenziell kosteneffiziente Möglichkeit zum Aufbau eines flexiblen Energiespeichernetzes.

Zur gezielten Beeinflussung der Verbrauchernachfrage gibt es im Wesentlichen zwei Mechanismen:

- load response, d. h. die zwischen Versorger und Kunde vereinbarte Möglichkeit der Abschaltung von Lasten auf Nachfrage oder mittels entsprechender Kontrolltechnologien, und
- price response, d. h. tarifliche oder andere finanzielle Anreize zur Nachfrage-Reaktion, z. B. zeitvariable Tarife (time of use [abhängig vom Zeitpunkt] oder dynamische Tarife [angekoppelt an Börsenpreise oder andere Indizes]).

Lastmanagement, insbesondere load response, wird vielfach bei Industriekunden bereits realisiert. In verschiedenen Ländern, beispielsweise in einzelnen US-Staaten (besonders Kalifornien und New York), Italien oder Skandinavien, werden umfangreiche Lastmanagement-Programme installiert, auch auf Haushaltskunden-Ebene. In Deutschland gibt es neben den Aktivitäten auf Industrie- und Gewerbekundenebene bislang nur wenige Pilotvorhaben, beispielsweise das Projekt Eckernförder Tarif aus den 1990er Jahren und das EnBW-Programm „Preissignal an der Steckdose“.

12.7.2 Potenziale des Lastmanagements

Voraussetzungen für ein erfolgreiches Lastmanagement sind geeignete Lasten und eine detaillierte Kenntnis der Verfügbarkeit dieser Lasten. Geeignet sind insbesondere große industrielle Verbraucher, beispielsweise Elektrolyseure, Elektro-Mühlen, Schmelzen, Elektrowärme-Anwendungen oder Kühlhäuser. Nach Abschätzungen in

[54] sind in der Industrie rund 3 GW Lastverlagerungspotenzial gegeben, vor allem in der Chlor-Elektrolyse, Nahrungsmittelindustrie und -handel, der Metallerzeugung und der Papierindustrie. Diese Branchen verbrauchen allein rund 10 Prozent des deutschen Strombedarfs.

Im Prinzip können aber auch öffentliche Gebäude und Privathaushalte/Gewerbekunden in ein Lastmanagementsystem integriert werden. Verschiebbare Lasten in Haushalten sind beispielsweise Umwälzpumpen, die sich frequenzabhängig abschalten und somit als Sofortreserve dienen, oder die Verbrauchssegmente Waschen, Spülen und Elektro-Heizen (Warmwasser oder Wärmepumpe). Voraussetzung für die Teilnahme privater Haushalte ist die Installation von Steuergeräten in den Haushalten bzw. in den Geräten. Für private Haushalte wird in [55] das Potenzial auf rund 2 GW beziffert. Eine andere Studie bestimmt die disponible Last insgesamt auf rund 70 Watt/Haushalt (Kühlgeräte) und die zusätzlich in einem Zeitfenster zwischen 9 und 21 Uhr disponible Last auf 190 bis 270 Watt [40]. Grundsätzlich ist sogar eine autarke Laststeuerung der Kühlgeräte ohne eine Anpassung des Nutzerverhaltens möglich.

Während im Industriekunden-Bereich Lastmanagement technisch machbar und wirtschaftlich darstellbar ist, wie die ersten kommerziellen Beispiele zeigen, mangelt es im Privatkundensegment insbesondere an der Entwicklung adäquater Geschäftsmodelle, der Abschätzung der Wirtschaftlichkeit unter den heutigen Bedingungen der Informations- und Kommunikationstechnik und der Bereitstellung kostengünstiger, standardisierter Kommunikationstechnologie sowie deren Erprobung. Aktivitäten in anderen Ländern, beispielsweise Kanada, Norwegen und Italien, zeigen allerdings, dass Lastmanagement von privaten Haushalten zunehmend interessant wird. Dies hängt insbesondere damit zusammen, dass sich die Technologie der Stromzähler rapide weiterentwickelt (*Smart Metering*). Der italienische Energieversorger ENEL SpA beispielsweise hat 2006 über 20 Millionen gemeinsam mit IBM entwickelte „Advanced Metering Infrastructure“-Systeme für alle Kundenklassen installiert und bietet ein differenziertes Tarifsystem an mit Rabatten in bestimmten Zeiten. Wie sich Lastmanagement von Privatkunden im Kostenvergleich zu Speichertechnologien verhält, lässt sich derzeit allerdings noch nicht abschließend bestimmen.

Die Entwicklung intelligenter Anwendungsgeräte, die automatisch auf Tarifsignale reagieren und Kommunikations-Schnittstellen aufweisen, ist förderlich für das Verschiebungspotenzial von Lastmanagement. Auch die Akzeptanz für Abschaltungen seitens der Verbraucher ist Voraussetzung für eine Erschließung der Lastmanagementpotenziale zumindest im Bereich der privaten Haushalte. Bislang ist gerade in diesem Sektor – nicht zuletzt auf Grund des niedrigen Anteils der Stromkosten an den gesamten monatlichen Belastungen eines Haushalts Strom – ein low interest-Produkt. Zukünftige steuerbare Lasten, wie Elektroautos und plug-in-Hybrids (die im Rahmen der „vehicle to grid“-Entwicklung auch als Reservekapazität untersucht werden) und elektrische Wärmepumpen, könnten die Potenziale des Lastmanagements

ausbauen, wie auch steuerbare dezentrale Erzeugungssysteme, beispielsweise KWK-Anlagen.

12.8 Virtuelles Kraftwerk als Systemintegrator von dezentralen Einspeisern, Lastmanagement und Speichertechnologien

Durch eine Poolung von dezentralen Anlagen der Erzeugung, des Lastmanagements und der Speicherung wird es auch dezentralen Akteuren ermöglicht, an den Aktivitäten des Strommarktes teilzuhaben, beispielsweise Regelenergie anzubieten oder an der Börse zu handeln. Zentrales Element ist eine kommunikationstechnische Vernetzung dieser Anlagen. Diesen Ansatz greift das „virtuelle Kraftwerk“ auf. Es vernetzt eine Vielzahl kleiner Kraftwerke, Lasten und Speicher durch Datenleitungen mittels ISDN, GPRS, Mobilfunk oder Powerline so, dass die Systeme wie ein einziges Kraftwerk betrieben werden können. Virtueller – „to be in effect, but not in appearance“ – heißt das Kraftwerk nicht, weil es keinen echten Strom produziert, sondern weil es keine örtlich lokalisierbare Kraftwerkseinheit mehr gibt. Mittelpunkt des virtuellen Kraftwerks ist eine Steuereinheit, die die Daten der dezentralen Kraftwerke verarbeitet, mit Prognosen von Strombedarf, Erzeugung und Wetter vergleicht, die aktuellen Strombörsenkonditionen abfragt und insgesamt den Kraftwerkseinsatz optimiert.

Verschiedene Vorhaben realisieren derzeit Ansätze des Virtuellen Kraftwerks, etwa im Rahmen des mittlerweile abgeschlossenen EU-Projektes Virtual Fuel Cell Power Plant. Die Stadtwerke Unna GmbH gehören zu den ersten Versorgern, die ein solches System einsetzen. Sie verbinden fünf Blockheizkraftwerke, zwei Windenergieparks, eine Photovoltaikanlage und ein Wasserkraftwerk zu einem System. Die Steag Saar Energie AG hat über das Internet dezentrale Kraftwerke und industrielle Lasten (beispielsweise Stahlunternehmen, Aluminiumhütten, Chlorindustrie) zu einem Virtuellen Lastkraftwerks-Ensemble zusammengeschlossen. Auch im Rahmen der Projekte Dispower, Konwerl oder an der Hochschule für angewandte Wissenschaften Hamburg sind Virtuelle Kraftwerks-Konzepte realisiert.

Virtuelle Kraftwerkskonzepte führen auf Grund der notwendigen Hardware und der Transaktionskosten zu Mehrkosten, die sich durch Kostenreduktionen (beispielsweise Mengenrabatte bei Brennstoffbezug, Standardisierung von Installationen) und erhöhte Erlöse (neue Vermarktungsmöglichkeiten (Regelenergie, Spotmarkt), direkte Belieferung von Verbrauchern) wieder finanzieren müssen. Gerade bei dezentralen KWK-Anlagen, die in das Virtuelle Kraftwerk integriert werden, begrenzt die Wärmenachfrage die zur Verfügung stehende disponible Leistung.

12.9 Marktintegration von Erneuerbare-Energie-Anlagen durch Direktvermarktung

Die direkte Vermarktung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beispielsweise an der Strombörse oder im Regelenergiemarkt ist grundsätzlich durch das EEG nicht

ausgeschlossen. Bisher kommt es lediglich in Situationen mit überdurchschnittlichen Börsenpreisen zu einer geänderten Verhaltensweise weniger einzelner Anlagenbetreiber, wobei davon ausgegangen werden kann, dass Häufigkeit und Umfang bei steigenden Börsenpreisen und sinkenden EEG-Vergütungssätzen weiter zunehmen. Erste Firmenkonsortien zeigen ein steigendes Interesse am Markt an.

Dieser zeitweise Ausstieg aus der EEG-Vergütung geschieht bei Marktpreisen über dem Niveau der EEG-Vergütung und kann nach geltender Rechtslage prinzipiell sehr kurzfristig und für einen kurzen Zeitraum erfolgen (15 Minuten-Intervall).

Die wesentlichen Motivationen für die Ermöglichung der Direktvermarktung können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien sammeln Markterfahrung. Dies beinhaltet auch die Tatsache, dass sie Kooperationen mit anderen Akteuren im Energiemarkt aufbauen und somit innovative Akteurswechselbeziehungen entstehen. Letzteres kann insbesondere von Bedeutung für die Zeit nach dem Auslaufen der EEG-Förderung für eine spezifische EEG-Anlage sein.
- Die EEG-Vergütungszahlungen und die EEG-Umlage sinken nominell. (Dieser Rückgang betrifft nicht die Differenzkosten, sondern lediglich die Vergütungszahlungen, siehe unten).

Diesen positiven Motivationen für eine Direktvermarktung von EEG-Strom stehen zumindest bei der derzeitigen Regelung durch das EEG u. a. folgende Nachteile gegenüber:

- Die Fördereffizienz des EEG nimmt ab, da Risiken sozialisiert und Chancen privatisiert werden. Die Differenzkosten des EEG steigen an, da in den Zeiten eines „zeitweisen Ausstieges“ die Strompreise über den EEG-Vergütungen liegen. Wenn zu diesen Zeiten Strom nach EEG vergütet wird, wird er günstiger ins Netz gespeist als bei einem Verkauf an der Börse, was für den Verbraucher kostengünstiger ist und somit die Differenzkosten negativ sind. In der derzeitigen Differenzkostenrechnung sind diese Phasen negativer Differenzkosten durch den zugrunde liegenden durchschnittlichen Strompreis implizit berücksichtigt. Somit steigen die resultierenden Differenzkosten bei Abzug dieser Phasen von der Gesamtbilanzierung. Dieser Effekt wird auch sprichwörtlich als „Rosinenpicken“ bezeichnet. Diese Bezeichnung kennzeichnet die potenzielle öffentliche Wahrnehmung dieses Vorgehens und könnte sich zu einem wesentlichen sozialen Akzeptanzhemmnis für das EEG entwickeln.
- Die EEG-Einspeisung (auch des Bundes) wird aus Sicht der ÜNBs durch eine sehr kurzfristig angekündigte und zeitlich stark begrenzte Direktvermarktung schwieriger zu prognostizieren. Damit steigen sowohl

die Kosten der Systemdienstleistungen auf Seiten der ÜNB als auch das Volumenrisiko für die Versorger an.

- Die derzeitige Praxis für den zeitweisen Ausstieg führt zu Problemen bei der Datenerfassung, welche zumindest durch die statistische Erfassung der damit verbundenen Strommengen gelöst werden sollten. Dies erhöht den administrativen Aufwand im Rahmen des EEG.

Bei Abwägung der Vor- und Nachteile der derzeitigen Regelung der Direktvermarktung wird hier eine grundlegende Überarbeitung dieser Regelung vorgeschlagen. Eine Neuregelung sollte möglichst bei Beibehaltung der potenziellen Vorteile der Direktvermarktung die oben beschriebenen Nachteile deutlich abmildern. Insbesondere zur Ermöglichung der Prognostizierbarkeit der EEG-Einspeisung durch den ÜNB und zur Minderung des zusätzlichen Mengenrisikos für die Versorger erscheint es notwendig,

- einen möglichen zeitweisen Ausstieg aus der EEG-Vergütung hinreichend langfristig im Voraus anzukündigen sowie
- einen möglichen zeitweisen Ausstieg aus der EEG-Vergütung hinreichend lange ohne Unterbrechung durchzuführen.

Die Gestaltung der Rahmenbedingungen für einen zeitweisen Ausstieg aus der EEG-Vergütung entscheidet darüber, ob dieser faktisch noch möglich ist oder nicht. Im BMU läuft aktuell ein Forschungsvorhaben, das u. a. diese Aspekte untersucht.

12.10 Handlungsempfehlungen

Betreibern von Elektrizitätserzeugungsanlagen auf der Basis Erneuerbarer Energien werden momentan keine Anreize durch das EEG gegeben, in Speichertechnologien oder Lastmanagement zu investieren, da ihnen nach dem EEG eine feste Vergütung ohne Berücksichtigung der Stromqualität bzw. Kontinuität der Einspeisung zusteht. Auch für Stromverbraucher oder Netzbetreiber gibt es über das EEG keine Anreize, Lastmanagement oder Speichurmaßnahmen zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung zu ergreifen oder Anlagen zu koppeln, um optimierte Betriebsstrategien zu realisieren (Kombination mit anderen Erneuerbaren Energien/Kombination mit gut regelbaren Kraftwerken).

Das BMU wird bis Frühjahr 2008 geeignete Handlungsmöglichkeiten für ein Anreizsystem innerhalb oder außerhalb des EEG untersuchen, das insgesamt zu einer Verbesserung der Systemintegration durch bedarfsgerechte Einspeisung bzw. Verstetigung führt (insbesondere durch den Einsatz von Speichertechnologien, durch die Vernetzung von EE- und anderen dezentralen Anlagen zu „virtuellen Kraftwerken“ sowie durch einen entsprechenden Einsatz des Lastmanagements). Dies könnte gegebenenfalls flankiert werden durch die Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der Speichertechnologien, insbesondere von Druckluftspeichern, unterirdischen Pumpspeicherkraft-

werken, Wasserstoffspeichern und Akkumulatoren sowie des Lastmanagements.

Neben der Verstetigung der Stromeinspeisung aus EE-Anlagen können diese Anlagen auch aktiv an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beteiligt werden. Diese Frage stellt sich gegenwärtig primär für Windenergieanlagen aufgrund ihres hohen Anteils an der Stromproduktion und ihrer fluktuierenden Einspeisung. Die Einbeziehung anderer Sparten in diese Regelung erscheint zum jetzigen Zeitpunkt einerseits nicht notwendig und andererseits verfrüht.

Um durch das EEG die Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien marktnäher und bedarfsgerechter zu gestalten, sollten Rahmenbedingungen für ein zeitweises Aussetzen der EEG-Vergütung auf Wunsch des Anlagenbetreibers im Hinblick auf eine zeitweise Direktvermarktung des EEG-Stroms geschaffen werden.

Handlungsempfehlungen zur Förderung des Einsatzes von Speichertechnologien und der Systemintegration

Regelungen innerhalb oder außerhalb des EEG

- Setzen von Anreizen zur Verbesserung der Systemintegration der Erneuerbaren Energien durch bedarfsgerechte, ggf. zeitabhängige Einspeisung sowie Verstetigung der Einspeisung (insbesondere Einsatz von Speichertechnologien, Vernetzung von EE-Anlagen zu „virtuellen Kraftwerken“ und Lastmanagement). Prüfung, inwieweit eine Verordnungsermächtigung im EEG Ziel führend sein könnte. Das BMU sollte bis zum Frühjahr 2008 Handlungsalternativen identifizieren.

Regelungen innerhalb des EEG

- Regelung der Rahmenbedingungen für ein zeitweises Aussetzen der EEG-Vergütung auf Wunsch des Anlagenbetreibers im Hinblick auf eine zeitweise Direktvermarktung des EEG-Stroms.

Flankierende Maßnahmen außerhalb des EEG

- Verstärkung der Förderung von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben im Bereich der Speichertechnologien, insbesondere von Druckluftspeichern, unterirdischen Pumpspeicherkraftwerken, Wasserstoffspeichern und Akkumulatoren.
- Unterstützung von Demonstrationsvorhaben und ggf. der Markteinführung von Speichertechnologien.

13 Besondere Ausgleichsregelung (§ 16 EEG)

13.1 Ziele, Funktionsweise und Entwicklung

Um zu verhindern, dass der rasch fortschreitende Ausbau der Erneuerbaren Energien bei besonders stromintensiven Unternehmen des produzierenden Gewerbes zu unangemessenen Härten, gerade im internationalen Wettbewerb,

führt, wurde am 16. Juli 2003 die Besondere Ausgleichsregelung als § 11a in das EEG aufgenommen (EEG 2003). Sie entlastet bestimmte, im Gesetz näher definierte (s. u.) Unternehmen weitgehend von der Verpflichtung zur Abnahme des nach EEG vergüteten Stroms (sog. EEG-Strom) und der entsprechenden EEG-Umlage.

Auf Antrag der Unternehmen wird die Begrenzung des EEG-Strombezugs in Bescheiden des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) festgeschrieben. BAFA wurde vom Gesetzgeber unter der Fachaufsicht des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) mit dem Vollzug der Besonderen Ausgleichsregelung betraut. Gesetzlich ist dabei genau festgelegt, wie die Höhe der für jede Abnahmestelle individuell festzulegenden Begrenzung ermittelt wird. Das Berechnungsverfahren soll dabei im Normalfall si-

cherstellen, dass die EEG-bedingten Strompreiserhöhungen bei den begünstigten Unternehmen nur 0,05 ct/kWh Strom betragen.

Antragsberechtigt nach § 11a des EEG 2003 waren Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die an den zu begrenzenden Abnahmestellen jeweils einen jährlichen Strombezug von mehr als 100 GWh aufwiesen. Als zweite Voraussetzung zur Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung mussten alle antragstellenden Unternehmen nachweisen, dass ihre jährlichen Strombezugskosten mehr als 20 Prozent ihrer Bruttowertschöpfung (BWS) betragen. Außerdem hatten sie jeweils im Einzelfall darzulegen, dass die aus dem EEG resultierenden Kosten zu einer erheblichen Beeinträchtigung ihrer Wettbewerbsfähigkeit führten. In allen Fällen hatten die nach § 11a EEG (2003) Begünstigten einen Selbstbehalt

Tabelle 13-1

Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG seit 2003 [6, 56, 57]

	EEG vom 16. Juli 2003, §11a	EEG vom 21. Juli 2004, §16	EEG-Änderungsgesetz vom 7.11. 2006, §16
Voraussetzungen für Begünstigung	<ul style="list-style-type: none"> Unternehmen des produzierenden Gewerbes ab einem Stromkostenanteil > 20 % an der BWS und einem Stromverbrauch > 100 GWh/a an der Abnahmestelle betrifft nur Strombezug aus öffentlichen Netz Nachweis der Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit jeweils einzelfallbezogen notwendig 	<ul style="list-style-type: none"> Unternehmen des produzierenden Gewerbes ab einem Stromkostenanteil > 15 % an BWS und einem Stromverbrauch > 10 GWh an der Abnahmestelle sowie Schienenbahnen (Stromkostenanteil >10 GW) betrifft nur Strombezug aus öffentlichem Netz Einzelnachweis der Wettbewerbsbeeinträchtigung <u>nicht</u> mehr vorgesehen 	Wie zuvor
Entlastung/ Schutznormen für nicht privilegierte Stromabnehmer	<ul style="list-style-type: none"> Begrenzung der EEG-Abnahmeverpflichtung mit dem Ziel, die EEG-Umlage auf 0,05 ct/kWh zu begrenzen; Regelung greift erst jenseits von 100 GWh; diese sind mit vollem EEG-Satz abzunehmen <p>nicht privilegierte Endabnehmer übernehmen Differenz; dabei aber Pflicht des BAFA, einzelfallbezogen zu prüfen, ob unverhältnismäßige Mehrbelastung sonstiger Strombezieher vorliegt; wegen der jeweils zu geringen Einzelwirkung griff diese Begrenzung niemals</p>	<ul style="list-style-type: none"> Begrenzung der EEG-Abnahmeverpflichtung mit dem Ziel, EEG-Umlage auf 0,05 ct/kWh zu begrenzen generell 10 % Selbstbehalt, bei > 20 % Stromkostenanteil an BWS und > 100 GWh kein Selbstbehalt nicht privilegierte Endabnehmer übernehmen Differenz, begrenzt jedoch auf maximal 10 % zum im Vorjahr ermittelten Wert (10 %-Deckelung), falls 10 % Schwelle überschritten ist Schienenbahnen werden ebenfalls ab einer jeweiligen Stromabnahme von >10 GWh/a entlastet, insgesamt; jedoch nur um max. 20 Mio. Euro/a (Schienenbahndeckel) 	<ul style="list-style-type: none"> generell 10 % Selbstbehalt; bei Stromkostenanteil an BWS > 20 % und > 100 GWh kein Selbstbehalt Begrenzung der EEG Abnahmeverpflichtung, dabei Grundlage, Umlage auf 0,05 Cent/kWh zu begrenzen; Wegfall des 10 % Deckels Wegfall des Schienenbahndeckels

BWS = Bruttowertschöpfung

zu tragen: Für den Strombezug von 100 GWh war die volle EEG-Quote zu übernehmen; erst anschließend griff die Begrenzung.

In der am 1. August 2004 in Kraft getretenen Neufassung des EEG wurde die Besondere Ausgleichsregelung überarbeitet und in § 16 EEG neu gefasst (EEG 2004). Zunächst wurde der Kreis der anspruchsberechtigten Unternehmen durch Senkung der Schwellenwerte deutlich ausgeweitet: So konnten jetzt Unternehmen oder selbständige Unternehmensteile des produzierenden Gewerbes schon dann in den Genuss einer Begrenzung kommen, wenn sie einen jährlichen Strombezug von mehr als 10 GWh an der zu begrenzenden Abnahmestelle nachwiesen. Gleichzeitig musste jetzt nur noch ein Verhältnis von Strombezugskosten zur Bruttowertschöpfung in Höhe von mehr als 15 Prozent nachgewiesen werden. Der bis dahin aufwändig zu führende Einzelnachweis der Wettbewerbsbeeinträchtigung entfiel. Und schließlich wurden alle Unternehmen, die die höheren Anforderungen des § 11a EEG (2003) erfüllten (s. o.) jetzt an den Abnahmestellen mit einem Stromverbrauch von mindestens 100 GWh vollständig von einem Selbstbehalt befreit. Für die neu in den Anwendungsbereich der Regelung fallenden Unternehmen griff die Begrenzung der EEG-Strommenge erst oberhalb eines Selbstbehaltes in Höhe von 10 Prozent ihres Stromverbrauchs im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr.

Außerdem wurde im EEG 2004 der Kreis der von der Ausgleichsregelung Begünstigten um Schienenbahnunternehmen erweitert. Für sie galt die eingrenzende Kennzahl „Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung“ nicht. Allerdings wurde den Schienenbahnen unabhängig vom jährlichen Gesamtstrombezug ein Selbstbehalt von 10 Prozent vorgegeben.

Als Ausgleich zur wesentlichen Erweiterung der Regelung enthielt der § 16 zwei Vorschriften, die eine zu hohe Belastung der nicht privilegierten Stromabnehmer verhindern sollten: Demnach durften die EEG-Kosten im gesamten nicht privilegierten Bereich maximal um 10 Prozent steigen („10 Prozent-Gesamtdeckel“). Innerhalb dieses 10 Prozent-Deckels war das Begünstigungsvolumen für Unternehmen, die Schienenbahnen betrieben, außerdem auf maximal 20 Mio. Euro begrenzt („Schienenbahndeckel“).

Schon bei dem 2004 laufenden Bescheidverfahren für 2005 griff der 10 Prozent-Deckel und führte dazu, dass die EEG-Differenzkosten der besonders stromintensiven Unternehmen im Mittel mit etwa 0,11 ct/kWh gut doppelt so hoch lagen wie der o. g. Richtwert von 0,05 ct/kWh. Für 2006 verdoppelten sich die Differenzkosten der besonders stromintensiven Unternehmen dann auf etwa 0,2 ct/kWh. Vor diesem Hintergrund und angesichts der – nicht durch das EEG bedingten – drastischen Strompreiserhöhungen wurde in der Koalitionsvereinbarung von 2005 vereinbart, die EEG-Differenzkosten der stromintensiven Industrie definitiv auf 0,05 ct/kWh zu begrenzen und gleichzeitig zum Schutz der nicht privilegierten Stromabnehmer die Transparenz bei der Berechnung der EEG-Umlage zu erhöhen.

Diese Vorgaben wurden im 1. EEG Änderungsgesetz (1. EEG ÄG) umgesetzt, das am 1. Dezember 2006 in Kraft trat (EEG 2006). Es enthielt neben Regelungen zur Erhöhung der Transparenz des gesamten EEG-Wälzungs- und Abrechnungsmechanismus insbesondere die ersatzlose Streichung der beiden o. g. Deckelregelungen. Letzgenannte Änderung galt dabei rückwirkend bereits zum 1. Januar 2006. Sie wurde durch das BAFA unmittelbar nach Inkrafttreten des Gesetzes mittels 442 Änderungsbescheiden umgesetzt. Den 2006 nach § 16 EEG (2006) privilegierten Unternehmen steht entsprechend noch eine zusätzliche Entlastung zu.

Die Tab. 13-1 fasst die wesentlichen Entwicklungsschritte der Besonderen Ausgleichsregelung noch einmal zusammen.

13.2 Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung in den Jahren 2003 bis 2007

Tab. 13-2 zeigt die Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung seit 2003. Der Zeitraum bis Ende 2004 wurde dabei teilweise zusammengefasst, da die unter § 11a EEG (2003) erteilten Bescheide jeweils ein Jahr nach Inkrafttreten galten und sukzessive erteilt wurden. Seit 2005 werden die Bescheide vom BAFA jeweils gemeinsam kalenderjährlich zum Jahresbeginn erlassen.

Der starke Anstieg der Zahl begünstigter Unternehmen im Jahr 2005 ist insbesondere bedingt durch die deutliche Absenkung der Schwellenwerte. Die weitere Zunahme in den Folgejahren ist einerseits der anspringenden Konjunktur und steigenden Strompreisen geschuldet, durch die eine Reihe von Unternehmen erstmals die Anspruchskriterien erfüllten. Andererseits dürfte insbesondere 2006 auch die zunehmende Vertrautheit der Unternehmen mit der Regelung eine Rolle gespielt haben, nachdem nach der EEG-Neufassung 2004 nur wenig Zeit für die Antragstellung für 2005 geblieben war.

Parallel zur Anzahl begünstigter Unternehmen stieg auch die im Antragsverfahren geltend gemachte sog. privilegierte Strommenge. Diese ermittelt sich aus Gründen der Rechtssicherheit und Praktikabilität jeweils aus dem letzten der Antragstellung vorangegangenen Geschäftsjahr der Begünstigten. Die tatsächliche Inanspruchnahme im Begünstigungszeitraum kann hiervon abweichen.

Eine gesonderte Auswertung für das Jahr 2007 ergab, dass rund 20 Prozent der insgesamt begünstigten Abnahmestellen (103 von 507) in den östlichen Bundesländern lagen. Der dort bewilligte privilegierte Letztverbrauch betrug mit etwa 10 400 GWh etwa 15 Prozent des gesamten Bewilligungsvolumens.

Tab. 13-3 zeigt die Branchenverteilung der in 2007 begünstigten Unternehmen, die ähnlich ist wie in den beiden Vorjahren: Zwischen den einzelnen Branchen bestehen dabei deutliche Unterschiede beim jeweiligen privilegierten Stromverbrauch, die durch die Ausweisung von Durchschnittswerten noch tendenziell unterzeichnet werden. So haben die begünstigten Unternehmen mit dem höchsten Stromverbrauch aus den Bereichen Aluminium

Tabelle 13-2

Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG seit 2003 [1, 58, 59]

	2007	2006	2005	2004	2003 (ab Juli)
Begünstigte Unternehmen; davon Schienenbahnen	382 42	327 45	297 45		59 -
privilegierte Strommenge [GWh] (Quelle: Bescheidverfahren BAFA)	72.040	68.680	59.289	34.407	
- Produzierendes Gewerbe	67.826	64.584	54.817		
- Schienenbahnen	4.214	4.096	4.472		
Tatsächliche Inanspruchnahme [GWh] (Quelle: VDN Jahressabrechnung)	Von VDN bis 30.09.2008 vorzulegen ¹⁸	70.161	63.474	36.865	5.847

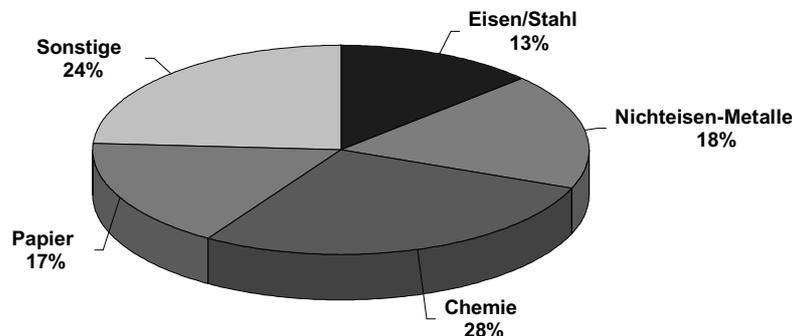
Tabelle 13-3

Branchenverteilung bei der Inanspruchnahme von § 16 EEG für 2007 [1, 58]

Branche	Anzahl Unternehmen	Privilegierter Letztverbrauch [GWh/a]	Privilegierter Letztverbrauch pro Unternehmen [GWh/a]
Herstellung von chemischen Erzeugnissen	52	20.219	389
Erzeugung/erste Bearbeitung von NE-Metallen	16	12.973	811
Papiergewerbe	64	12.117	189
Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen	29	9.104	314
Schienenbahnen	42	4.214	100
Herstellung von Zement	25	3.014	121
Holzgewerbe (ohne Möbel)	18	1.844	102
Metallerzeugung und –bearbeitung	28	1.761	63
Energieversorgung	16	934	58
Ernährungsgewerbe	34	1.040	31
Sonst. Branchen	58	4.819	83
SUMME	382	72.040	189

¹⁸ Angaben werden nach Vorliegen auf der Internetseite des BMU veröffentlicht.

Abbildung 13-1

Branchenverteilung des privilegierten Letztverbrauchs nach § 16 EEG für 2007 [1, 58]

und Chemie jeweils einen Strombezug von mehreren Tausend GWh/a und liegen damit deutlich über den aufgeführten Durchschnittswerten.

Abb. 13-1, die auf den o. g. Zahlen beruht, zeigt zusätzlich, dass auf nur vier Branchen – Eisen/Stahl, Nichteisen-Metalle, Chemie und Papier – etwa drei Viertel des gesamten privilegierten Letztverbrauchs entfallen und diese damit Hauptnutznieser der Besonderen Ausgleichsregelung sind.

13.3 Finanzielle Auswirkungen der Ausgleichsregelung im Überblick

Um die finanziellen Auswirkungen der Besonderen Ausgleichsregelung für die Begünstigten sowie die sonstigen, nicht privilegierten Stromabnehmer abschätzen zu können, sind eine Reihe von Annahmen zu treffen. Auf Grundlage veröffentlichter Daten des VDN sowie wissenschaftlich gestützter Abschätzungen¹⁹ ergeben sich die in Tab. 13-4 zusammengefassten Ergebnisse.

2006 lag das nach der Besonderen Ausgleichsregelung in der neuen Fassung gewährte Begünstigungsvolumen mit voraussichtlich etwa 420 Millionen Euro bereits deutlich mehr als doppelt so hoch wie 2004, dem ersten vollen Jahr der Gültigkeit der Regelung. Die verbleibenden EEG-Kosten der privilegierten Unternehmen betragen 2006 unter Berücksichtigung der Rückwirkungsklausel des EEG-ÄG von 2006 nur noch etwa 50 Millionen Euro.

Abschätzungen für 2007 sind derzeit noch äußerst unsicherheitsbehaftet. Sicher erscheint jedoch ein weiterer Anstieg des Begünstigungsvolumens: je nach Entwick-

lung der EEG-Stromeinspeisung und -vergütung dürfte es in einer Größenordnung von 450 bis etwa 520 Mio. Euro liegen.

An den monatlichen EEG-Kosten eines Referenzhaushalts mit einem Jahresstromverbrauch von 3 500 kWh/a (für drei Personen, nach VDEW, 2007), die 2006 bei etwa 2,20 Euro lagen, hatte die Besondere Ausgleichsregelung mit knapp 30 Cent einen Anteil von etwa 13 Prozent. Dieser Anteil dürfte in diesem Jahr in etwa gleich bleiben. Einem – nicht privilegierten – Unternehmen mit einem jährlichen Strombezug von 1 GWh entstehen durch § 16 EEG derzeit Mehrkosten von etwa 1 000 Euro im Jahr. Bei einem mittleren Strompreis von 12 ct/kWh (ohne MwSt) läge dieser Wert unter einem Prozent seiner jährlichen Stromkosten.

Tab 13-5 zeigt exemplarisch für 2006, wie sich die durch § 16 EEG verursachten Mehrkosten in etwa auf einzelne Gruppen nicht privilegierter Stromabnehmer verteilen. Gleichzeitig werden die Auswirkungen des EEG-ÄG 2006 gegenüber der bislang geltenden Regelung dokumentiert.

Deutlich wird, dass nach Inkrafttreten des EEG-ÄG die nicht privilegierten industriellen Stromabnehmer mit rund 140 Millionen Euro etwa ein Drittel der durch § 16 EEG verursachten Mehrkosten tragen. Entsprechend reduziert sich die Netto-Begünstigung der Industrie auf insgesamt rund 250 Millionen Euro.

Bei der Interpretation der oben gezeigten Musterrechnungen ist allerdings ein wichtiger Hinweis zu beachten: Alle Beispiele gehen von der – impliziten – Annahme aus, dass die durch § 16 EEG entstehenden Begünstigungen bzw. Zusatzkosten von den EVU jeweils völlig gleichmäßig auf alle Marktbeteiligten überwälzt werden. Hiervon ist in der Realität nicht unbedingt auszugehen. Je nach Marktsituation und -verhalten dürfte die Weitergabe auf privilegierte und nicht privilegierte Stromkunden sehr unterschiedlich ausfallen. Die gezeigten Wirkungsmechanismen und Kostengrößen sind daher für gesamtwirtschaftliche Betrachtungen deutlich aussagekräftiger als für die einzelwirtschaftliche Analyse.

¹⁹ Für 2006 und 2007 werden z. B. Prognosen zur deutschlandweiten EEG Stromerzeugung und Durchschnittsvergütung benötigt, da die Jahresschlussrechnung des VDN erst Ende Oktober des jeweiligen Folgejahres vorliegt. Da in den Begrenzungsbescheiden keine absoluten Strommengen festgeschrieben, sondern lediglich Begrenzungsfaktoren zugeteilt werden (s. o.), muss auch der Stromverbrauch der privilegierten Unternehmen abgeschätzt werden. Eine besondere Rolle spielt schließlich, mit welchem sog. anlegbaren Wert der EEG-Strom in Ansatz gebracht wird. Eine ausführlichere Diskussion hierzu sowie Sensitivitätsrechnungen finden sich im wissenschaftlichen Untersuchungsbericht.

Tabelle 13-4

Finanzielle Auswirkungen der Besonderen Ausgleichsregel seit 2003 [1]

Ausgangswerte	2003	2004	2005	2006	2007
Letztverbrauch [TWh]	478	488	491	495	495
EEG-Strommenge [GWh]	28.471	38.511	44.004	53.374	60.000
EEG-Durchschnittsvergütung [ct/kWh]	9,2	9,3	10,0	10,4	10,6
anlegbarer Preis für EEG-Strom [ct/kWh]	2,4	2,9	3,7	4,4	5,0
EEG-Umlage bei Gleichverteilung, d.h. ohne § 16 EEG [ct/kWh]	0,40	0,51	0,56	0,65	0,68
Privilegierte Unternehmen					
Priv. Strommenge [GWh]; für 2006/2007 geschätzt)	5.847	36.865	63.474	70.100	74.000
EEG-Umlage [ct/kWh]	0,05	0,05	0,11	0,05*	0,05
Ersparnisse der Begünstigten [Mio. €] aufgrund § 16 EEG	20	170	290	420	460
davon Schienenbahnen	-	-	<20	25	30
Sonstiger, nicht privilegierter Verbrauch					
EEG-Umlage [ct/kWh]	0,41	0,54	0,63	0,75	0,79
EEG-Kosten Privathaushalt (3.500 kWh/a) ¹⁾ [€/Monat]	1,18	1,59	1,84	2,17*	2,30
davon Mehrkosten aufgrund §16	0,03	0,09	0,20	0,28	0,32
Bsp.: EEG-Umlage Unternehmen (1 GWh/a) [€/a]	4.100	5.400	6.300	7.500	7.900
davon Mehrkosten wg. § 16 EEG [€/a]	100	300	700	1.000	1.100
Erläuterungen					
* Fiktiver Wert, unter Annahme der rückwirkenden Geltung des EEG-ÄG. Tatsächlich lag die EEG-Umlage der privilegierten Unternehmen 2006 bei rund 0,2 ct/kWh. Die EEG-Umlage im nicht privilegierten Bereich betrug entsprechend nur 0,72 ct/kWh; die monatlichen EEG-Kosten des Referenzhaushalts lagen bei 2,11 Euro. Die im EEG-ÄG für 2006 gewährte Ersparnis der Begünstigten wird in den Folgejahren rückabgewickelt.					
¹⁾ Referenzhaushalt für drei Personen, nach VDEW 2007					

Tabelle 13-5

Verteilung der durch § 16 EEG verursachten Mehrkosten auf einzelne Gruppen nicht privilegierter Stromabnehmer im Jahr 2006 [1]

Sektor	Stromverbrauch (Anteil am Letztverbrauch laut VDN; geschätzt)	EEG-Kosten (bei Gleichverteilung) [Mio. €]	EEG-Kosten nach § 16 alte Fassung (mit Deckel) [Mio. €]	EEG-Kosten nach EEG-ÄG (ohne Deckel) [Mio. €]
Industrie	42 %	1.350	1.160 (- 190)	1.100 (-250)
- privilegiert	13,5 %	440	140 (-300)	50 (-390)
- nicht privilegiert	28,5 %	910	1.020 (+110)	1.050 (+140)
Verkehr	3 %	100	90 (-10)	90 (-10)
- privilegiert	1 %	30	10 (-20)	5 (-25)
- nicht privilegiert	2 %	70	80 (+10)	85 (+15)
Haushalte	28 %	890	990 (+100)	1.020 (+130)
Sonstige (GHD, Landwirtschaft, öffentliche Einrichtungen)	27 %	860	960 (+100)	990 (+130)

13.4 Bewertung der Wirkungen

Die von § 16 EEG besonders begünstigten Branchen (Chemie, Aluminium, sonstige Erzeugung und erste Bearbeitung NE-Metalle, Erzeugung von Papier, Pappe und Karton sowie Herstellung von Stahl) sind stark ausfuhrorientiert und konnten in den letzten Jahren ihren Exportanteil steigern. Hieraus im Umkehrschluss zu folgern, dass die Besondere Ausgleichsregelung ihrem Hauptanspruch gerecht geworden ist, läge nahe, lässt sich allerdings im Detail nicht belegen. Ausreichend genaue Firmen- bzw. Branchendaten liegen hierzu nicht vor und konnten auch im Zuge der wissenschaftlichen Unterstützung zum EEG-Erfahrungsbericht nicht ermittelt werden. Zudem sind die nach § 16 EEG begünstigten Unternehmen zu diesem Zweck auch nicht auskunftspflichtig.

Ohne das Inkrafttreten des EEG-ÄG 2006 wäre der spezielle Schienenbahndeckel für 2007 erstmals angewendet worden. Dass dieser Sektor in die Besondere Ausgleichsregelung 2004 aufgenommen und auch im Zuge des EEG-ÄG 2006 weitergehend begünstigt wurde, geschah aus grundsätzlichen verkehrs- bzw. umweltpolitischen Erwägungen. Dies erklärt auch, weshalb Schienenbahnen nicht den Nachweis eines besonders hohen Anteils ihrer Stromkosten an der Bruttowertschöpfung führen müssen. Im letzten Jahr blieb die privilegierte Strommenge im Schienenbahnsektor etwa konstant. Auch in Zukunft sind hier keine gravierenden Veränderungen zu erwarten.

Die unter die Selbstbehaltregelung fallenden Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie alle begünstigten Schienenbahnunternehmen haben derzeit im Mittel EEG-bedingte Zusatzkosten von etwa 0,11 ct/kWh zu tragen, d. h. knapp 1/7 der Summe der nicht privilegierten Stromverbraucher. Für die besonders stromintensiven Unternehmen gilt nach Inkrafttreten des EEG-ÄG 2006 der Richtwert von 0,05 ct/kWh.

An beiden Rändern der unter den Selbstbehalt fallenden Gruppe von Unternehmen des produzierenden Gewerbes (Stromverbrauch zwischen 10 und 100 GWh/a und Abnahmestelle und/oder Anteil Stromkosten an Bruttowertschöpfung zwischen 10 und 15 Prozent) kommt es nach geltender Regelung naturgemäß zu Sprüngen. So können die EEG-Kosten eines Unternehmens mit einem Stromverbrauch von knapp unter 100 GWh an der betroffenen Abnahmestelle bei sonst gleichen Rahmenbedingungen derzeit theoretisch in einer Größenordnung von etwa 50 000 Euro/a höher liegen als die Kosten der ersten, gerade vom Selbstbehalt befreiten Begünstigten. Hinweise darauf, dass Antragsteller diese systematisch ausnutzen, liegen allerdings nicht vor. Eine überschlägige Auswertung der Antragsverfahren für 2006 und 2007 zeigt, dass die oben skizzierte Situation nur in ganz wenigen Fällen bei Unternehmen der gleichen Branche vorlag. Angesichts der Stromkosten, die im betrachteten Fall – grob geschätzt – bei etwa 5 Millionen Euro/a liegen, dürfte aber selbst in solchen Fällen keine erhebliche Wettbewerbsverzerrung entstehen.

Zum jetzigen Zeitpunkt wurden noch keine Ziel führenden und administrierbaren Lösungen für eine Verbesserung dieses Problems identifiziert. Es wird geprüft, inwiefern dieser Situation in geeigneter Weise begegnet werden kann. Dabei sind die Erfahrungen der ersten Jahre nach Inkrafttreten des EEG-ÄG von 2006 auszuwerten.

Auch zwischen dem letzten noch nicht unter § 16 EEG (2006) fallenden Unternehmen (Stromverbrauch 10 GWh/a) und dem ersten Begünstigten kann es im äußersten Fall zu Kostenunterschieden in einer ähnlichen Größenordnung wie oben geschildert kommen. Angesichts der in diesem Fall niedrigeren Stromkosten wären hier die relativen Auswirkungen höher. Hierzu liegen allerdings keine belastbaren Daten vor.

Eine besondere Situation ergab sich in wenigen Fällen für neu gegründete Unternehmen. Laut § 16 Abs. 2 EEG (2006) müssen die im Bescheidverfahren relevanten Kenngrößen generell anhand von Wirtschaftsprüfer-testierten Werten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahrs nachgewiesen werden. Dieser Bezug auf eindeutig belegte Vergangenheitsdaten wurde von der Wirtschaft seinerzeit aus Gründen der Praktikabilität gewünscht; er ist angesichts der belastenden Wirkungen der Begünstigung für Dritte auch rechtlich geboten. Für den Bewilligungszeitraum 2006 ist daher der Antrag in 2005 mit Ergebnissen aus dem vor diesem Antrag zuletzt abgeschlossenen Jahresabschluss (i. d. R. 2004) zu stellen. Neu gegründete Unternehmen ohne Jahresabschluss werden hierdurch benachteiligt. In Abstimmung mit BMU hat das BAFA in solchen Fällen stets einen Zwischenabschluss akzeptiert und Begünstigungen gewährt, sofern auf Grundlage der Ist-Daten die jeweiligen Schwellenwerte erreicht wurden. Zwei größere neu gegründete Unternehmen konnten hiervon profitieren. Da aus o. g. Gründen Planzahlen oder Vergleiche mit Referenzunternehmen nicht akzeptiert werden können, verbleibt trotz der pragmatischen Handhabung durch das BAFA eine systemimmanente Benachteiligung insbesondere kleinerer neuer Unternehmen.

Die praktische Umsetzung der Regelung durch das BAFA verlief größtenteils problemlos. Seit 2004 erfolgte der Versand der jeweils für ein Kalenderjahr geltenden Bescheide termingerecht zum Jahresende. Durch eine ausgesprochen service-orientierte und professionelle Umsetzung konnte die Zahl von Ablehnungen und Widersprüchen geringer gehalten werden, als dies angesichts der komplexen Materie und der gerade 2004 außerordentlich knappen Antragsfrist zu erwarten gewesen wäre. Tab. 13-6 zeigt dies im Überblick.

Hauptablehnungsgründe waren zum einen das Unterschreiten der vorgeschriebenen Schwellenwerte. Hierbei zeigte sich, dass in einzelnen Fällen auch Wirtschaftsprüfer-testierte Größen nicht der Überprüfung standhielten. Zum anderen mussten Anträge wegen Fristüberschreitungen abgelehnt werden. Dies betraf sowohl die von den Antragstellern originär beizubringenden Unterlagen als auch z. T. die entsprechenden EVU-Bescheinigungen. Das Gros der Widersprüche im Bescheidverfahren für das

Tabelle 13-6

Ablehnungen und Widersprüche zu § 16 EEG durch das BAFA [1]

Antragsverfahren für das Jahr	Anzahl Anträge (z.T. für mehrere Abnahmestellen)	Ablehnungen von Anträgen im Ganzen	Teilablehnungen für einzelne Abnahmestellen bei im Übrigen positiver Bescheidung	Widersprüche (inklusive Widersprüche gegen positive Bescheide wegen Berechnung)
2005	360	40	12	56
2006	367	15	8	28
2007	406	14	10	14

Jahr 2005 bezog sich pauschal auf die erstmalige Anwendung des 10 Prozent-Deckels, dessen Berechnungsverfahren für viele Unternehmen nicht nachvollziehbar war. Nur in ganz vereinzelt Fällen wurden die Widerspruchsverfahren bislang allerdings weiter betrieben.

13.5 Handlungsempfehlungen

Angesichts der gerade erst erfolgten Anpassung der Besonderen Ausgleichsregelung (Inkrafttreten des 1. EEG-ÄG am 1. Dezember 2006) wird empfohlen, von weiteren grundlegenden Änderungen der Regelung abzusehen und zunächst die weitere Entwicklung zu beobachten. Dies gilt sowohl im Hinblick auf mögliche Änderungen der Schwellenwerte einschließlich der hierbei zu berücksichtigenden Kenngrößen als auch für die Regelungen zum Selbstbehalt. So erscheint eine weitere Ausweitung des insgesamt gewährten Begünstigungsvolumens im Hinblick auf die hiermit verbundene reziproke Mehrbelastung aller nicht privilegierten Stromabnehmer nicht vertretbar. Im Licht der bislang vorliegenden Erfahrungen erscheint eine solche Ausweitung allerdings auch nicht geboten. Anpassungen, die bei einem Teil der bislang begünstigten Unternehmen zu verringerten Entlastungen führen und so Umverteilungsspielraum eröffnen würden, würden andererseits zum jetzigen Zeitpunkt die Intention des EEG-Änderungsgesetzes konterkarieren, den Begünstigten längerfristige Kalkulationssicherheit bzgl. ihrer EEG-Kosten zu bieten.

Nicht zuletzt erscheint es auch im Hinblick auf die Administration der Besonderen Ausgleichsregelung sinnvoll, am bisherigen Verfahren festzuhalten. Nach anfänglichen und z. T. erheblichen Problemen bei den Antragstellern sind sowohl begünstigte Unternehmen als auch BAFA inzwischen mit dem Antragsverfahren vertraut. Änderungen in der Grundkonstruktion der Regelung würden hier für erneute Unsicherheiten sorgen.

Auch bei Festhalten an der grundlegenden Architektur der Besonderen Ausgleichsregelung ergeben sich jedoch einige konkrete Vorschläge, das Antrags- und Berechnungsverfahren für Antragsteller und ausführende Stellen besser handhabbar zu gestalten.

Sinnvoll erscheint zum einen die Einführung einer zweiten Antragsfrist für neu gegründete Unternehmen. Letzteren sollte es – in eng definierten Fällen künftig gestattet werden, ihre Anträge auch nach der weiterhin geltenden allgemeinen Antragsfrist (30. Juni) bis zum 30. September vorzulegen. Hierdurch werden neu gegründete Unternehmen besser in die Lage versetzt, die Einreichung der Schwellenwerte des § 16 EEG mittels Ist-Daten aus einem Rumpfgeschäftsjahr nachzuweisen und zeitnah in den Genuss einer Begünstigung zu kommen.

Angesichts der Zurückhaltung der im Zuge des diesjährigen EEG-Erfahrungsberichtes befragten, von § 16 EEG begünstigten Unternehmen sollte künftig eine Auskunftspflicht zu den mit der Ausgleichsregelung verbundenen Erfahrungen und Wirkungen festgeschrieben werden. Das Fehlen einer solchen Norm hat bei Erstellung des Erfahrungsberichts belastbare Aussagen zur einzelwirtschaftlichen Wirksamkeit und Angemessenheit der Regelung sehr erschwert. Dies ist bei künftigen Überprüfungen des EEG auszuschließen. Dem Geheimhaltungsinteresse der Befragten ist dabei strikt Rechnung zu tragen.

Die jeweiligen Strommengen und -kosten sind derzeit von den Antragstellern jeweils in ihren Anträgen durch Wirtschaftsprüfer-Testate nachzuweisen. Eine wesentliche administrative Vereinfachung wäre es schließlich, wenn im Antragsverfahren auf die bislang von den Antragstellern beizubringende EVU-Bescheinigung verzichtet würde. BAFA könnte im Antragsverfahren anstelle der bislang jeweils individuell anzusetzenden, EVU-spezifischen Differenzkosten auf einen einheitlichen Differenzkosten-Referenzwert zurückgreifen, der im EEG zu regeln wäre.

Handlungsempfehlungen zur Besonderen Ausgleichsregelung (§ 16 EEG)

Regelungen innerhalb des EEG

- Einführung einer zweiten Antragsfrist für neu gegründete Unternehmen in eng begrenzten Fällen.
- Aufnahme einer Auskunftspflicht für begünstigte Unternehmen bei der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts bei strikter Wahrung der Geschäftsgeheimnisse der befragten Unternehmen.
- Vereinfachung des Berechnungsverfahrens durch Rückgriff auf einen einheitlichen Differenzkosten-Referenzwert; hiermit verbunden Verzicht auf Pflicht zur Vorlage unternehmensindividueller Werte mittels EVU-Bescheinigungen.

14 Perspektiven der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Im diesem Kapitel wird die mögliche Entwicklung bis zum Jahr 2020 und darüber hinaus dargestellt. Während der bisherige Bericht eine Bilanz der Vergangenheit enthält, muss hier auf die Methode der Szenarietechnik zurückgegriffen werden. Szenarien haben nicht den Anspruch einer Prognose, die Zukunft zu antizipieren. Szenarien liegen

„wenn – dann“-Betrachtungen zugrunde, d. h. unter verschiedenen, möglichst plausiblen und wissenschaftlich fundierten Annahmen, lassen sich mit geeigneten Modellen dann resultierende Ergebnisse auf der Zeitachse abschätzen.

Im Folgenden wird vor allem auf die für das BMU angefertigte „Leitstudie 2007“ [5] zurückgegriffen. Diese Studie ist in die Entwicklung der Energiegipfel-Szenarien [60] eingeflossen. Sie legt die Langfristziele der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung zugrunde, wonach die CO₂-Emissionen bis zur Mitte des Jahrhunderts um etwa 80 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 zu senken und gleichzeitig rund die Hälfte des Energiebedarfes aus Erneuerbaren Energien zu decken ist.

14.1 Entwicklung der Stromerzeugung nach Sparten der Erneuerbaren Energien, Leitstudie 2007

Im Stromsektor schreibt die Leitstudie die bisherige und kurzfristig absehbare Entwicklung konsistent fort. Bis zum Jahr 2010 erreichen Erneuerbare Energien einen Anteil von 15,5 Prozent und bis 2020 einen Anteil von 27 Prozent an der Bruttostromerzeugung. Dabei sinkt nach der Leitstudie der Bruttostromverbrauch von 612 TWh im Jahr 2005 auf 595 TWh im Jahr 2010 und 570 TWh im Jahr 2020. Die regenerative Stromerzeugung steigt von

Abbildung 14-1

Entwicklung der jährlich zugebauten installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien von 2000 bis 2020 gemäß Leitstudie [5]

– LEITSZENARIO 2006: Strom –

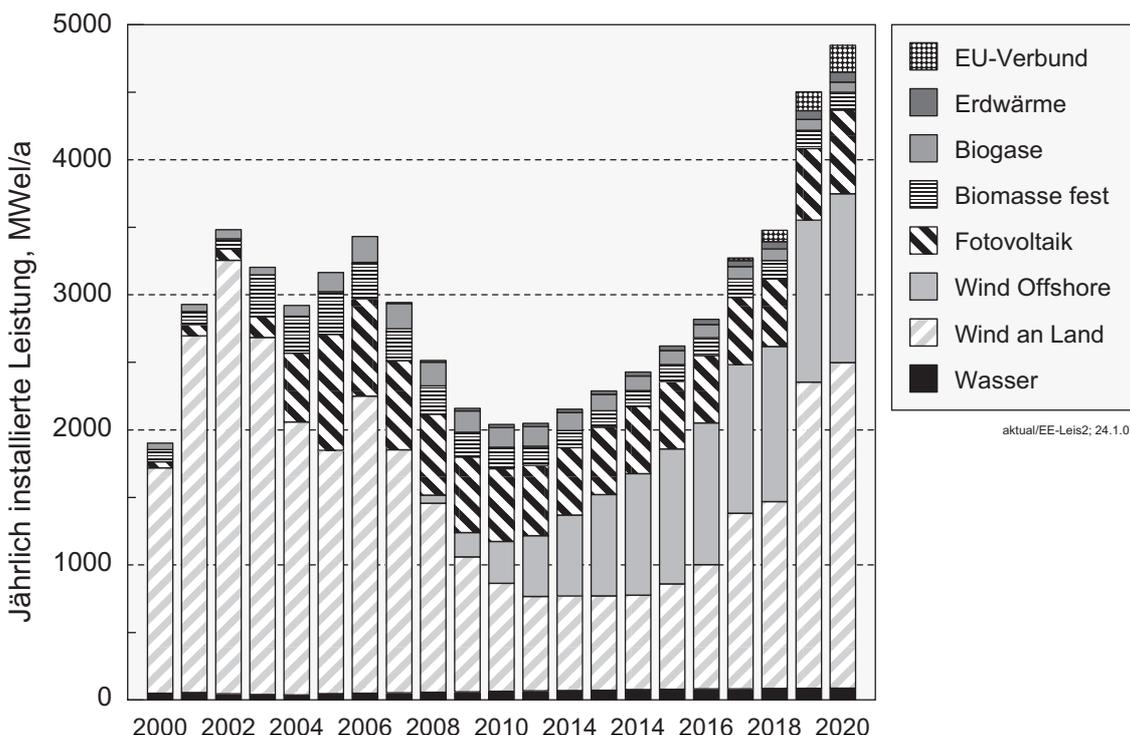
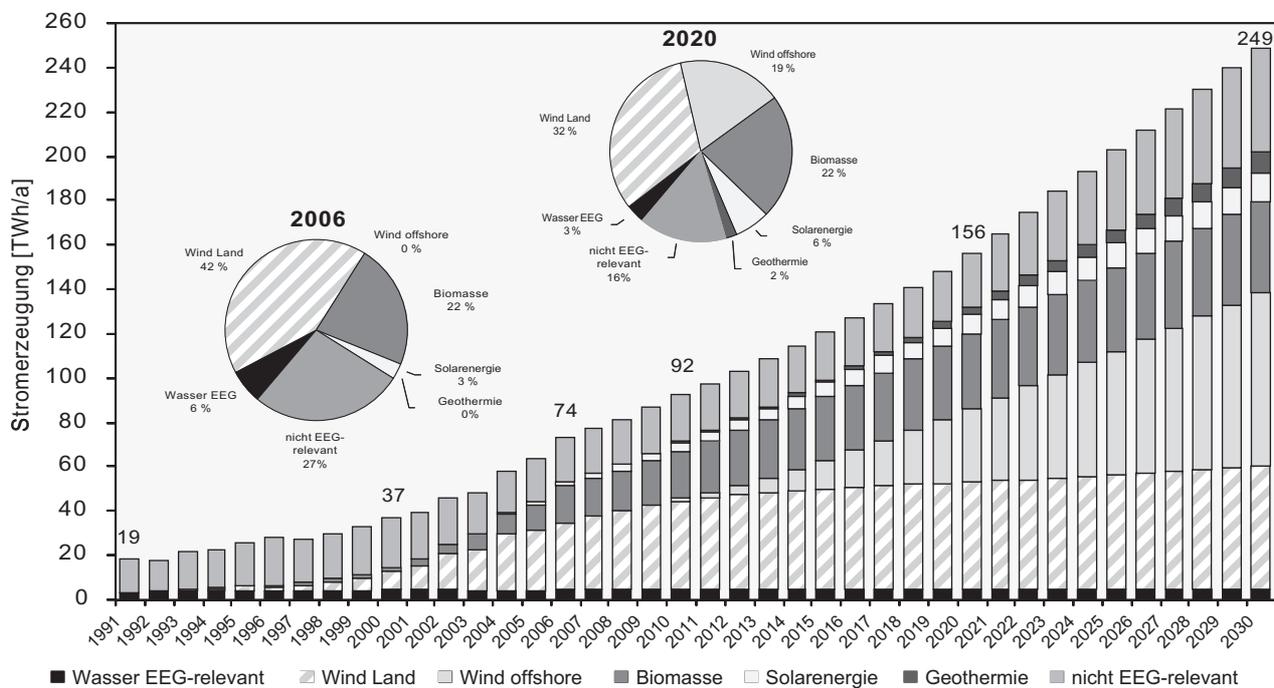


Abbildung 14-2

Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 1991 bis 2030 gemäß Leitstudie [5]



63,5 TWh im Jahr 2005 auf 156 TWh im Jahr 2020 und ist kompatibel mit dem Erneuerungsbedarf im gesamten Kraftwerkspark. Im Zeitverlauf bleiben die Stromerzeugung aus großen Wasserkraftwerken und die Verwertung von biogenen Abfällen, die nicht nach dem EEG gefördert werden, aufgrund der begrenzten Nutzungspotenziale, weitgehend unverändert. Ab 2020 kommen dann allerdings wachsende Strommengen aus dem europäischen Stromverbund hinzu. Die Erzeugung aus EEG-relevanten Anlagen verdreifacht sich auf etwa 130 TWh in 2020 (vgl. Abb. 14-2).

Während sich die Verstromung von Bioenergieträgern bis 2020 verdreifacht, wächst der Beitrag aus Windenergie an Land durch die weitgehende Erschließung der noch verbleibenden Standorte und vor allem durch vermehrtes Repowering innerhalb der nächsten zehn Jahre nur noch um etwa 50 Prozent. Von erheblich größerer Bedeutung wird dann die Entwicklung der Windenergienutzung auf See sein. Im Szenario wird davon ausgegangen, dass bis zum Jahr 2011 Offshore-Windparks mit einer Leistung von insgesamt 1 000 MW ans Netz gehen können. Damit wird der Einstieg in eine energiewirtschaftlich relevante Nutzung vollzogen und in der Folge nimmt der Ausbau auf 10 000 MW im Jahr 2020 relativ rasch zu. Wegen der höheren Stromerträge auf See resultiert daraus eine Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie von rund 33 TWh, was in etwa der prognostizierten Stromerzeugung an Land im Jahr 2007 entspricht. Die geothermische Stromerzeugung,

die heute noch am Anfang steht, trägt 2020 etwa 3 TWh aus 500 MW_{el} Leistung bei. Sie kann aber jenseits dieses Zeitpunktes deutlich schneller wachsen. Die Photovoltaik liefert bis dahin mit 8 bis 9 TWh Strom bereits einen nennenswerten Beitrag. Dabei geht der jährliche Anlagenzubau gegenüber dem Jahr 2006 von 950 MW_p auf 400 MW_p im Jahr 2015 zurück.

14.2 Entwicklung der EEG-Vergütungssätze und des anlegbaren Werts für Strom aus Erneuerbaren Energien

Die Handlungsempfehlungen dieses Berichts führen zu geänderten Vergütungen. Abb. 14-3 und Abb. 14-4 zeigen dazu für einige Anwendungsbereiche den Verlauf der Vergütungssätze für das jeweilige Inbetriebnahmejahr der Anlagen unter Berücksichtigung der Empfehlungen in den Kapiteln 6 bis 11, die ab 2009 umgesetzt werden könnten.

Dargestellt ist im Fall der Stromerzeugung aus Windenergie an Land neben der erhöhten Anfangsvergütung die zugehörige Grundvergütung, die in der Praxis allerdings erst zeitversetzt zum Tragen kommt. Der Verlauf „Biomasse gesamt“ entspricht keiner eigenständigen Vergütungskategorie des EEG, sondern resultiert als Aggregat aus strukturellen Veränderungen innerhalb der Stromerzeugung aus Biomasse. Er wird sich voraussichtlich deutlich oberhalb der Grundvergütung für Strom aus Biomasse nach § 8 Abs. 1 EEG bewegen, denn im Sinne der

Abbildung 14-3

Entwicklung der EEG-Vergütungssätze für ausgewählte Anwendungen (ohne Biomasse) nach Inbetriebnahmejahr auf Basis der Maßnahmen-Empfehlungen im Erfahrungsbericht (Preisbasis 2007)²⁰

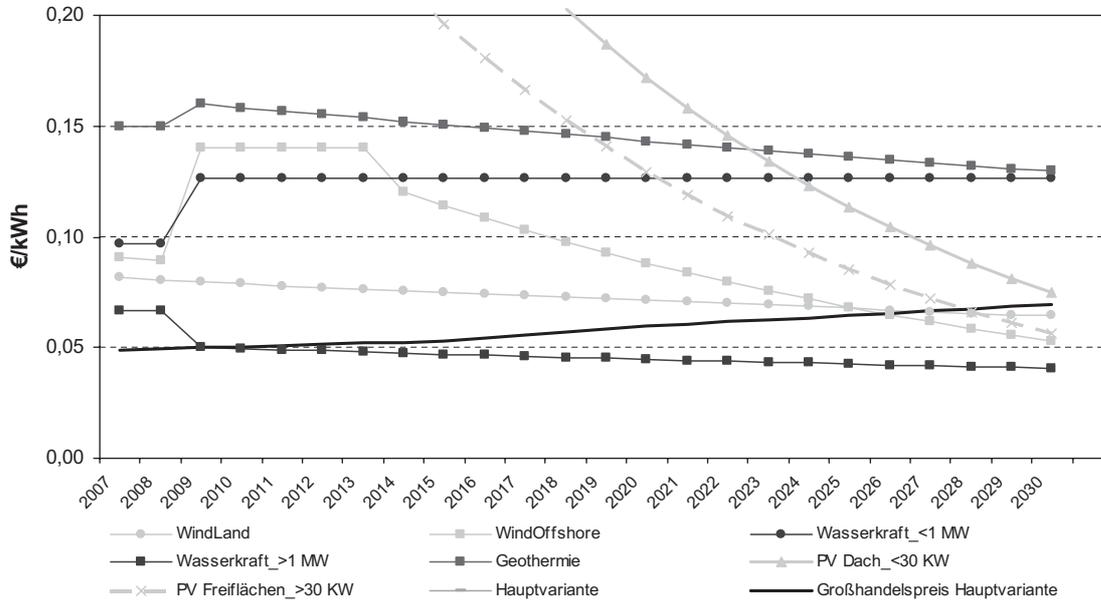
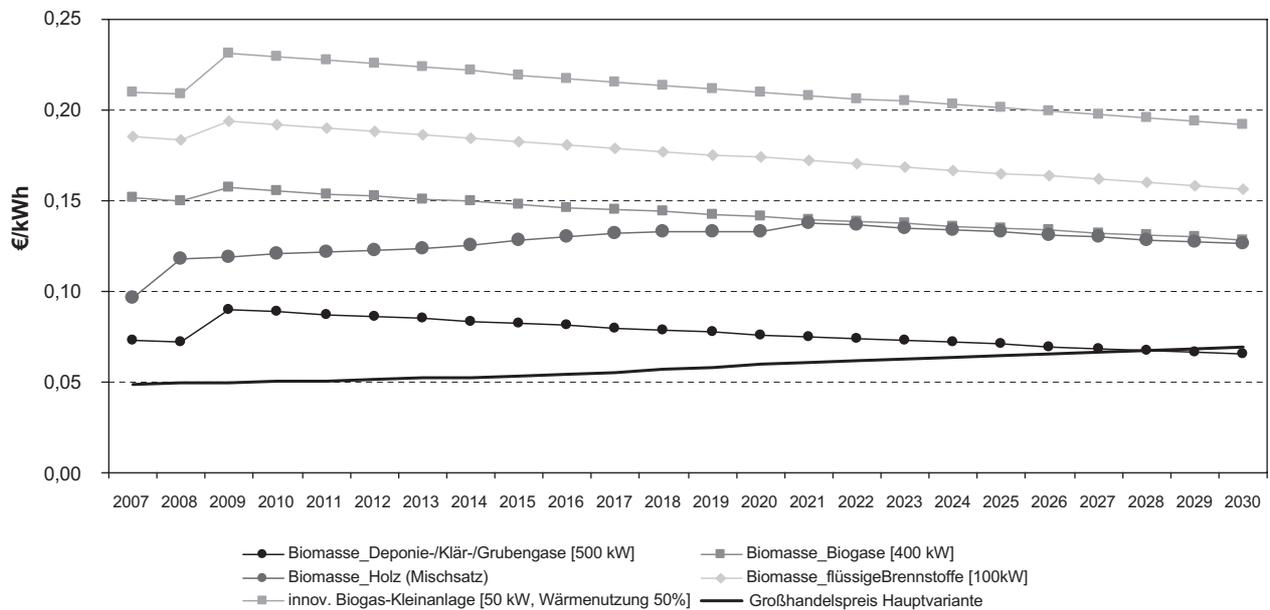


Abbildung 14-4

Entwicklung der EEG-Vergütungssätze für ausgewählte Anwendungen im Bereich der Biomasse nach Inbetriebnahmejahr auf Basis der Maßnahmen-Empfehlungen im Erfahrungsbericht (Preisbasis 2007)



²⁰ Für Strom aus Freiflächenanlagen besteht nach der momentanen Regelung im EEG nur ein Vergütungsanspruch, wenn die Anlage vor dem 1. Januar 2015 in Betrieb genommen wurde. Diese Regelung ist aus Gründen der Kompatibilität mit dem Leitszenario in Abb. 14-3 nicht berücksichtigt.

mit dem EEG intendierten Lenkungswirkungen ist davon auszugehen, dass künftig vermehrt Anlagen in Betrieb gehen, die Strom mittels innovativer Technologien erzeugen und dies verstärkt in Kraft-Wärme-Kopplung und auf der Basis nachwachsender Rohstoffe. Damit verbunden ist die Inanspruchnahme der entsprechenden Boni, die jetzt ebenfalls der Degression unterliegen sollen.

Dem Verlauf der EEG-Vergütungssätze steht der anlegbare Wert für Strom aus Erneuerbaren Energien gegenüber. Dabei handelt es sich um die durchschnittlichen Strombezugskosten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen bzw. Netzbetreiber. Abb. 14-5 zeigt die künftig zu erwartende Entwicklung der Stromgestehungskosten (Vollkosten) im künftigen Kraftwerkspark, wie er im Leitstudienario [5] im Preispfad B „mäßiger Anstieg“ bzw. C „deutlicher Anstieg“ berechnet wurde.

14.3 Klimaschutz- und industriepolitische Wirkungen des EEG

Für den Klimaschutz kommt dem EEG nicht nur heute, sondern auch in Zukunft eine zentrale Bedeutung zu (s. a. Kapitel 2.2). Abb. 14-6 zeigt dies anhand des Ausbauszenarios. Danach ist davon auszugehen, dass das nach dem Kyoto-Protokoll vorgegebene und die darüber hinaus gehende Ziele für Deutschland ohne die weitere Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt nicht erreicht werden dürften. Eine Minderung der energiebedingten CO₂-Emissionen um 35 Prozent bis zum Jahr 2020 ist möglich, wenn weitere Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und der Nutzung Erneuerbarer Energien Hand in Hand gehen. Von der gesamten CO₂-Reduktion sind dann rund 30 Prozent bzw. knapp 100 Mio. t EEG-induziert. Berücksichtigt ist dabei, dass die CO₂-Intensität der

Stromerzeugung aus fossilen Quellen gegenüber dem Basisjahr 2005 aufgrund der Steigerung der Energieeffizienz im Kraftwerkspark um etwa 15 Prozent abnimmt.

Die Leitstudie, in der zwei Szenarien berechnet werden, kommt in einer Variante zu energiebedingten CO₂-Minderungen von 40 Prozent bis 2020. Diese Variante geht von anspruchsvollen Maßnahmen im Bereich Erneuerbare Energien und Energieeffizienz aus. Dabei ist angenommen, dass die Energieproduktivität mit 3 Prozent p. a. deutlich stärker als bisher steigt. Ferner unterstellt die BMU-Leitstudie eine stärkere Veränderung des fossilen Energiemixes hin zu mehr Gas und die Umsetzung des gesetzlich festgelegten Atomausstiegspfad. Im EE-Szenario für die AG 2 des Energiegipfels am 3. Juli 2007 wird mit ähnlichen EE-Ausbauraten und der Umsetzung des Atomausstiegspfad eine Reduktion der energiebedingten CO₂-Emissionen von über 40 Prozent erreicht.

In Abb. 14-6 ist die CO₂-Minderung aufgrund dieser jährlichen Verbesserung der Energieeffizienz im blauen Feld oben rechts wiedergegeben. Die CO₂-Minderung durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist für EEG-Strom im darunter liegenden roten Feld und für nicht EEG-Strom, EE-Wärme und EE-Treibstoffe im darunter liegenden grünen Feld wiedergegeben.

Von großer Bedeutung sind ferner die direkt aus dem Ausbau Erneuerbarer Energien im Strommarkt – und damit dem EEG resultierenden Wirkungen auf den Wirtschaftsstandort Deutschland. Zunächst werden hier erhebliche Investitionen in Neuanlagen ausgelöst, die sich entsprechend dem in Abb. 14-1 dargestellten Szenario im Zeitraum 2005 bis 2020 auf insgesamt über 150 Mrd. Euro belaufen. Davon sind mehr als 95 Mrd. Euro bzw. 60 Prozent auf das EEG zurückzuführen (Abb. 14-7). Hinzu kommen Umsätze, die mit dem Betrieb und der Instandhaltung der

Abbildung 14-5

Erwartete Entwicklung der Stromerzeugungskosten fossil befeuerter Kraftwerke orientiert an Leitstudie 2007 [5]

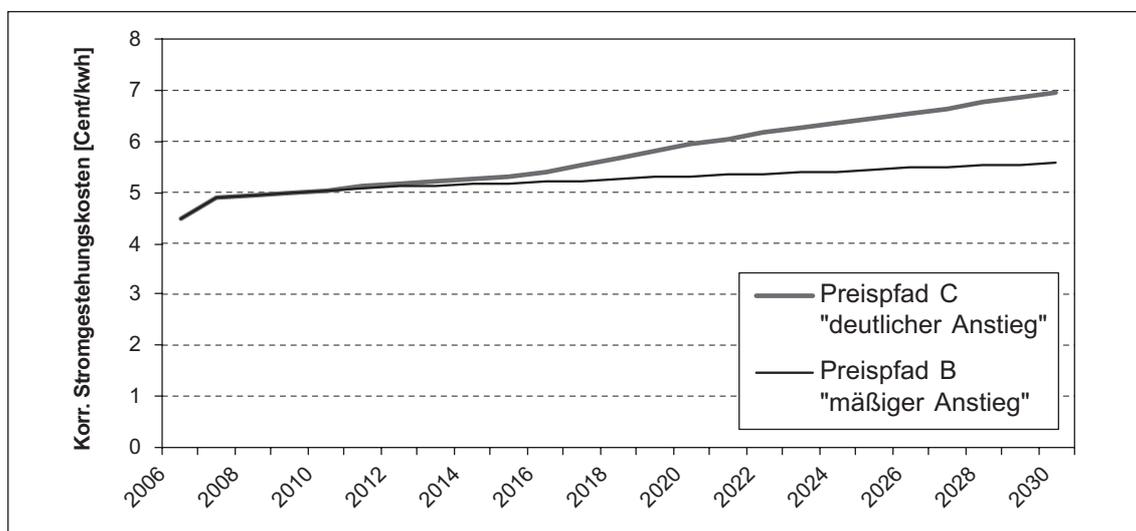
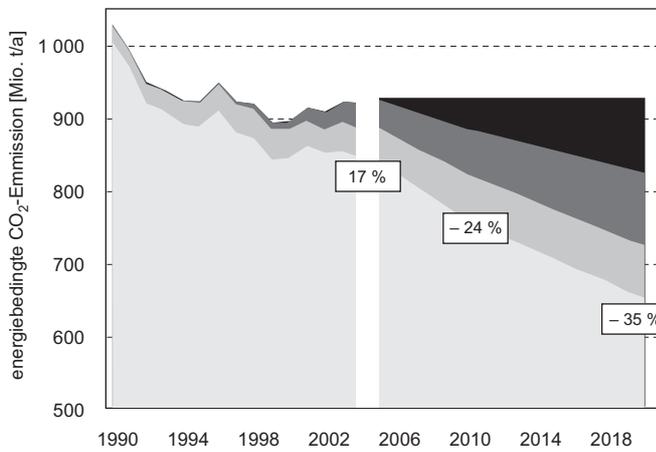


Abbildung 14-6

Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2020 auf Basis der Annahmen in [5]



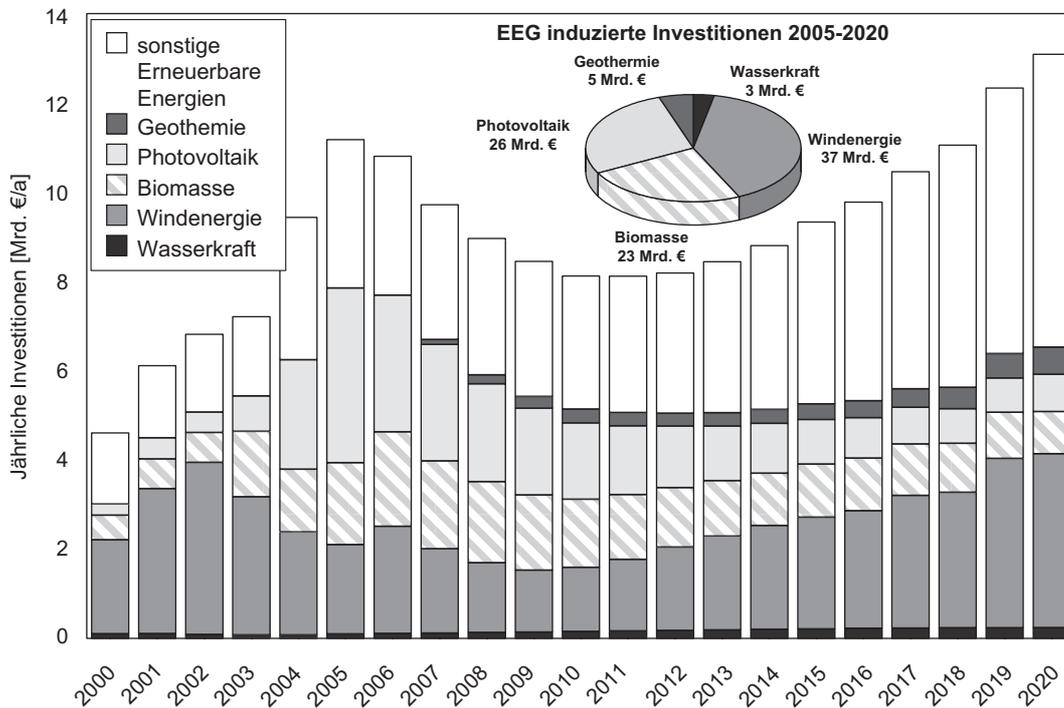
Reduktion von CO₂-Emissionen durch:

1. Steigerung der Effizienz
2. StrEG / EEG-Strom
3. nicht EEG-Strom, EE-Wärme, Biokraftstoffe

Ist-Emissionen

Abbildung 14-7

Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien nach [5]



EEG-relevanten Anlagen verbunden sind. Sie belaufen sich auf etwa 54 Mrd. Euro einschließlich der Kosten für Bioenergieträger in Höhe von 12 Mrd. Euro.

14.4 Handlungsempfehlungen

In den vergangenen Jahren ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien schneller voranschritten, als allgemein erwartet wurde. So wurde das Ziel, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch auf mindestens 4,2 Prozent im Jahr 2010 zu steigern, bereits 2005 erfüllt und 2006 deutlich überschritten. Das Ziel, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2010 auf mindestens 12,5 Prozent zu erhöhen, wurde 2006 mit 11,6 Prozent schon annähernd erreicht und im Jahr 2007 mit über 13 Prozent überschritten.

Der Europäische Rat hat unter deutschem Vorsitz am 9. März 2007 beschlossen, den Anteil der Erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch bis 2020 verbindlich auf 20 Prozent zu steigern und damit gegenüber 2005 etwa zu verdreifachen. Es wird eine Aufteilung der Ziele innerhalb der Mitgliedstaaten geben, die auf der bisherigen Nutzung und den erschließbaren Potenzialen der Erneuerbaren Energien in den jeweiligen Mitgliedstaaten basieren wird.

Die nationalen Ausbauziele sollen entsprechend den Beschlüssen von Meseberg vom 23./24. August 2007 angepasst werden. Das Bundeskabinett hat beschlossen, das Ziel für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien für das Jahr 2020 von bisher „mindestens 20 Prozent“ auf zukünftig „25 bis 30 Prozent“ anzuheben. Nach dem Jahr 2020 soll ein weiterer kontinuierlicher Ausbau erfolgen.

Handlungsempfehlungen zur Zielsetzung des EEG in § 1

Regelungen innerhalb des EEG

Erhöhung der in § 1 Abs. 2 EEG festgelegten Ziele für den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung wie folgt:

- für das Jahr 2020 Erhöhung von „mindestens 20 Prozent“ auf „25 bis 30 Prozent“,
- nach 2020 weiterer kontinuierlicher Ausbau.

15 Anhang

15.1 Darstellung der Systematik der für den EEG-Erfahrungsbericht 2007 zu Grunde gelegten wissenschaftlichen Gutachten

15.1.1 Gutachten im Auftrag des BMU [1]

Die Analyse der Wirkungen des EEG und die Ableitung von Handlungsempfehlungen können in einem komplexen System, wie es die gesamte Bandbreite der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bildet, in transparenter und vergleichbarer Form nur mit einem einheitlichen Analyseraster durchgeführt werden. Dazu ist die Verwendung von repräsentativen, praxisbezogenen Referenzsys-

temen erforderlich, um beispielsweise die Struktur und Entwicklung der Stromgestehungskosten eingrenzen zu können. Um hierfür eine belastbare Datengrundlage zu schaffen, wurden umfangreiche Befragungen bei Anlagenbetreibern durchgeführt, die mit veröffentlichten Kostendaten und Erfahrungswerten der Projektpartner abgeglichen wurden. Die Kalkulation der durchschnittlichen Stromgestehungskosten der Anlagen erfolgt mittels der in der Praxis üblichen dynamischen Investitionsrechnung [61], wobei der gewählte Ansatz eine Darstellung der jährlichen Durchschnittskosten über die gesamte angesetzte Betrachtungsdauer ermöglicht. Die direkte Vergleichbarkeit mit den EEG-Vergütungssätzen wird dabei durch eine Differenzierung nach Vergütungskategorien und dem Ansatz der kalkulatorischen Nutzungsdauer der Anlagen entsprechend des jeweiligen Vergütungszeitraums gewährleistet. Als Kalkulationszinssatz, der sich aus den nach Finanzierungsanteilen gewichteten Zinssätzen für Eigenkapital und Fremdkapital errechnet, wird ein Basiswert von 8 Prozent nominal angesetzt. Die spezifischen Charakteristika in den einzelnen Sparten der Erneuerbaren Energien erfordern teilweise Anpassungen der Parameter, was jeweils der grafischen Darstellung der Stromgestehungskosten entnommen werden kann. Die Ermittlung der Stromgestehungskosten in heutigen Preisen (Bezugsjahr 2006) erfolgt ebenso wie die Abdiskontierung zukünftiger EEG-Vergütungszahlungen auf der Basis einer Inflationsrate von 2 Prozent p. a.. In der grafischen Darstellung werden vorrangig die nominalen Stromgestehungskosten den nominalen Vergütungssätzen gegenüber gestellt, zur Steigerung der Transparenz erfolgt jedoch gleichzeitig die Ausweisung der realen Stromgestehungskosten und der realen Vergütungssätze.

Analog werden für die Bilanzierung von Umwelteffekten spartenspezifische Emissionsfaktoren für CO₂ und die klassischen Luftschadstoffe verwendet und auf der Zeitachse fortgeschrieben [62]. Zu unterscheiden ist dabei zwischen den direkten und den gesamten Emissionen. Die gesamten Emissionen beziehen die indirekten Emissionen ein, die mit vorgelagerten Prozessketten wie der Herstellung von Anlagen und der Bereitstellung von Brennstoffen in Verbindung stehen. Die indirekten Emissionen bei der Nutzung Erneuerbarer Energien haben aber eine vergleichsweise geringe Bedeutung für deren Umweltauswirkungen. Ferner ist die bilanzielle Berücksichtigung der indirekten Emissionen aufgrund der komplexen Zusammenhänge außerordentlich schwierig. Vor diesem Hintergrund werden sie im Weiteren nur in relevanten Ausnahmen berücksichtigt.

Zentral für die Bilanzierung der Umwelteffekte ist allerdings die Einsparung von CO₂-Emissionen durch die Erneuerbaren Energien. Im Strombereich wird durch deren Ausbau Strom aus fossilen Kraftwerken (insbesondere aus Steinkohlekraftwerke) verdrängt, wodurch die entsprechenden CO₂-Emissionen eingespart werden. Die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat) hat hierzu Emissionsfaktoren festgelegt, die auf wissenschaftlichen Forschungsergebnissen basieren. Danach werden im Jahr 2006 pro kWh substituierten konventionellen Stroms rund 922 g CO₂-Emissionen vermieden. Eine sub-

stituierte kWh fossiler Wärme vermeidet im Jahr 2006 rund 232 g CO₂ und eine substituierte kWh fossilen Treibstoffs rund 319 g CO₂.

Während Ressourcenschonung und Klimaschutz bereits zentrale ökologische Ziele des EEG aus dem Jahr 2000 waren, wurden im neuen EEG 2004 spezifische Regelungen zum Natur- und Umweltschutz in das EEG aufgenommen. Die ökologische Bewertung der von der Nutzung Erneuerbarer Energien ausgehenden Wirkungen auf Natur und Landschaft im Sinne von § 20 Abs. 1 EEG folgt dem in Abb. 15-1 skizzierten Ablauf. Ausgangspunkt sind die dem EEG zugrunde liegenden Umweltziele, die sich in der Regel auf erwünschte Umweltzustände beziehen, die mit dem Ausbau Erneuerbarer Energien unterstützt oder erreicht werden sollen. Vielfach können sie jedoch nicht unmittelbar und ausschließlich durch das EEG herbeigeführt werden, sondern werden durch weitere Instrumente beeinflusst, die z. B. bei der Zulassung von Anlagen oder dem Anbau von Biomasse zur Anwendung kommen. Dies wurde in die Analyse einbezogen.

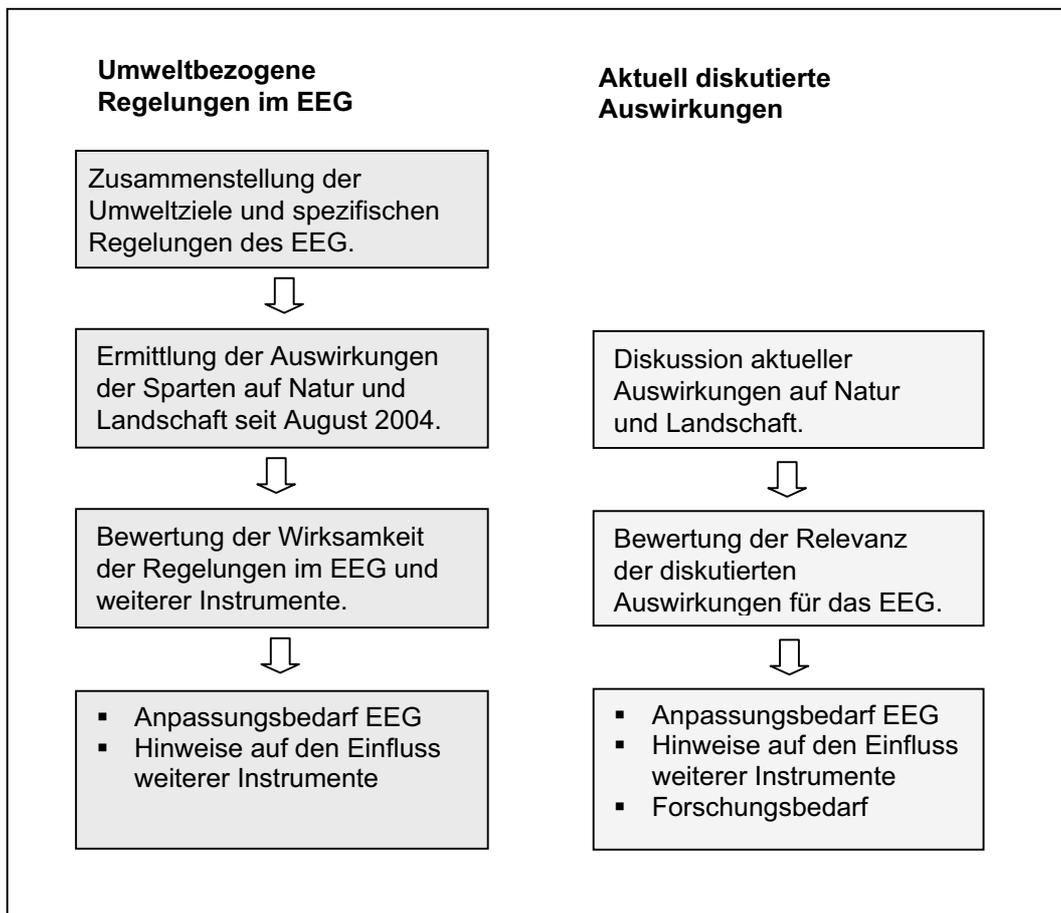
15.1.1.1 Rechenmethodik für die Modellrechnungen

Zur Ermittlung der Stromgestehungskosten wird – außer im Falle der Windkraftnutzung – eine Investitionsrechnung unter Anwendung der Annuitätenmethode durchgeführt. Die Annuitätenmethode ein Verfahren der dynamischen Investitionsrechnung. Mit diesem Verfahren werden einmalige Zahlungen und periodische Zahlungen mit veränderlichen Beträgen in periodisch konstante, d. h. durchschnittliche jährliche Zahlungen überführt. Der hierbei verwendete Annuitätenfaktor stellt eine Funktion des kalkulatorischen Zinssatzes und der kalkulatorischen Betrachtungsdauer dar, was die Berücksichtigung unterschiedlicher Zahlungszeitpunkte ermöglicht.

Für die Windkraft kommt abweichend die Kapitalwertmethode zur Anwendung, um spartenspezifischen Besonderheiten gerecht werden zu können. Dies gilt insbesondere für die Berücksichtigung von innerhalb des Betrachtungszeitraums stark veränderlichen Zahlungsströmen.

Abbildung 15-1

Ablauf der ökologischen Bewertung [1]



Die Annuitätenmethode stellt jedoch ihrerseits eine Weiterentwicklung der Kapitalwertmethode dar, so dass trotz unterschiedlicher Methodik die Vergleichbarkeit der Ergebnisse gewährleistet ist [61].

Alle Kosten werden zunächst auf realer Basis, das heißt inflationsbereinigt, ermittelt. Als Bezugsjahr für die Kostenrechnung wird dabei das Jahr 2006 angesetzt, was die unmittelbare Interpretation der berechneten Kosten ermöglicht, da diese direkt mit sonstigen, auf 2006 bezogenen Werten verglichen werden können. Um die Wirtschaftlichkeit von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien prüfen zu können, müssen den Kosten die Erlöse gegenüber gestellt werden. Im EEG ist weder eine Berücksichtigung noch ein Ausgleich der Inflation verankert, weshalb die Vergütungssätze nominal konstant gesetzt sind. Da die Stromgestehungskosten mittels Annuitätenmethode auf kalkulatorischer Basis bezogen auf eine kalkulatorische Betrachtungsdauer (Vergütungszeitraum nach EEG) ermittelt wurden, stellen sie einen Durchschnittswert dar. Um die Vergleichbarkeit von Stromgestehungskosten (Bezugsjahr 2006) und den für eine Inbetriebnahme in 2006 geltenden Vergütungssätzen gemäß EEG zu gewährleisten, müssen die auf realer Basis ermittelten Stromgestehungskosten unter Berücksichtigung einer Inflationsrate von 2 Prozent/a in nominale Werte überführt werden. Die ermittelten durchschnittlichen nominalen Kosten können somit direkt mit den EEG-Vergütungssätzen verglichen werden.

Die nominalen Vergütungssätze unterliegen jedoch über den gesamten Betrachtungszeitraum der Preissteigerung und sind daher real fallend. Zur Vermeidung von Missverständnissen und Fehlinterpretationen erfolgt daher zusätzlich die Berechnung der realen Vergütungssätze unter Berücksichtigung der jährlichen Preissteigerungsrate. Hierdurch erfolgt neben dem Vergleich der nominalen Vergütungssätze mit den nominalen Stromgestehungskosten zusätzlich die Gegenüberstellung der realen Stromgestehungskosten und der realen Vergütungssätze.

15.1.1.2 Verwendete Eingangsdaten

Zur Berechnung der Stromgestehungskosten werden repräsentative, praxisnahe Modellanwendungen, die unter den Anwendungsbereich des EEG fallen, definiert. Für die Definition der Modellfälle werden basierend auf den derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen die voraussichtlich bei Neuanlagen vorherrschenden Anlagentypen, im Wesentlichen differenziert nach

- der Anlagenleistung für Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas, Biomasse, Geothermie und Photovoltaik (jeweils verschiedene Leistungsklassen zur Abbildung der Vergütungsstufen),
- des Standortes für Windenergie (z. B. Offshore, Onshore etc.) und Photovoltaik (Dach, Freilandaufstellung, etc.),
- der eingesetzten Eingangsstoffe/Brennstoffe für feste, gasförmige und flüssige Biomasse, sowie für Deponie-, Gruben- und Klärgas (z. B. bei festen Bioenergieträgern Waldrestholz, Altholz etc.)

- und ggf. der zum Einsatz kommenden Technologie (konventionelle Technologie, innovative Technologie wie z. B. ORC etc.).

Für jeden Modellfall wird jeweils eine technische Musterlösung entworfen und durchgerechnet. Dies erfolgt modellhaft, d. h., es werden typische Werte und Randbedingungen zugrunde gelegt. Für die technischen Parameter und Kostenwerte (d. h. Investitionskosten, Kosten für Eingangsmaterialien, sonstige Betriebskosten, evt. Wärmeerlöse) werden im Wesentlichen Erfahrungswerte der Projektpartner, Informationen aus Betreiberbefragungen und Literatur sowie Ergebnisse aus anderen BMU-Studien zugrunde gelegt.

Investitionen

Die Investitionskosten beinhalten alle erforderlichen Kosten für eine komplette betriebsbereite Anlage einschließlich Nebenkosten für Planung, Genehmigung, Bauzeitinsen etc.:

- Anlagekosten für
 - Maschinentechnik,
 - Elektro- und Leittechnik,
 - Bautechnik (Gebäude, Außenanlagen etc.),
 - Anbindung an die Infrastruktur (Stromnetzanbindung inkl. Trafos, Wasserversorgung, Abwasserentsorgung etc.).
- Nebenkosten für
 - Gutachten, Planung (einschließlich Bauherrenleistungen), Einholung der Genehmigung, Überwachung Montage, Bau und Inbetriebsetzung,
 - Kapitalbeschaffung und Finanzierung einschließlich Bauzeitinsen.

Betriebskosten

Beim Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung fallen im Wesentlichen die folgenden Betriebskosten an:

- Brennstoffkosten bei Biomasse, Gruben-, Deponie- und Klärgas,
- Kosten für Instandhaltung (Wartung und Reparaturen),
- Personalkosten zur technischen Betriebsführung,
- Kosten für Versicherungen, für die Verwaltung sowie Pachtkosten,
- sonstige variable Kosten für Betriebsmittel (z. B. Zusatzwasser, Schmieröl, Dosiermittel für die Wasseraufbereitung, etc.), zur Deckung des Stromeigenbedarfs und zur Reststoffentsorgung.

Die im Rahmen der vorliegenden Untersuchung angesetzten Betriebskosten sind (mit Ausnahme der Instandhaltungskosten von Windenergieanlagen, siehe unten) alle als Mittelwerte über die Nutzungsdauer zu verstehen. Das bedeutet, dass jährlich real konstante Werte angesetzt

werden, die demnach über die Betriebsdauer lediglich mit der allgemeinen Preissteigerungsrate ansteigen. Zwar sind erfahrungsgemäß einzelne Betriebskosten, insbesondere die für die Wartung, Instandhaltung und für Reparaturen von Betriebsjahr zu Betriebsjahr unterschiedlich hoch. Dieser Effekt ist jedoch meist nicht ausreichend quantifizierbar und bleibt daher unberücksichtigt – Ausnahme hiervon sind die Instandhaltungskosten von Windenergieanlagen, für die deren starker Anstieg in der zweiten Hälfte der Betriebsdauer durch erforderliche Ersatzinvestitionen etc. in den Berechnungen abgebildet wird.

Die nachfolgende Tab. 15-1 enthält eine Zusammenfassung der für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen angesetzten Basisdaten und Randbedingungen und der gewählten Kostenansätze für die einzelnen Sparten der erneuerbaren Energien.

15.1.1.3 Berücksichtigung von Erlösen

Bei der Berechnung der Stromerzeugungskosten von Anlagen, die gekoppelt Wärme und Strom erzeugen, sind die jährlichen Gesamtkosten zweckmäßig auf die beiden Koppelprodukte aufzuteilen. Bei den Erneuerbaren Energien ist dies insbesondere bei Anlagen der Fall, die feste und flüssige Biomasse, Biogas, Klärgas, Deponie- und

Grubengas nutzen. Daher werden in derartigen Fällen die „Restkosten der Stromerzeugung“ errechnet, indem von den gesamten Kosten die Wärmevergütung abgezogen wird, um die tatsächlich dem Produkt Strom anzulastenden Kosten zu erhalten.

15.1.1.4 Berücksichtigung von Investitionskostenzuschüssen

Die Rechnungen erfolgen ohne Berücksichtigung von Fördermaßnahmen wie Investitionskostenzuschüsse o. ä.

15.1.1.5 Zinsen für Kapitaleinsatz und für Inflation

Für alle Modellfälle wird im Basisfall ein kalkulatorischer Betrachtungszeitraum verwendet, der den in § 12 Abs. 3 des EEG aufgeführten Werten für die Dauer der Vergütungsverpflichtung (20, 30 bzw. 15 Kalenderjahre zuzüglich Inbetriebnahmejahr) entspricht.

Für den nominalen kalkulatorischen Mischzinssatz (ohne Steuereffekte) werden – im Wesentlichen abhängig von der Anlagenleistung – zwei bis drei unterschiedliche Werte angesetzt, um eine weitgehende Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu erhalten, gleichzeitig aber den realen Gegebenheiten Rechnung zu tragen. So ergibt sich

Tabelle 15-1

Zusammenfassung der für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen angesetzten Basisdaten und Randbedingungen [1]

	Wasser- kraft	Biomasse	Deponie-, Klär-, Grubengas	Geo- thermie	Wind- energie	Photo- voltaik
Kalkulatorische Betrachtungsdauer	30 a / 15 a	20 a	Basisfall: 20 a (Variante bei Deponiegas 6 a)	20 a	Basisfall: 20 a (Variante 16 a)	20 a
Nominaler Mischzinssatz	Kleinanlagen 7 %/a Großanlagen 8 %/a		8 %/a	8 %/a	8 %/a	Variation im Bereich 5 - 8 %/a
Inflationsrate	2 %/a					
Wärmevergütung (bei KWK; ab HKW)	Basisfall: 25 €/MWh (Variation im Bereich 10 - 40 €/MWh)					
Spez. Personalkosten	50 T€ pro Mannjahr					
Volllastbenutzungsdauer stromgeführte Anlagen	Abhängig vom Ausbaugrad	7.700 h/a	Deponiegas 7.000 h/a, Klär-, Grubengas 7.700 h/a	7.700 h/a	Abhängig von Standortverhältnissen	
Volllastbenutzungsdauer wärmegeführte Anlagen	-	Abhängig vom Modellfall	-	-	-	-

beispielsweise bei Kleinanlagen, die von privaten Betreibern errichtet werden, aufgrund eines meist höheren Fremdkapitalanteils, der Inanspruchnahme zinsgünstiger Kredite und der tendenziell geringeren Renditeerwartung des Betreibers i. d. R. ein geringerer Mischzinssatz als bei Großanlagen.

In den Berechnungen wird ein Gewinn, bezogen auf das eingesetzte Eigenkapital, durch die Wahl eines entsprechenden Eigenkapital-Zinssatzes berücksichtigt.

Alle Kosten werden zunächst auf realer Basis, das heißt inflationsbereinigt, ermittelt. Das Bezugsjahr für die Kosten ist das Jahr 2006. Dies ermöglicht die unmittelbare Interpretation der berechneten Kosten, da diese direkt mit sonstigen, auf 2006 bezogenen Werten verglichen werden können. Den Kosten werden die für eine Inbetriebnahme in 2006 geltenden Vergütungssätze gemäß EEG gegenübergestellt. Da diese nominal konstant sind, d. h. real (unter Berücksichtigung der Preissteigerungsrate) fallen, werden neben den realen Stromerzeugungskosten die nominalen Werte errechnet und dargestellt.

15.1.1.6 Steuerliche Be- und Entlastungen

Für die im Rahmen des vorliegenden Gutachtens durchzuführenden Modellrechnungen bleiben, wie bei derartigen Fragestellungen üblich, Verkehrssteuern (Umsatz- oder Grunderwerbssteuern) sowie gewinnabhängige (Ertragssteuern) Steuern unberücksichtigt, d. h. es wird eine Rechnung vor Steuern angestellt.

Diese Vorgehensweise wurde gewählt, da die ansonsten notwendige Abschätzung des (individuell stark unterschiedlichen) Steuersatzes eine erhebliche mögliche Fehlerquelle darstellt. So setzt eine exakte Festlegung der gewinnabhängigen steuerlichen Belastungen die Erstellung von jährlichen Bilanzen voraus und erfordert daher eine einzelfallbezogene, detaillierte betriebswirtschaftliche Betrachtung der Investition.

15.1.2 Gutachten im Auftrag des BMWi [14]

15.1.2.1 Rechenmodell für die Modellrechnungen

Für alle Modellrechnungen wurde ein einheitliches Verfahren angewandt. Es handelt sich dabei um ein Rechenmodell, das für die Wirtschaftlichkeitsberechnung von Stromerzeugungsanlagen im IE entwickelt wurde. Das dabei angewandte Verfahren stellt eine Annuitätenmethode dar und entspricht der Richtlinie VDI 2067 in Verbindung mit der Richtlinie VDI 6025. Auf diese Weise ist eine systemübergreifend einheitliche Betrachtungsweise aller Eingangsdaten gewährleistet.

15.1.2.2 Verwendete Eingangsdaten

Für die Vergleichbarkeit der Modellergebnisse kommt es wesentlich auf die Qualität der Eingangsdaten an. Hierfür wurden – ergänzend zu den in Kapitel 2 (Analyse der Entwicklung erneuerbarer Energien) gemachten Aussagen – weitere Recherchen durchgeführt, um vergleichbare Eingangsdaten für alle Energieträger zu gewinnen. Bei der

Auswahl der Eingangsdaten wurden teilweise Daten aus laufenden Projekten des IE, teilweise Literaturquellen verwendet. Ausgewählt wurden dabei solche Quellen, die einerseits hinreichend genaue Angaben zu den einzelnen Positionen der Investitions- und Betriebskosten machten und zum anderen im Vergleich zu anderen Quellen besonders plausible Werte lieferten (Vermeidung von Ausreißern).

Die verwendeten Quellen sind in den jeweiligen Unterkapiteln jeweils einzeln angegeben, so dass hier eine gute Nachvollziehbarkeit gewährleistet ist.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt für praxisnahe Modellfälle, für die jeweils eine technische Musterlösung entworfen wurde. Dabei werden branchentypische Werte und Randbedingungen zugrunde gelegt. In konkreten Eintelfällen können diese Parameter und damit die Rentabilität der Anlagen von den im Rahmen dieser Studie untersuchten Modellfällen jedoch deutlich abweichen.

Für alle Modellfälle wird unterstellt, dass sie freistehende auf der „grünen Wiese“ errichtete neu gebaute Anlagen darstellen und an die bestehende Infrastruktur (öffentliches Stromversorgungsnetz, Wasserversorgung, Abfallentsorgung etc.) angeschlossen werden können. Die Kosten zur Bereitstellung von Grund und Boden werden in der Untersuchung nicht betrachtet. Ebenso bleiben zusätzliche technische Anlagen, wie Spitzenlastkessel zur Abdeckung von Wärmebedarfsspitzen, außerhalb des Betrachtungsrahmens. Ferner werden keine zusätzlichen Kosten für die Wärmeverteilung berücksichtigt. Dies ist zulässig, da auch bei der erzielbaren Wärmevergütung ein entsprechender Wert angesetzt wird, der sich ab Anlage (d. h. ohne Wärmeverteilung) und ohne Berücksichtigung von Bedarfsspitzen (für die vergleichsweise hohe Vergütungen zu erzielen sind) versteht [63]. Eine Ausnahme wird bei der Wasserkraft gemacht, wo nicht nur der Bau von Neuanlagen, sondern auch die Revitalisierung von Altanlagen in die Betrachtung mit einbezogen wird. Dies ist angemessen, weil in den letzten zehn Jahren nur sehr wenige Neubauten erfolgt sind, während die meisten neu ans Netz angeschlossenen Anlagen revitalisierte oder modernisierte Altanlagen darstellen. Für diese fallen deutlich geringere Investitionskosten an.

Alle verwendeten Kosten und Preise stellen Durchschnittswerte dar und beruhen auf Erfahrungswerten, auf Richtpreisangeboten von Anlagenherstellern oder öffentlich zugänglichen Statistiken bzw. Literaturangaben, die im Rahmen dieser Studie ausgewertet und auf Plausibilität geprüft wurden. Weiterhin konnte auf eigene Datenerhebungen im Rahmen von aktuellen Projekten und Veröffentlichungen des IE zurückgegriffen werden. Grundsätzlich ist dabei zu beachten, dass die gewählten Kostenansätze zwangsläufig einer Schwankungsbreite unterliegen und im konkreten Anwendungsfall durchaus starke Abweichungen möglich sind. So sind beispielsweise insbesondere Investitionskosten standortabhängig. Betriebs- und verbrauchsgebundene Kosten werden als konstante Mittelwerte über die Betrachtungsdauer betrachtet, die lediglich der Preissteigerungsrate unterliegen.

Nachfolgend werden die in dieser Studie betrachteten Kostengruppen (in Anlehnung an die VDI 2067) sowie deren Eingangsparameter näher erläutert. Abb. 15-2 gibt einen Gesamtüberblick über die Methodik für die Berechnung der Stromgestehungskosten.

– Kapitalgebundene Kosten:

Kapitalgebundene Kosten setzen sich aus Investitionskosten und Instandhaltungskosten zusammen. Es werden keine Investitionszuschüsse oder sonstige Fördermaßnahmen in der Untersuchung berücksichtigt (siehe Abschnitt 4.1.5).

- Die in der Kalkulation angesetzten Investitionskosten beinhalten alle erforderlichen Kosten (bauliche und technische Anlagen, Ver- und Entsorgungsleitungen inklusive Netzanschlüsse) für eine komplett betriebsbereite Anlage einschließlich Nebenkosten (Planung, Genehmigung, Kapitalbeschaffung und Finanzierung etc.).
- Instandhaltungskosten werden für bauliche Anlagen mit 1 Prozent und für technische Anlagen mit 2 Prozent der spezifischen Anlagen-Investitionskosten angesetzt. Weiterhin werden mit Hilfe der Definition der individuellen Nutzungsdauer 18 baulicher und technischer Komponenten Ersatzinvestitionen innerhalb des jeweiligen Betrachtungszeitraumes (in der Regel 20 Jahre) berücksichtigt.

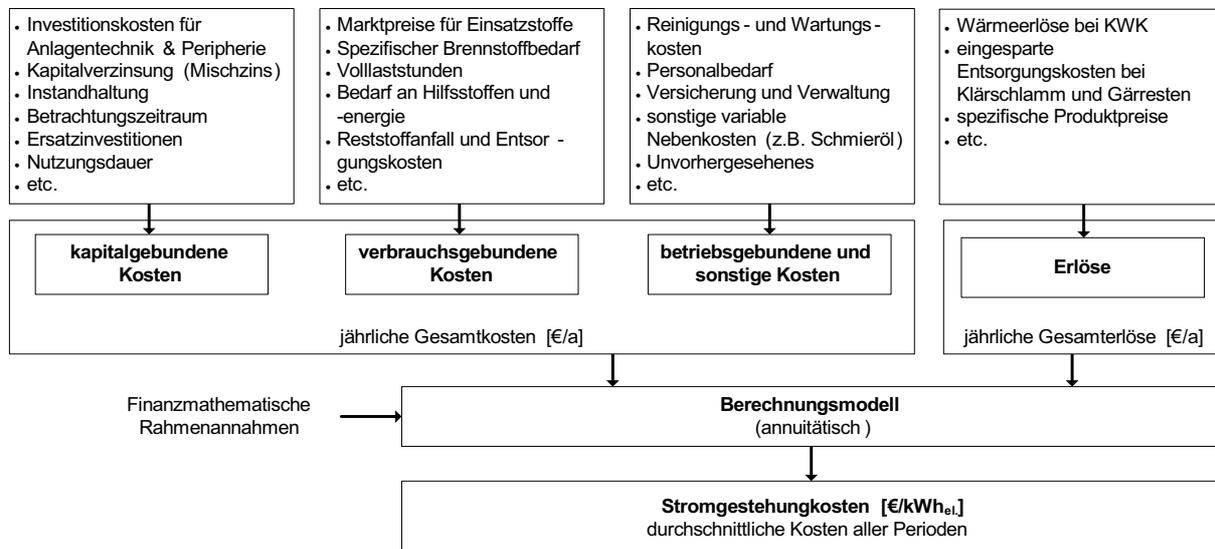
– Verbrauchsgebundene Kosten:

Diese sind insbesondere beim Betrieb von Bioenergieanlagen von Bedeutung, hier fallen folgende Kosten an:

- Brennstoff- bzw. Substratkosten, sofern sie nicht innerbetrieblich kostenfrei zur Verfügung gestellt werden können (z. B. Sägerestholz oder Gülle):
 - Waldholz 50 Euro/t (Heizwert: 3,30 kWh/kg)
 - Landschaftspflegeholz (LPH) 10 Euro/t (Heizwert: 2,2 kWh/kg)
 - Altholz: 17 Euro/t (Heizwert: 3,42 kWh/kg) bei Altholzmischfeuerungen angenommen (Altholz-AIV-Fraktion ist i. d. R. nicht höher als etwa 10 Prozent); die Preise für sortenreines Altholz schwanken zwischen 0 bis 30 Euro/t
 - Rapsöl 0,65 Euro/l und Palmöl 0,45 Euro/l (Heizwert: 9,6 kWh/l, Preise frei Anlage)
 - Maissilage 25 Euro/t (Biogasertrag: 198 m³/tFM)
 - Bioabfall (Biogasertrag: 110 m³/tFM), siehe Erlöse
- Eigenstrombedarf der Anlage: Bezug aus dem öffentlichen Netz in Abhängigkeit der Energieabnahmemenge mit 6 bis 12 ct/kWh angesetzt
- Einsatz von Hilfsmitteln (z. B. Motor- oder Heizöl, Zusätze für die Rauchgasreinigung, Abwasserabereitung)
- Entsorgungskosten für Reststoffe (z. B. Asche 50 Euro/t19)
- Betriebsgebundene Kosten: Als betriebsgebundene Kosten werden folgende Kosten betrachtet:
 - Wartungs- und Reinigungskosten: i. d. R. 1 Prozent der Investitionskosten bzw. als Kostenpauschale

Abbildung 15-2

Methodik und Eingangsgrößen für die Berechnung der Stromgestehungskosten



für Vollwartungsverträge (z. B. bei Pflanzenöl-BHKW) berücksichtigt

- Personalkosten zur technischen Betriebsführung: Angesetzt werden für eine Vollzeit-Arbeitskraft 50 000 Euro pro Jahr und Person; die Anzahl der Mitarbeiter wurde auf Grundlage der durchgeführten Recherchen festgelegt (u. a. in Abhängigkeit der Anlagentechnologie, der installierten Leistung sowie ggf. dem Aufwand der Brennstoffaufbereitung), in Fällen, in denen geringer bezahlte Arbeitskräfte eingesetzt werden (im Biomasse-Bereich), wurde deren Lohn entsprechend umgerechnet.
- Sonstige Kosten: Kosten für Versicherung und Verwaltung sowie sonstige variable Nebenkosten (z. B. Schmieröl, Dosiermittel für die Wasseraufbereitung, Kostenpauschale für unvorhersehbare Reparaturen) gehen unter dem Begriff „sonstige Kosten“ in die Betrachtung ein. Bei Bioenergieanlagen werden 1 Prozent der Investitionskosten für Versicherung und weitere 1 Prozent für variable Kosten der Anlagen unterstellt, bei den übrigen Technologien sind diese Kennwerte jeweils einzeln kenntlich gemacht. Eine Ausnahme stellen hier die Bioabfallvergärungsanlagen dar, bei denen die sonstigen variablen Kosten 2,5 Prozent erreichen.

15.1.2.3 Berücksichtigung von Erlösen

Bei der Berechnung der Stromgestehungskosten von Anlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung werden die jährlichen Gesamtkosten zweckmäßig auf die beiden Koppelprodukte aufgeteilt. In derartigen Fällen werden die so genannten „Restkosten der Stromerzeugung“ errechnet, indem von den Gesamtkosten die Wärmevergütung abgezogen wird, um die tatsächlichen/resultierenden Stromerzeugungskosten zu erhalten (d. h. unter Berücksichtigung der Wärmeerlöse/-gutschrift). Im Ergebnis werden die nominalen Stromgestehungskosten (d. h. unter Berücksichtigung der Inflationsrate) zur Veranschaulichung den Vergütungssätzen des EEG gegenübergestellt, da auch diese entsprechend dem Gesetzestext für die betreffenden Anlagen über 20 Jahre nominal konstant bleiben (d. h. real fallen).

Erlöse: Bei Anlagen zur gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung wird die extern genutzte Wärme (d. h. ohne Eigenwärmebedarf für den Betrieb der Anlage) vergütet und von den Gesamtkosten abgezogen, um die tatsächlich dem Produkt Strom anzulastenden Kosten zu erhalten.

Die Wärmevergütung entspricht:

- im Falle der Deckung des Eigenwärmebedarfes des Anlagenbetreibers den Kosten, die ihm für eine alternative fossile Wärmeerzeugung entstehen würden,
- im Falle der Versorgung Dritter bzw. der Wärmeeinspeisung in bestehende Fern-/Nahwärmenetze den erzielbaren durchschnittlichen Marktpreisen (hier mit 25 Euro/MWh angesetzt).

Weiterhin können bei der Vergärung von Bioabfällen Entsorgungserlöse gutgeschrieben werden. In dieser Untersuchung wurden 60 Euro/tFM Bioabfall als Erlös angesetzt inklusiv einer eventuell kommerziellen Veräußerung des Gärrestes der Bioabfallvergärung als Kompost. Bei der Verstromung von Klärgas wurden die vermiedenen Entsorgungskosten wie Erlöse betrachtet und gesondert dargestellt.

15.1.2.4 Berücksichtigung von Investitionskostenzuschüssen

Für die Errichtung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die Strom gemäß EEG ins Netz einspeisen können, wurden keine Investitionskostenzuschüsse angesetzt. Im Zuge der Recherche zeigte sich aber, dass potenzielle Anlagenbetreiber in Einzelfällen und mit regionalen Unterschieden Investitionskostenzuschüsse erhalten können. Das ist dann der Fall, wenn z. B. einzelne Bundesländer eine Vorreiterrolle im Einsatz bestimmter innovativer Technologien forcieren (z. B. Biogasanlage mit Einspeisung ins Gasnetz). Auch werden geförderte Schulungen für zukünftige Bioenergieanlagenbetreiber angeboten. Werden diese Schulungen absolviert, wirkt sich das positiv auf die Finanzierungsverhandlungen und damit Fremdkapitalzinsen aus. Die genannten Vorteile sind aber regional sehr unterschiedlich und können in einer Gesamtbetrachtung, wie sie diese Studie verfolgt, nicht verallgemeinert werden.

Eine Überprüfung der Konditionen des Marktanreizprogramms ergab, dass die dort möglichen Investitionskostenzuschüsse nur für Anlagen unter 100 kW anwendbar sind, die in der Regel auch keinen Strom erzeugen. Damit erfüllt keiner der definierten Modellfälle die Voraussetzungen, um solche Investitionskostenzuschüsse zu erhalten. Bei der KfW werden keine Investitionskostenzuschüsse angeboten.

15.1.2.5 Zinsen für Kapitaleinsatz und für Inflation

Mit Blick auf den voranstehenden Abschnitt werden sehr wohl zinsgünstige Programme der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) beachtet. Hier werden in Abhängigkeit u. a. von Gesamtrisiko, Wirtschaftlichkeit des Projektes, Bonität und Eigenkapitalanteil Zinsen zwischen 3 und 7 Prozent gewährt, in den meisten Fällen bis 5 Prozent. In dieser Studie wurde für alle berechneten Modellfälle ein Mischzinssatz von 5 Prozent angenommen. Bei Geothermie werden 7 Prozent Mischzinssatz unterstellt, da es sich hier um sehr risikoreiche Projekte handelt, für die auch an die KfW höhere Zinsen zu zahlen sind.

Die allgemeine Preissteigerungsrate spiegelt die Inflation wider. Es werden für kapitalgebundene Kosten 1 Prozent und für betriebs-, verbrauchsgebundene und sonstige Kosten 2 Prozent Inflationsrate angesetzt, die durch die VDI 2067 in dieser Höhe empfohlen werden. Echte Preissteigerungen (zukünftige Marktpreise) fließen nicht ein.

15.1.2.6 Steuerliche Be- und Entlastungen

In die Berechnung fließen keine steuerlichen Be- oder Entlastungen ein, da die ansonsten notwendige Abschätzung des individuellen Steuersatzes eine erhebliche Fehlerquelle darstellen könnte. Alle errechneten Gestehungskosten stellen somit die Betriebsergebnisse der Anlagen vor Steuern dar. Unabhängig von einer späteren Besteuerung des Investors (mit oder ohne Abschreibungsmöglichkeiten) können die Betriebsergebnisse somit durch besondere Steuervergünstigungen oder die steuerliche Verrechenbarkeit von Gewinnen und Verlusten prinzipiell nicht mehr verbessert werden. Im günstigsten Fall bleibt

das errechnete Betriebsergebnis unversteuert und damit in vollem Umfang erhalten, im ungünstigsten Fall wird der erzielte Gewinn aus Sicht des Betreibers mit dem vollen vom Betreiber zu zahlenden Steuersatz versteuert und damit verringert.

Im Bereich der Windkraft spielte die steuerliche Abschreibungsmöglichkeit für viele Investoren in den letzten Jahren eine entscheidende Rolle bei der Investitionsentscheidung. Bezogen auf die berechneten Modellfälle bedeutet dies, dass im Fall günstiger Abschreibungsmöglichkeiten das ausgewiesene Betriebsergebnis vollständig oder annähernd vollständig als Gewinn erhalten bleibt.

15.2 Verzeichnis der Tabellen

	Seite
Tabelle 1-1: Stand der Entwicklung derjenigen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Grubengas im Jahr 2006, der entsprechend des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vergütet wird	5
Tabelle 1-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 1990 bis 2006	6
Tabelle 1-3: Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 1990 bis 2006	7
Tabelle 3-1: Anteile der Erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung in Deutschland von 1998 bis 2006	19
Tabelle 3-2: Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 2006	20
Tabelle 3-3: Entwicklung der Windenergienutzung von 2000 bis 2006	20
Tabelle 3-4: Entwicklung der Wasserkraftnutzung von 2000 bis 2006	21
Tabelle 3-5: Entwicklung der Biomassenutzung von 2000 bis 2006	21
Tabelle 3-6: Entwicklung der Photovoltaiknutzung von 2000 bis 2006	21
Tabelle 3-7: Entwicklung der Geothermienutzung von 2000 bis 2006	21
Tabelle 3-8: Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 1990 bis 2006	22
Tabelle 4-1: CO ₂ -Vermeidungskosten erneuerbarer Energietechniken (Euro/t CO ₂)	25
Tabelle 4-2: Vergütungen für die Sparten der Erneuerbaren Energien für Anlagen, die im Jahr 2007 in Betrieb gehen	25
Tabelle 4-3: Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütung pro Sparte in Cent/kWh von 2000 bis 2006	26
Tabelle 4-4: Entwicklung des EEG-Vergütungsvolumens von 2000 bis 2006 in Mio. Euro	27
Tabelle 4-5: Entwicklung der EEG-Differenzkosten von 2000 bis 2006 in Mio. Euro (ohne Abzug der vermiedenen Netznutzungskosten)	27
Tabelle 4-6: Überblick über die durchschnittliche Auswirkung der EEG-Umlage auf ausgewählte Stromverbrauchergruppen im Jahr 2005	28
Tabelle 6-1: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Laufwasserkraft	38
Tabelle 6-2: Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Wasserkraft in den Jahren 2003 bis 2006	39
Tabelle 7-1: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas	45
Tabelle 7-2: Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas und Grubengas in den Jahren 2003 bis 2006	46
Tabelle 8-1: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Biomasse	53

	Seite
Tabelle 8-2: Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse in den Jahren 2003 bis 2006	53
Tabelle 8-3: Struktur der Stromerzeugung aus Biomasse 2006	55
Tabelle 8-4: Wirtschaftliche Randbedingungen und Kostenansätze für Anlagen zur Verstromung biogener Festbrennstoffe	56
Tabelle 9-1: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Geothermie	67
Tabelle 9-2: Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Geothermie in den Jahren 2003 bis 2006	68
Tabelle 9-3: Realisierte und im Bau befindliche Geothermieanlagen zur Stromerzeugung	69
Tabelle 10-1: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus Wind	72
Tabelle 10-2: Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Windenergie in den Jahren 2003 bis 2006	72
Tabelle 10-3: Entwicklung des Repowerings von Windenergieanlagen in Deutschland seit 2002 bis 2006	73
Tabelle 10-4: Orientierungswerte für Stromgestehungskosten für 2 Modellfälle von Offshore-Windparks mit Anlagen der 3 MW-Klasse und Anlagen der 5 MW-Klasse	76
Tabelle 10-5: Überblick über die Vergütungssätze für Windenergie Offshore in ausgewählten EU-Mitgliedstaaten	78
Tabelle 11-1: Wichtige Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Strom aus solarer Strahlungsenergie	83
Tabelle 11-2: Wichtige Eckdaten zur Entwicklung der Stromerzeugung aus netzgekoppelten Photovoltaikanlagen 2003 bis 2006	84
Tabelle 12-1: Charakteristika verschiedener Speicheroptionen	90
Tabelle 13-1: Entwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG seit 2003	98
Tabelle 13-2: Inanspruchnahme der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG seit 2003	100
Tabelle 13-3: Branchenverteilung bei der Inanspruchnahme von § 16 EEG für 2007	100
Tabelle 13-4: Finanzielle Auswirkungen der Besonderen Ausgleichsregelung seit 2003	102
Tabelle 13-5: Verteilung der durch § 16 EEG verursachten Mehrkosten auf einzelne Gruppen nicht privilegierter Stromabnehmer im Jahr 2006	102
Tabelle 13-6: Ablehnungen und Widersprüche zu § 16 EEG durch das BAFA	104
Tabelle 15-1: Zusammenfassung der für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen angesetzten Basisdaten und Randbedingungen	113

	Seite
15.3 Verzeichnis der Abbildungen	
Abbildung 1-1: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Anteile an Bruttostromverbrauch und Primärenergieverbrauch (berechnet nach Wirkungsgradmethode) im Zeitraum 1990 bis 2006	4
Abbildung 1-2: Stromerzeugung aus Erneuerbarer Energien und Anteile an der gesamten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2000 und 2006	7
Abbildung 1-3: Entwicklung der jährlich zugebauten installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien von 2000 bis 2020 nach DLR-EE-Leitstudie ...	11
Abbildung 1-4: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 1991 bis zum Jahr 2030 nach DLR-EE-Leitstudie	11
Abbildung 3-1: Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland 2006	18
Abbildung 3-2: Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Energieversorgung in Deutschland 2000 bis 2006	18
Abbildung 3-3: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Anteile am Bruttostromverbrauch und am Primärenergieverbrauch (berechnet nach Wirkungsgradmethode) im Zeitraum 1990 bis 2006	19
Abbildung 3-4: Beitrag der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung 1990 bis 2006	22
Abbildung 3-5: Struktur der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland 2006	23
Abbildung 4-1: CO ₂ -Vermeidung durch die Nutzung Erneuerbare Energien im Jahr 2006	24
Abbildung 4-2: Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2006	24
Abbildung 4-3: Gesamtumsatz mit Erneuerbaren Energien in Deutschland 2006 (Investition und Betrieb)	29
Abbildung 4-4: Umsatz mit Erneuerbaren Energien in Deutschland 2006, der dem EEG zuzurechnen ist (Investition und Betrieb)	30
Abbildung 4-5: Beschäftigte im gesamten Bereich der Erneuerbaren Energien (Strom, Wärme, Treibstoff) in Deutschland 2004 und 2006	30
Abbildung 4-6: Entwicklung der Beschäftigung in der Branche der Erneuerbaren Energien und durch EEG/Stromeinspeisungsgesetz induzierte Beschäftigung zwischen 1998 und 2006	31
Abbildung 4-7: Förderinstrumente zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im europäischen Strommarkt 2006	32
Abbildung 6-1: Orientierungswerte der Stromgestehungskosten von Wasserkraftanlagen im Leistungsbereich von 100 bis 1000 kW nach ZSW et al. 2007	40

	Seite
Abbildung 6-2: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Wasserkraftanlagen nach ZSW et al. 2007	40
Abbildung 6-3: Stromgestehungskosten bei Wasserkraftwerken von 2,5 MW in Abhängigkeit vom Zinssatz in ct/kWh nach IE/Prognos 2006	41
Abbildung 6-4: Orientierungswerte für zusätzlich durch die Umsetzung von ökologischen Anpassungsmaßnahmen entstehende Stromgestehungskosten im Verhältnis zum gewährten EEG-Bonus nach ZSW et al. 2007	42
Abbildung 7-1: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Deponiegasanlagen (Basisfall) nach ZSW et al. 2007	46
Abbildung 7-2: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Deponiegasanlagen (Variante) nach ZSW et al. 2007	47
Abbildung 7-3: Stromgestehungskosten bei Klärgas von 0,5 MW _{el} in Abhängigkeit vom Zinssatz in ct/kWh nach IE/Prognos 2006	47
Abbildung 7-4: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Grubengasanlagen (Basisfall) nach ZSW et al. 2007	48
Abbildung 7-5: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Grubengasanlagen (Variante 1) nach ZSW et al. 2007	49
Abbildung 7-6: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) für Anlagen mit einer Vollastbenutzungsdauer von 5 300 h/a gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Grubengasanlagen (Variante 2) nach ZSW et al. 2007 ...	49
Abbildung 7-7: Stromgestehungskosten bei Grubengas in Abhängigkeit vom Zinssatz Bewertung der Ergebnisse in ct/kWh nach IE/Prognos 2006	50
Abbildung 8-1: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Biomasse-(heiz)kraftwerken im Basisfall nach ZSW et al. 2007	57
Abbildung 8-2: Vergleich der Stromgestehungskosten von Anlagen zur Biomassenutzung mit der EEG-Einspeisevergütung nach IE/Prognos 2006	58
Abbildung 8-3: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal; bei Einsatz von Maissilage inklusive Technologiebonus) von Biogasanlagen im Basisfall nach ZSW et al. 2007	59

	Seite
Abbildung 8-4: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal; bei 100 Prozent Maissilage inklusive Technologiebonus) von Biogasanlagen beim Einsatz von 100 Prozent Maissilage bzw. 90 Prozent Gülle, 10 Prozent Maissilage (Wirkung des NawaRo-Bonus) nach ZSW et al. 2007	60
Abbildung 8-5: Orientierungswerte für nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (nominal) von 0,5 MWel-Biogasanlagen beim Einsatz diverser Substrate in Abhängigkeit von den Substratkosten	60
Abbildung 8-6: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Pflanzenöl-BHKW-Anlagen nach ZSW et al. 2007	61
Abbildung 10-1: Orientierungswerte für Stromgestehungskosten und mittlere Vergütung über der Standortqualität für Windenergieanlagen der Leistungsklassen von 1,3 bis 1,9 MW bei einer Nahenhöhe von 100 m nach ZSW et al. 2007	74
Abbildung 10-2: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Windenergieanlagen der Leistungsklassen von 1,3 bis 1,9 MW nach ZSW et al. 2007	74
Abbildung 10-3: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Windenergieanlagen der Leistungsklassen von 2,0 bis 3,0 MW nach ZSW et al. 2007	75
Abbildung 10-4: Orientierungswerte für reale und nominale Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Inbetriebnahmejahr 2006) gegenüber der mittleren Vergütung (real und nominal) von Windenergieanlagen der Leistungsklasse über 3,0 MW nach ZSW et al. 2007	75
Abbildung 10-5: Stromgestehungskosten bei einer Repowering-Windenergieanlage von 1,5 MW in Abhängigkeit vom Zinssatz und den Vollbenutzungsstunden in ct/kWh nach IE/Pogonos 2006	76
Abbildung 11-1: Orientierungswerte für Stromgestehungskosten typischer Photovoltaikanlagen	85
Abbildung 12-1: Möglichkeiten zur Speicherung von elektrischer Energie	88
Abbildung 12-2: Einordnung der Betriebs- und Investitionskosten verschiedener Speichertechnologien (heutiger Stand und kurzfristiges Senkungspotenzial)	92
Abbildung 13-1: Branchenverteilung des privilegierten Letztverbrauchs nach § 16 EEG für 2007	101
Abbildung 14-1: Entwicklung der jährlich zugebauten installierten Leistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien von 2000 bis 2020 gemäß Leitstudie	105
Abbildung 14-2: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 1991 bis 2030 gemäß Leitstudie	106

	Seite
Abbildung 14-3: Entwicklung der EEG-Vergütungssätze für ausgewählte Anwendungen (ohne Biomasse) nach Inbetriebnahmejahr auf Basis der Maßnahmen-Empfehlungen im Erfahrungsbericht (Preisbasis 2007)	107
Abbildung 14-4: Entwicklung der EEG-Vergütungssätze für ausgewählte Anwendungen im Bereich der Biomasse nach Inbetriebnahmejahr auf Basis der Maßnahmen-Empfehlungen im Erfahrungsbericht (Preisbasis 2007)	107
Abbildung 14-5: Erwartete Entwicklung der Stromerzeugungskosten fossil befeuerter Kraftwerke orientiert an Leitstudie 2007	108
Abbildung 14-6: Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen in Deutschland im Zeitraum 1990 bis 2020 auf Basis der Annahmen in [5]	109
Abbildung 14-7: Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	109
Abbildung 15-1: Ablauf der ökologischen Bewertung	111
Abbildung 15-2: Methodik und Eingangsgrößen für die Berechnung der Stromgestehungskosten	113

15.4 Quellenverzeichnis

- [1] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)/Bosch & Partner GmbH/Deutsche Windguard GmbH/Fichtner GmbH & Co. KG/Gentechnische Vereinigung-Service GmbH/Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES)/Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien/Wuppertal Institut für Umwelt, Klima, Energie GmbH (WI): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. November 2007.
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Berlin, Juni 2007.
- [3] Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)/Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)/Gesellschaft für wirtschaftliche Strukturforchung (GWS): Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte 2006. Abschlussbericht des Vorhabens „Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf dem deutschen Arbeitsmarkt – Follow up“. Im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. September 2007.
- [4] Verband der Netzbetreiber e. V. (VDN): Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – Jahresabrechnung 2006 (auf Basis WP-Bescheinigungen). Im Internet: http://www.vdn-berlin.de/eeg_jahresabrechnung_2006.asp (Stand 17. Oktober 2007).
- [5] Nitsch, J/Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Technische Thermodynamik: „Leitstudie 2007“. Aktualisierung und Neubewertung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Februar 2007.
- [6] Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert durch Artikel 1 d. G. vom 7. November 2006 (BGBl. I S. 2550).
- [7] Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD vom 11. November 2005: Gemeinsam für Deutschland – mit Mut und Menschlichkeit. Im Internet: http://www.bundesregierung.de/nn_774/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/koalitionsvertrag-inhaltsverzeichnis.html (Stand 24. Oktober 2007).
- [8] Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Europäischen Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt.
- [9] Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/ Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg GmbH (IFEU)/Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.). Berlin, 2004.
- [10] Deutsches Windenergie Insitut (DEWI)/e-on Netz/ Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi)/Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerk AG (RWE)/Vattenfall: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zu Jahr 2020. Im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena). 2005.
- [11] Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der Technischen Univerität (TU) München: CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. April 2004.
- [12] Ingenieurbüro für neue Energien/Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW): Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Vergleichende Darstellung bekannter Ansätze und Erarbeitung von Alternativen auf Basis von Börsendaten zur Berechnung von EEG-Differenzkosten. September 2006.
- [13] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Strom aus Erneuerbaren Energien. Was kostet er uns wirklich? Berlin, März 2007.
- [14] Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE)/Prognos AG: Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. November 2006.
- [15] Europäische Kommission. Erneuerbare Energien: Kommission legt ehrgeizige Aktionspläne für Biomasse und Biokraftstoffe vor und mahnt Mitgliedsstaaten zur Ökostrom-Förderung. Pressemitteilung vom 7. Dezember 2005.
- [16] European Wind Energy Association (EWEA): Januar 2007.
- [17] Fraunhofer-Institut für System- and Innovationsforschung (ISI)/Energy Economics Group (EEG): Evaluation of the different feed-in tariff design options – Best practise paper for the Internatinal Feed-in Cooperation. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2006.

- [18] European Commission. Directorate-General for Research: Sustainable Energy Systems. Energy Technologies. Knowledge – Perception – Measures. (EUR 22396). 2006.
- [19] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Umweltbewusstsein in Deutschland 2006. Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage. Berlin, November 2006.
- [20] Gesetz über projektbezogene Mechanismen nach dem Protokoll von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen vom 11. Dezember 1997 (Projekt-Mechanismen-Gesetz – ProMechG) vom 22. September 2005 (BGBl. I S. 2826).
- [21] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Leitfaden für die Vergütung von Strom aus Wasserkraft nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz für die Neuerrichtung und Modernisierung von Wasserkraftanlagen. Berlin, 2005.
- [22] Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung – BiomasseV) vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234) zuletzt geändert durch die 1. Verordnung zur Änderung der Biomasseverordnung vom 9. August 2005 (BGBl. I S. 2419).
- [23] Institut für Energetik und Umwelt gGmbH/Fichtner GmbH & Co. KG/Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL): Endbericht: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Februar 2007.
- [24] Winkel, G./Volz, K.R.: Naturschutz und Forstwirtschaft. Kriterienkatalog zur Guten fachlichen Praxis. In: Bundesamt für Naturschutz (Hrsg.): Angewandte Landschaftsökologie. Heft 52. 2003.
- [25] Rode, M. u. a.: Naturschutzverträgliche Erzeugung und Nutzung von Biomasse zur Wärme- und Stromgewinnung. In: Bundesamt für Naturschutz(Hrsg.): BfN-Skript 136. Bonn, 2005.
- [26] Insitut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE): Umwelteffekte einer geothermischen Stromerzeugung. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamtes, FKZ 205 42 110. 2006.
- [27] Ender, C.: Windenergienutzung in Deutschland – Stand 31. Dezember 2005 – . In: Dewi-Magazin Nr. 28, Februar 2006.
- [28] KPMG: „Offshore-Windparks in Europa“. Oktober 2007.
- [29] Brinkmann, R./Kretzschmar, F.: Auswirkungen von Windkraftanlagen auf Fledermäuse. Ergebnisse aus dem Regierungsbezirk Freiburg mit einer Handlungsempfehlung für die Praxis. Regierungspräsidium Freiburg (Hrsg.). Freiburg, 2006.
- [30] Hötker, H./Thomsen, K.-M./Köster, H.: Auswirkungen regenerativer Energiegewinnung auf die biologische Vielfalt am Beispiel der Vögel und Fledermäuse. In: Bundesamt für Naturschutz (Hrsg.): BfN-Skript 142. Bonn, 2005.
- [31] Helversen, O. v./Behr, O.: Gutachten zur Beeinträchtigung im freien Luftraum jagender und ziehender Fledermäuse durch bestehende Windkraftanlagen. 2005.
- [32] Hüppop, O. u. a. (in Vorb.): AWZ-Vorhaben: Analyse- und Bewertungsmethoden von kumulativen Auswirkungen von Offshore-WKA auf den Vogelzug. 2. Entwurf des Abschlussberichts. Unveröffentlichte Studie des Instituts für Vogelforschung „Vogelwarte Helgoland“. Gefördert vom Bundesamt für Naturschutz, FKZ 80485004. Dezember 2005.
- [33] Gesellschaft für Freilandökologie und Naturschutzplanung mbH (GFN): Naturschutzfachliche Bewertungsmethoden von Photovoltaikfreiflächenanlagen. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Bundesamts für Naturschutz. September 2006.
- [34] Arbeitsgemeinschaft Photovoltaik-Monitoring (Bosch & Partner/Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg/Solar Engineering Decker & Mack GmbH/Institut für Energetik und Umwelt GmbH (IE)/Rechtsanwaltskanzlei Bohl & Coll.): Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Solarenergie, insbesondere der Photovoltaik-Freiflächen. 2. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2006.
- [35] Linssen, J./Gossen, F./Walbeck, M.: Abgleich des Elektrizitätsangebots aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage. Verein Deutscher Ingenieure (VDI)-Konferenz „Entwicklungslinien der Energietechnik“. Bochum, 2004.
- [36] Heimerl, S.: Wasserkraft in Deutschland – wie geht's weiter? Konferenz Regenerative Energien – Mut zum Wandel. Stuttgart, 2005.
- [37] IT_Power, Pushing a Least Cost Integration of Green Electricity into the European Grid (GreenNet): Cost and Technical Opportunities for Electricity Storage Technologies. Work package 3. 2004.
- [38] Nowi, A. u. a.: Adiabate Druckluftspeicherwerke zur netzverträglichen Windstromintegration. Verein Deutscher Ingenieure-Gesellschaft Energietechnik (VDI-GET) Fachtagung „Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung“. Leverkusen, 2006.
- [39] Iowa Stored Energy Park (ISEPA). Im Internet: www.isepa.com (Stand 4. April 2007).

- [40] Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW)/Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (FGH): Bewertung der Optimierungspotenziale zur Integration der Windenergie in das Verbundsystem. Mannheim, Aachen, 2007.
- [41] Farret, F.A.: Integration of Alternative Sources of Energy. 2006.
- [42] Kruck, C./Eltrop, L.: Integration einer Stromerzeugung aus Windenergie und CAES-Kraftwerken in die Bedarfsstruktur. In: Erneuerbare Energien 4/2006. 16. Jg. 2006.
- [43] Swider, D.J.: Compressed Air Energy Storage in an Electricity System with Significant Wind Power Generation. In: IEEE (Hrsg.): Transactions on Energy Conversion 22. 2007. S. 95-102.
- [44] Elmegaard/Szameitat/Brix: Compressed Air Energy Storage (CAES) possibilities in Denmark. Technical University of Denmark, Department of Mechanical Engineering. Lyngby, 2004.
- [45] Electricity storage association (ESA). Im Internet: www.electricitystorage.org (Stand 19. April 2007).
- [46] Gatzen, C: Modellgestützte Wirtschaftlichkeitsanalyse innovativer Speichertechnologien am Beispiel eines adiabaten Druckluftspeichers (AA-CAES). Symposium „Erfolgreiche Energieinnovationsprozesse“. Graz, 2004.
- [47] Manchester Centre for Electrical Energy (MCEE): The Future Value of Storage in the UK with Generator Intermittency. Manchester, 2004.
- [48] Pehnt, M./Swider, D.J./Oeser, M: Systemanalyse der CO₂-Minderungen durch den Einstieg in die Offshore-Windnutzung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. Ausgabe 07/2007.
- [49] Heimerl, S.: Wasserkraft im Blickwinkel der internationalen Wasserwirtschaft. In: Wasserwirtschaft 4/2006. S. 44–45.
- [50] Rechsteiner, R.: Management of Renewable Energies and Storage Systems – The Swiss Case. First International Renewable Energy Storage Conference (IRES I). Gelsenkirchen, 2006.
- [51] Heimerl, S.: Wasserkraftausbau in Tirol. In: Wasserwirtschaft 3/2007. S. 6.
- [52] Tiroler Wasserkraft (TIWAG): Energie mit Perspektiven. Im Internet: www.tiwag.at (Stand: 16. April 2007).
- [53] Ehlers, U.: Windenergie und Druckluftspeicher. Netzentlastung und Reservestellung mit Druckluftspeicher im Rahmen einer deutschen Elektrizitätsversorgung mit hohem Windenergieanteil. Diplomarbeit, Universität/Fachhochschule Flensburg. Flensburg, 2005.
- [54] Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, Fraunhofer-Institut für System und Innovationsforschung: Fortentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zur Marktdurchdringung Erneuerbarer Energien im deutschen und europäischen Strommarkt. 2006.
- [55] Schubert, K.: Potenzial des Lastmanagements als Ersatz für Regelenergiekraftwerke. Diplomarbeit, Wuppertal Institut Klima, Umwelt, Energie, Technische Universität Berlin, Institut für Energietechnik. Wuppertal, 2006.
- [56] Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 16. Juli 2003 (BGBl. I S. 1459).
- [57] Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004 (BGBl. I. S. 1918).
- [58] Wenzel, Bernd: Besondere Ausgleichsregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entlastet stromintensive Unternehmen. In: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Umwelt. Nr. 02/2007. Berlin, 2007.
- [59] Deutscher Bundestag (Hrsg.): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dagmar Wöhrle, Karl-Josef Laumann, Veronika Bellmann, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU. Drucksache 15/5212 vom 7. April 2005.
- [60] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (ewi)/Prognos AG: Endbericht: Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. August 2007.
- [61] Verein Deutscher Ingenieure (VDI): Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen. Richtlinie 6025. Düsseldorf, 1996.
- [62] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien Statistik (AGEE-Stat): Gutachten zur CO₂-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Januar 2005.
- [63] Fichtner GmbH & Co. KG: Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Im Auftrag der Bundesinitiative BioEnergie (BBE). April 2002.

