

**Aktualisierung des Berichtes über den
Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung
von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien
(Erfahrungsbericht zum EEG) vom 28. Juni 2002 durch das
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit**

Vorbemerkung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sieht regelmäßige Berichte über den Stand der Markteinführung für erneuerbare Energien und der Kostenentwicklung im Abstand von zwei Jahren vor. Diesem Auftrag ist die Bundesregierung mit dem ersten Bericht vom 28. Juni 2002 nachgekommen¹. Dieser Bericht enthält die Datenbasis Stand Ende 2001.

Der Umweltausschuss des Deutschen Bundestages hat am 12. Februar 2003 das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gebeten, den ersten Erfahrungsbericht auf der Grundlage der Daten zum Stand Ende 2002 zu aktualisieren. Dies erfolgt hiermit. Aktualisierungen sind im Text durch Unterstreichungen gekennzeichnet.

Neuere Entwicklungen im Umfeld der einzelnen Sparten erneuerbarer Energien können in diesem Rahmen jedoch nur sehr begrenzt aufgegriffen werden, weil dazu wissenschaftliche Begleituntersuchungen erforderlich sind. Dies wird Gegenstand des zweiten Erfahrungsberichtes zum EEG sein, der von der Bundesregierung Mitte 2004 vorzulegen ist.

1. Einführung

Die Realisierung einer nachhaltigen Energieversorgung ist ein zentrales Politikziel der Bundesregierung. Es gilt dabei, die Energieversorgung künftiger Generationen unter Berücksichtigung ökologischer Ziele und gleichzeitigem wirtschaftlichen Wachstum sicherzustellen. Ein Kernelement dieser Strategie ist es auch, den Anteil erneuerbarer Energien an der Energieversorgung im Interesse der Sicherung endlicher Energieressourcen und im Hinblick auf den Umwelt- und den Klimaschutz deutlich zu steigern. Die Bundesregierung hat das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 zu verdoppeln. Nach 2010 soll dieser Ausbau weiter deutlich vorangebracht werden. Bis Mitte des Jahrhunderts sollen erneuerbare Energien rund die Hälfte des Energieverbrauchs decken. Daraus ergeben sich zwischen 2010 und 2050 liegende Orientierungswerte². Die Bundesregierung hat das Ziel, dass erneuerbare Energien mittel- bis langfristig ihre Wettbewerbsfähigkeit im Energiebinnenmarkt erreichen. Denn nur dann, wenn sich erneuerbare Energien ohne finanzielle Förderung auf dem Markt behaupten, können sie auf Dauer eine tragende Rolle im Energiemarkt spielen. Die Berücksichtigung der unterschiedlichen externen Kosten (insbesondere langfristige Umwelt- und Klimaschäden) der konventionellen und erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger volkswirtschaftlicher Verträglichkeit bleibt weiter ein wichtiges Ziel.

Die Zielsetzung in Deutschland ist eingebettet in einen europäischen Rahmen. In der EU-Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt vom 27. September 2001 hat sich Deutschland zu dem Ziel bekannt, bis zum Jahr 2010 den Anteil regenerativ erzeugten Stroms im heimischen Elektrizitätsmarkt auf rd. 12,5 % zu steigern.

Trotz unverkennbarer Erfolge – der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch erhöhte sich von 4,6 % im Jahr 1998 auf 6,7 % im Jahr 2001 und auf 8,0% im Jahr 2002 (Anlage 1) – erfordert der weitere Ausbau erneuerbarer Energien derzeit auf absehbare Zeit noch eine gezielte Unterstützung. Diese reicht von der Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbarer Energien über die Gewährung von Investitionsanreizen zur Nachfragestimulierung bis hin zu gesetzlichen Einspeise- und Vergütungsregelungen.

¹ Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG). Deutscher Bundestag, Drucksache 14/9807 vom 16.07.2002.

² Vgl. Umweltbericht 2002 sowie Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung 2002.

³ Siehe Bericht der Bundesrepublik Deutschland für den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2010 und Maßnahmen zur Verwirklichung des Richtziels – Bericht der Bundesrepublik Deutschland gemäß Artikel 3 Absatz 2 der EU-Richtlinie 2001/77/EG vom März 2003. (www.bmu.de)

Zu den zentralen Elementen des energiepolitischen Maßnahmenbündels der Bundesregierung zählt das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG, Anhang I). Der Deutsche Bundestag hat dieses Gesetz am 29. März 2000 verabschiedet; es trat zum 1. April 2000 in Kraft. Mit dem EEG wurde das in Deutschland durch das Stromeinspeisungsgesetz bereits 1991 eingeführte Einspeise- und Vergütungssystem zugunsten regenerativen Stroms an die Bedingungen im liberalisierten Strommarkt angepasst und erheblich verbessert.

Mit seinem Urteil vom 13. März 2001 zum alten Stromeinspeisungsgesetz hat der Europäische Gerichtshof die Einspeise- und Mindestpreisregelung als EU-rechtskonform bestätigt. Mit ihrer Entscheidung vom 22. Mai 2002 hat die Europäische Kommission nunmehr auch das Beihilfungsverfahren zum EEG endgültig eingestellt.

Das EEG sieht regelmäßige Berichte über den Stand der Markteinführung für erneuerbare Energien und der Kostenentwicklung im Abstand von zwei Jahren vor. Mit den weiteren Ausführungen wird der erste Erfahrungsbericht der Bundesregierung zum EEG vom 28. Juni 2002 aktualisiert. Nach dem Überblick über die Rechtsgrundlagen in Kapitel 2 folgen in Kapitel 3 Ausführungen zu den Erfolgen bei der Markteinführung und in Kapitel 4 zu den Kosten des EEG. Die Analyse der Einzelergebnisse für die verschiedenen erneuerbaren Energieträger in Kapitel 5 stützt sich auf Studien zur Markt- und Kostenentwicklung bei erneuerbaren Energien, die im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie durch das Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) für den ersten EEG-Erfahrungsbericht 2002 erstellt wurden.

Die Ergebnisse werden im Rahmen dieser Aktualisierung unter Einbeziehung weiterer Quellen für die Datenbasis zum Jahresende 2002 fortgeschrieben, soweit dies möglich ist (s. auch Anlage 2). Die Angaben sind als vorläufig anzusehen, teilweise handelt es sich auch um Schätzungen.

Daneben hat das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit Studien sowohl im Hinblick auf das Monitoring der Biomasseverordnung zum EEG als auch im Zusammenhang mit anderen Fragestellungen erstellen lassen, die teilweise Berührungspunkte mit dem EEG aufweisen⁴.

Die Folgekapitel 6 (Clearingstelle nach § 10 EEG) und 7 (Perspektiven der Stromerzeugung im europäischen Strombinnenmarkt) stellen weitere wesentliche Aspekte im Zusammenhang mit der finanziellen Unterstützung erneuerbarer Energien durch das EEG dar.

⁴ Forschungsarbeiten u.a. des Instituts für Energetik und Umwelt (IE), des Deutschen Instituts für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Kooperation mit dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (WI), des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI), des Instituts für Energie- und Umweltforschung (ifeu), des Zentrums für

Neben der im EEG geregelten Abnahme- und Vergütungspflicht von regenerativ erzeugtem Strom in Verbindung mit der Biomasseverordnung (BiomasseV, Anhang II) bestehen eine Reihe von Investitionsfördermaßnahmen (u.a. Marktanzreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien, 100.000 Dächer-Solarstrom-Programm) und Regelungen, die den Ausbau erneuerbarer Energien unterstützen.

2. Rechtsgrundlage: Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG)

Das EEG regelt die Netzeinspeisung und Vergütung von Strom aus Wasserkraft, Windkraft, solarer Strahlungsenergie, Geothermie, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und Biomasse. Die Biomasseverordnung (BiomasseV) bestimmt, welche Stoffe als Biomasse im Sinne von § 2 EEG gelten und damit in die gesetzliche Einspeise- und Vergütungsregelung einbezogen sind. Sie enthält darüber hinaus Bestimmungen über die anzuwendenden Verfahren bei der Stromerzeugung aus Biomasse und legt für bestimmte Altholzkategorien besondere Umwelanforderungen für die nach dem EEG vergüteten Biomasseanlagen fest.

Das EEG verpflichtet die Stromnetzbetreiber zur Abnahme regenerativ erzeugten Stroms und zur Zahlung von Mindestvergütungen an die Erzeuger. Die Vergütungshöhe orientiert sich an den Kosten, die bei der Gewinnung regenerativen Stroms entstehen, um den wirtschaftlichen Betrieb von Anlagen, mittels derer Strom aus regenerativen Energieträgern gewonnen wird, zu ermöglichen. Die Mindestvergütungen hängen ab von der Art des Energieträgers und teilweise von der elektrischen Leistung der Anlagen sowie bei Windkraftanlagen vom Standort. Sie sind - mit Ausnahme der Wasserkraft - auf zwanzig Jahre, bezogen auf das Jahr der Inbetriebnahme, befristet. Investoren und Kreditinstitute erhalten somit Planungssicherheit für ihre Investitions- und Kreditvergabeentscheidungen. Dabei haben Anlagenbetreiber und -projektorer auch Erwartungen über die branchenspezifische Inflationsentwicklung zu berücksichtigen.

Die Vergütungssätze für Neuanlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse, Windkraft und solarer Strahlungsenergie (insbesondere Photovoltaik) hängen auch ab vom Kalenderjahr, in dem diese Anlagen erstmals in Betrieb gehen: Erstmals für Strom aus Anlagen, die nach dem 1. Januar 2002 in Betrieb gegangen sind, greift eine Absenkung der Vergütungssätze um einen von der Art des Energieträgers abhängigen gesetzlich festgelegten Prozentsatz; diese Degression wird in den kommenden Jahren weiter fortgesetzt. Das degressive Vergütungsschema für Strom

aus Neuanlagen soll die Hersteller zur kontinuierlichen Verbesserung der Wirtschaftlichkeit im Produktionsprozess und im Anlagenbetrieb und zur konsequenten Nutzung von Innovationsspielräumen anhalten.

Die folgende Tabelle (Tabelle 1) gibt die Entwicklung der im Gesetz festgelegten Vergütungen im Zeitraum 2000 bis 2003 an (ohne Inflationseffekte):

	<i>Jährl. Degression ab 1.1.2002</i>	2000 (ct/kWh)	2001 (ct/kWh)	2002 (ct/kWh)	2003 (ct/kWh)
Wasserkraft (< 500 kW)	0 %	7,67	7,67	7,67	<u>7,67</u>
Wasserkraft (> 500 kW)	0 %	6,65	6,65	6,65	<u>6,65</u>
Biomasse (< 500 kW)	1 %	10,23	10,23	10,1	<u>10,0</u>
Biomasse (< 5 MW)	1 %	9,21	9,21	9,1	<u>9,0</u>
Biomasse (> 5 MW)	1 %	8,70	8,70	8,6	<u>8,5</u>
Geothermie (< 20 MW)	0 %	8,95	8,95	8,95	<u>8,95</u>
Geothermie (> 20 MW)	0 %	7,16	7,16	7,16	<u>7,16</u>
Windkraft (< 5 Jahre)	1,5 %	9,10	9,10	9,0	<u>8,8</u>
Windkraft (> 5 Jahre)	1,5 %	6,19	6,19	6,1	<u>6,0</u>
Photovoltaik	5 %	50,62	50,62	48,1	<u>45,7</u>

Tab. 1: Vergütungssätze regenerativer Energien für die Jahre 2000, 2001, 2002 und 2003 (die Werte gelten für Anlagen, die im betreffenden Kalenderjahr neu in Betrieb gegangen sind). Quelle: nach VDN (Verband der Netzbetreiber): Anlage zum EEG-Kriterienkatalog der Übertragungsnetzbetreiber, Stand 1.1.2002.

3. Erfolge bei der Markteinführung erneuerbarer Energien

Die Maßnahmen der Bundesregierung im Bereich erneuerbarer Energien, vornehmlich die Einführung des EEG, haben in den vergangenen Jahren einen deutlichen Anstieg der Nutzung erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung bewirkt. Dies gilt zunächst vor allem für die Windkraft, doch das EEG bietet auch den anderen erneuerbaren Energiequellen - Biomasse, Geothermie, Solarstrahlung und Wasserkraft - vorteilhafte Bedingungen dafür, ihren Anteil an der Stromproduktion zu steigern. Dies setzt voraus, dass das Einspeise- und Vergütungssystem des EEG und weitere Anstrengungen in Forschung und Entwicklung zu weiteren deutlichen Kostensenkungen führen, um die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energieträger unter Berücksichtigung der unterschiedlichen externen Kosten (insbesondere langfristige Umwelt- und Klimaschäden) der konventionellen und erneuerbaren Energieträger bei gleichzeitiger volkswirtschaftlicher Verträglichkeit weiter zu verbessern. Stromerzeugung aus Biomasse und Geothermie kann insbesondere zur Grundlastbereitstellung beitragen.

Das EEG hat seit seiner Einführung zusammen mit den anderen von der Bundesregierung eingesetzten Instrumenten in den verschiedenen Sparten der erneuerbaren Energien zur Entwicklung

von Industriezweigen und zur Sicherung bestehender und Schaffung neuer Arbeitsplätze geführt. Im Bereich der Windenergie waren nach Branchenangaben im Jahr 2002 ca. 40.000 Personen beschäftigt (davon über 10.000 direkte Arbeitsplätze). In der Biomassebranche sind ca. 50.000 direkte und indirekte Arbeitsplätze zu verzeichnen, im Bereich Photovoltaik etwa 7.000 sowie mehrere tausend im Bereich Wasserkraft. Unter Einbeziehung der übrigen Sparten erneuerbarer Energien (Solarthermie, Geothermie, Klär- und Deponiegas) belaufen sich aktuelle Schätzungen für den gesamten Bereich der erneuerbaren Energien auf über 130.000 Arbeitsplätze im Jahr 2002. Die Arbeitsplätze befinden sich in den verschiedensten Bereichen: in der Bauwirtschaft, dem Maschinenbau, der Land- und Holzwirtschaft, bei Planern sowie in der Forschung und Entwicklung.

Das EEG hat zusammen mit den anderen von der Bundesregierung eingesetzten Instrumenten bereits im Jahr 2001 zu einem Umsatzvolumen von schätzungsweise 8,2 Mrd. € geführt, davon allein 5,2 Mrd. € aus Investitionen in Neuanlagen, Anlagenerweiterungen und -ertüchtigungen. Die positive Branchenentwicklung verbessert auch Deutschlands Exportchancen. Der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energien leistet des weiteren einen Beitrag zur Versorgungssicherheit.

Aus umwelt- und klimapolitischer Sicht besonders bemerkenswert sind die durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingesparten Emissionen: Im Jahr 2002 wurden neben Luftschadstoffen, die für die bodennahe Ozonbildung (8.400 Tonnen) und die Versauerung der Böden (40.000 Tonnen) verantwortlich sind, rund 37 Mio. Tonnen Kohlendioxid-Äquivalent an Treibhausgasen vermieden⁶. Bei Erreichen des Verdopplungsziels werden dies im Jahr 2010 allein im Strombereich ca. 70 Mio. t CO₂ sein. Das EEG leistet so bereits heute einen wichtigen Beitrag zum Schutz des Klimas.

4. Kosten der EEG-Förderung

Das EEG sieht - anders als sein Vorgängergesetz, das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 - einen bundesweiten Ausgleich der sich aus dem Einspeise- und Vergütungssystem des EEG ergebenden Kosten zwischen den Netzbetreibern und damit eine gleichmäßige Verteilung der Kosten für die eingespeisten Strommengen auf den gesamten Stromverbrauch vor. Das System zur Unterstützung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nach dem EEG basiert ausschließlich

⁵ Quelle: IWR (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien).

⁶ Durch die Nutzung erneuerbarer Energien wurden im Jahr 2002 insgesamt (einschließlich Wärme und Kraftstoffe) 50 Mio. Tonnen Kohlendioxid vermieden. Für das Jahr 2010 ist bei einem Erreichen des Verdopplungsziels zur Nutzung erneuerbarer Energien mit einer CO₂-Vermeidung von 90 bis 100 Mio. Tonnen zu rechnen.

auf privatrechtlichen Beziehungen der Akteure untereinander. Das EEG begründet privatrechtliche Ansprüche der begünstigten Anlagenbetreiber auf Einspeisung und Vergütung des in den Anwendungsbereich des Gesetzes fallenden regenerativ erzeugten Stroms.

Auch der bundesweite Ausgleichsmechanismus basiert auf privatrechtlichen Ansprüchen der Netzbetreiber untereinander: Dazu werden jährlich zunächst die von den jeweiligen Netzbetreibern aufgenommenen Strommengen aus erneuerbaren Energien und die dafür aufzubringenden gesetzlichen Vergütungen auf die Ebene des Übertragungsnetzes übergewälzt. Die Übertragungsnetzbetreiber gleichen Strommengen und Vergütungen untereinander aus, so dass jedes Unternehmen den gleichen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien im Sinne des EEG aufnimmt und an den Vergütungen trägt. Die danach verteilten Mengen und Vergütungsbeträge werden anschließend von den Übertragungsnetzbetreibern - ebenfalls anteilig - an die Energieversorgungs-Unternehmen (EVU), die Endkunden beliefern, und Stromhändler entsprechend deren Anteil am Stromabsatz weitergegeben. Im Ergebnis erhalten alle letztbeliefernden EVU und Stromhändler eine einheitliche Quote von EEG-Strom (die sogenannte EEG-Quote⁷) zu einer bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütung.

Nach Angaben des Verbands der Netzbetreiber (VDN) belief sich im Jahr 2001 die Erzeugung regenerativen Stroms auf 17,8 Mrd. kWh bei einer Gesamtvergütung gemäß EEG von rd. 1,54 Mrd. €. Die EEG-Quote betrug 3,89 %, die Durchschnittsvergütung⁹ 8,64 ct/kWh. Für das Jahr 2002 ist von rd. 24,8 Mrd. kWh an EEG-Einspeisungen mit Vergütungszahlungen von rd. 2,2 Mrd. € auszugehen, für das Jahr 2003 werden Einspeisungen von 30,6 Mrd. kWh und Vergütungszahlungen von 2,7 Mrd. € erwartet. Daraus ergibt sich für das Jahr 2002 eine EEG-Quote von 5,35 % und eine Durchschnittsvergütung von 8,82 ct/kWh. Für das Jahr 2003 werden eine EEG-Quote von 6,64% und eine Durchschnittsvergütung von 8,81 ct/kWh erwartet.

Die Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der eingespeisten Strommengen nach Stromeinspeisungsgesetz (1991 bis 31.03.2000) und EEG (ab 1.4.2000).

Die Umlage der EEG-Vergütungszahlungen auf die gesamte Stromerzeugung führt rein rechnerisch zunächst zu durchschnittlichen Kosten pro kWh in Höhe von rd. 0,38 ct. Dieser Betrag überzeichnet allerdings die Wirkung des EEG, da der durch die Abnahmepflicht für EEG-Strom

⁷ EEG-Quote: Verhältnis der EEG-Einspeisungen in allen Regelzonen zur gesamten Strommenge, die an den Letztverbraucher abzüglich der Strommengen abgegeben wurde, die unter den Anwendungsbereich des § 11 Abs. 4 EEG fallen.

⁹ Durchschnittsvergütung: Mittelwert der Einspeisevergütungen für die verschiedenen regenerativen Energieträger, gewichtet gemäß ihrem Anteil am regenerativ erzeugten Strom.

verdrängte alternative Strombezug (24,8 Mrd. kWh im Jahr 2002) bei den letztbeliefernden EVU und Stromhändlern ebenfalls kostenmäßig in Ansatz zu bringen ist (vgl. auch Gutachten des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme zur Belastung der stromintensiven Industrie durch das EEG vom April 2003; www.bmu.de).

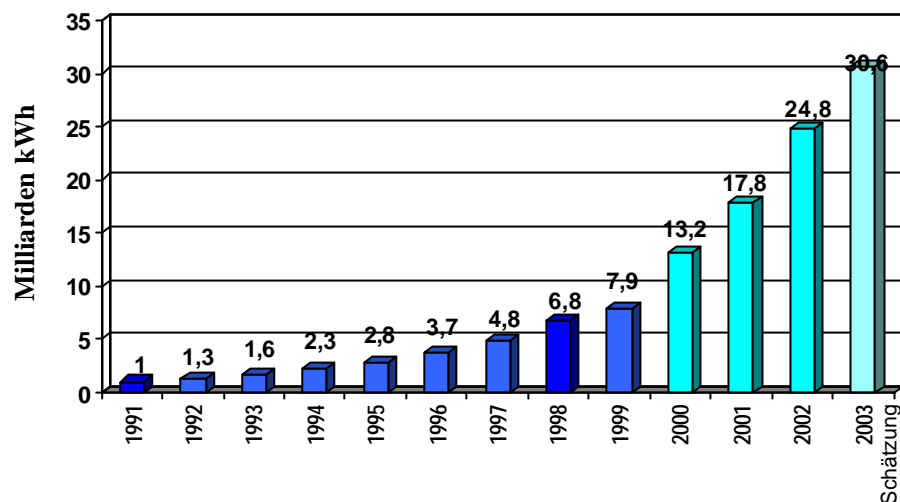


Abb. 1: Nach Stromeinspeisungsgesetz und EEG eingespeiste Strommenge seit 1991¹⁰.

Je nach erzielbarem Marktpreis für Strom aus konventionellen Energieträgern ergeben sich auf Basis des Vergütungsvolumens des Jahres 2001 Kosten per kWh durch das EEG von etwa 0,18 – 0,26 ct/kWh¹¹. Nach Auskunft der für die Strompreisaufsicht und die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht bei Strom (soweit allein Länderbezug) zuständigen Bundesländer war für das Jahr 2001 von anerkannten Kosten im Bereich von 0,25 ct/kWh auszugehen.

Nicht berücksichtigt sind die nach Angaben der Anlagenbetreiber durch die vor allem dezentrale Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms vermiedenen Netzkosten sowie die Kosten, die durch geringere Netzverluste eingespart werden. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind die Kosten, die nach Angaben der Netzbetreiber durch zusätzlichen Regelenergiebedarf infolge der Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms entstehen, sowie Netzausbaukosten infolge der Vorrangregelung nach dem EEG.

Die Weitergabe der Kosten aus dem EEG an die Endkunden ist im Gesetz nicht geregelt. Im liberalisierten Strommarkt sind Stromlieferanten und -händler grundsätzlich frei, wie sie ihre Kosten und derartige Belastungen auf ihre verschiedenen Kunden und Kundengruppen umlegen.

¹⁰ Quellen: Staiss: Jahrbuch Erneuerbare Energien 2002/2003; VDN

¹¹ Die mittel- und langfristige Strompreisentwicklung ist bei diesen Berechnungen nicht berücksichtigt.

Eine sachliche Begründung vorausgesetzt, können die Lieferanten nach geltender Rechtslage eine Differenzierung zwischen verschiedenen Kunden und Kundengruppen vornehmen. Dabei ist nicht auszuschließen, dass einzelne stromintensive Branchen von den sich aus dem EEG ergebenden Kosten besonders betroffen sind. Dabei ist allerdings auch zu berücksichtigen, dass Unternehmen des produzierenden Gewerbes im Zuge der ökologischen Steuerreform nur einem ermäßigten Steuersatz unterliegen.

Inwiefern den Kosten, die infolge der EEG-Einspeise- und Vergütungsregelung entstehen, bei Berücksichtigung der unterschiedlichen externen Kosten (insbesondere langfristige Umwelt- und Klimaschäden) konventioneller und erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger volkswirtschaftlicher Verträglichkeit gesamtwirtschaftlich positive Effekte der EEG-Förderung gegenüberstehen, ist derzeit nicht mit Sicherheit festzustellen. Die unterschiedlichen externen Kosten zu identifizieren und eindeutig quantitativ zu bestimmen, ist mit großen empirischen und methodischen Problemen verbunden. Einen Überblick über den diesbezüglichen Stand der Untersuchungen gibt das vom Umweltbundesamt in Auftrag gegebene Gutachten „Vergleich externer Kosten der Stromerzeugung in Bezug auf das Erneuerbare Energien-Gesetz“¹².

5. Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung

5.1 Photovoltaik

Strom aus Photovoltaik-Anlagen, die vor dem Jahr 2002 in Betrieb genommen wurden, wird mit 50,62 ct/kWh vergütet. Für Anlagen, die im Jahr 2002 in Betrieb genommen wurden, beträgt die Vergütung 48,1 ct/kWh, für Anlagen, die im Verlauf des Jahres 2003 in Betrieb gehen, 45,7 ct/kWh (s. Tabelle 1).

Zunächst hat das Einspeise- und Vergütungssystem für PV-Strom nach § 8 Abs. 2 Satz 1 EEG bis zum 31. Dezember des Jahres gegolten, das auf das Jahr folgt, in dem in Deutschland eine PV-Leistung von insgesamt 350 MW erreicht wurde („350 MW-Deckel“). Vor dem Hintergrund der aufwärts gerichteten Marktentwicklung bei PV, die ein Erreichen des 350 MW-Deckels schon im Jahr 2003 möglich erscheinen ließ, hat der Deutsche Bundestag im Juni 2002 die Anhebung des Deckels auf 1.000 MW beschlossen, um mehr Planungssicherheit für die PV-

¹² Nach Auffassung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ergibt die Studie, dass die überwiegende Zahl der wissenschaftlichen Untersuchungen, die sich mit dieser Frage beschäftigen, nach der Analyse der externen Kosten sowohl des anthropogenen Treibhauseffekts als auch der Luftschadstoffemissionen zu dem Ergebnis kommt, dass durch die Nutzung der erneuerbaren Energien in erheblichem Umfang exter-

Branche zu schaffen. Die Änderung des EEG trat im Juli 2002 in Kraft. Sie beschränkt sich auf die Anhebung des Deckels und beinhaltet keine Änderung der Einspeisetarife für Solarstrom oder des für die Solarstromvergütung gültigen Degressionspfades. Vor dem Hintergrund der Marktentwicklung und dem erwarteten Auslaufen des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms wird deshalb im Zuge der Novellierung des EEG eine Anpassung der Vergütungssätze geprüft.

ne Kosten vermieden werden im Vergleich zur Nutzung konventioneller Energieträger. Damit trägt das EEG zur erforderlichen Internalisierung der externen Effekte der Energieversorgung bei.

5.1.1 Marktumfeld

Die Photovoltaik, die derzeit den **geringsten Beitrag** zur Stromversorgung in Deutschland leistet, weist im Vergleich zu den anderen regenerativen Energietechniken die **höchsten Wachstumsraten** auf.

Mit dem Start des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms im Januar 1999 und der Einführung des EEG im April 2000 stieg die gesamte installierte PV-Leistung von 67 MW_p im Jahr 1999 auf 262 MW_p im Jahr 2002. Für das Jahr 2003 lassen sich weitere Darlehenszusagen von 95 MW_p prognostizieren (gemäß Ausbauziel des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms); im Zeitraum von 1999 bis 2003 wird sich demnach die installierte Leistung auf rd. 350 MW_p **mehr als verfünffacht** haben. Netzgekoppelte Anlagen¹³ dominieren dabei eindeutig den Markt.

Im Jahr 2001 wurden nach Angaben des VDN 60 Mio. kWh aus PV-Anlagen in das Netz eingespeist und nach EEG vergütet. Für das Jahr 2002 lag dieser Wert bei rund 70 Mio. kWh und für 2003 werden 104 Mio. kWh erwartet. Der Anteil der Photovoltaik an der Stromversorgung betrug damit im Jahr 2002 rd. 0,03 %. Die EEG-Gesamtvergütung für PV-Strom belief sich 2002 auf rd. 36 Mio. € gegenüber 30 Mio. € im Jahr 2001.

Bezüglich der installierten Leistung liegt Deutschland **im europaweiten Vergleich an erster Stelle**, weltweit liegt nur Japan vor Deutschland. Das EEG und andere Maßnahmen haben dazu beigetragen, dass Deutschland im Bereich der Photovoltaik wieder den Anschluss an die Weltspitze gefunden hat.

Nach Schätzungen des ZSW belief sich der Branchenumsatz im Jahr 2001 auf rd. 500 Mio. € und hat sich damit gegenüber dem Stand von 1999 knapp verfünffacht. Für das abgelaufene Jahr 2002 ist von der gleichen Größenordnung auszugehen. Der Umsatz wird vornehmlich mit Modulen und Wechselrichtern erzielt. Derzeit wird der inländische Markt für Module noch zu einem nennenswerten Anteil durch Importe abgedeckt. Infolge des starken Aufbaus von Produktionskapazitäten für Module wird jedoch in den kommenden Jahren voraussichtlich nicht nur die In-

¹³ Auf netzgekoppelte, über das EEG erfasste PV-Anlagen entfielen im Jahr 2000 über 90 % der installierten Leistung. Daneben umfasst der PV-Markt auch Inselanlagen und PV-unterstützte Elektrogeräte mit vergleichsweise geringem Anteil an der Stromerzeugung; diese Anlagen fallen nicht in den Anwendungsbereich des EEG.

¹⁴ Im Jahr 2000 entfielen auf gewerbliche Betreiber, die 11 % aller Betreiber stellten, rd. 33 % der gesamten installierten Leistung.

¹⁵ Angaben des ZSW zufolge wurden im Jahr 2002 etwa 176 Mio. kWh Strom in PV-Anlagen erzeugt. Danach wäre ein erheblicher Teil der Erzeugung nicht eingespeist oder vergütet oder nicht in den Ausgleichmechanismus aufgenommen worden.

landsnachfrage vollständig abgedeckt werden können¹⁶, sondern es werden zunehmend auch Auslandsmärkte ins Blickfeld der Hersteller rücken.

5.1.2 Kostenentwicklung

Die Systemkosten einer PV-Anlage haben sich Schätzungen des IÖW für den ersten EEG-Erfahrungsbericht zufolge von rd. 15.339 €/kW_p zu Beginn bis Ende der neunziger Jahre halbiert. Im Jahresverlauf 2000 ergab sich ein weiterer durchschnittlicher Rückgang der Nettokosten von ca. 8 % auf rd. 6000 €/kW_p¹⁷, wobei die Kosten von Anlagen kleinerer Leistungsklassen über denen größerer Leistungsklassen lagen (Abbildung 2).

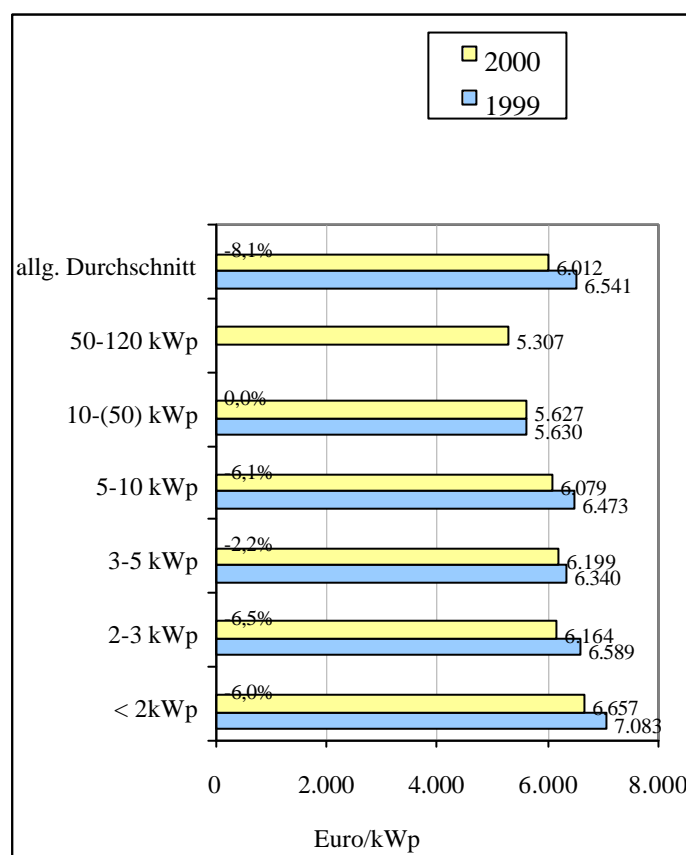


Abb. 2: Netto-Kostentwicklung im Jahresverlauf 1999 und 2000 für die Installation von PV-Anlagen, bezogen auf die Anlagengröße (Quelle: IÖW).

Solargeneratoren (mehrere elektrisch miteinander verschaltete Module), die den Hauptteil (mehr als 70 %) der Investitionskosten ausmachen (Abbildung 3 oben), trugen zu ca. 3 % zu den Kostenreduktionen im Jahresverlauf 1999/2000 bei. Diese Kostenreduktionen sind allerdings un-

¹⁶ Zum Vergleich: Im Jahr 2000 betrug der Importanteil von PV-Modulen noch 70 %.

¹⁷ Die Ausführungen zur Kosten- und Preisentwicklung von PV erfolgen auf Basis von Netto-Angaben; dabei wurde berücksichtigt, dass seit Einführung des EEG auch private Betreiber von PV-Anlagen nach Umsatzsteuerrecht als Unternehmer gelten (d.h. es besteht die Möglichkeit zur Inanspruchnahme der Vorsteuererstattung).

gleich über die Leistungsklassen verteilt: In den vom Markt am stärksten nachgefragten Modulklassen bis 10 kW_p waren im Jahresvergleich 1999/2000 sogar Preiserhöhungen (1,3 – 1,7 %) zu verzeichnen (Abbildung 3 unten). Wesentliche Kostendegressionen (über 20 %) ergaben sich bei den Arbeitskosten und den sonstigen Bauteilen der PV-Anlagen.

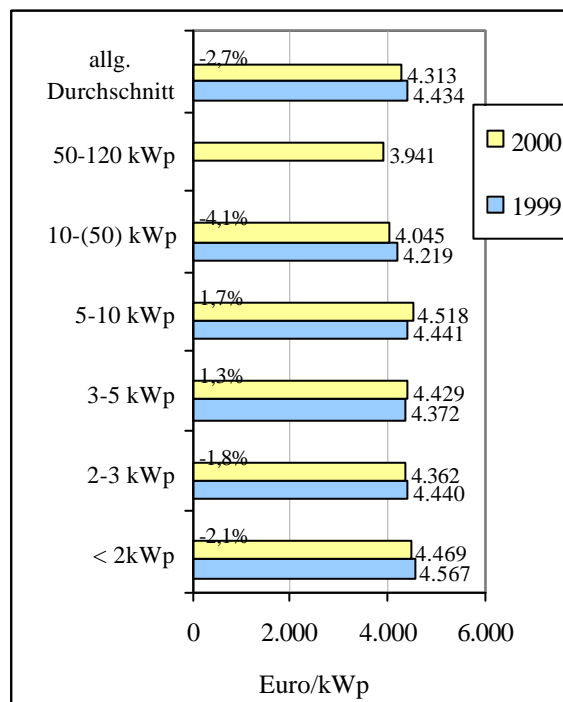
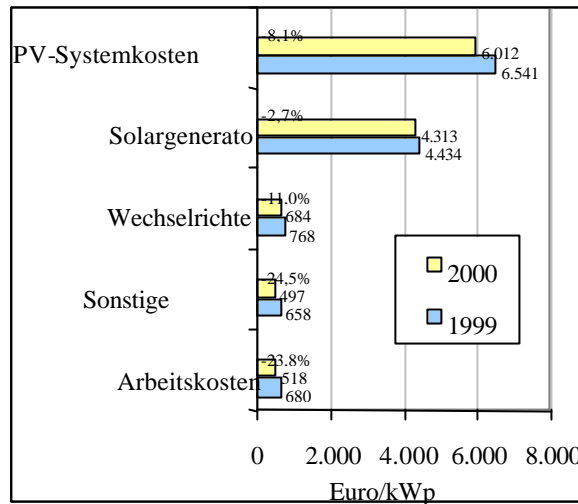


Abb. 3: Kostenentwicklung der Hauptbestandteile der PV-Systemkosten (oben) und Preisentwicklung von Solargeneratoren nach Größenklasse (unten); (Quelle: IÖW).

Die Stromgestehungskosten¹⁹ lagen – auch bei Inanspruchnahme von Krediten im Rahmen des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms – bei Einführung des EEG im Jahr 2000 in allen Leistungsklassen noch über den gewährten Vergütungssätzen, seitdem sind sie **kontinuierlich gesunken**. Die Stromgestehungskosten **sinken mit zunehmender installierter Leistung**: bei größeren Anlagen (>10 kW_p) wurde im Jahr 2001 mit 53 ct/kWh erstmals der Bereich der Einspeisevergütung (50,62 ct/kWh) erreicht, während sie bei den kleinsten Anlagen (< 2 kW_p) im Jahr 2001 immer noch bei 62 ct/kWh lagen.

Diese Werte werden nur erreicht, wenn die Förderung des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms (HTDP) in Anspruch genommen wird. Die Finanzierung unter Marktbedingungen ohne entsprechende Förderung aus dem HTDP (die Vergleichsrechnungen legen einen Marktzins von 6 % zugrunde), verteuert demgegenüber die PV-Stromerzeugung (Abbildung 4).

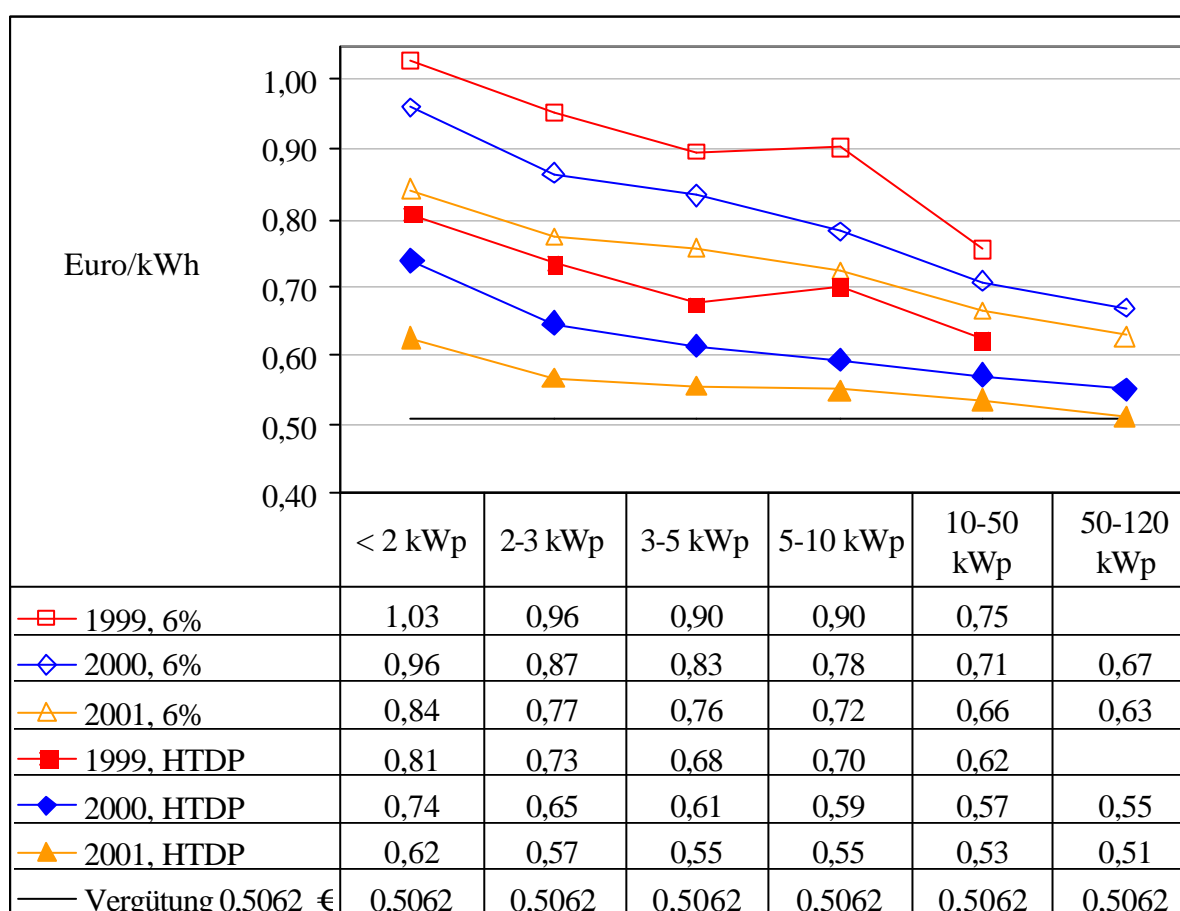


Abb. 4: Einspeisevergütung nach EEG und Stromgestehungskosten für PV-Anlagen unterschiedlicher Größenklassen für die Jahre 1999 – 2001 (Quelle: IÖW).

¹⁹ Bei der Ermittlung der Gestehungskosten für Strom aus erneuerbaren Energien sind u.a. zu berücksichtigen: Investitionskosten, Finanzierung und Kapitalzinsen, Betriebskosten, Nutzungsdauer, Energieerträge.

Im Jahr 2002 dürfte sich der Trend zur Kostensenkung bei PV-Anlagen fortgesetzt haben und im Wesentlichen der Absenkung der Vergütungssätze im EEG für neu in Betrieb genommene Anlagen (um 5%) entsprechen.

5.1.3 Zusammenfassung und Ausblick

Die Einführung des EEG sowie des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms hat zu einem deutlichen Aufschwung im PV-Markt geführt. Das BMU geht davon aus, dass es aufgrund des Marktwachstums bei PV zu weiteren Kosten- und Preissenkungen kommen wird. Die Absenkung der EEG-Vergütungssätze für neu in Betrieb genommene Anlagen um jährlich 5% trägt der Entwicklung Rechnung. Vor dem Hintergrund des Auslaufens des 100.000 Dächer-Solarstrom-Programms wird derzeit eine entsprechende Anpassung der Vergütungssätze geprüft.

5.2 Windkraft

5.2.1 Marktumfeld

Der Ausbau der Windkraft ging in den vergangenen Jahren so stürmisch voran, dass Windkraft heute mit etwa 70 % den **größten Anteil der durch das EEG unterstützten Strommenge** stellt. Zu Beginn der 90er Jahre waren in Deutschland lediglich 18 MW Windleistung installiert; vor allem infolge des Stromeinspeisungsgesetzes von 1991 belief sich die installierte Windleistung bis zur Einführung des EEG am 1. April 2000 bereits auf 4.500 MW. Nach über 6.000 MW installierter Leistung am Jahresende 2000 belief sich die gesamte installierte Windleistung Ende 2001 auf rund 8.750 MW und Ende 2002 auf 12.000 MW. Für das Jahr 2002 geht der VDN von rd. 17,1 Mrd. kWh Strom aus Windkraftanlagen aus, die ins Netz eingespeist und nach EEG vergütet wurden; dies entspricht etwa 3 % der heimischen Stromerzeugung. Die EEG-Gesamtvergütung für Windstrom belief sich im Jahr 2002 auf gut 1,5 Mrd. € Addiert man das Investitionsvolumen in den Ausbau von Windenergieanlagen in Deutschland, so lässt sich der Branchenumsatz auf rd. 4,5 Mrd. € abschätzen.

Die Windkraft trägt im Bundesgebiet regional unterschiedlich stark zur Stromversorgung bei. **Spitzenreiter sind die norddeutschen Regionen.** Tabelle 2 zeigt dazu den potenziellen Jahresstromertrag auf der Basis der installierten Leistung der Windkraftanlagen zum 31.12.2002 unter Zugrundelegung eines durchschnittlichen Windjahres (Normaljahr). Damit wird der tatsächliche erreichte Beitrag zur Stromerzeugung für das Jahr 2002 zwar überschätzt (s. oben) - insbeson-

dere wegen des Anlagen-Zubaus während des Jahres -, die Werte verdeutlichen dennoch die Größenordnungen. Danach kann Schleswig-Holstein seinen Strombedarf etwa zu 28,75 % aus Windkraft decken, Mecklenburg-Vorpommern zu 21,5 %. Nach Süden hin nehmen die Beiträge deutlich ab und liegen in Baden-Württemberg lediglich bei 0,31 % und in Bayern bei 0,26 %.

<u>Bundesland</u>	<u>Installierte Leistung per 31.12.2002 (MW)</u>	<u>Potenzieller Jahresstromertrag (GWh)</u>	<u>Anteil am Nettostromverbrauch (%)</u>
<u>Schleswig-Holstein</u>	<u>1.799.3</u>	<u>3.753</u>	<u>28.75</u>
<u>Mecklenburg-Vorpommern</u>	<u>789.3</u>	<u>1.298</u>	<u>21.49</u>
<u>Sachsen-Anhalt</u>	<u>1294.2</u>	<u>2.733</u>	<u>19.20</u>
<u>Niedersachsen</u>	<u>3.325.1</u>	<u>6.694</u>	<u>14.08</u>
<u>Brandenburg</u>	<u>1272.3</u>	<u>2.215</u>	<u>14.88</u>
<u>Sachsen</u>	<u>533.5</u>	<u>964</u>	<u>4.71</u>
<u>Thüringen</u>	<u>293.7</u>	<u>456</u>	<u>4.42</u>
<u>Rheinland-Pfalz</u>	<u>513.9</u>	<u>1.056</u>	<u>3.80</u>
<u>Nordrhein-Westfalen</u>	<u>1.445.2</u>	<u>2.995</u>	<u>2.21</u>
<u>Hessen</u>	<u>313.7</u>	<u>467</u>	<u>1.34</u>
<u>Bremen</u>	<u>35.1</u>	<u>51</u>	<u>0.87</u>
<u>Saarland</u>	<u>24.4</u>	<u>39</u>	<u>0.52</u>
<u>Hamburg</u>	<u>30.0</u>	<u>38</u>	<u>0.29</u>
<u>Baden-Württemberg</u>	<u>179.9</u>	<u>173</u>	<u>0.31</u>
<u>Bayern</u>	<u>151.7</u>	<u>178</u>	<u>0.26</u>
<u>Berlin</u>	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0.00</u>
<u>gesamte Bundesrepublik</u>	<u>12.001</u>	<u>23.111</u>	<u>4.70</u>

Tab. 2: Installierte Leistung der Windenergieanlagen Ende 2002, potenzieller Jahresenergieertrag und potenzieller Energieertrag bezogen auf den Nettostromverbrauch im Jahr 2000²². (Quelle, BWE, DEWI).

Im Hinblick auf die installierte Windleistung liegt Deutschland im internationalen Vergleich mit großem Abstand vor den USA (Ende 2002: 4.645 MW) an der Spitze. Knapp 40% der weltweit installierten Leistung (Ende 2002: 31.234 MW) und mehr als die Hälfte der in der EU installierten Leistung (Ende 2002: 23.357 MW) entfällt auf Deutschland. Innerhalb Europas erlebt die Windenergie vor allem auch in Spanien einen deutlichen Aufschwung; auch dort besteht

²² DEWI berechnet bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Windjahres (Normaljahr) eine mit der bis Ende des Jahres 2001 installierten Windleistung erzielbare Windstromerzeugung in Höhe von 16,5 Mrd. kWh. Der entsprechende potenzielle Windkraft-Anteil in Schleswig-Holstein und in Mecklenburg-Vorpommern errechnet sich demnach für 2001 auf rd. 25 % bzw. 18,5 %.

eine dem EEG vergleichbare Mindestpreisregelung für die Einspeisung von Windenergie (Tabelle 3).

<u>LAND</u>	<u>1997</u>	<u>1998</u>	<u>1999</u>	<u>2000</u>	<u>2001</u>	<u>2002</u>
<u>Deutschland</u>	<u>529</u>	<u>812</u>	<u>1568</u>	<u>1665</u>	<u>2627</u>	<u>3246</u>
<u>Spanien</u>	<u>116</u>	<u>368</u>	<u>932</u>	<u>1024</u>	<u>1050</u>	<u>1495</u>
<u>USA</u>	<u>29</u>	<u>577</u>	<u>477</u>	<u>165</u>	<u>1635</u>	<u>400</u>
<u>Dänemark</u>	<u>200</u>	<u>310</u>	<u>325</u>	<u>603</u>	<u>115</u>	<u>333</u>
<u>Niederlande</u>	<u>26</u>	<u>38</u>	<u>48</u>	<u>35</u>	<u>47</u>	<u>203</u>
<u>Indien</u>	<u>244</u>	<u>82</u>	<u>43</u>	<u>169</u>	<u>236</u>	<u>195</u>

*Tab.3: Vergleich der jährlich installierten Windleistung (in MW) im Zeitraum 1997 bis 2002
(Quelle:1997-2001: BTM-Consult²³, 2002: Wind Power Monthly²⁴).*

Für die Zukunft prognostizieren die Anlagenbauer **im Inland zwar einen Ausbau der Windenergie, jedoch auf geringerem Niveau. Der weitere Ausbau wird wegen der begrenzten Küstenstandorte insbesondere im Binnenland stattfinden.** Die sinkende Verfügbarkeit windhöffiger Standorte auf dem Festland verbunden mit zunehmenden Akzeptanzproblemen von Windparks in der Bevölkerung, nicht zuletzt aber auch die Technologiesprünge hin zu leistungsstarken Anlagen der Megawatt-Klasse lassen erwarten, dass der Anstieg der installierten Leistung mit einer deutlich geringeren Anzahl neuer Anlagen als in den neunziger Jahren erreicht werden wird. Angesichts der absehbaren Sättigung des Inlandsmarktes einerseits und positiven Entwicklungen auf dem Weltmarkt andererseits – einer Studie des Deutschen Wind-Energie-Instituts zufolge wird bis zum Jahr 2010 weltweit ein deutlicher Anstieg der Windenergie-Leistung auf rund 120.000 MW erwartet – wird der **Exportmarkt** in nächster Zeit hohe Bedeutung erhalten. Die Exportquote lag im Jahr 2001 anlagenbezogen bereits bei ca. 20%.

Wesentliche Bedeutung misst die Bundesregierung dem **Ausbau von Windkraftanlagen im Offshore-Bereich** zu. Der Staatssekretärsausschuss „Nachhaltige Entwicklung“ hat am 25. Juni 2001 im Rahmen der nationalen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung das Projekt „Offshore-Windparks“ beschlossen und das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit federführend mit der Erarbeitung einer Strategie beauftragt. Ziel war es, die Rahmenbedingungen dafür zu schaffen, dass die erheblichen Potentiale von Offshore-Windparks möglichst schnell erschlossen werden können. Im Januar 2002 wurde im Rahmen dieses Projektes eine Strategie zur Windenergienutzung auf See vorgelegt, die Eingang in die Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung vom April 2002 gefunden hat. Auf ihren Inhalt im Einzelnen wird

²³ Für Niederlande: 1997-1999: Bundesverband Windenergie; 2000-2001: European Wind Energy Association.

²⁴ In allen übrigen Ländern betrug der Leistungszubau im Jahr 2002 weniger als 100 MW.

verwiesen. Die Strategie zeigt Wege auf, wie die bestehenden Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie im Offshore-Bereich überwunden werden können. Im Vordergrund steht dabei die Frage, welche Flächen unter Berücksichtigung bereits bestehender Nutzungen (z.B. Schifffahrtslinien, Fischerei, Kiesabbau, militärische Übungsflächen) sowie unter Umwelt- und Naturschutzgesichtspunkten für Windparks in Frage kommen. Dazu wurden im Zuge der Novellierung des Bundesnaturschutzgesetzes und damit verbunden der Änderung der Seeanlagenverordnung die Voraussetzungen für die Ausweisung besonderer Eignungsgebiete für Offshore-Windparks und für die Ausweisung geschützter Gebiete und damit mehr Rechts- und Planungssicherheit geschaffen. Im Rahmen der Strategie wurden bereits unter Berücksichtigung konkurrierender Nutzungen potenzielle Eignungsgebiete und Erwartungsflächen für Eignungsgebiete zur Windkraftnutzung in der AWZ (Ausschließliche Wirtschaftszone) identifiziert. Die Bundesregierung wird die Prüfung dieser Flächen als besondere Eignungsgebiete für Offshore-Windparks im Hinblick auf eine möglichst schnelle Ausweisung der Gebiete zügig durchführen. Darüber hinaus soll der Ausbau von Offshore-Windparks über einen längeren Zeitraum durch Forschung begleitet werden. Im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramms (ZIP) der Bundesregierung wurde ein Schwerpunkt auf die Offshore-Windenergienutzung gelegt. Es handelt sich dabei um Forschung zu technischen Fragestellungen, die auf mehreren Messplattformen in Nord- und Ostsee durchgeführt werden soll, und um ökologische Begleitforschung. Die erste Messplattform wird im Jahr 2003 in der Nordsee vor der Insel Borkum aufgestellt. Im Zuge der Weiterentwicklung der Strategie sind nun Fragen der Netzanbindung der Offshore-Windparks und der Konzentrationswirkung der Genehmigungen vorrangig zu klären. Der ausführliche Strategietext ist abzurufen unter www.bmu.de/erneuerbare-energien.

Auf den aus heutiger Sicht voraussichtlich verfügbaren Flächen in der AWZ könnten unter den gegenwärtigen Bedingungen in der Startphase bis 2006 insgesamt mindestens 500 MW und mittelfristig – bis 2010 – 2000 bis 3000 MW Leistung zur Windenergienutzung auf See erreicht werden. Langfristig – d.h. bis 2025 bzw. 2030 – sind bei Erreichen der Wirtschaftlichkeit der Windstromerzeugung etwa 20.000 bis 25.000 MW installierter Leistung möglich (Küstenmeer und AWZ). Dazu ist es erforderlich, dass Investoren von Offshore-Windparks und die Stromwirtschaft die Voraussetzungen für den Transport von offshore erzeugtem Strom in dieser Größenordnung schaffen. Eine solche Nutzung der Windenergie auf dem Meer entspräche 15 Prozent des Stromverbrauchs – gemessen am Bezugsjahr 1998.

5.2.2 Kostenentwicklung

Vergütung

Das EEG sieht für Strom aus Windkraftanlagen, die bis Ende des Jahres 2002 in Betrieb gingen, an begrenzt verfügbaren Küstenstandorten mit überdurchschnittlichen Erträgen in den ersten fünf Jahren ihrer Laufzeit eine Vergütung von 9,0 ct/kWh vor. Anschließend sinkt die Vergütung auf 6,1 ct/kWh (s. Tabelle 1). Für Anlagen an Standorten im Binnenland mit durchschnittlichen Erträgen verlängert sich die Anfangsphase erhöhter Vergütungssätze. Gemäß der im EEG vorgegebenen Degression wurden die Vergütungssätze zum 01. Januar 2002 und zum 01. Januar 2003 um jeweils 1,5 % abgesenkt.

Für Windkraftanlagen im Offshore-Bereich gelten die höheren Anfangsvergütungen für einen Zeitraum von neun Jahren, soweit sie bis einschließlich 31. Dezember 2006 in Betrieb gehen. Aufgrund der bisher gewonnenen Erfahrungen wird für den Offshore-Bereich derzeit jedoch geprüft, den Zeitraum der Anfangsvergütung sowie die Inbetriebnahmefrist im Zuge der EEG-Novellierung zu verlängern und die Degression auszusetzen.

Kosten

Der stürmische Aufschwung der Windkraft seit Beginn der neunziger Jahre ging mit größeren Anlagenstückzahlen, optimierten Fertigungsverfahren und Lern- und Wettbewerbseffekten einher. Dies führte zu sinkenden durchschnittlichen Marktpreisen für Windenergieanlagen. Seit dem Jahr 1990 sind die Listenpreise bis zum Jahr 2000 von rd. 1.278 €/kW um rund 30 % gesunken.

Die für den ersten EEG-Erfahrungsbericht 2002 vom ISET²⁵ durchgeführte Begutachtung der Marktentwicklung bei Windkraftanlagen kommt zu dem Ergebnis, dass die Durchschnittspreise der Anlagen seit 1996 nicht mehr wesentlich gesunken sind. Bei seinen Berechnungen hat ISET die zur Darstellung von Preisreduktionen einer Technologie durch Lern- und Skaleneffekte üblichen Verfahren angewandt und alle in Deutschland vorhandenen Anlagen (Datenbasis: 10.677 Anlagen) mit den zugehörigen Listenpreisen berücksichtigt. Dabei wurden – wie auch sonst gebräuchlich – die Ab-Werk-Preise als spezifische Preise in €/pro kW Nennleistung zugrundegelegt. Im Hinblick darauf verweisen Anlagenhersteller allerdings auf die kostenintensive Entwicklung leistungsstärkerer Windenergieanlagen der Megawatt-Klasse ab dem Jahr 1996, durch die stückzahlbedingte Größendegressionseffekte wieder überkompensiert worden seien. Aber

²⁵ ISET: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (Unterauftragnehmer des IÖW im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitstudie zum EEG-Erfahrungsbericht 2002).

auch dann, wenn man die erzielten Technologiefortschritte berücksichtigt und dazu die Ab-Werk-Preise in Bezug zu den erzielbaren Energieerträgen am Referenzstandort nach EEG setzt, weisen die Kosten allenfalls eine leichte Degression auf. Nach diesen Ergebnissen ist nicht auszuschließen, dass die hohe Nachfrage nach Anlagen zusammen mit den gewählten Einspeisevergütungen keine weiteren Preissenkungen bzw. -optimierungen nach sich gezogen hat.

Das DEWI kommt im Rahmen des Forschungsvorhabens des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zum weiteren Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz²⁶ zu folgendem Ergebnis: die Kosten je installiertem kW Windleistung sind in den letzten Jahren etwa gleich geblieben. Gleichzeitig sind die Kosten je erzeugter kWh Strom infolge des technischen Fortschritts seit 1998 anlagenbezogen um insgesamt 9 % gesunken. Bei der Untersuchung des DEWI wurden die tatsächlichen Kosten von rund 400 realisierten Projekten mit über 1.000 Windkraftanlagen verschiedenster Bauarten systematisch erfasst.

DEWI führt sein Ergebnis darauf zurück, dass bei den neu entwickelten Windkraftanlagen der Megawatt-Klasse²⁷ ein deutlicher Trend zu innovativen Konzepten zu verzeichnen ist, die für die Windbranche mit einem technologischen Vorteil verbunden sind. Motor der Technologieentwicklung bei Wind ist das Ziel, die begrenzt verfügbaren Standorte in Deutschland besser auszunutzen. Nach DEWI wird dieses Ziel insbesondere durch höhere Anlagenleistungen und größere Rotorflächen erreicht. Trotz der größeren technischen Herausforderungen (größere Rotoren, höheres Gewicht, bessere Regelung) konnten nach DEWI die spezifischen Preise (in €/kW) konstant gehalten werden. Infolge der technischen Verbesserungen liefern die Anlagen - so DEWI - einen höheren spezifischen Ertrag, d.h. sie produzieren je installiertem kW Leistung eine größere Menge Strom.

Betrachtet man die Gesamtinvestitionskosten ganzer Windparkprojekte bezogen auf die Standortqualität (jährliche Volllaststunden), kommt ISET in seinem Gutachten zu folgendem Ergebnis (Abbildung 5): Die Investitionskosten pro kW installierter Windleistung (leistungsspezifische Investitionskosten) bei Windparkprojekten mit vergleichbaren Anlagen bleiben nicht gleich, sondern steigen mit zunehmender Standortqualität deutlich an. Die Investitionskosten pro jährlichem Stromertrag (ertragsspezifische Investitionskosten) von Windparks an Standorten mit hohen Jahresstromerträgen liegen nicht wesentlich unterhalb derjenigen von Windparks an Stand-

²⁶ Die im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ermittelten Ergebnisse sind kompatibel mit der im Auftrag des VDMA und des Bundesverbandes Windenergie (BWE) erstellten Studie zur aktuellen Kostensituation 2002 der Windenergienutzung in Deutschland.

orten mit niedrigen Jahresenergieerträgen. Sie variieren von rd. 0,8 €/pro kWh und Jahr für ertragsschwächere Standorte bis rd. 0,6 €/pro kWh und Jahr für ertragsstärkere Standorte.

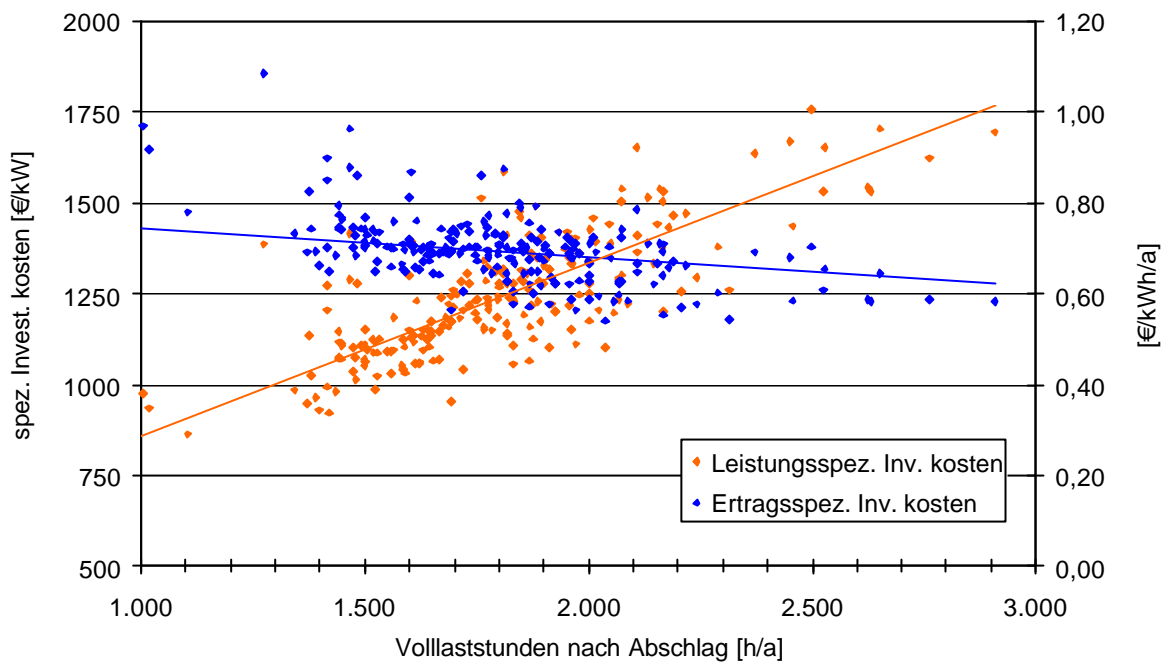


Abb. 5: Leistungs- (rot) und ertragsspezifische (blau) Investitionskosten über Standortqualität (Quelle: ISET).

Dieses Ergebnis stützt sich auf die Auswertung von insgesamt 231 aufliegenden Prospekten für Beteiligungsprojekte (Anlegermodelle in Form von Publikumsfonds), für die Prospekthaftung besteht. Es umfasst rd. 1.800 Windkraftanlagen mit insgesamt ca. 2.000 MW Nennleistung. Insgesamt dürfte es sich dabei um rd. 80 % der im Begutachtungszeitraum laufenden Beteiligungsprojekte handeln.

DEWI kommt in seiner Untersuchung (s.o.) demgegenüber zu einem abweichenden Ergebnis mit nur leicht steigenden leistungsspezifischen und deutlich fallenden ertragsspezifischen Investitionskosten (Abbildung 6). Die Untersuchung des DEWI wertet die tatsächlichen Kosten realisierter Projekte aus. Dabei sind nicht nur Anlegermodelle in Form von Publikumsfonds enthalten, sondern – anders als bei ISET – auch Projekte, die von den Betreibern selbst geplant und durchgeführt werden. Die Investitionskosten pro jährlichem Stromertrag variieren nach diesen Erkenntnissen von rund 0,7 €/pro kWh und Jahr für ertragsschwächere Standorte bis rund 0,5 €/pro kWh und Jahr für ertragsstärkere Standorte.

²⁷ Anlagen der 3-5 Megawatt-Klasse werden von verschiedenen Herstellern entwickelt. Die derzeit leistungsfähige Anlage mit 4,5 MW wurde von Enercon gebaut und im Spätsommer 2002 in Egelin bei Magdeburg als Prototyp errichtet.

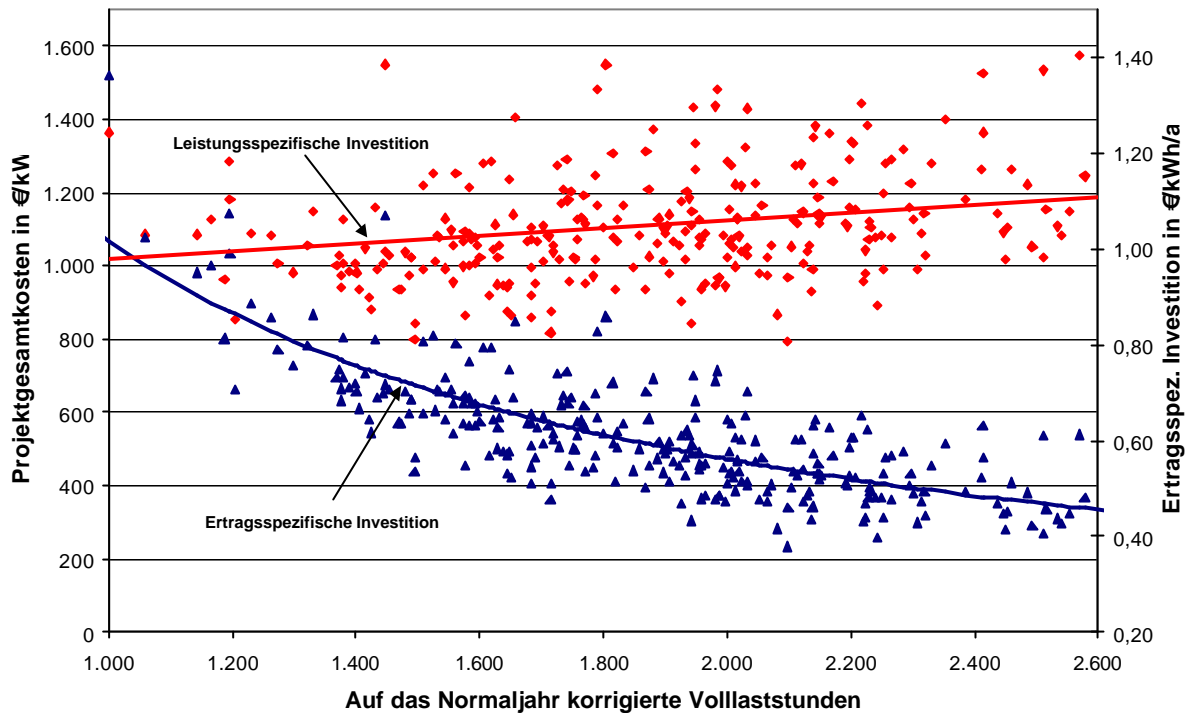


Abb. 6: Leistungs- (rot) und ertragspezifische (blau) Investitionskosten über Standortqualität (Quelle: DEWI).

Für ein Gesamtbild ist zudem die Entwicklung der Stromgestehungskosten bei Windkraftanlagen zu betrachten. Diese hängen stark von den Betriebskosten und Nebenkosten ab. ISET kommt in seinem Gutachten zu folgendem Ergebnis: Unter Zugrundelegung niedriger Betriebskosten (z.B. Versicherungen, Wartungsverträge etc.) und Investitionsnebenkosten (z.B. Planungs- und Genehmigungskosten, Infrastruktur etc.) werden bei der geltenden Entwicklung der Einspeisevergütungen Windkraftprojekte bereits an Standorten mit relativ geringen Winderträgen realisiert (Abbildung 7). Bereits an Standorten mit 1.500 Volllaststunden sind heute Windkraftanlagen durchaus zu finden (vgl. die zunehmende Erschließung von Binnenland-Standorten für Windkraftanlagen). Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit in solchen Fällen sind optimale Bedingungen während der gesamten Laufzeit der Anlage. Bei den an durchschnittlichen bis sehr guten Standorten für Strom aus Windkraft erzielbaren Vergütungen durch das EEG wird auch künftig darauf zu achten sein, dass weitere (technische bzw. kostenwirksame) Optimierungen, stimuliert werden.

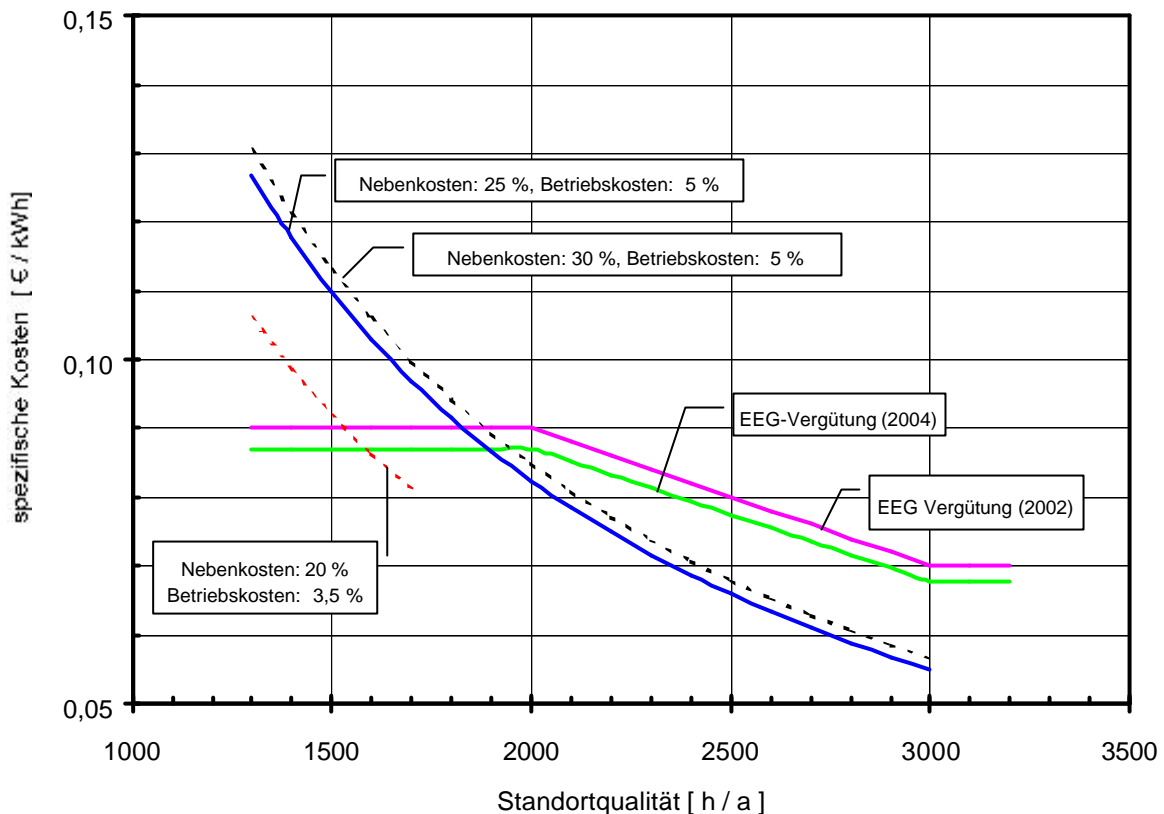


Abb. 7: Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten²⁸ für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Standortqualität und unterschiedliche Anteile an Neben- und Betriebskosten (Quelle: ISET).

Bei den Betriebskosten variiert ISET zwischen 3,5 % und 5 % bezogen auf die Kosten einer Windenergieanlage. Eine Recherche bei Windenergieanlagenherstellern ergab jedoch, dass sog. „Partnerkonzepte“ als Rundumschutz für den Windenergieanlagenbetrieb angeboten werden. Dieser Rundumschutz wird bezogen auf neueste Anlagen der 1,5 MW-Klasse bereits für jährlich unter 3 % der Windenergieanlagen ab Werk angeboten. Da allerdings Preissteigerungen nicht ausgeschlossen werden können und weitere Kosten, z.B. für Geschäftsführung, Pacht und Strombezug, anfallen, wird für die Berechnung der Stromgestehungskosten über 16 Jahre von jährlichen Betriebskosten von durchschnittlich 5 % ausgegangen. Daneben wird eine Variante mit 3,5 % gerechnet.

DEWI kommt in seiner Kostenuntersuchung für den ersten EEG-Erfahrungsbericht zu dem Ergebnis, dass von Betriebskosten in Höhe von 4,8 % in der ersten und 6,6 % in der zweiten Betriebsdekade auszugehen ist. Dies wird u.a. darauf zurückgeführt, dass sich ein erheblicher Anteil der Betriebskosten insbesondere aus einem erwarteten Ersatzinvestitionsbedarf von mehr als

50 % der ursprünglichen Investition ergibt. Vor diesem Hintergrund weichen nach der Untersuchung des DEWI die Stromgestehungskosten deutlich von den Angaben des ISET ab (Abbildung 8).

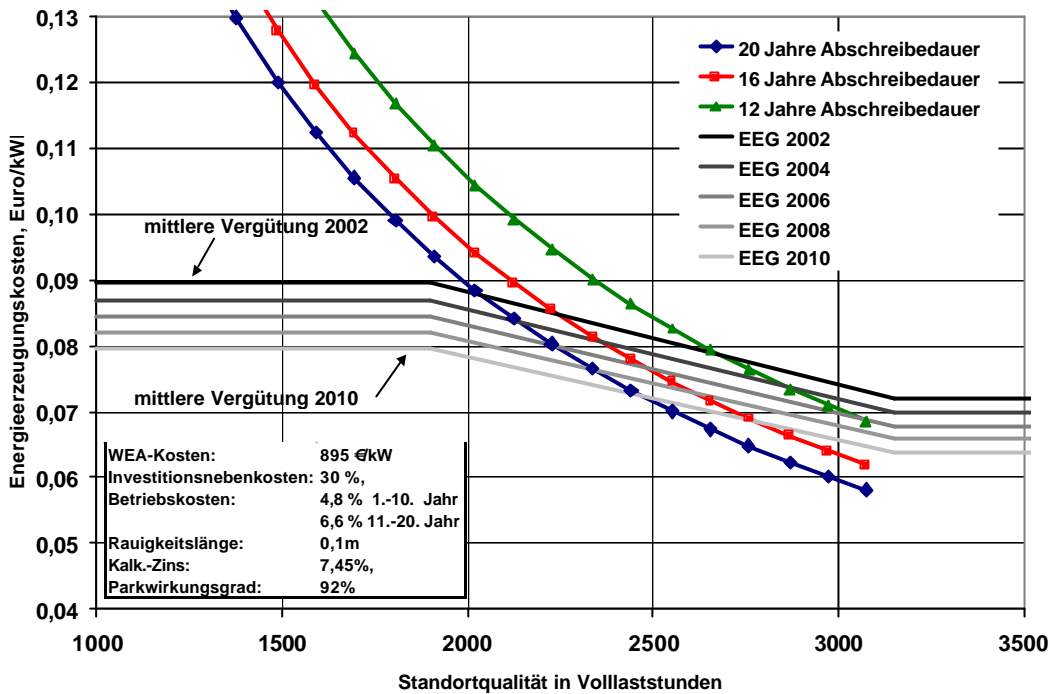


Abb. 8: Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Windkraftanlagen in Abhängigkeit von der Standortqualität (Quelle: DEWI).

5.2.3 Zusammenfassung und Ausblick

Der Erfolg der Windkraft ist maßgeblich bedingt durch das EEG und sein Vorgängergesetz, das Stromeinspeisungsgesetz. Bei den modernen, leistungsstarken Anlagen sind deutliche Technologiesprünge zu verzeichnen. Diese sind maßgeblich durch das EEG stimuliert worden.

Vor dem Hintergrund aktueller Entwicklungstrends wird im Zuge der EEG-Novelle derzeit geprüft, ob die Vergütungsregelungen für Strom aus Windkraft anzupassen sind; z.B. die Verlängerung der Sonderregelung für die Offshore-Windkraftnutzung (bereits oben erwähnt).

²⁸ Zur Berechnung der Stromgestehungskosten wurde eine Abschreibungsdauer von 16 Jahren für Windkraftanlagen zugrundegelegt (vgl. Tabellen für allg. verwendbare Anlagengüter, Bundessteuerblatt 2000, Teil I, S. 1532).

5.3 Biomasse

5.3.1 Marktumfeld

Die gesamte Stromerzeugung aus Biomasse deckte im Jahr 2002 mit etwa 4,2 Mrd. kWh²⁹ rund 0,7 % des heimischen Stromverbrauches. Angaben des VDN zufolge wurde davon im Jahr 2002 eine Strommenge aus Biomasse nach §5 EEG (nahezu ausschließlich feste Biomasse und Biogas) von rund 1,8 Mrd. kWh eingespeist und nach EEG vergütet³⁰ (2001: 1,393 Mrd. kWh). Die EEG-Gesamtvergütung beläuft sich für 2002 auf rd. 172 Mio. €(2001: 132 Mio. €).

Wegen der flächendeckenden Verfügbarkeit der Biomasse und der vielfältigen Stromerzeugungsverfahren in einem weiten Leistungsbereich wird für die Stromerzeugung aus Biomasse mit einem **wachsenden Markt** gerechnet. Stromerzeugung aus Biomasse steht gleichwohl in Konkurrenz zur Wärmeerzeugung (Biomasse stellt in Deutschland etwa 3,4 % Anteil am Wärmeverbrauch) und zur Treibstoffherstellung. Herausragendes Charakteristikum des Biomassemarktes ist seine **Heterogenität im Hinblick auf Brennstoffe³¹ und Verfahren**, die bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse eingesetzt werden können. Diese Heterogenität ist Hintergrund für die vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie dem Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft erlassene Biomasseverordnung (Anhang II), die näher bestimmt, welche Stoffe als Biomasse im Sinne des EEG gelten, welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse in den Anwendungsbereich des EEG fallen und welche Umweltauflagen einzuhalten sind. Im Rahmen eines Monitoringprozesses wird die Biomasseverordnung laufend evaluiert. Der erste Zwischenbericht des Instituts für Energetik und Umwelt (IE)³² hat die Biomasseverordnung bestätigt.

²⁹ Bei Klärgas und Strom aus fester Biomasse nur Einspeisung ins öffentliche Netz.

³⁰ Die Abschätzung der tatsächlichen Stromerzeugung durch das IE weist für das Jahr 2002 einen etwas höheren Wert von etwa 2,2 Mrd. kWh aus (siehe unten).

³¹ Stromerzeugung aus Biomasse ist prinzipiell mit festen, flüssigen und gasförmigen Brennstoffen möglich. Flüssige Brennstoffe werden allerdings heute nur in geringem Maße zur Stromerzeugung eingesetzt, so dass sich die weiteren Ausführungen auf feste und gasförmige Brennstoffe beschränken (ohne biogenen Anteil der thermischen Müllverwertung).

³² Institut für Energetik und Umwelt (IE), Monitoring zur Biomasseverordnung auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) aus Umweltsicht: 1. Zwischenbericht, April 2002.; 2. Zwischenbericht, Januar 2003 (s. www.bmu.de)

5.3.1.1 Feste Biomasse

Die Verabschiedung der Biomasseverordnung (BiomasseV) im Jahr 2001 löste weitreichende Planungen für Anlagen zur Nutzung fester Biomasse - insbesondere Altholz und Industriestholz - aus. Nach Angaben des IE haben Ende 2002 in Deutschland etwa 80 Biomasse(heiz)kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von etwa 320 MW Strom aus fester Biomasse erzeugt. Unter der Annahme, dass Anlagen im kleinen Leistungsbereich bis 5 MW elektrisch im Durchschnitt ca. 2.250 Stunden und im großen Leistungsbereich bis maximal 20 MW elektrisch ca. 5.000 Stunden im Jahr betrieben werden, kann die daraus resultierende Strommenge mit etwa 1,25 TWh/a (brutto) abgeschätzt werden. Das entspricht etwa 16,5 bis 17 % des technischen Erzeugungspotenzials an Alt- und Industriestholz (Abbildung 9).

Große Biomasse-Kraftwerke (installierte elektrische Leistung: 10 MW und mehr) finden sich überwiegend bei überregional tätigen EVU's, während etwa die Holzverarbeitende Industrie in der Regel kleinere Anlagen mit einer installierten Leistung bis zu 6 MW elektrisch plant.

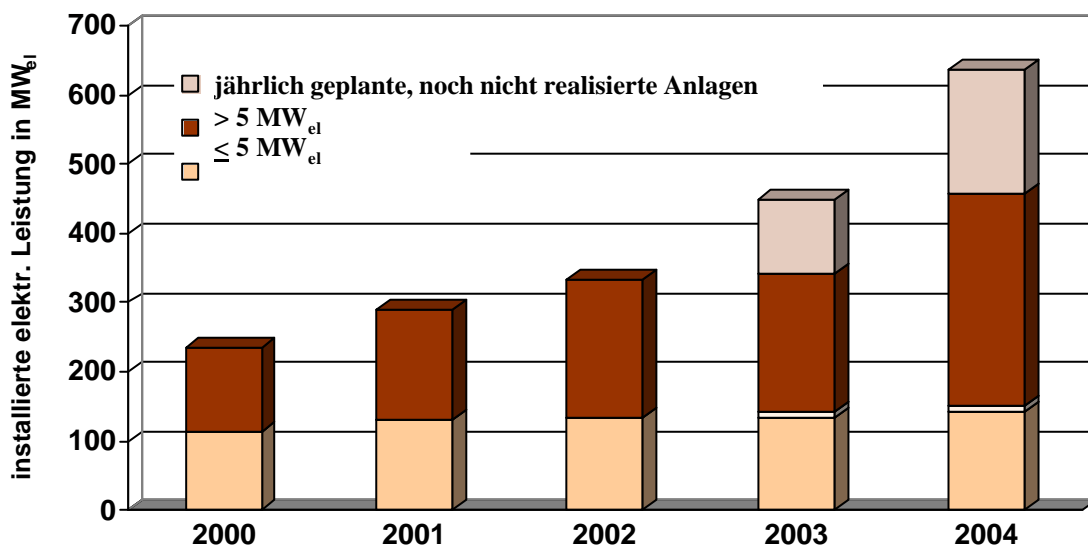


Abb. 9: Installierte elektrische Leistung aus Biomasse(heiz)kraftwerken – Stand (bis 2002) und erwartete Entwicklung unter der Annahme einer Realisierung von 25 % der geplanten Vorhaben (Quelle IE)

Für die Zukunft ist mit einem weiteren, deutlichen Anstieg der Stromerzeugung aus fester Biomasse zu rechnen. Dies geht aus der großen Zahl der im Bau oder in der Planung befindlichen Anlagen hervor (Abbildung 10). Beachtet werden muss dabei, dass Anlagenplaner davon ausge-

³³ Die Abschätzung der tatsächlichen Stromerzeugung durch das IE weist für das Jahr 2002 einen etwas höheren Wert von etwa 2,2 Mrd. kWh aus (siehe unten).

hen, dass nur etwa 20 bis 30 % der geplanten Vorhaben tatsächlich realisiert werden. Dennoch ist unter der Annahme einer Realisierungsquote von 25 % davon auszugehen, dass die installierte Leistung der Biomasse(heiz)kraftwerke bis zum Jahr 2004 auf rund 600 MW elektrisch ansteigt und die korrespondierende Stromerzeugung auf ca. 2,6 Mrd. kWh pro Jahr.

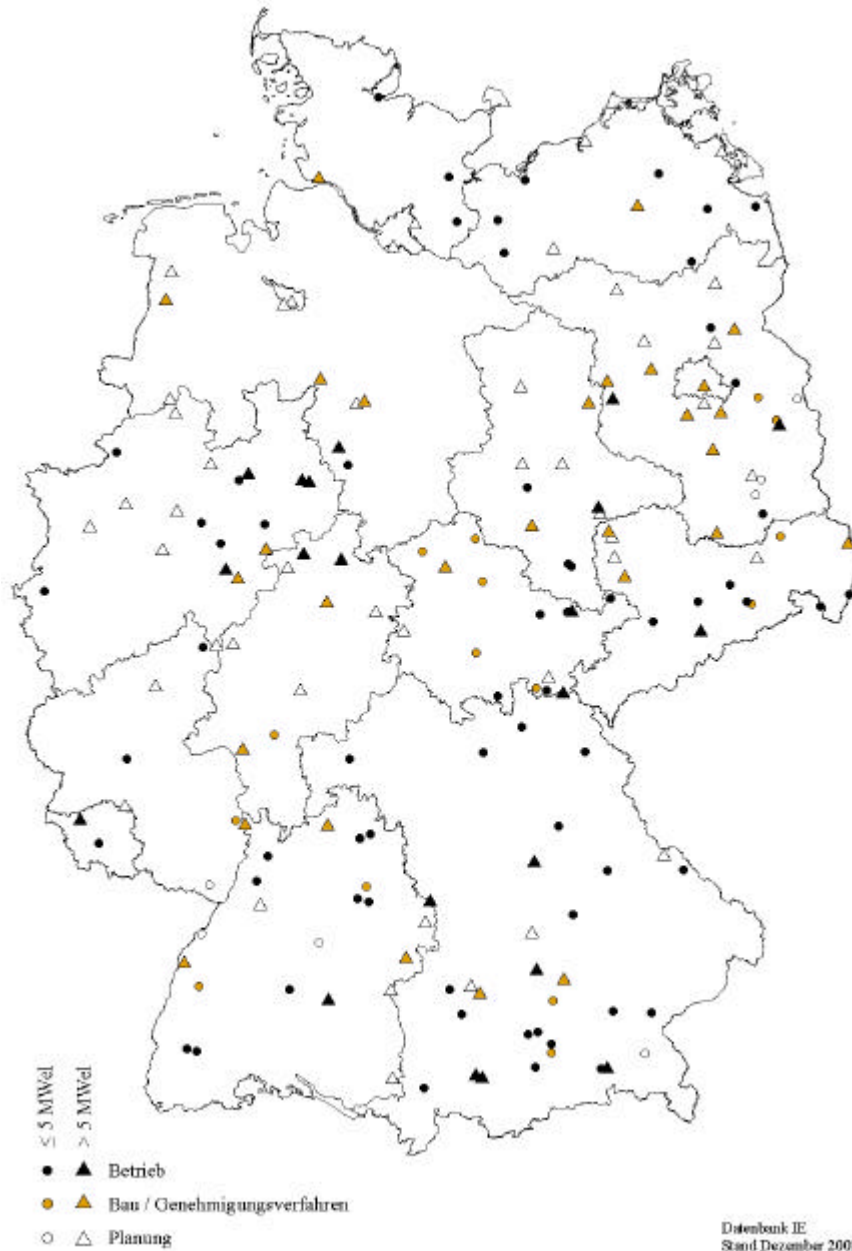


Abb.10: Übersicht über bestehende und geplante Biomasse(heiz)kraftwerke mit Stromerzeugung in Deutschland (Quelle IE)

Die in der BiomasseV enthaltene Begrenzung für die Aufnahme in den Anwendungsbereich des EEG beim Einsatz belasteten Altholzes auf Anlagen, die bis Juni 2004 behördlich genehmigt worden sind, wird im Rahmen des Monitorings der BiomasseV durch das BMU überprüft. Bislang vorliegende Zwischenergebnisse bieten keinen Anlass für eine Änderung der BiomasseV. Im Gegenteil: Die Lösung in der BiomasseV, den Einsatz von belastetem Altholz an besonders hohe Umweltauflagen zu knüpfen und auf Anlagen zu beschränken, die im genannten Zeitraum genehmigt werden, hat sich diesen Zwischenergebnissen zufolge bewährt.

5.3.1.2 Gasförmige Biomasse

Biogasanlagen haben sehr stark von der Einführung des EEG und zum Teil auch vom Marktanzreizprogramm zur Nutzung erneuerbarer Energien profitiert. Ausgehend von 850 in Betrieb befindlichen Anlagen (Ende 1999) hat sich deren Anzahl nach Angaben des IE innerhalb von knapp drei Jahren auf ca. 1.600 (Ende 2002) fast verdoppelt. Parallel stieg die elektrische Gesamtleistung aller Anlagen von ca. 45 MW Ende 1999 auf ca. 150 MW zum Jahresende 2002. Unter der Annahme von ca. 6 500 Volllaststunden/Jahr werden durch Biogasanlagen in Deutschland damit etwa 0,97 TWh/a Strom und gleichzeitig etwa 5,5 bis 6,5 PJ/a Wärme erzeugt (Abbildung 11). Dies entspricht einer Ausschöpfung des Potenzials von etwa 4,0 bis 4,8 %. Bis zum Jahr 2004 kann ein Anstieg der installierten Leistung auf über 230 MW elektrisch erwartet werden.

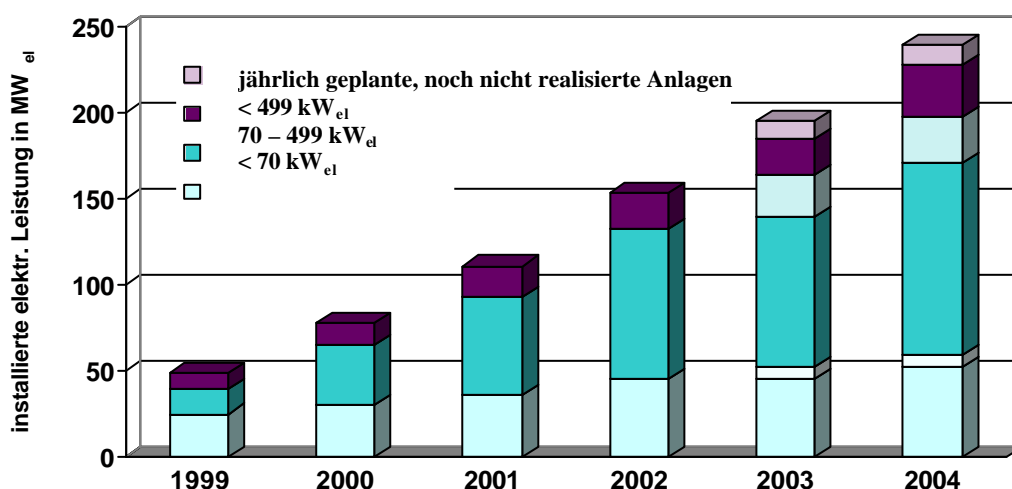


Abb.11: Installierte elektrische Leistung von Biogasanlagen – Stand (bis 2002) und mögliche Entwicklung (Quelle IE)

³⁵ Nach Angaben des IE.

Die durchschnittliche installierte Leistung von Biogasanlagen hat sich seit Einführung des Marktanzreizprogramms und des EEG deutlich erhöht. Während der Anlagenbestand zum Jahresende 1999 eine durchschnittliche elektrische Leistung von 53 kW aufwies, liegt der entsprechende Wert aller im Zeitraum September 1999 (Start des Marktanzreizprogramms) bis 2002 errichteten Anlagen bei 145 kW elektrisch.

Die Anlagenanzahl und insbesondere die durchschnittlich installierte elektrische Leistung unterscheidet sich in den einzelnen Bundesländern auf Grund unterschiedlicher Agrarstrukturen und der damit verbundenen Unterschiede in den Größen der landwirtschaftlichen Betriebe. Abbildung 12 zeigt ein deutliches Gefälle von Nord- nach Süd- und von Ost- nach Westdeutschland. Die bisher leistungsstärkste Biogasanlage Deutschlands mit etwa 8 MW elektrisch in Wietzen-dorf (Niedersachsen) wurde dabei jedoch noch nicht berücksichtigt.

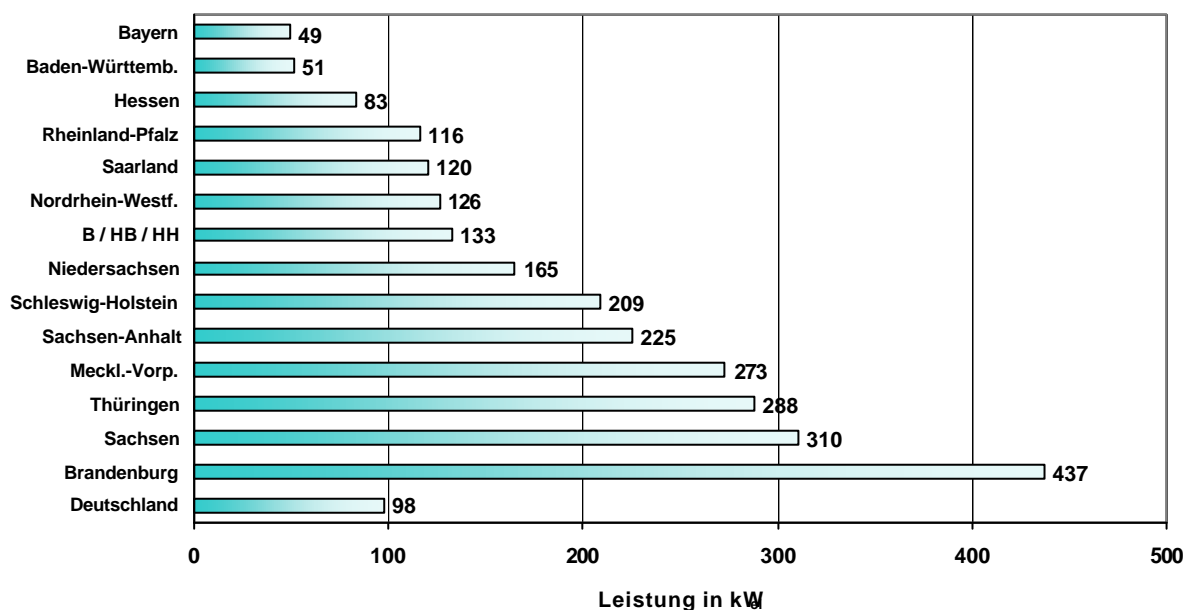


Abb. 12: Durchschnittlich installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen in den Bundesländern und in Deutschland (Quelle IE, Datenbasis KfW)

5.3.2 Kostenentwicklung

Vergütung

Strom aus Biomasse wird leistungsabhängig vergütet. Ab Januar 2003 gelten folgende Vergütungssätze (s. Tabelle 1):

- bis 500 kW_{el}: 10,0 ct/kWh
- bis 5 MW_{el}: 9,0 ct/kWh
- bis 20 MW_{el}: 8,5 ct/kWh

Anlagen über 500 kW erhalten jeweils für den Anteil des eingespeisten Stroms, der dem Verhältnis von 500 kW zur Nennleistung der Anlage in kW entspricht, die Vergütung für den Leistungsbereich bis 500 kW. Gleiches gilt für Anlagen über 5 MW. Die Mindestvergütungen werden für neu in Betrieb genommene Anlagen jährlich um 1% gesenkt (erstmalig zum 1. Januar 2002).

5.3.2.1 Kosten der Stromerzeugung aus fester Biomasse

Bei fester Biomasse zeigt sich eine deutliche **Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom eingesetzten Brennstoff, dessen Preis und Verfügbarkeit**. Die Preise unterliegen starken Schwankungen (Tabelle 4).

	Planerbefragung (2002)
Waldrestholz	20 - 75
Industrierestholz	5 - 45
Altholz, unbelastet	5 - 40
Altholz, belastet	-45 - 5

Tab. 4: Preise für Holzbrennstoffe in €/t (negativ: Erlöse).

Aktuelle Planungen für Holz-Heizkraftwerke werden derzeit ausschließlich auf Basis von **Altholz und Industrierestholz** kalkuliert, da diese beiden Brennstoffe im Gegensatz zu Waldrestholz zu vergleichsweise niedrigen Preisen erhältlich sind. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass aufgrund der notwendigen Holzmenge nicht unbedingt davon ausgegangen werden kann, dass der Brennstoffbedarf einer Anlage ausschließlich aus Altholz gedeckt werden kann. Steigende Nachfrage bei gleichzeitig begrenzter Verfügbarkeit lässt künftig für Altholz und Industrierestholz Preissteigerungen realistisch erscheinen. Insgesamt ist davon auszugehen, dass die belasteten Althölzer (nach Altholz-Verordnung) kurzfristig vollständig der energetischen Nutzung zugeführt werden.

³⁶ Dem IE zufolge sind im Jahr 2001 dagegen nur 285 Anlagen mit einer installierten Leistung von 40 MW ans Netz gegangen.

Waldrestholz ist demgegenüber gegenwärtig weitgehend ungenutzt. Die hohen Brennstoffkosten für Waldrestholz verhindern derzeit einen ausschließlich auf naturbelassenes Holz ausgerichteten Betrieb.

Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen ist ein **wirtschaftlicher Betrieb** in der Regel nur für **Altholzanlagen** möglich.

Bereits bei **Industrierestholz** stellt sich die **Situation differenziert** dar: Anlagen im Leistungsbereich von rd. 5 MW elektrisch erreichen in der Regel die Wirtschaftlichkeitsgrenze, während die Stromgestehungskosten von Anlagen einer Größenordnung von 1 MW elektrisch mit ca. 10-13 ct/kWh deutlich oberhalb der EEG-Vergütung liegen (2002: 9,6 ct/kWh; Abbildung 13).

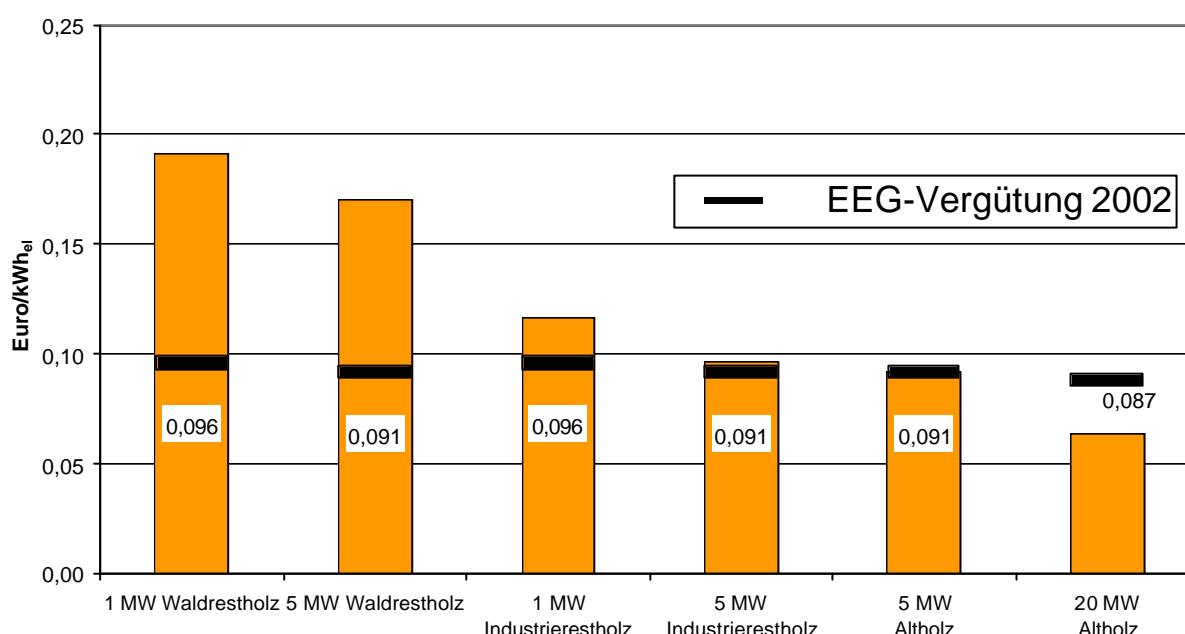


Abb. 13: Einspeisevergütungen nach EEG für das Jahr 2002 und Stromgestehungskosten für Holzheizkraftwerke in Abhängigkeit vom Brennstoff bei Annahme von Durchschnittspreisen (Altholz: 5 €/t, Industrierestholz: 15 €/t, Waldrestholz: 60 €/t) ohne Berücksichtigung von Inflationseffekten; Quelle: IÖW³⁷.

Steigende Anlagengröße wirkt sich nicht immer eindeutig auf die Stromgestehungskosten aus: Zwar sinken die spezifischen Anlagenkosten, doch gleichzeitig steigt der Aufwand der Brennstoffbeschaffung und –logistik erheblich. Gleichzeitiger Wärmeverkauf wird bei Großanlagen in der Praxis dadurch erschwert, dass an den Standorten dieser Anlagen oft nicht genügend Abnehmer für die erzeugte Wärme zu finden sind³⁸.

³⁷ Begleituntersuchung des IÖW zum EEG-Erfahrungsbericht 2002. Andere Studien kommen teilweise zu höheren Stromgestehungskosten: z.B. Fichtner: Markt- und Kostenentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Gutachten für die Bundesinitiative BioEnergie. Stuttgart, Bonn 2002.

³⁸ Die Wärmenutzung kann jedoch zu Kostensenkungen bei kleineren, dezentralen Anlagen bzw. in der Holzverarbeitenden Industrie (Weiternutzung der entstehenden Wärme) führen.

5.3.2.2 Kosten der Stromerzeugung aus gasförmiger Biomasse

Die Investitionskosten sind seit Inkrafttreten des EEG **gestiegen**. Dies ist zum einen auf eine zunehmende Professionalisierung (geringere Eigenleistung in der Herstellung und Betreuung, zunehmender Automatisierungsgrad), zum anderen auf strengere Genehmigungsaufgaben (und in deren Folge vermehrte Aufwendungen für Anlagensicherheit) zurückzuführen (s.u.). Derzeit ist eine deutliche Veränderung der Kostensituation von Reststoffen für die Kovergärung festzustellen. Während Biogaserzeuger bisher Entsorgungserlöse für Bioabfälle und Lebensmittelindustrierückstände erzielen konnten, sind diese inzwischen aufgrund der steigenden Nachfrage deutlich gesunken. Mittelfristig ist damit zu rechnen, dass für diese Einsatzstoffe Kosten anfallen. Zusätzliche finanzielle Belastungen können sich künftig aus der Einhaltung der Anforderungen aus der EU-Hygieneverordnung ergeben.

Auch die Stromgestehungskosten von Biogasanlagen zeigen eine deutliche Abhängigkeit von der Anlagengröße und von den Einsatzstoffen (z.B. Bioabfälle und nachwachsende Rohstoffe)³⁹; ein weiterer wesentlicher Faktor ist auch die Prozesseffizienz. Anlagen im kleinen Leistungsbereich können derzeit in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden. **Erst ab etwa 200 kW nähern sie sich in ihren Stromgestehungskosten dem Bereich der EEG-Vergütung** (Abbildung 14) an; Wärmenutzung wirkt in aller Regel nicht nennenswert kostensenkend.

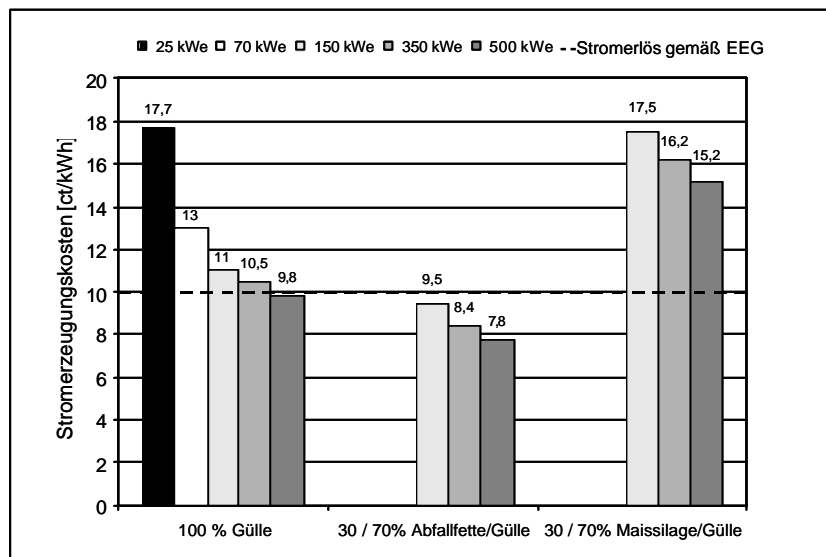


Abb. 14: Einspeisevergütungen 2002 nach EEG und Stromgestehungskosten für Biogasanlagen in Abhängigkeit von der Leistung und eingesetzten Substraten (Quelle: Fichtner).

³⁹ Anders als bei den anderen erneuerbaren Energieträgern ist bei der Biomasse die Preisentwicklung der eingesetzten Roh- und Brennstoffe ein wichtiger Kostenfaktor.

Offen ist derzeit, inwiefern künftig weitere Kostendegressionspotentiale zum Tragen kommen können.

- **Positive Auswirkungen** werden von **höherer Prozesseffizienz** sowie von **Fortschritten bei Anlagenbau und –planung** erwartet (modulare Bauweise, Standardkomponenten und Vorfertigung beim Hersteller etc., insbesondere bei kleineren Anlagen).
- **Potenziell kostensenkend** wirkt auch die **Kofermentation mit Bioabfällen**, die den Stromertrag erhöhen und deren energetische Entsorgung mit Erlösen verbunden sein kann. Das Potenzial an Bioabfällen für diese Anwendung ist jedoch begrenzt.
- **Potenziell kostenerhöhend** wirkt auch ein **Zusatz nachwachsender Rohstoffe**: je höher ihre Beimengung, desto höher der Stromertrag, aber auch die Stromgestehungskosten. Ausgehend von der Art der nachwachsenden Rohstoffe und dem Mischungsverhältnis nachwachsender Rohstoffe zu Gülle ergeben sich nach IÖW⁴⁰ für Anlagen <50 kW Gestehungskosten von bis zu 17 ct/kWh, für Anlagen im Leistungsbereich über 250 kW Gestehungskosten von bis zu 12 ct/kWh. Bei den geltenden Vergütungssätzen von 10,0 ct/kWh (2002: 10,1 ct/kWh) ist damit ein wirtschaftlicher Betrieb nicht möglich⁴¹.
- **Zunehmende Anforderungen an Sicherheit und Zuverlässigkeit** sowie **neue Servicekonzepte** lassen die Anlagenpreise steigen und zehren damit Kostensenkungspotential auf⁴² (s.o.).

5.3.3 Zusammenfassung und Ausblick

Die Ergebnisse zeigen und bestätigen die Heterogenität der Marktsituation bei der Stromerzeugung aus Biomasse. Nennenswerte Aktivitäten im Bereich der Stromerzeugung aus Holz sind erst seit etwa eineinhalb Jahren zu verzeichnen. Für den Regelfall kann festgehalten werden, dass bei der Stromerzeugung aus kleineren Anlagen, die mit Industrierestholz und mit Waldholz befeuert werden, sowie bei Biogasanlagen unter 200 kW elektrisch, insbesondere auch wenn nachwachsende Rohstoffe für die Kofermentation eingesetzt werden, die gegenwärtigen Vergütungssätze des EEG nicht für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ausreichen. Insgesamt ist die Marktentwicklung bei Biomasse durch die ungewisse Preisentwicklung bei den Brenn- und Einsatzstoffen geprägt. Entsprechende Anpassungen der Vergütungsregelungen bei Biomasse werden deshalb im Rahmen der Novellierung des EEG geprüft.

⁴⁰ Gutachten zum EEG-Erfahrungsbericht 2002

⁴¹ vgl. dazu auch Abbildung 14

⁴² Andererseits haben verbesserte Servicekonzepte Effizienzsteigerungen bewirkt.

5.4 Wasserkraft

5.4.1 Marktumfeld

Durch Wasserkraft wurden im Jahr 2002 mit rd. 24 Mrd. kWh etwa 4,2 % der heimischen Stromerzeugung gedeckt. Dies entspricht gut der Hälfte des Stroms, der in Deutschland insgesamt aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. **Wasserkraft war damit im Jahr 2002 noch der bedeutendste der erneuerbaren Energieträger.** Im Sinne des EEG vergütungsfähig ist Strom, der aus Wasserkraftanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 5 MW stammt⁴³.

Eine genaue Angabe der eingespeisten Strommenge sowie der Vergütungszahlungen, die auf die etwa 6.000 Wasserkraftanlagen im Anwendungsbereich des EEG entfallen, ist nicht möglich, da der VDN diese Angaben gemeinsam für Strom aus Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas erhebt (alle diese Energieträger fallen unter § 4 EEG). Der VDN nennt hierfür summarisch eine für das Jahr 2002 erwartete Stromeinspeisung von rd. 5,8 Mrd. kWh (2001: 5,91 Mrd. kWh), entsprechend einer EEG-Einspeisevergütung in Höhe von 425 Mio. € (2001: 427 Mio. €). Davon entfallen schätzungsweise über 4 Mrd. kWh bzw. ca. 300 Mio. € auf Wasserkraft⁴⁴.

Wasserkraftwerke finden sich **vor allem in Süddeutschland**. Die geringe Verfügbarkeit bislang ungenutzter Standorte unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen mit betriebswirtschaftlich rentabler Prognose, hohe Umweltauflagen und schwierige Genehmigungsverfahren lassen **für die Zukunft einen eher moderaten Zubau neuer Anlagen** erwarten. Branchenangaben zufolge ließe sich das heutige Ausbauvolumen von 20 bis 25 MW pro Jahr noch zehn bis fünfzehn Jahre fortsetzen (auf insgesamt weitere 200 bis 300 MW).

Eine besondere Bedeutung kommt auch der Modernisierung oder dem Ersatz alter Anlagen zu. In beiden Fällen lassen sich die Stromerträge steigern und gleichzeitig ökologische Verbesserungen (z.B. Wiederherstellung der Durchwanderbarkeit) erreichen.

Die Investitionen in die Reaktivierung, Modernisierung und Erweiterung von Wasserkraftanlagen im Geltungsbereich des EEG dürften sich im Jahr 2002 im Bereich von etwa 100 Mio. € bewegt haben. Hinzu kommen Umsätze aus dem Anlagenbetrieb der Anlagen. Wegen der weitgehenden Sättigung des Inlandsmarktes nimmt der **Export eine wichtige Stellung** ein.

⁴³ In den Anwendungsbereich des EEG fallen Anlagen von Energieversorgungsunternehmen (EVU's) gleichermaßen wie Anlagen, die nicht von EVU's betrieben werden.

⁴⁴ Zur Einspeisung von Deponie-, Gruben- und Klärgas vgl. Kapitel 5.5.

5.4.2 Kostenentwicklung⁴⁵

Vergütung

Strom aus Wasserkraftanlagen wird mit 7,67 ct/kWh (< 500 kW) bzw. 6,65 ct/kWh (500 kW - 5 MW) vergütet. Das Gesetz sieht keine Degression der Vergütungsbeträge vor. Die Einspeisevergütung für Strom aus Wasserkraftanlagen ist seit Beginn der 90er Jahre (im Strom-einspeisungsgesetz) faktisch unverändert.

Kosten

Die Analyse der spezifischen Investitionskosten pro kWh ergibt ein facettenreiches Bild:

- **Zunehmende Anlagengröße führt zu sinkenden spezifischen Investitionskosten.** Während in der Leistungsklasse < 100 kW bei neuen Anlagen die spezifischen Investitionskosten zwischen 7.500 €/kW und 12.500 €/kW zu veranschlagen sind, werden bei Neuanlagen in der Leistungsklasse von 1-10 MW Kosten von 4.000 €/kW bis 4.500 €/kW beobachtet.
- Gegenüber dem Zubau neuer Anlagen sind für die (häufigeren) Fälle einer **Revitalisierung von Altanlagen bzw. einer Modernisierung bei großen Anlagen erheblich niedrigere Kosten** zu veranschlagen. So werden für die Revitalisierung von Anlagen zwischen 1 und 10 MW Kosten von etwa 1500 €/kW genannt, für Modernisierung etwa 1.000 €/kW. Für Anlagen unter 100 kW werden dagegen für die Revitalisierung 3.500 bis 10.000 €/kW und für die Modernisierung 2.000 bis 3.000 €/kW veranschlagt, die sich weniger deutlich von den Kosten für einen Neubau unterscheiden.
- Etwa **40-50 % der Gesamtkosten beanspruchen die Baukosten, weitere 20-30 % der Gesamtkosten entfallen auf die Turbinen** (und Getriebe, Generator usw.), deren Kosten im Einzelfall stark von den jeweiligen hydraulischen Eigenschaften und Wirkungsgraden abhängen. Zusätzlich fallen noch Betriebskosten etc. an.

Einflussgrößen für die Ermittlung der **Stromgestehungskosten** sind vor allem die **Art der Wasserkraftanlage** (Neubau, revitalisierte, modernisierte Anlage; Abbildung 15)⁴⁶, die Abflussmenge und die Fallhöhe sowie ihre Größe. Bei der Modernisierung oder dem Ersatz alter Anlagen ist es von großer Bedeutung, dass sowohl ein höherer Stromertrag als auch eine Verbesserung der gewässerökologischen Situation erreicht wird, so dass energiepolitischen und naturschutzrechtlichen Anliegen gleichermaßen Rechnung getragen wird.

⁴⁵ Gegenüber dem Bericht vom 28. Juni 2002 liegen keine neuen Erkenntnisse vor.

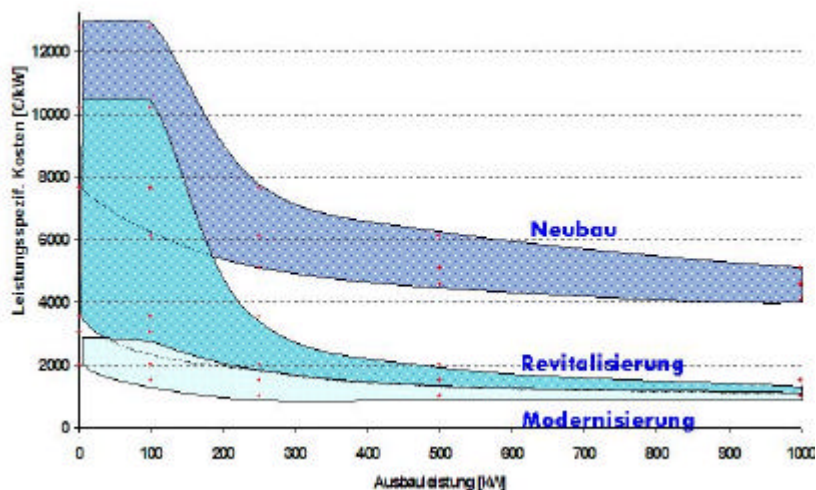


Abb. 15: Leistungsspezifische Kosten für neue, revitalisierte und modernisierte Wasserkraftanlagen (Quelle: ISET 2002).

Berechnungen des ISET⁴⁷ zufolge erreichen neu gebaute Anlagen bei der Stromerzeugung ab einer Mindestgröße von 250 kW und auch dann nur bei sehr guter Auslastung (6.500 Volllaststunden) mit der EEG-Vergütung die Wirtschaftlichkeitsgrenze, Anlagen mit 5 MW arbeiten bei etwa 5.000 Volllaststunden auf Basis des EEG wirtschaftlich (Abbildung 16 oben). Revitalisierte Anlagen einer installierten Leistung von 250 kW arbeiten ab ca. 4.500 Volllaststunden wirtschaftlich, 1 MW-Anlagen erreichen bei 2.500 Volllaststunden die Wirtschaftlichkeitsgrenze (jeweils auf Basis der EEG-Vergütung) (Abbildung 16 unten). Es ist jedoch davon auszugehen, dass es in Deutschland kaum noch revitalisierbare Standorte gibt, an denen Anlagen im Megawatt-Bereich betrieben werden können. In allen Fällen steigt mit zunehmender Anlagengröße die Wirtschaftlichkeit.

⁴⁶ Für modernisierte Anlagen können keine Aussagen zu den Stromgestehungskosten gemacht werden, da hier die spezifischen Gegebenheiten im Einzelfall berücksichtigt werden müssen.

⁴⁷ Zur Wirtschaftlichkeit kleiner Wasserkraftwerke liegen andere Erhebungen mit z.T. variierenden Ergebnissen vor.

⁴⁸ Zur Wirtschaftlichkeit kleiner Wasserkraftwerke liegen andere Erhebungen mit z.T. variierenden Ergebnissen vor.

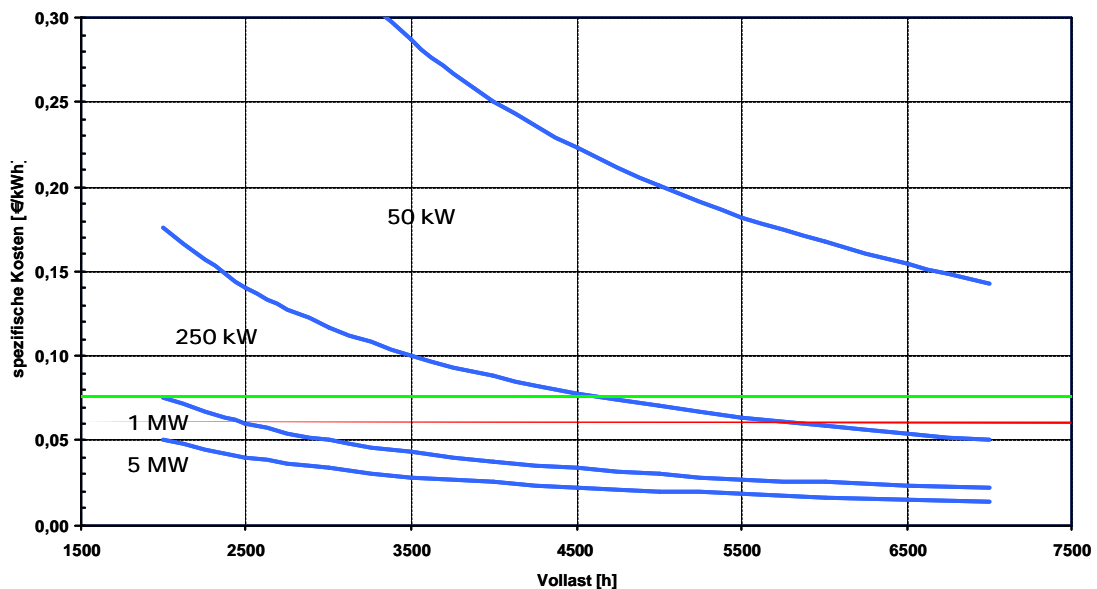
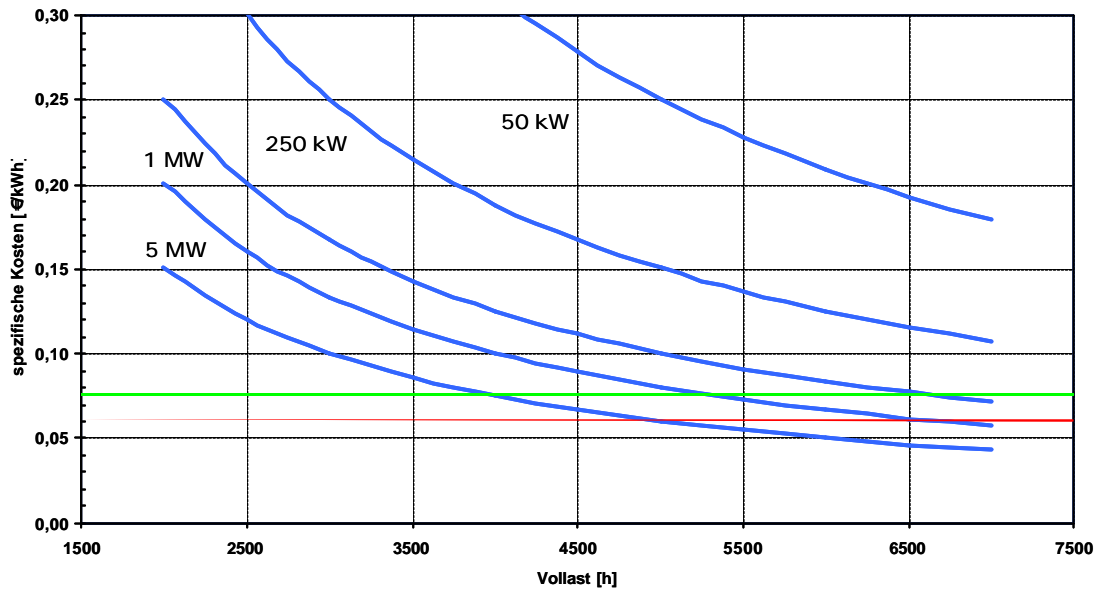


Abb. 16: Einspeisevergütungen nach EEG und Stromgestehungskosten für Wasserkraftanlagen (Quelle: ISET 2002); oben: Neugebaute Anlagen; unten: Reaktivierte Anlagen.

5.4.3 Zusammenfassung und Ausblick

Strom aus Wasserkraft trägt bereits heute zu einem guten Teil zur umweltfreundlichen Stromerzeugung bei. Der - prinzipiell mögliche - weitere Ausbau der Wasserkraft steht dabei im Spannungsfeld zwischen Wirtschaftlichkeitserwägungen einerseits und Umweltaspekten andererseits. So können Kostenreduktionspotentiale, beispielsweise aufgrund vereinfachter und standardisierter Fertigungsverfahren, ggf. wieder aufgezehrt werden, wenn im Einzelfall hohe Umweltaforderungen und komplizierte Genehmigungsverfahren greifen.

Inbesondere bei der Modernisierung oder dem Ersatz alter Anlagen lassen sich sowohl höhere Stromerträge als auch eine Verbesserung der gewässerökologischen Situation erzielen. Im Zuge der Novellierung des EEG wird deshalb geprüft, inwieweit weitere Anreize zur Verbesserung der gewässerökologischen Situation bei vorhandenen Kleinwasserkraftwerken an naturnahen Gewässern beitragen können. Ferner wird geprüft, Wasserkraftanlagen über 5 MW Leistung in den Geltungsbereich des Gesetzes einzubeziehen. Ziel sollte dabei ebenfalls sowohl ein höherer Stromertrag als auch eine Verbesserung der gewässerökologischen Situation sein.

5.5 Weitere Energieträger

5.5.1 Klär-, Deponie-, Grubengas

In den Anwendungsbereich des EEG fallen auch Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen bis zu einer Leistungsgröße von 5 MW. Strom aus Anlagen bis zu einer Leistung von 500 kW wird mit 7,67 ct/kWh vergütet. Bei größeren Anlagen gilt dies nur für den Anteil des eingespeisten Stroms, der dem Verhältnis von 500 kW zur Leistung der Anlage entspricht; der Vergütungssatz für den darüber hinaus erzeugten Strom beträgt 6,65 ct/kWh.

Schätzungen des Umweltbundesamtes zufolge ist das Potenzial von Klär- und Deponiegasanlagen bereits zu 70% erschlossen. Das EEG hat bisher kaum zum Neuzubau von Anlagen geführt, doch zur Sicherung bestehender Anlagen beigetragen. Die Anlagen werden teilweise in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben. Die elektrische Leistung der Anlagen liegt zwischen 50 und 6.400 kW elektrisch. Sie befinden sich überwiegend in kommunalem Besitz.

Schätzungen zufolge dürften Deponiegasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von etwa 250 MW und einer Stromerzeugung von 1,5 Mrd. kWh in Betrieb sein⁴⁹. Klärgasanlagen wird in rd. 600 Anlagen verstromt. Die installierte elektrische Leistung lässt sich auf 170 MW bei einer Stromerzeugung von 700 Mio. kWh abschätzen. Es ist insbesondere bei Klärgasanlagen davon auszugehen, dass nicht die gesamte Erzeugung ins Netz eingespeist wird, denn für die Anlagenbetreiber kann es wirtschaftlich günstiger sein, den Strom selbst zu nutzen.

Zur Stromerzeugung aus Grubengas liegen derzeit nur Angaben des Interessenverbands Grubengas IVG vor, wonach zu Beginn des Jahres 2003 in Nordrhein-Westfalen 10 Anlagen in Betrieb waren. Davon laufen fünf Anlagen seit dem Jahr 2001, drei Anlagen seit 2002. Insgesamt wur-

⁴⁹ F. Staiss: Jahrbuch Erneuerbare Energien 2002/2003; andere Untersuchungen schätzen die installierte Leistung auf 400 MW elektrisch ab.

den im Zeitraum von April 2002 bis März 2003 in diesen Anlagen aus etwa 48 Mio. m³ Grubengas rund 87 Mio. kWh Strom und 49 Mio. kWh Wärme erzeugt.

5.5.2 Geothermie

Seit Einführung des EEG (und auch zuvor) sind keine Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung in Betrieb gegangen. Derzeit sind Planungen für mehrere Projekte bekannt. Diese Forschungs- und Entwicklungs- sowie Demonstrationsvorhaben werden von der Bundesregierung unterstützt. Die erste Anlage soll noch im Jahr 2003 am Standort Neustadt-Glewe in Mecklenburg-Vorpommern in Betrieb gehen. Erste Abschätzungen zeigen, dass die geltenden EEG-Vergütungssätze noch keinen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglichen würden. Unter anderem wirken sich die Bohrrisiken erschwerend auf die Finanzierung dieser Vorhaben aus. Aus den ersten Erfahrungen mit den vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Projekten geht hervor, dass die Stromgestehungskosten stark von der Größe der jeweiligen Anlage abhängen. Im Zuge der Novellierung des EEG wird deshalb eine Anpassung der Vergütungssätze geprüft.

6. Clearingstelle nach § 10 EEG⁵⁰

Das EEG sieht in § 10 (Netzkosten) vor, dass zur Klärung von Streitigkeiten eine Clearingstelle bei dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie eingerichtet wird, an der die betroffenen Kreise zu beteiligen sind. Die Clearingstelle hat im Herbst 2000 ihre Arbeit aufgenommen. Den gesetzlichen Vorgaben entsprechend sind die Anlagenbetreiber aller mit dem EEG geförderter Technologien und die Netzbetreiber - sowohl über die jeweiligen Verbände, als auch direkt auf Unternehmensebene - sowie die Bundesländer in der Clearingstelle vertreten.

Aufgabe der Clearingstelle ist es, Fragen bei der Umsetzung der Vorschriften des EEG zum Netzanschluss mit den Netzbetreibern und den Betreibern von Anlagen zur Gewinnung von Strom auf Basis erneuerbarer Energien zu klären. Die Clearingstelle sieht ihren Schwerpunkt in der Behandlung technischer und wirtschaftlicher Fragestellungen des Netzanschlusses. Ziel ist es, auf freiwilliger Basis zu Verständigungen zwischen den Verbände- und Unternehmensvertretern beider Seiten zu kommen (Konsensprinzip), anhand derer sich Einzelfälle in der Praxis ohne gerichtliche Auseinandersetzung lösen lassen. Die Erarbeitung genereller Lösungsansätze schloss die Behandlung von Einzelfällen nicht aus. Es hat sich gezeigt, dass die Diskussionen häufig auf rechtliche Fragestellungen hinauslaufen, deren Klärung nicht von der Clearingstelle geleistet werden kann. Da das EEG privatrechtliche Ansprüche und Verpflichtungen von Erzeugern regenerativen Stroms und Netzbetreibern begründet, sind für eine rechtsverbindliche Auslegung des EEG im Streitfall die Gerichte zuständig. Die Clearingstelle ist kein Schiedsgericht und kann den Rechtsweg daher nicht ersetzen.

Schwerpunktt Themen der Arbeit der Clearingstelle waren Fragen im Zusammenhang mit der Abgrenzung von Netzanschluss und Netzausbau, die Einspeisung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen ins Kundennetz, Fragen der Messung und Verrechnung und der netztechnischen Vorprüfung.

Zu Fragen im Zusammenhang mit der Abgrenzung von Netzanschluss und Netzausbau und der Einspeisung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen ins Kundennetz konnte die Clearingstelle am 8. Mai 2001 Ergebnisse verabschieden und über die Homepage des BMWi veröffentlichen. Weitere Verständigungen konnten zu dem Anlagenbegriff und dem Begriff der installierten Leistung nach EEG und bei Abrechnungsfragen im Zusammenhang mit der Zünd- und Stützfeuerung auf Basis fossiler Brennstoffe bei Biogasanlagen erreicht werden.

⁵⁰ Gegenüber dem Bericht vom 28. Juni 2002 liegen keine neuen Erkenntnisse vor.

In Zukunft werden Fragen der Organisation des Netzzugangs und der Zumutbarkeit eines Netzausbaus eine wichtige Rolle spielen.

7. Perspektiven der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt

Zum aktuellen Stand wird auf den Bericht der Bundesregierung „Richtziel der Bundesrepublik Deutschland für den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2010 und Maßnahmen zur Verwirklichung des Richtziels“, gemäß Artikel 3 Absatz 2 der EU-Richtlinie 2001/77/EG von März 2003 (siehe Anlage 1) verwiesen.

ANHANG I: (Gesetzestext EEG)

ANHANG II: (Text Biomasseverordnung)

Anlage 1: Bericht der Bundesregierung „Richtziel der Bundesrepublik Deutschland für den Verbrauch von Strom aus erneuerbaren Energiequellen im Jahr 2010 und Maßnahmen zur Verwirklichung des Richtziels“, gemäß Artikel 3 Absatz 2 der EU-Richtlinie 2001/77/EG von März 2003

Anlage 2: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Erneuerbare Energien in Zahlen, Reihe „Umweltpolitik“ – Stand März 2003.