

Ausbau- strategien für die Windenergie- nutzung in Deutschland

von Michael Durstewitz,
Siegfried Heier,
Martin Hoppe-Kilpper
und Werner Kleinkauf

Überblick

Der Windenergie wird ein bedeutender Beitrag zur zukünftigen Rolle der erneuerbaren Energien für eine nachhaltige elektrische Energieversorgung zugeschrieben. Während die ökologische Verträglichkeit im Sinne der Nachhaltigkeit weitestgehend anerkannt ist, wird die konsequente Weiterentwicklung der Windenergie-technik sowie die gesellschaftliche Akzeptanz dieser Technik darüber entscheiden, in welchem Maße das vorhandene Potential tatsächlich ausgeschöpft werden kann. Ausgehend von den aktuellen Gegebenheiten und den energiepolitischen Rahmenbedingungen in Deutschland werden sowohl die technischen als auch die politischen Anforderungen für einen weiteren verstärkten Ausbau der Windenergienutzung aufgezeigt, mit Erfahrungen aus anderen Ländern verglichen und schließlich ein mittelfristiges Ausbauszenario für Deutschland vorgestellt.

Wind energy is credited with a significant future role amongst renewable energies and towards a sustainable energy supply. Wide consensus exist concerning the ecological compatibility of wind energy. The degree to which the existing contribution potential can be realized, however, depends on the consistent further development of technology and its social acceptance. Based on present circumstances and energy policy framework in Germany, the technical and political conditions are identified which will support an increased utilization of wind energy. These conditions are compared with the situation in other countries and a medium-term scenario for the deployment of wind energy technology in Germany is presented.

1. Einführung

Forschungs- und Förderprogramme des Bundes und der Länder und besonders das Stromeinspeisungsgesetz als Mindestpreisregelung für regenerativ erzeugten Strom haben bewirkt, daß Deutschland im internationalen Vergleich mittlerweile den Spitzenplatz bei der Windenergienutzung einnimmt. So waren Mitte 1998 in den Ländern der Europäischen Union etwa 5.000 MW Windleistung installiert. Deutschland erreicht mit > 2.500 MW davon die Hälfte, gefolgt von Dänemark mit 1.200 MW und Spanien mit rund 500 MW, wo in den letzten drei Jahren ein durchschnittliches jährliches Wachstum bei den Neuinstallationen von mehr als 80% erzielt werden konnte. In diesen Ländern gelten Min-

destpreisregelungen, während im windreichen Großbritannien mit einem Ausschreibungsverfahren (Mindestmengenregelung) nur 320 MW Windleistung bis Ende 1997 errichtet werden konnte.

Die stürmische Entwicklung der jährlichen Installationszahlen scheint sich in Deutschland auch im Jahr 1998 fortzusetzen. So wurden in den ersten sechs Monaten bereits Windenergieanlagen mit einer installierten Nennleistung von rund 340 MW errichtet. Bis zum Jahresende wird die Neuinstallation von bis zu 900 MW erwartet. Die dann in Deutschland betriebenen Windenergieanlagen mit einer Nennleistung von 3 GW sind in der Lage, mehr als 1% des elektrischen Energiebedarfs in Deutschland zu decken ([Abbildung 1](#)).

Die Auswertung der Betriebsdaten zur Stromproduktion der Windenergieanlagen in Deutschland ergibt für 1997 eine Jahresarbeit von ca. 3.000 GWh. Mit diesem Ergebnis ist im Vergleich zum Vorjahr ein Anstieg der Windstromproduktion von rund 30 Prozent zu verbuchen, der neben etwas besseren Windverhältnissen als im Jahr 1996 im wesentlichen auf den erfolgten Zubau von Anlagen zurückzuführen ist. In Schleswig-Holstein wurden etwa 1.200 GWh durch Windenergieanlagen erzeugt, danach folgt Niedersachsen mit ca. 800 GWh und Mecklenburg-Vorpommern mit rund 240 GWh. In [Abbildung 2](#) ist die Entwicklung des Windstromanteils bezogen auf den elektrischen Energieverbrauch nach Bundesländern dargestellt.

Die kontinuierlich verbesserte Anlagentechnik [1] wird an den inzwischen üblichen Verfügbarkeitswerten von über 98 Prozent deutlich, die von den markt gängigen WEA-Typen erreicht werden. Wenn diese bemerkenswert hohe Zuverlässigkeit der Anlagentechnik auch bei den Megawatt-Anlagen fortgesetzt werden kann, wird bei entsprechend größeren Nabenhöhen mit einer beachtlichen Steigerung der spezifischen Jahresenergieerträge zu rechnen sein. Dennoch zeigen – nicht zuletzt durch verbesserte Fertigungsverfahren und die weitgehend eingeführte Serienproduktion größerer Stückzahlen – die Verkaufspreise von WEA

Dipl.-Ing. Michael Durstewitz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter und Dr.-Ing. Martin Hoppe-Kilpper ist Leiter der Projektgruppe Windenergie am Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (ISET), Kassel

Dr. Ing. Siegfried Heier ist Oberingenieur im Fachgebiet Elektrische Energieversorgungssysteme und Prof. Dr.-Ing. Werner Kleinkauf ist Leiter des Instituts für Elektrische Energietechnik an der Universität Gesamthochschule Kassel, Kassel

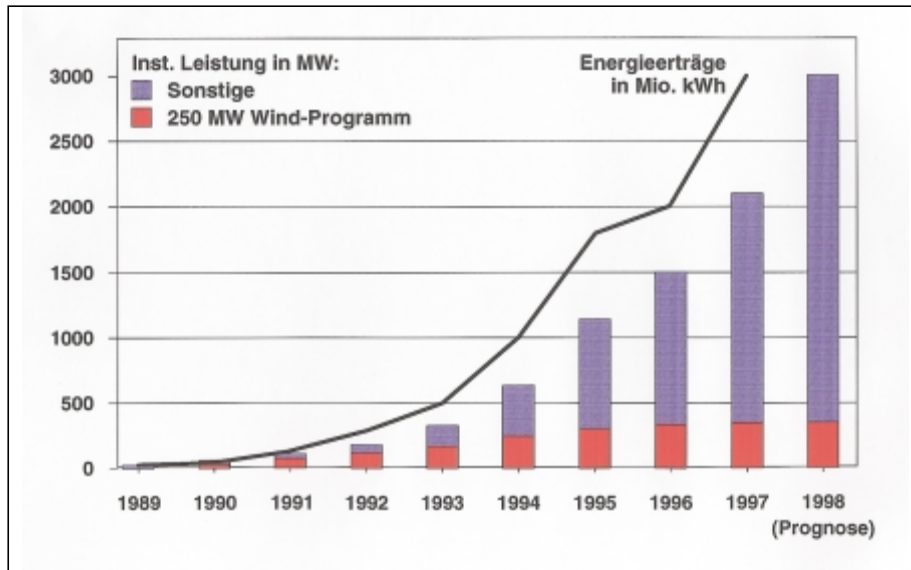
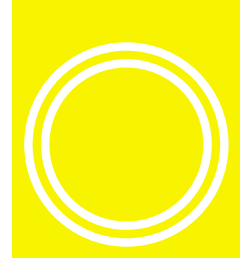
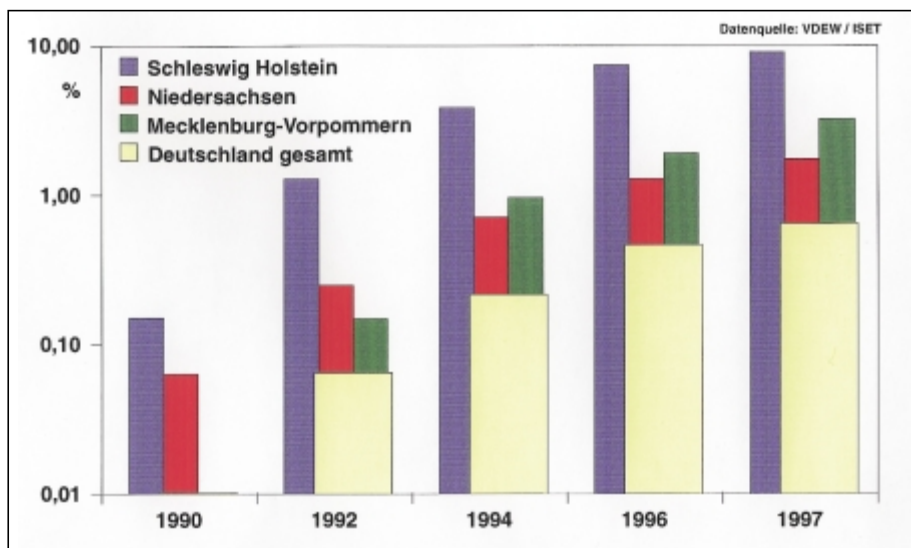


Abbildung 1: Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland

Abbildung 2: Entwicklung des Windstromanteils in Deutschland



bis 1000 kW Nennleistung eine fallende Tendenz. Die spezifischen Kosten der neuen WEA-Generation um 1,5 MW Nennleistung liegen zur Zeit jedoch noch deutlich über den Kosten der 500 bis 600 kW-Anlagenklasse.

2. Wirtschaftlichkeit, Stromgestehungskosten

Der weitaus größte Teil der in Deutschland errichteten Windenergieanlagen wird mit besonderen, zinsgünstigen Darlehen für Umweltschutzmaßnahmen finanziert. Das Bundesministerium für Wirtschaft gewährt zur Finanzierung umweltrelevanter Maßnahmen, z.B. Windenergieanlagen, über die Deutsche Aus-

gleichsbank langfristige, zinsvergünstigte Darlehen, die etwa 1 Prozent unter dem üblichen Marktzins liegen. Die Auszahlungshöhe ist abhängig vom prozentualen Darlehensanteil an der Gesamtinvestition und kann bis zu 100 Prozent betragen. Die ersten beiden Jahre sind tilgungsfrei, der Zins ist für die gesamte Dauer des Darlehens, im allgemeinen zehn Jahre, fest. In 1998 liegen die Zinssätze für Projekte in Westdeutschland bei 5% und in Ostdeutschland bei 4,5 %.

Die definierte Laufzeit der Anlagenfinanzierung über Bankdarlehen hat einen wesentlichen Einfluß auf die Höhe der Stromgestehungskosten. Die Erfassung der Investitionsnebenkosten

und der laufenden Betriebskosten von Windenergieprojekten bedarf, um verlässliche Zahlen zu erhalten, eines erheblichen Aufwandes. Die im Rahmen einer Umfrage unter mehreren hundert Anlagenbetreibern von ISET erfaßten Investitionsnebenkosten (sowohl Einzelanlagen als auch Windparks) liegen im Mittel bei etwa 30 Prozent des Anlagenpreises ab Werk, der auch Transport, Montage und Inbetriebnahme umfaßt. Bei sinkenden Anlagenpreisen ist in den vergangenen Jahren jedoch ein Anstieg bei den Nebenkosten zu verzeichnen, der wiederum besonders auf gestiegene Netzeinbindungskosten zurückzuführen ist.

Unter Berücksichtigung der genannten Kostenarten ergeben sich Stromgestehungskosten in DM pro Kilowattstunde für die Stromerzeugung aus Windenergie, die maßgeblich von den spezifischen Kosten (DM pro Quadratmeter Rotorfläche) der eingesetzten Anlagentypen abhängen. In [Abbildung 3](#) sind exemplarisch für Anlagen der 0,5 MW-Klasse sowie für 1,0 MW- und 1,5 MW-Anlagen jeweils die berechneten Stromgestehungskosten über der Bezugsgröße „Jahresarbeit“ dargestellt.

Bei der derzeitigen Einspeisevergütung von ca. 17 Pfennig je Kilowattstunde ist zur Finanzierung einer Windenergieanlage der 1,5 MW-Klasse über einen Zeitraum von 10 Jahren eine durchschnittliche Jahresarbeit von rund 3,2 GWh erforderlich. Diese Jahresproduktion, entsprechend etwa 2.100 Volllaststunden, wird nur an windgünstigen Standorten, z. B. in Küstennähe erreicht. Die Neuerrichtung von Windenergieanlagen zu den hier aufgezeigten günstigen Zinsbedingungen spielte sich in den letzten Jahren jedoch überwiegend in den küstenfernen und somit windschwächeren Regionen des Binnenlandes ab. Dort liegen die durchschnittlichen Volllaststunden deutlich niedriger. So liegt der langjährige Mittelwert in der norddeutschen Tiefebene bei rund 1.250 Volllaststunden, an den Mittelgebirgsstandorten werden im Durchschnitt etwa 1.200 Volllaststunden erreicht.

Der Wertebereich der Kurvenscharen in [Abbildung 3](#) umfaßt Volllastnutzungsstunden von jeweils 1.500 bis 3.000 h/a und charakterisiert somit eher windgün-

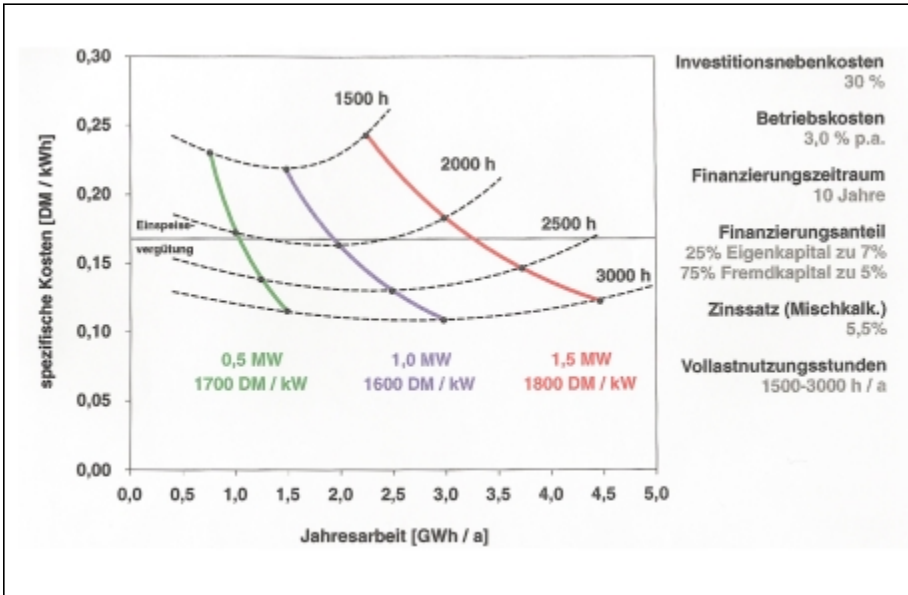


Abbildung 3: Stromgestehungskosten für drei unterschiedliche WEA-Größenklassen. Gerechnet wurde mit einem Zinssatz von 5,5 %, der sich aus einem 25-prozentigen Eigenkapitalanteil zu 7% und einem verbleibenden Fremdkapitalanteil zu 5% ergibt (für die in den zurückliegenden Jahren realisierten Anlagen müssen deutlich höhere Zinssätze in Ansatz gebracht werden [2]).

stige Standorte. Nach den bisherigen Erfahrungen mit Windenergieanlagen bis etwa 1.000 kW Nennleistung werden bei zunehmender Anlagengröße günstigere Stromgestehungskosten erzielt [2]. Diese Tendenz wird jedoch bei den Anlagentypen oberhalb von 1 MW noch nicht fortgeschrieben. Die spezifischen Stromgestehungskosten für diese Anlagenklasse liegen zur Zeit noch etwa 10 Prozent über denen der 0,5- bzw. 1,0 MW-Klasse

unterschiedlichen Leistungsbereichen. Einerseits wurden für private, zumeist landwirtschaftliche Betreiber Anlagen der 10 bis 50 kW-Klasse entwickelt und installiert. Andererseits strebten EVU eher große Systeme der MW-Klasse an, die jedoch den Prototypstatus nie verließen. Die Einführung der Anlagentechnik zu Anfang der 80er Jahre war von vielfältigen Problemen gekennzeichnet, da erprobte Berechnungsmethoden zur Systemauslegung fehlten und nicht auf Erfahrungen aus Vorläufermodellen zurückgegriffen werden konnte [3]. Weiterhin wurde deutlich, daß die Anlagen mit zunehmender Größe neue technische Herausforderungen mit sich bringen [4].

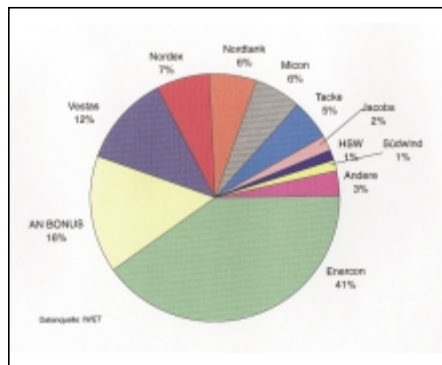


Abbildung 4: Marktanteile der WEA-Hersteller in Deutschland (1997)

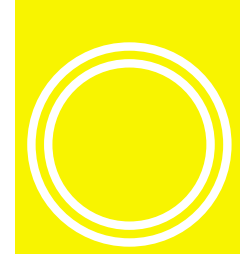
3. Technikrends und Kostenreduktion

Ende der 70er Jahre begann weltweit die Entwicklung der modernen Windkraftanlagentechnologie in zwei sehr

den Windenergieboom in Deutschland geprägt. Während dieser stürmischen Entwicklung ist es der deutschen WEA- Industrie gelungen, technologisch Anschluß zu finden und besonders bei innovativen Anlagenkonzepten weltweit die Marktführerschaft zu erzielen. Dies zeigt sich auch bei einem Blick auf die Marktanteile der 1997 in Deutschland verkauften WEA mit einem deutlichen Übergewicht für Anlagen aus deutscher Fertigung (Abbildung 4). Mitte der 90er Jahre begann bereits, auch getragen durch weitgehend gesicherte Absatzmärkte, die Entwicklung und seit ca. einem Jahr die Einführung der 1 bis 1,5 MW-Anlagen, vorrangig in Deutschland.

In allen Leistungsbereichen dominieren mittlerweile die 3-Blatt-Turbinen. Dabei konnten sich Anlagen durchsetzen, die überwiegend nach dem dänischen Konzept mit Stallregelung, Getriebeausführung und direkt netzgekoppeltem Asynchrongenerator ausgeführt waren. Bei größeren Einheiten erreichten in stärkerem Maße die Anlagen mit Pitchregelung und drehzahlvariablen Triebstrangkonzep-ten, insbesondere in getriebeloser Ausführung, wachsende Marktanteile. Somit ist bei MW-Anlagen ein deutlicher Trend zu innovativen Konzepten mit entsprechend guten Aussichten für die anbietenden WEA-Hersteller zu erkennen.

Die vollzogenen technischen Weiterentwicklungen in den 90er Jahren, auch stimuliert durch den sich verschärfenden Wettbewerb, führten auch zu einer signifikanten Reduktion der Verkaufspreise für WEA in Deutschland. In doppelt logarithmischem Maßstab sind in Abbildung 5 die ab-Werk-Preise der in Deutschland angebotenen WEA in Abhängigkeit der kumulierten installierten WEA-Leistung aufgetragen. Bis zum Jahr 1992 erfolgte demnach ein leichter Preisanstieg, der sich mit rückläufiger Förderung der Bundesländer und einer zunehmenden Ausschöpfung des 250 MW Wind-Programms deutlich umkehrte. So ist der Abbildung zu entnehmen, daß im Zeitraum von 1992 bis 1997 durch eine Verdoppelung der kumulierten installierten Leistung eine Preisreduktion um 14% (Progress Ratio 86%) erzielt werden konnte. Eine ähnliche Auswertung der IEA [5] ergab



für Dänemark (Zeitraum 1982 bis 1995) eine Progress Ratio (PR) von lediglich 96%.

4. Auswirkungen von Vergütungsregelungen auf den Ausbau der Windenergie

Vor dem Hintergrund eines stärker vom Wettbewerb bestimmten Energiemarktes wird auch in Deutschland zunehmend über zusätzliche Wettbewerbsaspekte bei der Förderung der Windenergie diskutiert. Auch durch die bislang nicht realisierte gleichmäßige Verteilung der Kosten aus den Verpflichtungen des Stromeinspeisungsgesetzes (StrEG) auf die verschiedenen Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Deutschland, wird von Seiten der Energiewirtschaft besonders ein Ausschreibungsverfahren nach britischem Vorbild favorisiert. Dieses Ausschreibungsverfahren festgelegter Tranchen, kann prinzipiell als Mindestmengenregelung eingestuft werden, während das deutsche StrEG der Gruppe der Mindestpreisregelungen zugeordnet werden kann. Die offensichtlichen Erfolge dieser Mindestpreisregelung in Deutschland

- hohe jährliche Wachstumsraten bei den Neuinstallationen,
- deutliche Fortschritte in der Anlagentechnik,
- sinkende WEA-Preise,
- funktionierender Wettbewerbsmarkt mit vielen Anbietern,
- Entwicklung einer leistungsfähigen deutschen WEA-Industrie,

wurden in den vorangegangenen Kapiteln ausführlich beschrieben. Nachfolgend wird nun das britische Ausschreibungsverfahren in seinen Grundzügen kurz dargestellt. Die „Non Fossil Fuel Obligation“ (NFFO) in Großbritannien soll entsprechend ihrer Ziele helfen, auch für erneuerbare Energien einen Markt zu schaffen. Bis zum Jahr 2000 soll mit diesem Instrument eine installierte Leistung von 1,5 GW aus erneuerbaren Energien erreicht werden. Der mit den Ausschreibungen verfolgte Wettbewerbscharakter soll dabei als besonderer Anreiz für eine Kostensenkung bei den Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien dienen. Die erforderlichen Fördermittel werden durch eine hierfür eingeführte Abgabe, die „Fossil Fuel Levy“, aufgebracht. Ein Großteil der so vereinnahmten Mittel wird für die Unterstützung der Kernkraft und ein kleinerer Teil für die Förderung erneuerbarer Energien verwendet. So entfielen in den Jahren 1994/1995 ca. 8% auf die Förderung und Nutzung der erneuerbaren Energien [6].

Von staatlicher Seite werden Kapazitätskontingente (Mengen) für die Stromproduktion aus regenerativen Energien vorgegeben. Dazu wird eine gewisse Leistung je Technologie ausgeschrieben, für die dann während einer festen Zeitspanne eine erhöhte Einspeisevergütung gewährt wird. An die Regulierungsbehörde OFFER werden Gebote mit Projektinformationen und den Kosten, zu denen der Strom verkauft werden soll, abgegeben. Aus

diesem Angebot werden die preiswertesten Bieter für die jeweilige Technologiegruppe ausgewählt. Bei der Auswahl soll eine Vorüberprüfung der technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Machbarkeit für den vorzeitigen Ausschluß unrealistischer Projekte sorgen. Dieser Vorgang wird „will secure test“ genannt.

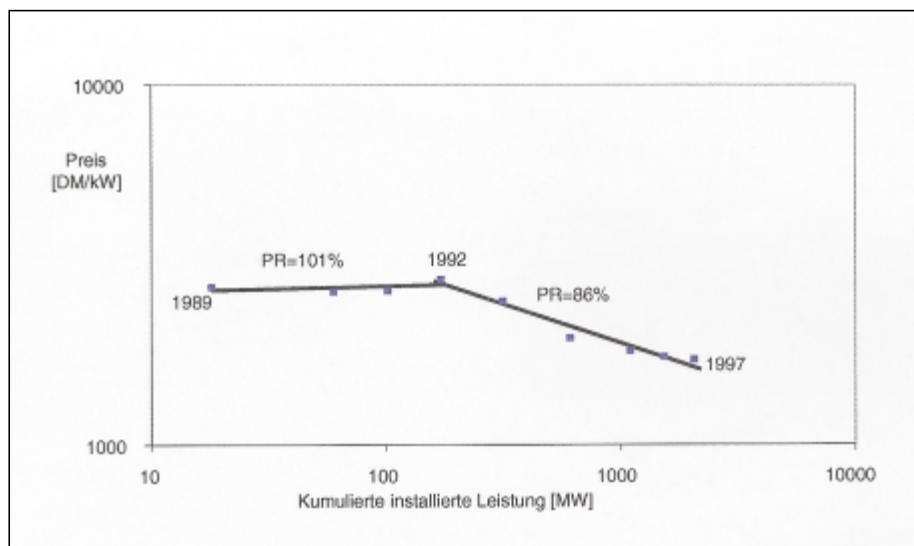
Bisher wurden zwei verschiedene Vergütungsvarianten realisiert. Unter NFFO-2 wurde ein einheitlicher Preis für alle in einer Technologiegruppe geförderten Produzenten bezahlt. Dieser Preis wurde als der Preis des teuersten akzeptierten Projektes festgelegt. Unter NFFO-1, NFFO-3 und NFFO-4 wurde jeweils der Preis bezahlt, zu dem die Bewerber angeboten hatten.

Die letzte, in 1998 durchgeführte Ausschreibungsrunde NFFO-5 ergab 69 Kontrakte mit einer installierten Leistung von insgesamt 856 MW. Die Anbieter haben nun 5 Jahre Zeit, bis ihre Projekte umgesetzt sein sollen. Eine Realisierungsverpflichtung besteht jedoch nicht. Bei den Windenergieprojekten wurde zwischen kleineren (bis 2,3 MW) und größeren Projekten unterschieden (Tabelle 1) [7].

Bei einem Vergleich der in dieser Tabelle wiedergegebenen Preise mit den in Abbildung 3 für Deutschland dargestellten Stromgestehungskosten muß zunächst berücksichtigt werden, daß die Kalkulationsbasis im Gegensatz zu Deutschland hier 15 Jahre beträgt. Wird z.B. entsprechend dem Beispiel nach Abbildung 3 mit ansonsten identischen Randbedingungen für die 1MW-Anlage ebenfalls ein 15jähriger Betrachtungszeitraum unterstellt, so ergeben sich für einen Standort mit 3.000 Vollaststunden rechnerisch Stromgestehungskosten von 8,5 Pf/kWh.

Bei den Ausschreibungen wird von einer 2/3-Wahrscheinlichkeit der Projektrealisierung ausgegangen, und entsprechend höhere Leistungen ausgeschrieben. Die unter NFFO-1 und NFFO-2 geschlossenen Verträge laufen 1998 aus, d.h. sie haben eine effektive Laufzeit von 6 bis 8 Jahren, in der die hohen Kapitalkosten wieder eingenommen werden müssen. Dies wirkt sich für Technologien mit hohen Kapitalkosten bei gleichzeitig niedrigen Betriebskosten wie der Windenergie sehr

Abbildung 5: Lernkurve Windenergie in Deutschland, Preisbasis von 1995



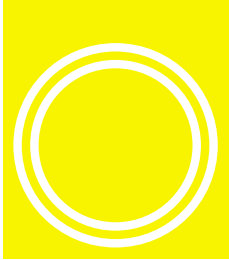


Tabelle 1: Ergebnisse NFFO-5 (Wechselkurs 1DM = 0,3628 GBP)

Projektgröße	Projektanzahl	Leistung [MW]	Preis [Pf/kWh]
bis 2,3 MW	36	28	11,5
über 2,3 MW	33	340	8

nachteilig aus. Gleichzeitig werden folgende Kritikpunkte zum britischen Ausschreibungsmodell häufig genannt:

- Zu kurze Laufzeiten (wie bei NFFO-1 und NFFO-2) führten zu relativ hohen Kosten für die Kilowattstunde aufgrund des kurzen Finanzierungszeitraums.
- Tranchesysteme (Start-Stop-Systeme) führen zu einer ineffizienten Projektentwicklung für Planer, Behörden und die Windindustrie. Es kommt zu Phasen aufgeregter Betriebsamkeit und langen Perioden relativer Inaktivität.
- Der harte Wettbewerb führt zur exzessiven Nutzung der Standorte mit hohen Windgeschwindigkeiten, die oft wegen ihrer landschaftlichen Gegebenheiten mit besonders schützenswerten Gebieten zusammenfallen. Die Standorte mit weniger günstigen Windgeschwindigkeiten und dennoch gut nutzbarem Potential werden kaum genutzt.
- Kommunale Projekte („Bürgerwindparks“) konnten, da sie zumeist teurer angeboten hatten, kaum realisiert werden. Dies führte wiederum zu starken Einbußen bei der Akzeptanz.

Darüberhinaus soll auf folgende Aspekte hingewiesen werden:

Die ausschließliche Orientierung der Bieterwettbewerbe auf möglichst geringe Energiepreise hat im Bereich der Windenergie dazu geführt, daß in erster Linie nicht-britische Hersteller von Windenergieanlagen bei den Wettbewerben zum Zuge kamen. So war es gerade ausländischen Herstellern möglich, auch durch die Größe der Einzelprojekte (kaum Einzelanlagen), zu günstigen Stückpreisen anzubieten. Die 1997 in Großbritannien neu installierten Anlagen stammen zu 88% vom dänischen Hersteller Bonus und zu 11% vom amerikanischen Hersteller Zond. Dies zeigt, daß sich ohne indu-

striepolitische Komponente bei der Förderung der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung wie geplant leicht erhöhen kann. Eine leistungsfähige einheimische Windenergieindustrie mit aussichtsreicher Exportperspektive kann sich so jedoch nicht entwickeln.

Weiterhin muß bei einem möglichen Preisvergleich für die Kilowattstunde Windstrom mit den in anderen Ländern gewährten Einspeisevergütungen berücksichtigt werden, daß die Standorte deutlich günstigere Windverhältnisse aufweisen als z.B. in Deutschland. Schließlich bleibt abzuwarten, ob in der Schlußabrechnung besonders der neueren NFFO-Projekte die angebotenen Preise den tatsächlichen Kosten entsprechen oder ob Projekte vorzeitig eingestellt werden müssen.

5. Mittelfristige Ausbauperspektive für Deutschland

Im einleitenden Abschnitt ist die Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland dargestellt (Abbildung 1). Die jährlichen Zuwachsraten liegen seit einigen Jahren bei etwa 500 MW, in 1998 vermutlich noch deutlich höher. Unter der Voraussetzung, daß sich die derzeit positiven Rahmenbedingungen nicht grundlegend ändern, wird sich dieser Trend vermutlich auch in den kommenden Jahren prinzipiell fortsetzen. Welchen Beitrag dann die Windenergie mittelfristig zur Elektrizitätsversorgung in Deutschland leisten kann, ist in einem Szenario zusammengestellt (Tabelle 2). Den Abschätzungen liegen die folgenden Annahmen und Vereinfachungen zugrunde:

- Für die kommenden Jahre wird von einer rückläufigen jährlichen Installationsrate ausgegangen. Durch den sich fortsetzenden Anstieg der Anlagen-Nennleistung wird jedoch insgesamt ein wachsender jährlicher Zubau erfolgen. Aufgrund der technischen Weiterentwicklungen wird

eine Steigerung der durchschnittlichen Nennleistung von heute 0,8 auf 1,6 MW erwartet.

- Die jährlich von EVU an Kunden verkaufte Strommenge wird konstant fortgeschrieben (439 TWh).
- Der Anteil der Binnenlandstandorte (d.h. der Standorte mit einer Entfernung von mehr als 10-15 km von der Küste) wird sich – wie in den zurückliegenden Jahren – weiter erhöhen. Für das Jahr 2007 wird ein Verhältnis Küste-Binnenland von 30% zu 70% erwartet.
- Merkliche Potentiale im Offshore-Bereich sind voraussichtlich in den nächsten fünf bis zehn Jahren noch nicht zu erschließen. Anwendungen in diesem Sektor sind auf Entwicklungen und Erfahrungen von Großanlagen angewiesen und werden in diesem Szenario nicht berücksichtigt.
- Die im Betrieb erreichten Vollaststunden werden zur Berechnung der WEA-Jahresarbeit als konstant angesetzt, da die erwartete Steigerung der Jahresarbeit eine zunehmende Erschließung von weniger windgünstigen Standorten ermöglicht.
- Die zu erwartende Serienfertigung der WEA im Leistungsbereich von 1,5 bis 2,5 MW sowie technische Weiterentwicklungen ermöglichen in den kommenden Jahren eine Senkung der spezifischen Anlagenkosten um ca. 15 Prozent. Zur Berechnung der durch die Neuinstallationen induzierten jährlichen Investitionen wurde ein durchschnittlicher Nebenkostenanteil von 30% zu den WEA-Verkaufspreisen unterstellt.
- Bei einer unterstellten Förderung von 0,07 DM pro erzeugter Kilowattstunde Windstrom würde sich bei einer gleichmäßigen Umlage auf den insgesamt in Deutschland von EVU verkauften Strom (439 TWh) die Kilowattstunde im Jahr 2007 um 0,35 Pf verteuern.

Das Szenario zeigt, daß innerhalb von zehn Jahren knapp 14.000 Windenergieanlagen mit insgesamt etwa 12.000 MW installierter Leistung in Deutschland in Betrieb sein werden. Die Jahresarbeit wird sukzessive von knapp 3 TWh (1997) auf 22 TWh (2007) ansteigen, so daß der Windstromanteil am insgesamt verkauften Strom bis zum Ende des Betrachtungszeitraums auf etwa 5 Prozent anstei-

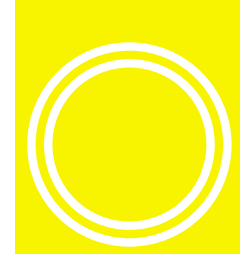


Tabelle 2: Szenario zur mittelfristigen Entwicklung der Windkraftnutzung

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
WEA-Anzahl neu	820	1000	950	925	900	875	850	825	800	775	750
Mittlere Leistung [kW]	630	850	900	950	1000	1100	1200	1300	1400	1500	1600
WEA-Leistung neu [MW]	517	850	855	879	900	963	1020	1072.5	1120	1162.5	1200
WEA-Anzahl kumuliert	5100	6100	7050	7975	8875	9750	10600	11425	12225	13000	13750
WEA-Leistung kumuliert [MW]	2040	2890	3745	4624	5524	6486	7506	8579	9699	10861	12061
WEA-Jahresarbeit [TWh]	3.0	4.9	6.6	8.3	10.0	11.8	13.7	15.7	17.8	19.9	22.2
Windstromanteil	0.7%	1.1%	1.5%	1.9%	2.3%	2.7%	3.1%	3.6%	4.1%	4.5%	5.1%
Investition [Mio. DM p.a.]	1064	1733	1725	1755	1778	1882	1973	2052	2120	2176	2184
Spez. Förderbetrag [Pf / kWh]	0.05	0.08	0.11	0.13	0.16	0.19	0.22	0.25	0.28	0.32	0.35

gen wird. Das jährliche Investitionsvolumen liegt allein für die Neuerrichtung von Windkraftwerken zwischen 1,1 Milliarden DM (1997) und 2,2 Milliarden DM im Jahr 2007. Aus der getroffenen Annahme eines spezifischen Förderbetrages von rund 0,07 DM pro kWh Windstrom würde ein privater Haushalt mit rund 3000 kWh Stromverbrauch bei gleichmäßiger Verteilung auf den insgesamt in Deutschland verkauften Strom mit ca. DM 10 pro Jahr zusätzlich belastet.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Die Technik und Nutzung der Windenergie hat in Deutschland eindrucksvoll unter Beweis gestellt, daß begleitende Programme des Bundes und der Länder, insbesondere aber gesetzliche Maßnahmen wie das Stromeinspeisungsgesetz als Mindestpreisregelung, in der Lage sind, Entwicklungen einzuleiten, die selbst hochgesteckte Erwartungen weit übertreffen können. Innerhalb von 7 Jahren konnten aufgrund verlässlicher Bedingungen und des technischen Fortschrittes die Anlagengröße fast verzehnfacht, die Anlagenverfügbarkeit auf nahezu 99 % gesteigert und die Stromgestehungskosten etwa halbiert werden. 1998 werden Windkraftanlagen mit etwa 3 GW in Deutschland installiert sein, die mit mehr als 1% zur Stromerzeugung beitragen werden. Damit ist die Windenergie-technik – zumindest regional – in Deutschland zu einem Wirtschaftsfaktor geworden und hat

mehr als 10.000 Arbeitsplätze geschaffen (europaweit ca. 30.000). Bei Fortschreibung – bzw. leichter Schwächung – der WEA-Zubaurate der letzten Jahre ist eine weitere Steigerung des Windstromanteils in Deutschland auf rund 5% bis 2007 möglich. Die sich ergebenden Zusatzkosten der EVU (ca. 0,07 DM/kWh) belasten einen Privathaushalt, bei Umlage auf den Strompreis, jährlich um ca. DM 10.

Energiepolitische Unsicherheiten, wie sie z. B. durch die Diskussion um alternative Förderkonzepte als Ersatz für das Stromeinspeisungsgesetz immer wieder entstehen, können jedoch schnell zu Markteinbrüchen führen. Eine EU-weite Strategie zur Durchsetzung erneuerbarer Energien, gestützt auf die durchweg positiven Erfahrungen mit Mindestpreisregelungen in Deutschland, Dänemark und Spanien, könnte dem entgegenwirken. Dabei müssen allerdings nutzungsrechtliche Ungleichgewichte zwischen den Mitgliedsstaaten ausgeglichen sowie Wettbewerbsverzerrungen durch unterschiedliche Belastungen der regionalen Energieversorger beseitigt werden. In Politik und Öffentlichkeit muß verdeutlicht werden, daß die deutsche und europäische Industrie auf dem Gebiet der erneuerbaren Energietechnik ihre Position nur weiter festigen und ausbauen kann, wenn der Inlandsmarkt signifikanten Absatz aufweist und auch der Export wesentlich verstärkt angegangen wird.

Literatur

- [1] Wissenschaftliches Meß- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest „250 MW-Wind“, Jahresauswertung 1994, 1995, 1996 und 1997, ISET-Schriftenreihe, Kassel (1998)
- [2] M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf
„Allgemeine Entwicklung der Kosten der Windstromerzeugung in Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesverband Windenergie e.V. (1997)
- [3] S. Heier
„Windkraftanlagen im Netzbetrieb“. 2. überarb. und erw. Aufl., B. G. Teubner Stuttgart, Leipzig (1996)
- [4] W. Kleinkauf, S. Heier, et al.
„Betriebsverhalten von Windenergieanlagen – Regelung und dynamisches Verhalten mechanisch-elektrischer Energiewandler“, Forschungsbericht T84-154, Band 1 und 2, Bundesministerium für Forschung und Technologie, ISSN 0340-7608, Fachinformationszentrum Karlsruhe (1984)
- [5] C.-O. Wene
„Energy Technology Learning: Part 1“, IEA/CERT (98)14, International Energy Agency (IEA), Paris (1998)
- [6] M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf, A. Voss, G. Weinrebe
„Entwicklung eines Konzepts zur Förderung erneuerbarer Energien durch die deutsche Energiewirtschaft“, VDEW, Frankfurt (1997)
- [7] Windpower Monthly, Vol. 14, No.10, Knebel, Dänemark (1998)