

Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland und der Einfluss staatlicher Förderpolitik

**-Technikentwicklung in den 90er Jahren zwischen Markt und
Forschungsförderung-**

von

Dipl.-Ing. Martin Hoppe-Kilpper

dem Fachbereich Elektrotechnik an der
Universität Kassel

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

vorgelegte Dissertation

Vorsitzender: Prof. Dr.-Ing. W. Kleinkauf

1. Bericht: Prof. Dr.-Ing. W. Kleinkauf

2. Bericht: Prof. Dr.-Ing. J. Schmid

Erklärung.....	5
Vorwort.....	6
Überblick.....	7
A Förderung der Windenergie in Deutschland in den Jahren 1975 bis 2001.....	8
1 Markteinführung durch gesetzliche Mindestpreisregelungen.....	8
1.1 Energiepolitische Ziele als Förderbegründung	9
1.2 Anforderungen an Förderprogramme.....	12
1.3 Grundformen von Fördermodellen.....	15
1.3.1 Mindestpreismodelle.....	15
1.3.2 Quotenmodelle	15
1.4 Stromeinspeisungsgesetz	16
1.5 Erneuerbare Energien Gesetz	19
1.5.1 Hintergrund und Entstehung.....	19
1.5.2 Änderungen gegenüber dem StrEG.....	19
1.5.3 Das Referenzanlagenmodell.....	22
1.5.4 Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Windenergie	23
2 Windenergie-Forschungsprogramme des BMBF/BMWi.....	27
2.1 Forschungspolitische Ziele in Energieforschungsprogrammen.....	27
2.2 Übersicht Windenergie- Forschungsprojekte.....	29
2.2.1 Der Anfang mit den Großanlagen.....	29
2.2.2 Ingenieurtechnische Voraussetzungen zum WEA-Betrieb	30
2.2.3 Demonstrationsprogramme bis 1988	32
2.2.4 Windenergieanlagen in autonomen Versorgungssystemen.....	33
2.2.5 Eldorado-Wind Programm	34
2.2.6 Geförderte FuE Schwerpunkte seit 1989.....	36
2.3 Das „250 MW Wind“- Programm	42
2.3.1 Ziele des begleitenden Messprogramms WMEP.....	43
2.3.2 Datenerfassung und -verarbeitung im WMEP	44
2.3.3 Projektphasen des WMEP	47
2.3.4 Projektziele und Aspekte des WMEP bis 2004.....	49
B Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland.....	53
3 Stand der Windenergietechnik in Deutschland.....	53
3.1 Zeitliche Entwicklung.....	53

3.2	Entwicklung der Installationszahlen.....	54
3.3	Regionale Verteilung.....	58
3.4	Entwicklung der installierten Leistung.....	60
3.5	Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung.....	61
3.6	Technische Entwicklung.....	63
3.7	Technische Verfügbarkeit.....	65
3.8	Die Entwicklung von MW-Anlagen und Ausblick.....	67
4	Einfluss öffentlicher Förderung auf die Entwicklung der Windenergienutzung.....	74
4.1	Eingesetzte Mittel zur Förderung der Windenergie von 1975 – 2001.....	74
4.1.1	Forschung, Entwicklung und Demonstration.....	74
4.1.2	Markteinführung durch Länderprogramme.....	77
4.1.3	Markteinführung durch zinsverbilligte Kredite.....	80
4.1.4	Markteinführung durch Stromeinspeisungs- und Erneuerbare Energien Gesetz..	82
4.1.5	Gesamte Förderhöhe und Bewertung.....	85
4.2	Einfluss öffentlich geförderter FuE- Projekte auf die Anlagenentwicklung.....	89
4.2.1	Allgemeine Entwicklung.....	89
4.2.2	Entwicklungen der Firma ENERCON.....	91
4.2.3	Folgerungen zur Förderung und Entwicklung.....	95
4.3	Einfluss des geschützten Marktes auf die Stromgestehungskosten.....	97
4.3.1	Entwicklung der Investitionskosten.....	97
4.3.2	Entwicklung der Betriebskosten.....	98
4.3.3	Entwicklung der Stromgestehungskosten.....	101
4.4	Einfluss des geschützten Marktes auf Anlagen- und Projektkosten.....	105
4.4.1	Entwicklung der Einspeisevergütungen.....	105
4.4.2	Entwicklung der Anlagenpreise.....	106
4.4.3	Entwicklung der Projektkosten.....	111
4.5	Zusammenfassende Betrachtung.....	113
C	Übertragung der gewonnenen Erkenntnisse auf die Weiterentwicklung der WEA- Technik.....	119
5	Großtechnische Offshore- Windenergienutzung in Deutschland.....	119
5.1	Potenziale.....	121
5.2	Anforderungen an die Technik.....	122
5.3	Integration von Offshore- Windparks in die elektrische Energieversorgung.....	124
5.3.1	Netzanbindung.....	125

5.3.2	Energieübertragung vom Windpark zum Festland	125
5.3.3	Anschluss an das Verbundnetz	128
5.3.4	Offshore- Windenergie und Kraftwerkseinsatz	129
5.3.5	Betriebsführung von Offshore- Windparks	133
5.3.6	Fazit.....	140
5.4	Stromgestehungskosten.....	141
6	Windenergie in einer dezentralen, netzgebundenen Energieversorgung.....	144
6.1	Einleitung.....	144
6.2	Dezentrale Energieversorgung.....	145
6.2.1	Netzstruktur	145
6.2.2	Regionale Versorgungskonzepte	147
6.3	Nutzung von großen, lokalen EE- Potenzialen	149
6.3.1	Nutzung großer Offshore- Potenziale	149
6.3.2	Nutzung großer EE- Potenziale im interkontinentalen Netzverbund.....	149
6.4	Informationstechnologien in der zukünftigen Energiewirtschaft	150
6.4.1	Informationssysteme und Datenbanken	151
6.4.2	Onlineerfassung und Prognose der Energiebereitstellung	152
6.5	Definition des FuE Bedarfs und der notwendigen Strukturen	155
7	Windenergieanlagen in Hybridsystemen zur Elektrifizierung entlegener Gebiete.....	158
7.1	Weiterentwicklung der Anlagentechnik.....	158
7.2	Internationales Kooperationsprojekt.....	160
7.2.1	Zielsetzung	160
7.2.2	Arbeitsprogramm.....	161
8	Zusammenfassung und Ausblick.....	164
9	Literaturhinweise.....	170
10	Abkürzungsverzeichnis	178

Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Dissertation selbstständig und ohne unerlaubte Hilfe angefertigt und andere als die in der Dissertation angegebenen Hilfsmittel nicht benutzt habe. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder unveröffentlichten Schriften entnommen sind, habe ich als solche kenntlich gemacht. Kein Teil dieser Arbeit ist in einem anderen Promotions- oder Habilitationsverfahren verwendet worden.

Martin Hoppe-Kilpper

Kassel, den 10.06.2003

Vorwort

Seit Anfang der 90er Jahren erfährt die Windenergienutzung in Deutschland einen kontinuierlichen Aufschwung. Diese Entwicklung wurde durch Projekte des Instituts für Solare Energieversorgungstechnik, ISET, sowie der Universität Kassel begleitet und in vielfältiger Weise unterstützt. Vor dem Einstieg in eine neue Generation der Anlagentechnik, vor allem für den großtechnischen Offshore- Einsatz und die umfangreichen Fragestellungen zur Integration dieser Anlagen in das bestehende elektrische Versorgungssystem, soll mit dieser Arbeit eine kritische Bestandsaufnahme der bisherigen Entwicklung vorgenommen werden. Daraus sollen sowohl Hinweise für die Ausgestaltung zukünftiger staatlicher Forschungs- und Markteinführungsprogramme als auch für die Entwicklung neuer Forschungsansätze im ISET abgeleitet werden.

Den Hintergrund der Darstellungen und Analysen bilden Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte, an denen ich seit 1990 in verantwortlicher Stellung im ISET mitgewirkt habe. Dies sind vor allem das „Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm“ (WMEP) zur Fördermaßnahme „250 MW Wind“, „Bericht über den Stand der Markteinführung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien“ (Erfahrungsbericht zum EEG, Teil Windenergie), „Offshore- Windenergienutzung in der AWZ“, „Elektrische Energieversorgung mit hohem Anteil dezentraler und regenerativer Stromerzeugung“ sowie „Experience Curves: A Tool for Energy Policy Assessment“.

Mein besonderer Dank gilt Herrn Univ.- Prof. Dr.-Ing. Werner Kleinkauf, Leiter des Fachgebiets Elektrische Energieversorgungssysteme sowie Gründer und ehemaliger Vorstandsvorsitzender des ISET, für die Übernahme der Betreuung als erster Gutachter. Die erfolgreiche Durchführung der oben genannten Projekte wie auch dieser Arbeit ist wesentlich auf seine fachliche Unterstützung zurückzuführen.

Herrn Univ.- Prof. Dr.-Ing. Jürgen Schmid, heutiger Vorstandsvorsitzender des ISET, danke ich als zweitem Gutachter für sein Engagement sowie für die unermüdlichen Aufmunterungen, diese Arbeit doch noch zu schreiben.

Mein Dank gilt weiterhin meinen Kollegen aus der alten Kernmannschaft des WMEP, Richard Döpfer, Michael Durstewitz, Cornel Ensslin, Gerd Füller, Berthold Hahn, Klaus Otto und Kurt Rohrig für die seit vielen Jahren vertrauensvolle und engagierte Zusammenarbeit, die auch wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen hat.

Nicht vergessen möchte ich Herrn Dr.-Ing. habil. Siegfried Heier, der mich seit Beginn meiner wissenschaftlichen Tätigkeit an der Universität Kassel und später im ISET als Lehrer und Ratgeber stets kollegial begleitet hat.

Schließlich danke ich meiner Frau Renate Kilpper und meinen Kindern Janosch und Jelena für das Verständnis und die Zeit, die sie mir ließen, auch während des Urlaubs und an Wochenenden diese Arbeit zu schreiben.

Überblick

Seit gut zehn Jahren erlebt die Windenergienutzung in Deutschland einen in der Mitte der 80er Jahre nicht für möglich gehaltenen Aufschwung. Anlagenanzahl und installierte Leistung haben in diesem Zeitraum mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von mehr als 30% zugenommen, die mittlere installierte Leistung pro neu errichteter Anlage stieg dabei um das Zehnfache und die technische Verfügbarkeit der Anlagen liegt mittlerweile bei über 98%. Mit größer werdenden Anlagen zeigt sich weiterhin ein klarer Trend zu Blattwinkel verstellbaren Konzepten, mit zunehmend drehzahlvariabler Betriebsweise.

Vor dem von Vielen für die kommenden drei bis sechs Jahre prognostizierten Einstieg in die großtechnische Offshore- Windenergienutzung mit den damit verbundenen immensen technologischen und strukturellen Herausforderungen erscheint es sinnvoll, einen kritischen Blick zurückzuwerfen auf die 90er Jahre mit den ihnen zugrunde liegenden förderpolitischen Rahmenbedingungen. Dabei soll die Frage beantwortet werden, welchen konkreten Einfluss die staatlichen Forschungs- und Förderprogramme, besonders das „250 MW Wind“- Programm, auf die Entwicklung der Windenergienutzung hatten, das heißt, unter welchen Bedingungen sich bestimmte Techniklinien durchsetzten, wie der Einfluss eines geschützten Marktes durch gesetzlich garantierte Einspeisetarife auf diese Entwicklung zu bewerten ist und schließlich, welche Fehlentwicklungen möglicher Weise eingetreten sind. Dazu wird mit Hilfe von Lernkurven gezeigt, welche Kostenreduktionen insgesamt erzielt wurden, wie hoch die dazu notwendigen staatlichen Finanzmittel waren und welche Schlussfolgerungen daraus für die Zukunft abgeleitet werden können.

Die Arbeit soll insgesamt dazu beitragen, die erreichten technischen Entwicklungsschritte vor dem Hintergrund der förderpolitischen Gegebenheiten besser zu verstehen, Chancen für gezielte Änderungen in der Förderpraxis zu ergreifen und Hinweise auf die Ausgestaltung von zukünftigen Forschungsprogrammen und Entwicklungsschwerpunkten im Bereich der Windenergie zu geben, um weitere Kostensenkungspotenziale auszuschöpfen. Dabei wird sich die zukünftige Schwerpunktsetzung in der programmatischen Ausrichtung der Forschung stärker auf die drei wichtigsten Anwendungsfelder für Windenergieanlagen konzentrieren müssen, die großtechnische Offshore- Anwendung, die netzgebundene, dezentrale Energieversorgung sowie auf Windenergieanlagen zur ländlichen Elektrifizierung in autonomen Versorgungssystemen für Schwellen- und Entwicklungsländer.

A Förderung der Windenergie in Deutschland in den Jahren 1975 bis 2001

Obwohl sich diese Arbeit im Wesentlichen mit der Entwicklung der Windenergietechnik in den 90er Jahren beschäftigt, begannen die wichtigsten Demonstrations- und Markteinführungsmaßnahmen (Kap.1) bereits wesentlich früher. Die ersten Forschungs- und Entwicklungsanstrengungen (Kap. 2) der modernen Windenergietechnik in Deutschland reichen bis in die Mitte der 70er Jahre zurück. Eine besondere Bedeutung hatte zunächst das Demonstrationsprogramm „250 MW Wind“ (Kap.2.3) und anschließend im Rahmen der Markteinführung der Windenergie das Stromeinspeisungs- und seit April 2000 das Erneuerbare Energien Gesetz (Kap.1.4 und 1.5).

1 Markteinführung durch gesetzliche Mindestpreisregelungen

In diesem Kapitel werden die in Deutschland seit Beginn der 90er Jahre geltenden gesetzlichen Maßnahmen zur Förderung der Windenergie auf Grundlage von Mindestpreisregelungen für die Einspeisung in die öffentlichen Stromversorgungsnetze dargestellt und erläutert (Kap.1.4 und 1.5). Zum besseren Verständnis werden jedoch zunächst die energiepolitischen Ziele (Kap.1.1) der verschiedenen Bundesregierungen, aus denen heraus sich dann auch die Förderung erneuerbarer Energien ableiten lässt, kurz dokumentiert. Daran anschließend werden Anforderungen an staatliche Fördermaßnahmen definiert (Kap.1.2) und die zwei wichtigsten Formen von Fördermodellen vorgestellt (Kap.1.3).

1.1 Energiepolitische Ziele als Förderbegründung

Fördermaßnahmen der öffentlichen Hand zur beschleunigten Einführung erneuerbarer Energien lassen sich grundsätzlich in Maßnahmen zur Forschungsförderung, zur Demonstration und zur Markteinführung unterscheiden. Als Ausführungsorgan des Bundes führte bis zum Regierungswechsel 1998 das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) die Förderprogramme des Bundes in den Bereichen Forschung, Entwicklung (FuE) und Demonstration durch. Für den Bereich Biomasse war und ist das Bundesministerium für Landwirtschaft, jetzt Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) zuständig. Markteinführungsprogramme, jedoch auch seit 1998 die FuE- Programme der angewandten Energieforschung, werden durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) wahrgenommen¹. Weitere Fördermaßnahmen des Bundes erfolgen noch über das Bundesministerium für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ), die Bundesstiftung Umwelt (DBU) sowie über die Umweltprogramme der Deutschen Ausgleichsbank. Hinsichtlich der Forschungsförderung bilden die verschiedenen Energieforschungsprogramme (seit 1977 auch für die erneuerbaren Energien und die rationelle Energieverwendung) den förderpolitischen Rahmen. Die Forschungsprogramme der Europäischen Kommission werden in dieser Arbeit nicht betrachtet.

Staatliche Fördermaßnahmen beziehen sich jeweils auf die aktuell gültigen energie- und forschungspolitischen Ziele der entsprechenden Regierungen. Im Folgenden werden deshalb kurz die wichtigsten Ziele der deutschen Energiepolitik skizziert, die im Wesentlichen aus den Energie- und Energieforschungsprogrammen der jeweiligen Bundesregierungen abgeleitet werden können /1-1/, /1-2/, /1-3/, /1-4/.

Im ersten Energieprogramm einer deutschen Bundesregierung /1-1/ wird als Grundziel die „Verwirklichung einer Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland,

- bei der ein auf die Bedürfnisse der Verbraucher in allen Teilräumen der Bundesrepublik ausgerichtetes ausreichendes Energieangebot sichergestellt ist,
- die mittel- und langfristig sicher ist,
- die zu möglichst günstigen volkswirtschaftlichen Gesamtkosten auf lange Sicht erfolgt und
- die den Erfordernissen des Umweltschutzes Rechnung trägt“

genannt.

¹ Seit Ende 2002 ist nunmehr das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) sowohl für die Markteinführung als auch für die anwendungsbezogene FuE im Bereich Erneuerbare Energien, also auch für die Windenergie, zuständig.

In der Unterrichtung über das energiepolitische Gesamtkonzept /1-2/ werden 1991 die folgenden Leitlinien für eine erste gesamtdeutsche Energiepolitik herausgestellt:

- Die wesentlichen und gleichrangigen Ziele sind Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Ressourcenschonung.
- Bei allen energiepolitischen Entscheidungen sind ökologische Aspekte zu beachten. Das ökologisch Notwendige ist ökonomisch effizient zu gestalten.
- Die Energiepolitik ist marktwirtschaftlich auszurichten. Auch in der Umweltpolitik sind neben dem Ordnungsrecht verstärkt marktwirtschaftliche Instrumente einzusetzen.
- Versorgungssicherheit wird vor allem durch die Diversifizierung nach Energieträgern und Bezugsquellen sowie durch die Nutzung heimischer Energieträger gewährleistet; dabei sind auch die Bedingungen des europäischen Binnenmarktes zu beachten.
- Zur Klimavorsorge, zur Ressourcenschonung und zur Versorgungssicherheit haben die sparsame und rationelle Energieverwendung sowie die stärkere Erschließung erneuerbarer Energien besonderes Gewicht.
- Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung erfordert die Bereitstellung der Energie zu den günstigsten gesamtwirtschaftlichen Kosten. Die volkswirtschaftlichen Kosten des Umweltschutzes und der Versorgungssicherheit sind dabei so weit wie möglich einzubeziehen.
- Die nationale Energiepolitik ist weiter in die europäische und internationale Energiepolitik einzubinden.

Die erste Bundesregierung aus SPD und Bündnis 90/Die Grünen verabschiedete bis Mitte 2002, das heißt bis kurz vor Ende ihrer ersten Legislaturperiode, kein offizielles Energieprogramm. Gleichwohl wird im Rahmen des „Erneuerbare Energien Gesetz“ (EEG) (vergleiche auch Kap. 1.5) mindestens die Verdoppelung des Anteils erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2010 als Ziel definiert.

So steht in der Begründung der Bundesregierung zum EEG /1-5/, dass sie sich aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes sowie der Versorgungssicherheit in Übereinstimmung mit der Europäische Union mindestens die Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energieträger an der Energieversorgung bis zum Jahr 2010 zum Ziel gesetzt habe. Dieses Ziel stehe im Zusammenhang mit der beabsichtigten Verpflichtung der Bundesrepublik Deutschland zur Minderung der Treibhausgasemissionen um 21 Prozent bis zum Jahr 2010 im Rahmen der Lastenverteilung der Europäischen Union zu dem Kyoto- Protokoll, sowie dem Ziel der Bundesregierung, die Kohlendioxidemissionen bis zum Jahr 2005 um 25 Prozent gegenüber 1990 zu mindern.

Absicht dieses Gesetzes sei es daher, neben der Sicherung des Betriebs laufender Anlagen (nach dem StrEG), auf allen Gebieten der Verstromung erneuerbarer Energien, ähnlich wie bereits bei der Windenergie, eine dynamische Entwicklung anzustoßen. In Kombination mit Maßnahmen zur Internalisierung externer Kosten solle mit der Preisregelung im EEG mittel- bis langfristig die Wettbewerbsfähigkeit mit konventionellen Energieträgern herbeigeführt werden. Um weiterhin eine deutliche Entwicklung der technischen Effizienz zu gewährleisten, sei die in dem Erneuerbare Energien Gesetz vorgesehenen Vergütungen nach Energieträgern, Standorten und Anlagengrößen differenziert und degressiv sowie zeitlich begrenzt ausgestaltet worden. Die vorgesehene zweijährliche Überprüfung stelle weiterhin eine kontinuierliche und zeitnahe Anpassung der Vergütungssätze an die Markt- und Kostenentwicklung sicher.

Das für Energiepolitik sowie die Markteinführung erneuerbarer Energien und die anwendungsbezogene Energieforschung gleichermaßen zuständige Ministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) stellt in seinem Energiebericht vom November 2001 /1-4/ ebenfalls die Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit als wesentliche Elemente der Energiepolitik heraus. Größere Abweichungen im Vergleich zu den bisherigen energiepolitischen Leitlinien sind nicht zu erkennen. Auffällig ist jedoch, dass die Ressourcenschonung als Ziel nicht mehr explizit angesprochen wird.

Marktwirtschaftliche Strukturen sind nach Auffassung des BMWi am besten geeignet, für wirtschaftliche, das heißt effiziente Energiebereitstellung und -nutzung zu sorgen. Der Staat schaffe und erhalte deshalb marktwirtschaftliche Rahmenbedingungen, um den Wettbewerb in der Energiewirtschaft zu fördern. Die konsequente Liberalisierung der Märkte für Strom und Gas sei beispielsweise eine Voraussetzung, damit sich auch in diesem, früher von Monopolen geprägten Wirtschaftszweigen der Wettbewerb entfalten könne. Die erheblich gesunkenen Preise für Elektrizität seien dabei ein Vorteil, von dem Verbraucher und Unternehmen gleichermaßen profitieren könnten.

Weiterhin reiche die heimische Produktion von Energieträgern bei weitem nicht aus, um den Bedarf zu decken: Als rohstoffarmes Land sei Deutschland in besonderem Maße auf Importe angewiesen. Je vielfältiger der Energiemix sei und je mehr Bezugsquellen überall auf der Welt genutzt würden, desto sicherer sei die Versorgungslage. Auch vor dem Hintergrund des beschlossenen Ausstiegs aus der Nutzung der Kernenergie würde sich der Energiemix in den nächsten Jahrzehnten verändern. Wichtig sei in jedem Fall die sparsamere und rationellere Energieverwendung, denn auch die Reduzierung des Energiebedarfs trage zur Versorgungssicherheit bei.

Zum Thema Umweltschutz im Energiebereich wird ausgeführt, dass heute und in Zukunft besonders ein wirksamer Klimaschutz die größte Herausforderung sei. Ökologisch sei dies ebenso bedeutsam wie wirtschaftlich, denn durch den Klimawandel

(mit)verursachte Schäden bewirkten Kosten, die heutige und künftige Volkswirtschaften tragen müssten. Seit ihrem Amtsantritt habe die Bundesregierung bereits zahlreiche Initiativen ergriffen, damit Energie sparsamer und rationeller eingesetzt würde und erneuerbare Energien in Zukunft einen deutlich höheren Anteil an der Energieerzeugung haben könnten.

1.2 Anforderungen an Förderprogramme

Die nachfolgend genannten Anforderungen an Fördermaßnahmen zur verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien sollen dazu beitragen, die praktische Ausgestaltung von StrEG und EEG besser zu verstehen und Kriterien zur Bewertung ihrer Wirksamkeit zu finden. Falls erforderlich, wird zwischen Anforderungen für Maßnahmen im Bereich "Forschung, Entwicklung und Demonstration" und Anforderungen an "Markteinführungsmaßnahmen" unterschieden /1-6/.

Es bleibt anzumerken, dass es seit Beginn der Rot-Grünen Regierungskoalition in 1998 eine kontroverse Diskussion zwischen dem bis Ende 2002 für die Windenergieförderung zuständigen BMWi und dem in die Fachberatungen einbezogenen BMU über die konkrete Ausgestaltung von Stromeinspeisungs- und Erneuerbare Energien Gesetz gab. Dabei ging es immer auch um die Frage der Förderhöhe und die Methoden zur Erreichung weiterer Kostenreduktionen.

Effizienter Mitteleinsatz. Das Förderungsziel, vor allem steigende Installationszahlen und sinkende Anlagenpreise, sollte bei möglichst effizientem Mitteleinsatz erreicht werden. Für einen effizienten Einsatz der Mittel ist auch auf eine möglichst einfache und trotzdem gerechte Ausgestaltung des Förderprogramms bei minimalem administrativen Aufwand zu achten. Ein erfolgreiches Förderprogramm sollte außerdem leicht für jedermann durchschaubar sein, um eine hohe Akzeptanz zu erreichen und um den Verwaltungsaufwand in einem vertretbaren Rahmen zu halten. Dies gilt insbesondere für Markteinführungsprogramme mit einer Vielzahl von Beteiligten.

Anreiz zur Kostensenkung und technischen Weiterentwicklung. Die Fördermaßnahme sollte einen kontinuierlichen Anreiz zur Kostensenkung und zur technischen Weiterentwicklung beinhalten. Dies kann dadurch unterstützt werden, dass für Neuanlagen eine an den jeweils aktuellen Stand der Technik und die Marktsituation angepasste Förderung festgelegt wird. Auf diese Weise können eine unangemessen hohe Förderung und möglicherweise resultierende Mitnahmeeffekte vermieden werden. Wie in jedem anderen Wettbewerbsmarkt gilt dann, dass sich die Anlagenhersteller durch kontinuierliche Weiterentwicklung, und die damit verbundene Senkung der Stromgestehungskosten, deutliche Wettbewerbsvorteile verschaffen können.

Finanzierung durch letztendlich Begünstigte. Die umweltverträgliche Bereitstellung von Energie zu vertretbaren volkswirtschaftlichen Gesamtkosten ist ein zentrales Ziel der deutschen Energiepolitik. Umweltverträgliche Energiebereitstellung ist damit grundsätzlich eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Entsprechend ist die Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien eine staatliche Vorsorgeaufgabe.

Die positiven Umwelteffekte der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien kommen dabei der Allgemeinheit zugute. Eine allgemeine Zahlungsverpflichtung (z. B. eines erhöhten Strompreises), die letztlich alle trifft, erscheint somit konsequent. Sie hat weiterhin den Vorteil, dass die zur effektiven Förderung insgesamt aufzubringenden Beträge auf eine große Anzahl Zahlender verteilt werden kann, und so dem einzelnen Verbraucher nur ein geringer Beitrag abverlangt wird.

Wettbewerbsverträglichkeit. Bei Mindestpreisregelungen sind hinsichtlich der Wettbewerbsverträglichkeit insbesondere zwei Aspekte zu beachten: Zum einen sollten auf der Aufkommenseite die finanziellen Belastungen so gerecht wie möglich verteilt werden, d. h. die Mittel sollten so beschafft werden, dass alle im Wettbewerb stehenden EVU und damit auch deren Kunden gleichermaßen belastet werden. Zum anderen sollten die Mittel auch wettbewerbskonform und transparent ausgegeben werden, um die ungerechtfertigte Bevorzugung einzelner Anlagenhersteller oder Technologien zu vermeiden.

Dauer des Förderprogramms. Um die Planungs- und Finanzierungssicherheit der geförderten Projekte zu gewährleisten, ist eine verbindliche Mindestlaufzeit erforderlich. Dies gilt sowohl für Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrations-Maßnahmen als auch für Markteinführungsprogramme. Im Bereich FuE kann beispielsweise ein typischer Produktentwicklungszyklus zur Orientierung bezüglich der erforderlichen Mindestlänge herangezogen werden. Für die Dauer größerer Markteinführungsprogramme kann die Zeitspanne als Maßstab dienen, die normalerweise für die Etablierung einer neuen Technik am Markt erforderlich ist. Für die Förderung einzelner Projekte innerhalb von längeren Programmen kann der Zeitraum, den Anlagenbetreiber zum wirtschaftlichen Betrieb der Anlage benötigen, als Mindestlaufzeit angenommen werden.

Rückkopplung mit Forschung und Entwicklung. Um die Ziele staatlicher Förderung, d. h. insbesondere die kostengünstige und umweltverträgliche Bereitstellung von Energie, tatsächlich zu erreichen, ist eine ständige Rückkopplung der in der Demonstrations- oder Markteinführungsphase befindlichen Techniken mit den laufenden Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten notwendig. Damit kann sichergestellt werden, dass die Erfahrungen aus der Praxis in Produktverbesserungen und Weiterentwicklungen einfließen. Markteinführungsmaßnahmen sollten deshalb durch ein leistungsfähiges Evaluierungsprogramm begleitet werden. Damit besteht die Möglichkeit, schnell auf

neue Erfordernisse zu reagieren und das Programm während seiner Laufzeit fortlaufend anzupassen (z.B. hinsichtlich der Förderhöhe).

Industrie- und arbeitsmarktpolitische Aspekte. Die Fördermaßnahmen sollten auch industrie- und arbeitsmarktpolitische Effekte bewirken. Energietechnologien stellen für Deutschland als traditionelles Technologie-Exportland auch in Zukunft einen wichtigen Stützpfeiler dar. Es erscheint daher sinnvoll, die technologische Weiterentwicklung einzelner Techniken und den korrespondierenden Markt gezielt weiterzuentwickeln. Die Förderung und Etablierung neuer Energietechnologien am Markt zeigt auch positive Auswirkungen auf dem Arbeitsmarkt. Von einer Markteinführungsmaßnahme muss deshalb erwartet werden, dass in den geförderten Bereichen neue, zukunftssträchtige Arbeitsplätze entstehen.

Internationale Perspektive. Die Förderprogramme sollten auch für Projekte und Technologien offen sein, die unter den klimatischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in anderen Regionen der Welt näher an der Wirtschaftlichkeit sind als in Deutschland. Dies gilt besonders für Demonstrationsprojekte im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit in den wachsenden Märkten der Schwellen- und Entwicklungsländer.

Akzeptanzaspekte. Für den langfristigen Erfolg von Markteinführungsmaßnahmen ist die Sicherstellung und Aufrechterhaltung einer ausreichenden Akzeptanz in der Bevölkerung von besonderer Bedeutung. Die Akzeptanz kann dabei durch frühzeitige Information der Bevölkerung über die gesamtwirtschaftlichen Vorteile der neuen Technologien und über die Beteiligung als Teilhaber oder alleinige Betreiber der geförderten Anlagen erhöht werden. Vor einer verstärkten finanziellen Förderung neuer Energietechnologien sollte daher durch entsprechende Informationsarbeit eine weitgehende Akzeptanz in der Bevölkerung und bei wichtigen gesellschaftlichen Gruppen (möglichst parteienübergreifend) sichergestellt werden. Damit kann verhängnisvollen Brüchen in der Förderpolitik weitestgehend vorgebeugt werden /1-6/.

1.3 Grundformen von Fördermodellen

Nachfolgend werden die zwei wichtigsten Formen von Markteinführungsmaßnahmen, die Mindestpreismodelle und die Quotenmodelle in ihren Grundformen kurz vorgestellt.

1.3.1 Mindestpreismodelle

Die unter diesem Begriff zusammengefassten Modelle basieren alle auf dem Ansatz, durch eine festgeschriebene Mindestvergütung für die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien die Technologien insgesamt zu fördern, bzw. ihre Markteinführung zu ermöglichen. Bei diesem Fördermodell wird für den eingespeisten Strom eine gegenüber der Vergütung für Strom aus anderen Energiequellen erhöhte Vergütung bezahlt, die sich an ihren Erzeugungskosten orientiert. Das wichtigste Beispiel hierfür ist das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) von 1991 bzw. das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) vom April 2000.

Bei der Vergütung nach dem EEG wird für Strom aus regenerativen Energien eine Vergütung bezahlt, die sich an den (angenommenen) Erzeugungskosten der jeweiligen Technologie orientiert. Weiterhin sind die Vergütungen degressiv angelegt, und es ist eine Umlage der Kosten auf alle Versorgungsunternehmen und schließlich auf alle Endkunden vorgesehen.

1.3.2 Quotenmodelle

Quotenmodelle versuchen mit Zielmarken (Quoten) den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung schrittweise zu erhöhen. Ob die Quoten dabei als politische Vorgaben per gesetzlicher Verordnung erlassen werden oder als freiwillige Selbstverpflichtung der Energiewirtschaft insgesamt angestrebt werden, ist dabei zunächst offen.

Beim Quotenmodell sollen in einem Wettbewerbsmarkt die erneuerbaren Energien nicht durch politisch festgesetzte Mindestvergütungen gefördert werden. Vielmehr soll per Verordnung erreicht werden, dass ein bestimmter Anteil des insgesamt bezogenen Stroms aus regenerativen Quellen stammt. Es wäre der Stromwirtschaft freigestellt, entweder Strom aus regenerativen Quellen einzukaufen (von anderen EVU oder von IPP), oder eigene Sonnen-, Wind-, Wasser- oder auch Biomasseanlagen zu errichten; hier könnten sich z.B. Börsen für Strom aus regenerativen Energien entwickeln. Die EVU müssten bei diesem Modell nachweisen, dass der geforderte Anteil des an die Endkunden gelieferten Stroms tatsächlich aus regenerativen Energien stammt. Über die Höhe der Preise würde der Markt und nicht der Gesetzgeber entscheiden. Konventio-

neller Strom würde mit konventionellem Strom konkurrieren und Strom aus regenerativen Energien mit Strom aus regenerativen Energien.

Als Sonderform von Quotenmodellen können auch Ausschreibungsverfahren angesehen werden, wie sie z.B. in Großbritannien über viele Jahre durchgeführt wurden. Bei diesen Ausschreibungen werden Kapazitätskontingente für die Stromproduktion aus regenerativen Energien vorgegeben, für die ein Bieterwettbewerb ausgeschrieben wird. Die Teilnehmer bieten Strom aus einer Anlage der ausgeschriebenen Technologie und Nennleistung an. Die eingegangenen Gebote werden auf ihre Durchführbarkeit (technisch, wirtschaftlich, rechtlich) hin überprüft und der billigste positiv begutachtete Bieter erhält den Zuschlag. Ihm wird für die angebotene Anlage eine festgeschriebene Einspeisungsvergütung in Höhe seines Gebots für einen festen Zeitraum (z. B. zwischen 10 und 15 Jahren) garantiert. Damit ist eine gewisse Planungssicherheit gewährleistet. Nach Ablauf der Zeitspanne der vereinbarten Einspeisevergütung werden niedrigere Preise bezahlt bzw. müssen neue Tarife ausgehandelt werden. Problematisch kann sein, dass die Bieter Strom zu Kosten anbieten, die letztlich nicht umsetzbar sind. Dadurch werden die Projekte zwar genehmigt, sind letztlich aber nicht realisierbar.

1.4 Stromeinspeisungsgesetz²

Das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) von 1991 sollte mit Vergütungsätzen geringfügig unterhalb der mittleren Endverbrauchertarife die Stromerzeugung aus regenerativen Energien durch private Betreiber (im Sinne von Nicht-EVU) anregen. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch EVU wurde durch das Stromeinspeisungsgesetz nicht gefördert. Die Stromerzeuger erhielten eine deutlich verbesserte Vergütung, die sich von der Höhe der Erlöse ableitete, welche die Elektrizitätsversorgungsunternehmen aus der Stromabgabe an Letztverbraucher pro Kilowattstunde im Bundesdurchschnitt erzielten.

Ziel des Gesetzes war, den Anteil erneuerbarer Energien erheblich zu steigern, die Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien wesentlich zu verbessern und damit auch die Exportchancen der deutschen Wirtschaft zu erhöhen und die Ziele des Umwelt- und Klimaschutzes wirksam umzusetzen. Durch das Stromeinspeisungsgesetz wurde ausschließlich die Netzeinspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien gefördert. Da das Stromeinspeisungsgesetz das Prinzip einer gesetzlichen Mindestpreisregelung zur Förderung der erneuerbaren Energien gut beschreibt und dieses Gesetz bis zum Ende

² „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz“, (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. Dezember 1990 in der Fassung vom 1. August 1994 (StrEG). Seit dem 29.04.1998 nicht mehr in dieser Form gültig. Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien wurde seitdem, bis zum Inkrafttreten des EEG, durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Artikel 3, §§1 – 4 geregelt.

der 90er Jahre das alles entscheidende Förderinstrument war, ist es im Folgenden in der Fassung vom 1. August 1994 auszugsweise (§1-4) wörtlich wiedergegeben.

§1 Anwendungsbereich

Dieses Gesetz regelt die Abnahme und die Vergütung von Strom, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas oder aus Produkten oder biologischen Rest- und Abfallstoffen der Land- und Forstwirtschaft oder der gewerblichen Be- und Verarbeitung von Holz gewonnen wird, durch öffentliche Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Nicht erfasst wird Strom

- aus Wasserkraftwerken, Deponiegas- oder Klärgasanlagen oder aus Anlagen, in denen der Strom aus Produkten oder biologischen Rest- und Abfallstoffen der aus der gewerblichen Be- und Verarbeitung von Holz gewonnen wird, mit einer installierten Generatorleistung von über 5 Megawatt sowie
- aus Anlagen, die zu über 25 % der Bundesrepublik Deutschland, einem Bundesland, öffentlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen oder Unternehmen gehören, die mit ihnen im Sinne des § 15 des Aktiengesetzes verbunden sind, es sei denn, dass aus diesen Anlagen nicht in ein Versorgungsgebiet dieser Unternehmen eingespeist werden kann.

§ 2 Abnahmepflicht

Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen sind verpflichtet, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien abzunehmen und den eingespeisten Strom nach § 3 zu vergüten.

§3 Höhe der Vergütung

(1) Die Vergütung beträgt für Strom aus Wasserkraft, Deponiegas und Klärgas sowie aus Produkten oder biologischen Rest- und Abfallstoffen der Land- und Forstwirtschaft sowie der gewerblichen Be- und Verarbeitung von Holz mindestens 80 vom Hundert des Durchschnittserlöses je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher. Bei einem Wasserkraftwerk, einer Deponiegas- oder einer Klärgasanlage mit einer Leistung über 500 Kilowatt gilt dies nur für den Teil des eingespeisten Stroms des jeweiligen Abrechnungsjahres, der dem Verhältnis von 500 Kilowatt zur Leistung der Anlage in Kilowatt entspricht; dabei bemisst sich die Leistung nach dem Jahresmittel der in den einzelnen Monaten gemessenen höchsten elektrischen Wirkleistung. Der Preis für den sonstigen Strom beträgt mindestens 65 vom Hundert des Durchschnittserlöses nach Satz 1.

(2) Für Strom aus Sonnenenergie und Windkraft beträgt die Vergütung mindestens 90 vom Hundert des in Absatz 1 Satz 1 genannten Durchschnittserlöses.

Der nach Absatz 1 und 2 maßgebliche Durchschnittserlös ist der in der amtlichen Statistik des Bundes jeweils für das vorletzte Kalenderjahr veröffentlichte Wert ohne Ausgleichsabgabe nach dem Dritten Verstromungsgesetz und Umsatzsteuer in Pfennigen pro Kilowattstunde. Bei der Berechnung der Vergütung nach Absatz 1 und 2 ist auf zwei Stellen hinter dem Komma zu runden.

§ 4 Härteklausel

(1) Die Verpflichtungen nach den §§ 2 und 3 bestehen nicht, soweit ihre Einhaltung eine unbillige Härte darstellen oder dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Einhaltung seiner Verpflichtungen aus der Bundestarifordnung Elektrizität vom 18. Dezember 1989 unmöglich machen würde. In diesem Fall gehen die Verpflichtungen auf das vorgelagerte Elektrizitätsversorgungsunternehmen über.

(2) Eine unbillige Härte liegt insbesondere vor, wenn das Elektrizitätsversorgungsunternehmen seine Stromabgabe spürbar über die Preise gleichartiger oder vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsunternehmen hinaus anheben müsste.

Novellierung im April 1998

Das Stromeinspeisungsgesetz wurde im Jahr 1998 im Rahmen der Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts von der Rot-Grünen Bundesregierung einer umfassenderen Novellierung unterzogen. Im Rahmen dieser Änderung wurde insbesondere der Netzbetreiber anstelle des Gebietsversorgers zur Abnahme und Vergütung des Stroms verpflichtet. Außerdem wurde die Härteklausel um eine Regelung ergänzt, wonach der vorgelagerte Netzbetreiber dem abnahme- und vergütungspflichtigen Netzbetreiber diejenigen Einspeisevergütungen zu erstatten hatte, die mengenmäßig über fünf Prozent seines Stromabsatzes hinausgingen /1-7/. Diese Erstattungspflicht endete, wenn wiederum fünf Prozent des Gesamtstromabsatzes im Gebiet des vorgelagerten Netzbetreibers erreicht waren („Doppelter Fünf-Prozent-Deckel“). Eine Anpassung der Vergütungsregelungen erfolgte trotz intensiver Debatten jedoch nicht. Wie sich in den Auswertungen zu den Stromgestehungskosten (Kap.4.3.3) später zeigen wird, wäre dies jedoch durchaus sinnvoll gewesen. Wie bereits bei den vorangegangenen Novellierungen der Vorgängerregierung wollte man offenbar den entstandenen Installationsboom nicht gefährden.

So sah ein Novellierungsentwurf der alten Schwarz-Gelben Regierungskoalition zunächst vor, den über die gesetzlich vorgegebenen Tarife zu vergütenden Strom aus regenerativen Energien über ein Mengenkontingent zu begrenzen. Für Windenergieanlagen wurde eine maximal zu vergütende Energiemenge vorgeschlagen. Diese zu vergütende Menge berechnete sich als dem Produkt aus Nennleistung und einer vorgegebenen Zahl von Volllaststunden. Dabei sollten die Volllaststunden von 25.000 (Inbetriebnahme vor 1.1.1998) über 22.500 (Inbetriebnahme 1998 und 1999) auf 20.000 (Inbetriebnahme nach 31.12.1999) reduziert werden.

1.5 Erneuerbare Energien Gesetz

1.5.1 Hintergrund und Entstehung

Das Stromeinspeisungsgesetz hatte sich Ende 1997, z.B. dokumentiert durch die imposanten Installationszahlen (siehe Kap.3.4), als eine der weltweit erfolgreichsten Maßnahmen zur Markteinführung erneuerbarer Energien, vor allem im Bereich der Windenergie, erwiesen. Dennoch sah die neue Bundesregierung seit September 1998 entsprechend /1-7/ die Notwendigkeit einer Neuregelung. So ließ besonders das bevorstehende Erreichen der zweiten Fünf-Prozent-Grenze (auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber) entsprechend dem im April 1998 novellierten § 4 StrEG (Härtefallklausel) einen Abbruch in der weiteren Nutzung erneuerbarer Energien auf Grundlage des StrEG erwarten. Auch sollten die im Rahmen der vorherigen Novellierungsdiskussionen in 1998 angesprochenen Mängel, wie der fehlende Belastungsausgleich unter den Netzbetreibern und die fehlende Differenzierung der Einspeisevergütung nach Standortqualität, beseitigt werden. In erster Linie war es aber erklärtes Ziel der neuen Bundesregierung, das erfolgreiche Modell des Stromeinspeisungsgesetzes über die Windenergie hinaus auf alle Bereiche der Verstromung erneuerbarer Energien auszuweiten und so die verstärkte Nutzung der erneuerbaren Energien zu einem zentralen Projekt der neuen Regierungskoalition zu machen.

Die Vorarbeiten für das Erneuerbare Energien Gesetz begannen bereits mehr als ein Jahr vor dem Inkrafttreten (April 2000) im zuständigen Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und den Bundestagsfraktionen der neuen Bundesregierung. Am 13. Dezember 1999 brachten die Koalitionsfraktionen das Erneuerbare Energien Gesetz in den Bundestag zur ersten Lesung am 16. Dezember 1999 ein. Der federführende Ausschuss für Wirtschaft und Technologie veranstaltete am 14. Februar 2000 eine öffentliche Anhörung von Sachverständigen, beriet die Vorlage samt eingebrachter Änderungsanträge in seiner Sitzung vom 23. Februar 2000 und empfahl dem Bundestag die Annahme des Gesetzentwurfs in der Fassung der Änderungsanträge von SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN. Der Bundestag beriet den Gesetzesentwurf am 25. Februar 2000 in zweiter und dritter Lesung und verabschiedete das Gesetz in der Fassung der Beschlussempfehlung des Ausschusses in namentlicher Abstimmung mit 328 zu 217 Stimmen bei fünf Enthaltungen. Am 17. März stimmte der Bundesrat dem Gesetz zu. Am 01. April 2000 trat das Gesetz in Kraft /1-7/.

1.5.2 Änderungen gegenüber dem StrEG

Im Gegensatz zum Stromeinspeisungsgesetz sind dem Erneuerbare Energien Gesetz eindeutige Zielbestimmungen mit Bezug zu energiepolitischen Leitlinien hinzugefügt worden. Ziel des Gesetzes ist es demnach, im Interesse des Klima- und Umweltschut-

zes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen. Damit soll den Zielen der Europäischen Union und der Bundesrepublik Deutschland, den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln, entsprochen werden. In der Begründung zum Gesetz wird darauf hingewiesen, dass zur Erreichung des allgemeinen Verdopplungsziels eine überproportionale Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erforderlich sei.

Das Erneuerbare Energien Gesetz enthält folgende wesentliche Änderungen gegenüber dem Stromeinspeisungsgesetz:

- Elektrizitätsversorgungsunternehmen werden uneingeschränkt in den Anwendungsbereich des Gesetzes aufgenommen.
- Es wird eine Pflicht zur vorrangigen Abnahme von Strom aus Erneuerbaren Energien festgelegt.
- Das Vergütungssystem wird auf degressive und zeitlich befristete, feste Vergütungssätze umgestellt. Die Vergütungshöhen sollen dem Prinzip folgen, bei rationaler Betriebsführung einen wirtschaftlichen Betrieb der verschiedenen Anlagentypen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen grundsätzlich zu ermöglichen.
- Die Kostenübernahme für Netzanschluss und Netzausbau wird geregelt.
- Die Härteklausel wird durch eine bundesweite Ausgleichsregelung ersetzt.

Vergütungsregelung

Die Vergütungsregelungen des Erneuerbare Energien Gesetzes weichen völlig von dem Prinzip des Stromeinspeisungsgesetzes ab, wo die Vergütungshöhen in Abhängigkeit des Durchschnittserlöses aus der Stromabgabe der Elektrizitätsversorgungsunternehmen an Letztverbraucher bestimmt wurden. Man hat sich vielmehr für ein System fester Vergütungssätze in unterschiedlicher Höhe entschieden. Dabei wurde davon ausgegangen, den Betreibern von optimierten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen bei rationaler Betriebsführung einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen grundsätzlich zu ermöglichen. Die unterschiedlichen Vergütungssätze selbst sind entsprechend der Begründung anhand wissenschaftlicher Studien ermittelt worden. Bei den festgelegten Vergütungssätzen handelt es sich um Mindestvergütungen. Das Gesetz verwehrt es Dritten wie etwa Stadtwerken also nicht, höhere Vergütungen zu zahlen. Allerdings besteht eine Vergütungspflicht durch den vorgelagerten Netzbetreiber nur in Höhe der gesetzlichen Vergütungen /1-7/.

Besonderheiten weist die Vergütungsregelung für Windenergieanlagen auf (§ 7). Die Vergütung ist wesentlich von der Qualität des Standorts abhängig. Vergleichsmaßstab

ist eine nach dem Anhang zu dem Gesetz ermittelte Referenzanlage. Für Offshore-Anlagen und Altanlagen gelten Sonderregeln.

Zeitliche Begrenzung, Degression und regelmäßige Überprüfung

Mit Ausnahme der Wasserkraft, deren Abschreibungszeiträume sich im Bereich mehrerer Jahrzehnte bewegen, sind die Vergütungszahlungen auf 20 Jahre befristet. Man hat sich dabei offenbar von den gängigen energiewirtschaftlichen Berechnungsformeln und Amortisationszyklen leiten lassen /1-7/. Bestehende Anlagen werden dabei so behandelt, als ob sie im Jahr 2000 in Betrieb genommen worden wären. Die Vergütungen für Biomasse, Windenergie und solare Strahlungsenergie sinken beginnend mit dem Jahr 2002 jährlich für in dem jeweiligen Jahr in Betrieb genommene Anlagen; und zwar um 1 Prozent (Biomasse), 1,5 Prozent (Wind) bzw. 5 Prozent (solare Strahlungsenergie). Damit soll offenbar der technologische Fortschritt berücksichtigt und erwarteten Kostensenkungen Rechnung getragen werden. Bei den anderen Technologien sind offenbar die verbleibenden Kostensenkungspotenziale durch die zu erwartende Inflation hinreichend berücksichtigt.

Weiterhin ist ein zweijährlicher Überprüfungsmechanismus vorgesehen. In Abhängigkeit von dem Ergebnis dieser Überprüfung durch die beteiligten Bundesministerien sollen die Vergütungs- und Degressionssätze gegebenenfalls angepasst werden. Dies gilt jedoch nur für nach der Anpassung neu in Betrieb genommene Anlagen.

Ausgleichsregelung

Eine Ausgleichsregelung löst die in § 4 StrEG enthaltene Härteklausele ab und führt erstmals zu einer bundesweit gleichmäßigen Verteilung der nach dem Erneuerbare Energien Gesetz aufzunehmenden Strommengen und der zu leistenden Vergütungszahlungen.

§ 11 bedeutet somit eine Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, den unterschiedlichen Umfang der nach dem Erneuerbare Energien Gesetz abgenommenen Energiemengen und der geleisteten Vergütungszahlungen zu erfassen und untereinander auszugleichen. Gemäß § 11 Abs. 4 werden anschließend die Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, verpflichtet, den Strom anteilig von dem jeweils regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abzunehmen und mit dem bundesweit einheitlichen Durchschnittsvergütungssatz zu bezahlen. Im Ergebnis werden so alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom liefern, zu prozentual gleichen Anteilen zur Stromabnahme und -vergütung verpflichtet.

Gemäß § 11 Abs. 4 darf der nach dem Erneuerbare Energien Gesetz vergütete Strom von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen nicht unter den durchschnittlichen Vergütungssätzen als Strom aus Erneuerbaren Energien vermarktet werden. Die sonstigen

üblichen Kosten (z. B. Netzbetriebsgebühr, Konzessionsabgabe, Öko- und Mehrwertsteuer) sind hinzuzurechnen. Damit soll Preisdumping auf dem Ökostrommarkt entgegengewirkt werden/1-7/.

1.5.3 Das Referenzanlagenmodell

Um eine an der Qualität des Standorts orientierte Vergütung zu gewährleisten, wurde das so genannte Referenzanlagenmodell entwickelt. Dies sieht im Prinzip vor, dass jede zu fördernde WEA und ihr tatsächlich erzielter Energieertrag mit dem Ertrag verglichen wird, den diese Anlage an einem als Referenzstandort definierten Standort erzielen würde. Nachfolgend werden zunächst die dazu notwendigen Randbedingungen sinngemäß aus dem Anhang des EEG erläutert /1-5/ und dann anhand einiger Beispiele die Auswirkungen auf einzelne Anlagen und Standorte dargestellt /1-8/.

Referenzanlage ist eine Windkraftanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrages errechnet.

Der **Referenzertrag** ist die für jeden Typ einer Windkraftanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde.

Der **Typ einer Windkraftanlage** ist bestimmt durch die Typenbezeichnung, die Rotorkreisfläche, die Nennleistung und die Nabenhöhe gemäß den Angaben des Herstellers.

Referenzstandort ist ein Standort, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 5,5 Metern je Sekunde in einer Höhe von 30 Metern über Grund, einem logarithmischen Höhenprofil und der Rauigkeitslänge von 0,1 Metern.

Die **Leistungskennlinie** ist der für jeden Typ einer Windkraftanlage ermittelte Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Leistungsabgabe unabhängig von der Nabenhöhe. Die Leistungskennlinie ist zu ermitteln nach dem einheitlichen Verfahren gemäß den Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Revision 13, Stand 1. Januar 2000, herausgegeben von der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW) mit Sitz in Hamburg oder der technischen Richtlinie Power Performance Measurement Procedure Version 1 vom September 1997 des Network of European Measuring Institutes (MEASNET) mit Sitz in Brüssel, Belgien. Soweit die Leistungskennlinie nach einem

vergleichbaren Verfahren vor dem 1. Januar 2000 ermittelt wurde, kann diese anstelle der nach Satz 2 ermittelten Leistungskennlinie herangezogen werden.

Zur **Vermessung der Leistungskennlinien** und Berechnung der Referenzerträge von Anlagentypen am Referenzstandort sind für die Zwecke dieses Gesetzes die Institutionen berechtigt, die entsprechend der technischen Richtlinie „Allgemeine Kriterien zum Betreiben von Prüflaboratorien (DIN EN 45001)“, Ausgabe Mai 1990, für die Vermessung der Leistungskennlinien akkreditiert sind.

In wie weit die im Referenzanlagenmodell verwendeten Parameter dem Anspruch einer der Güte des Standorts angemessene Vergütungshöhe sicherstellen, wird unter anderem in Kap.4.4.3 untersucht.

1.5.4 Entwicklung der Einspeisevergütung für Strom aus Windenergie

Zum 1.4.2000 wurde das StrEG durch das EEG abgelöst. Im Hinblick auf die Höhe der Einspeisevergütung für Windenergieanlagen beinhaltet das EEG eine nach Standortgüte differenzierte Vergütungshöhe. Für Neuanlagen beträgt diese zunächst für einen Mindestzeitraum von fünf Jahren 9,1 Eurocent pro Kilowattstunde für WEA, die bis zum 31.12.2001 in Betrieb gegangen sind. Je nach Standortqualität wird die Einspeisevergütung dann nach dem oben bereits erläuterten „Referenzertragsmodell“ auf einen Wert von 6,19 Eurocent pro Kilowattstunde abgesenkt. An ertragsstarken Standorten kann die Absenkung unmittelbar nach Ablauf des fünften Betriebsjahres erfolgen, an wind-schwachen Standorten erfolgt die Zahlung der Anfangsvergütung bis zu 20 Jahre lang. Je nach Standortqualität ergibt sich somit über zwanzig Jahre betrachtet eine durchschnittliche Einspeisevergütung zwischen 6,92 und 9,1 Eurocent pro Kilowattstunde.

Nach § 7(3) EEG werden die Mindestvergütungen beginnend mit dem 1.1.2002 „jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils 1,5% gesenkt“. Die Mindestvergütungssätze liegen demnach für Anlagen, die in 2002 in Betrieb gehen, bei 9,0 und 6,1 Eurocent pro kWh (Abb.1-1).

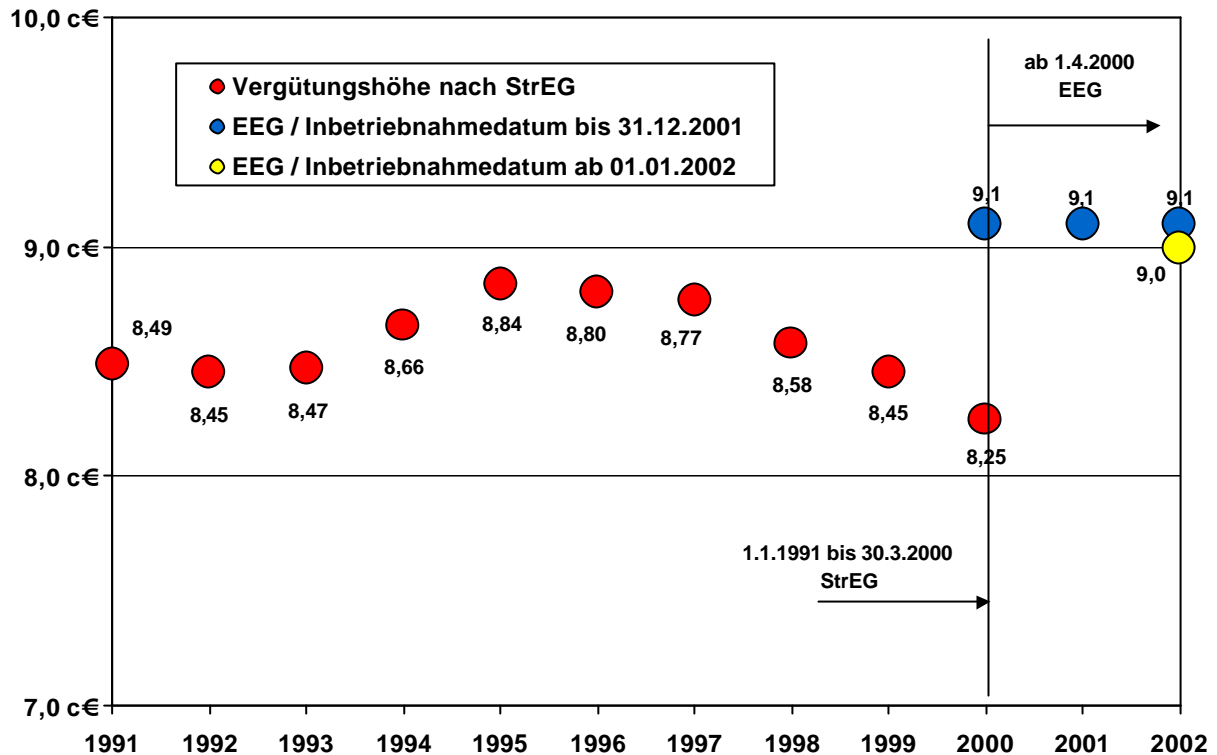


Abb. 1-1: Entwicklung der Einspeisetarife nach StrEG und EEG /1-8/

Variable Vergütungshöhen nach EEG für Altanlagen

Nach dem Wortlaut des EEG unterliegen alle WEA, die vor dem 1.4.2000 in Betrieb gegangen sind, der sog. "Altanlagenregelung". Hiernach ist der Zeitraum der erhöhten Vergütung auf mindestens vier Jahre festgelegt. Je nach Standortqualität ist auch hier eine Verlängerung des Zeitraumes der erhöhten Vergütung vorgesehen.

Tabelle 1-1 zeigt exemplarisch für einige ausgewählte WEA mit Inbetriebnahmezeitpunkten bis zum 1.4.2000 die sich ergebenden Werte der durchschnittlichen Einspeisevergütung sowie den Termin des Inkrafttretens der reduzierten Einspeisevergütung. Die Angaben zur Standortqualität beruhen auf den gemeldeten Erträgen der WEA im „250 MW Wind“- Programms sowie unverbindlichen Herstellerangaben zum Referenzertrag.

Standort	Typ	Inbetriebnahme	mittl. Vergütung bis 31.3.2000 nach StrEG [c€/ kWh]	Absenkung auf EEG-Tarif 2	mittl. Vergütung über 20 a [c€/ kWh]	Standortqualität
Koxhausen	Enercon E40	Jun 1994	8,64	Jan 2018	8,95	79%
Wünnenberg	NEG Micon NM 1500/64	Jun 1997	8,54	Jun 2019	8,85	80%
Möhnesee	AN Bonus 600/41	Nov 1994	8,64	Aug 2017	8,95	82%
Schülp	Tacke TW 600	Nov 1994	8,64	Apr 2004	7,47	136%
Emden	Enercon E66	Jul 1997	8,54	Apr 2004	7,11	151%
Reussenköge	Enercon E40	Feb 1994	8,64	Apr 2004	7,52	153%
Oevernum/Föhr	Vestas V27/225	Sep 1991	8,59	Apr 2004	7,87	181%

Tabelle 1-1: Vergütungshöhe für ausgewählte Anlagen (Altanlagen) im „250 MW“-Programm nach StrEG und EEG /1-8/

Variable Vergütungshöhe nach EEG für Neuanlagen

Für Windenergieanlagen, die nach dem Inkrafttreten des EEG (1.4.2000) in Betrieb genommen werden, gelten die weiter oben genannten Bestimmungen über Höhe und Zeitdauer der Einspeisevergütungen. Die Tabelle 1-2 zeigt exemplarisch für einige Standorte mit Ertragswerten zwischen 75% und 175 % des Referenzertrages den sich ergebenden Zeitpunkt der Absenkung auf den Einspeisetarif 6,19 Eurocent/kWh sowie die sich hieraus ergebende durchschnittliche Vergütung über eine 20-jährige Betriebszeit.

Die Mindestsätze der Einspeisevergütungen werden weiterhin gemäß EEG §7(3) ab dem 1.1.2002 "jährlich jeweils für ab diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils eins Komma fünf vom Hundert gesenkt". Somit werden die Einspeisevergütungen für in 2002 in Betrieb gehende WEA bei 9,0 bzw. 6,1 Eurocent/ kWh liegen und im Jahr 2003 voraussichtlich bei 8,79 bzw. 5,98 Eurocent pro Kilowattstunde.

Standort- qualität	Inbetriebnahme- zeitraum	Absenkung auf EEG-Tarif 2	Mittlere Vergütung über 20 a [c€/ kWh]
75%	Januar 2001	Januar 2022	9,10
100%	Januar 2001	Februar 2017	8,53
125%	Januar 2001	August 2011	7,73
150%	Januar 2001	Januar 2006	6,92
175%	Januar 2001	Januar 2006	6,92
75%	Januar 2002	Januar 2023	9,00
100%	Januar 2002	Februar 2018	8,43
125%	Januar 2002	August 2012	7,63
150%	Januar 2002	Januar 2007	6,83
175%	Januar 2002	Januar 2007	6,83

Tabelle 1-2: Vergütungshöhe für ausgewählte Anlagen (Neuanlagen) im „250 MW“-Programm nach StrEG und EEG /1-8/

2 Windenergie-Forschungsprogramme des BMBF/BMWi

2.1 Forschungspolitische Ziele in Energieforschungsprogrammen

Das BMFT definierte bei der Festlegung der Förderschwerpunkte bezüglich der Energietechnologien 1993 /2-1/ die vier Hauptaufgaben folgendermaßen:

- Weiterentwicklung der heute vorhandenen Energien, so dass sie auch noch in Zukunft zur Verfügung stehen
- Erschließung neuer CO₂ - freier Energiequellen
- Bereitstellung von neuen bzw. weiterentwickelten Techniken zur effizienten Energieumwandlung und Rationellen Energieverwendung
- Ausarbeitung von Strategien, um den Ausstoß an klimarelevanten Schadgasen durch das Energiesystem auf Dauer erheblich zu reduzieren

Im 4. Programm "Energieforschung und Energietechnologie" /2-2/ wird als erstes Ziel genannt, die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen, all diejenigen Technik-Optionen zu entwickeln und für die spätere Anwendung offen zu halten, welche nennenswert zur nachhaltigen Senkung der energiebedingten Umwelt- und Klimabelastung und damit letztlich auch zu einer Schonung endlicher Energieressourcen beitragen können. Für die Forschungsförderung werden vor allem drei Ziele genannt:

- Die weitere Verbesserung der Energieeffizienz heutiger Technik (Dampfkraftwerk), um schon kurzfristig eine deutliche Senkung der CO₂-Emissionen zu erreichen
- Die Entwicklung von technologischen Zukunftskonzepten mit deutlich weiter gesteigerten Wirkungsgraden für eine mittel- bis langfristige Senkung der CO₂-Emissionen
- Die Durchführung eines die beiden zuerst genannten Ziele unterstützenden Grundlagenforschungsprogramms.

In einem Bericht zur Energieforschung /1-4/ schreibt das für die angewandte Energieforschung in Deutschland zuständige Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie im November 2001, dass frühzeitig auch neue Technik-Optionen zur Verfügung stehen müssten. Deshalb seien zum einen die bereits verfügbaren Techniken effizienter und wirtschaftlicher zu machen, zum anderen gelte es, weitere Technologiepotenziale zu erschließen. Das Energieforschungsprogramm des BMWi unterstütze daher Forschungs- und Entwicklungsarbeiten (FuE) von Unternehmen, Forschungsinstituten und Universitäten. Im Jahr 2001 haben dafür beispielsweise rund 290 Millionen DM bereit gestanden, davon 80 Millionen DM aus dem so genannten Zukunfts-Investitions-

Programm (ZIP), mit dessen Hilfe für drei Jahre die Energieforschungsaktivitäten verstärkt werden sollten. Die FuE-Förderung soll dazu beitragen,

- den Energiemix zu verbreitern und so die Abhängigkeit von Importen zu verringern,
- die Emission klimaschädlicher Gase zu senken,
- die Entwicklung von Hochtechnologien in Deutschland voranzubringen,
- die Exportchancen deutscher Unternehmen auf einem von starker Konkurrenz geprägten Weltmarkt für Energietechniken zu verbessern und
- Arbeitsplätze zu schaffen.

Die Förderschwerpunkte lagen deshalb auf der Entwicklung von Techniken, die es ermöglichten, den Energiebedarf weiter zu senken, die Energieeffizienz zu erhöhen und erneuerbare Energiequellen wirtschaftlicher zu machen. Zum Bereich der erneuerbaren Energien wird weiterhin ausgeführt, dass ihr Anteil an der Primärenergieversorgung mit etwa drei Prozent noch gering sei. Die Bundesregierung habe sich jedoch zum Ziel gesetzt, diesen Anteil deutlich zu erhöhen³. Das BMWi unterstützte Forschungsaktivitäten, die auf wirksamere und kostengünstigere Systeme und Verfahren abzielen – und damit diese Technologien wirtschaftlicher machen. Recht nahe an der Wirtschaftlichkeit sei inzwischen die Windenergie, während das Umwandeln von Sonnenlicht in elektrischen Strom über photovoltaische Systeme davon noch weit entfernt sei.

³ Vom Ziel der Verdoppelung bis 2010 ist hier im Gegensatz zur Begründung zum EEG jedoch nicht die Rede. Auch hierin zeigt sich die unterschiedliche Haltung der beiden Ministerien zu Art und Umfang des staatlich geförderten Ausbaus erneuerbarer Energien.

2.2 Übersicht Windenergie- Forschungsprojekte

2.2.1 Der Anfang mit den Großanlagen

Das BMBF (seit 1998 das BMWi) fördert seit Mitte der 70er Jahre im Rahmen seines Energieforschungsprogramms auch die Windenergietechnik. In einer ersten Programmstudie wurde 1974 die Empfehlung zur Entwicklung einer Windenergieanlage mit einer Nennleistung von 1 MW ausgesprochen, die in weiteren Schritten zu einer 3 bis 6 MW Anlage weiterentwickelt werden sollte /2-3/. Auch in Deutschland folgte man zu jener Zeit den Idealen einer auf Großkraftwerke ausgerichteten Energieversorgung und setzte wie auch die USA, Frankreich und Schweden (Tab.2-1) hinsichtlich der Entwicklung der notwendigen Anlagentechnik in erster Linie auf etablierte Unternehmen aus dem Maschinen- und Fahrzeugbau sowie der Luft- und Raumfahrt. Nach einer Expertenanhörung wurde dann auch tatsächlich in 1977 der Auftrag zur Entwicklung einer großen Windenergieanlage mit dem Namen GROWIAN erteilt. Mit dem Projekt wurde versucht, durch einen gewaltigen Entwicklungsschritt die Windenergietechnik quasi aus dem Stand entscheidend voran zu bringen und eine Anlagentechnik zu entwickeln, die hinsichtlich ihrer Größe und Komplexität in die bestehende Struktur der Energieversorgung passte. Als mögliche Betreiber waren in erster Linie Energieversorgungsunternehmen vorgesehen, die folglich auch an diesem wie auch den nachfolgenden Projekten beteiligt waren.

Name	Land	Leistung [kW]	Durchmesser [m]	Anzahl Blätter	Nabenhöhe [m]	erstes Betr.jahr	letztes Betr.jahr
Smith-Putnam	USA	1250	53,0	2	38	1941	1945
Neypric-Vadot	F	1000	35,0	3	35	1962	1966
MOD-1	USA	2000	61,0	2	40	1978	1981
MOD-2	USA	2500	91,4	2	61	1979-82	1985-87
Bendix	USA	1300	51,0	3	33	1982	1983
WTS-3	S	3000	78,0	2	80	1982	1993
WTS-4	USA/ S	4000	78,1	2	80	1982	1994
WTS-75	S	2000	75,0	2	77	1983	1990
GROWIAN	D	3000	100,0	2	100	1984	1987

Tab. 2-1: Daten einiger früher Megawatt-Anlagen /2-4/

Nach erheblichen technischen Problemen (Festigkeit der Pendelnabe) mit dieser zur damaligen Zeit nach Rotordurchmesser und Nabenhöhe größten WEA der Welt wurde das ehrgeizige Projekt 1987 nach nur 419 Stunden Probetrieb eingestellt und die Anlage ein Jahr später demontiert. Insgesamt betrachtet wurden mit diesem landläufig als Flop bezeichneten Projekt jedoch auch wertvolle Erkenntnisse gewonnen, die in heu-

tigen Windenergieanlagen, auch der MW-Klasse, Anwendung finden. So wurden mit dem GROWIAN- Projekt in begleitenden FuE Vorhaben die grundlegenden Prinzipien zur Regelung und Betriebsführung von Windenergieanlagen /2-5/, /2-6/ erarbeitet, ihre prinzipielle Tauglichkeit nachgewiesen und ein Generatorkonzept erstellt, das heute wieder beim Großteil drehzahlvariabler WEA im MW- Bereich zum Einsatz kommt.

Die Entwicklungslinie der Großwindanlagen wurde dann mit einer zweiten Generation Mitte der 80er Jahre fortgesetzt. Charakteristisch für diese Linie blieb zunächst, dass sie mit derselben Firmenstruktur (Maschinen- und Fahrzeugbau sowie Luft- und Raumfahrt), also mit den Firmen MAN, MBB und Dornier verfolgt wurde und sämtliche entwickelten Anlagen den Prototypstatus niemals verließen. So gab es seitens der Firma MBB den ambitionierten Versuch, hochflexible, einblättrige WEA zu entwickeln und dabei die firmeneigenen Erfahrungen aus dem Hubschrauberbau zu nutzen. Im Bereich der mittleren bis großen WEA gab es von dieser Firma geförderte Entwicklungsprojekte für eine 200 kW, 400 kW sowie eine 1 MW Anlage. Errichtet wurde schließlich 1989 ein einblättriger Prototyp (Monopteros) mit 640 kW Nennleistung. Ebenfalls unter Beteiligung von MBB wurde ein zweiblättriger Ableger des Monopteros, die Aeolus II mit einer Nennleistung von 3 MW im Jahr 1993 errichtet und von einem großen Energieversorger betrieben.

Von der Firma Dornier wurde ein grundsätzlich anderes Anlagenkonzept, nämlich mit senkrechter Drehachse, verfolgt. Hier gab es Entwicklungen einer Anlagenlinie mit 350 bis 500 kW sowie für eine 1 MW Anlage. Schließlich ist noch die Entwicklung der Windenergieanlage WKA 60 mit einer Nennleistung von 1,2 MW der Firma MAN zu nennen, von der 1990 bzw. 1991 zwei Prototypen im Kaiser Wilhelm Koog (früherer Standort des GROWIAN) und auf Helgoland errichtet wurden.

2.2.2 Ingenieurtechnische Voraussetzungen zum WEA-Betrieb

Parallel zu den Aktivitäten um die Großwindanlagen wurden seit Anfang der 80er Jahre zunächst FuE Projekte gefördert, die sich mit der Verbesserung der ingenieurtechnischen Voraussetzungen zum Betrieb von Windenergieanlagen beschäftigten. So gab es Projekte wie „Erstellung und Betrieb eines 150 m hohen Windmessturms in der norddeutschen Tiefebene“, (1978-1985), „Erstellung eines Böengenerators für die Entwicklung von Windturbinen“, (1979-1985), „Bestimmung der Umströmung eines Hügels aus Modellen und Messungen“, (1982-1985), „Optimierung großer Windenergieanlagen“, (1982-1986), „Quantitative Bestimmung des klimatologisch gemittelten Windfeldes in der Umgebung von typischen Hindernissen Norddeutschlands“, (1985-1988), „Windenergieanlagen im Verbundbetrieb“, (1983-1987) /2-7/, „Richtlinien für die Abnahme und Überwachung von Windkraftanlagen“, (1983-1989) sowie „Untersuchung verschie-

dener Windklassiergeräte“, (1986-1987) und „Richtlinien für Windkraftanlagen“, (1988-1990). Durchgeführt wurden diese Projekte von den Universitäten Kassel, Stuttgart, Braunschweig und Hannover sowie dem Germanischen Lloyd und dem Berliner Institut für Bautechnik. Daneben gab es auch anlagentechnische Entwicklungen an Hochschulen, u.a. für Anwendungen in Entwicklungsländern mit der „Windflower“ Anlage (Uni Karlsruhe), der 30/50 kW Windturbine FLAIR (Uni Stuttgart), der „BERWIAN“-Anlage der Uni Berlin (Bau und Erprobung einer getriebelosen hochtourig drehenden Windturbine mit Konzentrador), sowie einer 10 kW Anlage mit Vertikalachse (Uni Bremen). Anlagentechnische Entwicklungen mit der Industrie gab es zuvor bereits mit der Firma Voith Getriebe GmbH mit der Entwicklung einer zweiblättrigen WEA (Voith Windenergiekonverter WEC 520, System Voith-Hütter). Diese Anlage wurde dann später von dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) übernommen. Außerdem wurde dem DLR ein Windenergiefeld zur Vermessung von WEA auf der Schwäbischen Alb in Schnittlingen in einem Forschungsprojekt von 1982-1988 gefördert.

Besonders erwähnt sei noch das Projekt „Getriebelose Windkraftanlagen mit permanenterregten Generatoren“ (1985-1989) der Uni Braunschweig am Lehrstuhl von Prof. Weh, wo auch der spätere Gründer der Firma ENERCON zuvor beschäftigt war. Diese Firma entwickelte dann in einem vom BMBF geförderten Projekt zunächst von 1985-1986 die 55 kW Windenergieanlage E-15/16. In zwei weiteren vom BMBF geförderten Vorhaben folgte dann die Entwicklung der 80 kW Anlage E-17 (1989-1990) und der 300 kW Anlage E-33 (1989). Die Anlage E-33 zeichnete sich bereits durch eine drehzahlvariable Betriebsweise und eine Blattwinkelverstellung aus, besaß jedoch noch ein Getriebe. Die Anlagen E-15/16/17 hatten lediglich eine drehzahlvariable Betriebsweise.

Nach dem traditionell dänischen Anlagenkonzept (robuste Bauweise mit Asynchronegenerator, festem Blatteinstellwinkel und konstanter Drehzahl) entwickelte die Husumer Schiffswerft, ebenfalls in einem vom BMBF geförderten Vorhaben, von 1986-1987 seine 250 kW Anlage HSW 250. Mit diesen Entwicklungen im Hause ENERCON und Husumer Schiffswerft waren die anlagentechnischen Grundlagen zur erfolgreichen Partizipation dieser Firmen an dem ab 1989 folgenden „100/250 MW Wind“- Programm gelegt.

2.2.3 Demonstrationsprogramme bis 1988

Neben der Entwicklung und Erprobung von Prototypen wurden seit 1983 auch unterschiedliche Demonstrationsvorhaben vom BMBF gefördert. Das Spektrum reicht dabei hinsichtlich der Anlagengröße von 5 bis 250 kW und umfasst sowohl Einzelanlagen als auch Windparks.

Einsatz kleiner WEA in Deutschland

In diesem Demonstrationsvorhaben (1983-1986) der Firma MAN Technologie GmbH wurde mit einer Kleinserie von 20 Anlagen mit jeweils 20 kW Nennleistung der Netzparallelbetrieb zur Eigenversorgung von Betreibern gezeigt und die genehmigungsrechtlichen Belange zur Errichtung von WEA erstmals demonstriert. Außerdem machten lokale Elektroinstallations- und Baufirmen erste Erfahrungen mit WEA und die regionalen Energieversorger mit der Überprüfung der technischen Anforderungen zum Anschluss von Eigenzeugungsanlagen an das öffentliche Versorgungsnetz.

Sonderdemoprogramm bis 250 kW

Im Rahmen eines Sonderdemonstrationsprogramms für WEA bis 250 kW Nennleistung wurden im Zeitraum von 1986 bis 1988 insgesamt 48 WEA von 13 Herstellern installiert und getestet. Das Programm sah die Förderung von bis zu fünf Anlagen je Typ vor und hatte die Teilnahme an einem begleitenden Messprogramm zur Bedingung. Folgende Firmen nahmen an diesem Programm teil:

- Friedrich Köster GmbH mit der WEA „Adler 25“ (175 kW) als Lizenzfertigung der WEA „Debra 25“, die von der DLR entwickelt worden war
- Aerodyn Energiesysteme GmbH mit der WEA „aeolus 12.5“ (30 kW), die später als „HSW 30“ von der Husumer Schiffswerft vertrieben wurde
- ENERCON GmbH mit der WEA „E-15/16“ (55 kW)
- Südwind GbR mit einer 30 kW Anlage mit Schlaggelenkrotor
- Windkraftzentrale mit der 25 kW Anlage „elektrOmat“ mit netzgeführtem Wechselrichter zum drehzahlvariablen Betrieb
- Schönball Energietechnik mit der 90 kW Anlage „Noah“ bei 17 m Rotordurchmesser
- Renk Tacke GmbH mit der 45 kW Anlage „TW 45“
- WENUS GbR mit der „INVENTUS 5 kW“ mit passiver Rotorblattverstellung
- Krogmann Mühlen- und Maschinenbau mit der 50 kW Anlage „12.5/50“ in drehzahlvariabler Betriebsweise
- Husumer Schiffswerft mit der 250 kW Anlage „HSW 250“
- Kähler Maschinenbau mit der 30 kW Anlage „Kano Rotor“

- Konsortium Flender-Dornier mit einer 50 kW Anlage mit Vertikalachse
- AN-Maschinenbau mit der an der Uni Karlsruhe entwickelten „Windflower“ Anlage.

Die Förderung vieler unterschiedlicher Hersteller und unterschiedlicher Anlagenkonzepte erscheint auf den ersten Blick möglicherweise konzeptionslos, es muss jedoch berücksichtigt werden, dass im Stadium von Forschung und Entwicklung nicht von Anfang an klar sein kann, welches Konzept sich schließlich als erfolgreich durchsetzen wird. Es ist also durchaus richtig, zum Anfang einer Entwicklung auf verschiedene Konzepte und Hersteller zu setzen.

Windpark Westküste

Im Zeitraum von 1986 bis 1987 wurde vom BMBF das Projekt „Errichtung und Betrieb eines Windparks mit einer Leistung von 1 MW“ gefördert und damit die Errichtung des ersten Windparks in Deutschland gefördert. Der Windpark wurde von einer Tochtergesellschaft der Schleswig AG betrieben und am 24.08.1987 in Betrieb genommen und später mehrfach erweitert. Ziel des Vorhabens war, das Zusammenspiel mehrerer Windenergieanlagen unterschiedlicher Baukonzepte zu zeigen. Zum Einsatz kamen in diesem Projekt fünf 55 kW Anlagen (E-16) der Firma ENERCON, fünf 25 kW Anlagen der Windkraftzentrale (elektOmat) und 20 Anlagen der Firma MAN (Aeroman, 30 kW). Der Park wurde dann um zwei Anlagen der Firma Köster (Adler 25, jeweils 175 kW) ergänzt. Begleitet wurde das Vorhaben durch eine messtechnische Untersuchung (1987-1989) unter Koordination der Fördergesellschaft Windenergie, in der u.a. erstmals Vergleichmäßigungseffekte einer größeren Anzahl von WEA im Kurzzeitbereich gezeigt werden konnten /2-8/.

Windpark Cuxhaven

Der Energieversorger Überlandwerk Nord-Hannover errichtete ähnlich wie die Schleswig AG ebenfalls einen Demonstrationswindpark, mit dem u.a. gezeigt werden sollte, wie viele Vollaststunden an der Küste erreicht werden können, wie hoch die technische Verfügbarkeit ist und mit welchen Netzzrückwirkungen bei unterschiedlichen Anlagenkonzepten zu rechnen ist. Zum Einsatz kamen hier 10 Anlagen E-16 (55 kW) der Firma ENERCON sowie 15 Anlagen Monopteros mit jeweils 30 kW Nennleistung. Auch dieses Projekt wurde von einem wissenschaftlichen Messprogramm begleitet.

2.2.4 Windenergieanlagen in autonomen Versorgungssystemen

Neben der Nutzung der Windenergie im Netzparallelbetrieb wurde seit Beginn der 80er Jahre vom BMBF auch ihr Einsatz in autonomen oder hybriden Versorgungssystemen

im In- und Ausland gefördert. Hier ging es im Wesentlichen um die Entwicklung der entsprechenden Systemtechnik zur Regelung und Betriebsführung der Anlagen und um das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten. Aufgebaut wurden in den Projekten sowohl kleinere Versorgungsnetze mit unterschiedlichen Verbrauchern als auch Anlagen zur Versorgung spezieller Einzelverbraucher (z.B. Pumpen /2-9/, Entsalzungsanlagen, Kältemaschinen u.s.w.). Zu nennen sind hier u.a. das deutsch-brasilianische Kooperationsprojekt „Fernando de Noronha“ zum Aufbau eines Versorgungssystems aus Wind, Sonne und Biomasse (1980-1987), ein kombiniertes Solar-Windkraftwerk in deutsch-koreanischer Kooperation (1982-1984) mit Verbrauchersteuerung und Batteriepuffer, die Versorgung einer Elektrowärmepumpe aus einer WEA im Erholungsgebiet Spadener See (1982-1984), Messtechnische Untersuchungen an einem Wind-Diesel-System auf der griechischen Insel Kythnos (1982-1985) sowie der Aufbau eines modularen Systems zur autonomen elektrischen Energieversorgung für die irische Insel Cape Clear (1985-1988). Durchgeführt wurden diese Projekte neben dem DLR und der Telefunken Systemtechnik vor allem von der Kasseler Firma SMA, die sich als Ausgründung der Kasseler Universität 1981 gründete und autonome Versorgungssysteme heute kommerziell vertreibt sowie europäischer Marktführer für Solarwechselrichter ist.

2.2.5 Eldorado-Wind Programm

Seit Oktober 1991 fördert das BMBF die Erprobung von Windenergieanlagen unter anderen klimatischen Bedingungen als sie in Deutschland vorherrschen. Damit sollte der deutschen Windbranche der Einstieg in den Export erleichtert werden. Gegenstand der Fördermaßnahme ist die nachhaltige Nutzung der in Deutschland bereits etablierten Windkrafttechnologie in wichtigen Entwicklungs- und Schwellenländern. Gleichzeitig sollte die Ausbildung von Fachkräften in der Projektentwicklung, Anlagenproduktion, Zulieferindustrie sowie im Bereich Service und Wartung unterstützt und gemeinsame Fertigungen mit Partnerunternehmen realisiert werden. Im Rahmen dieser Fördermaßnahme werden, wie auch bei den meisten nationalen Demonstrationsprojekten, die einzelnen Hersteller finanziell unterstützt. Hier jedoch nur solche, die ihre Anlagen in Deutschland entwickeln und fertigen. Dabei sollten die WEA ihre einsatzfähige technische Reife unter den Bedingungen in Deutschland bereits nachgewiesen haben und dann für den Einsatz unter anderen klimatischen Bedingungen weiterentwickelt werden. Die Förderung war auf insgesamt 70% der Inlandspreise begrenzt, wobei Fundamentkosten und etwaige Sonderausstattungen nicht berücksichtigt wurden. Weiterhin konnten die Transportkosten ebenfalls mit bis zu 70% bezuschusst werden. Bis zum Jahr 1998 waren folgende Hersteller am Programm beteiligt:

- AN-Bonus mit 13 WEA (3,75 MW) in Argentinien und China
- Husumer Schiffswerft mit 28 WEA (4,8 MW) in China und Russland

- Jacobs Energie mit 33 WEA (0,17 MW) in China sowie mit 2 WEA (1 MW) in Weißrussland
- Südwind mit 8 WEA (1,46 MW) in Russland
- Tacke Windtechnik mit 12 WEA (4,6 MW) in Brasilien, China, Lettland sowie 2 WEA (3 MW) in Polen
- Ventis mit 25 WEA (2,5 MW) in Ägypten, Argentinien, Brasilien
- Vestas mit 5 WEA (1,13 MW) in Jordanien
- Wenus mit 10 WEA (0,05 MW) in China.

Die Erfahrungen mit dem Eldorado-Wind Programm werden sehr unterschiedlich bewertet. Kritisiert wird u.a., dass auch wenig erprobte Anlagentypen, oder Anlagen von Herstellern, die sich am Markt nicht behaupten konnten, zum Einsatz kamen. Dies trifft bislang allerdings nur für die WEA Venitis 20-100 und den entsprechenden Hersteller zu. Außerdem ist auffällig, dass der größte deutsche Hersteller ENERCON sich nicht an diesem Programm beteiligte. Die Firma ENERCON hat jedoch in zwei vom BMWi außerhalb des Eldorado-Wind Programms geförderten Projekten jeweils zwei Windenergieanlagen E-40 in Argentinien und Estland errichtet. Dabei wurden die zwei Anlagen in Argentinien an demselben Standort errichtet, an dem zuvor die 10 WEA des Typs Ventis 20-100 errichtet wurden und wegen technischer Probleme vorzeitig stillgesetzt werden mussten. Wegen der großen Entfernung zwischen Deutschland und Argentinien wurde die ENERCON Tochter Wobben Windpower in Sorocaba, Brasilien, in die Projektabwicklung und Herstellung von Komponenten eingebunden. So konnten z.B. die beiden Türme (44m) im Auftrag von Wobben Windpower bei einer brasilianischen Firma gefertigt und per LKW nach Argentinien gebracht werden. Die sechs Rotorblätter wurden von Wobben Windpower in Sorocaba gefertigt und ebenfalls in Argentinien eingesetzt.

Vom für die Durchführung des „Eldorado-Wind“ Programms zuständigen Projektträger BEO (heute PTJ in Jülich) lagen bis 1995 folgende Erfahrungen mit diesem Programm vor /2-10/ :

- Zu geringe Einspeisetarife in den Partnerländern, um mehr Anlagen außerhalb des Programms zu betreiben
- Fehlende Finanzierungsmodelle für neue Projekte
- Unbekanntes Windpotenzial in potenziellen Partnerländern
- Erschwerter Aufbau von Service-Stationen wegen zu geringer Projektgrößen
- Unzureichende Anpassung der WEA-Technik an örtliche Gegebenheiten
- Mangelhafte Infrastruktur vor Ort (Zoll, Kräne, Strassen)
- Unzureichende Ausbildung von Betriebs- und Wartungspersonal
- Unterschätzte Probleme beim Technologietransfer.

Welche Konsequenzen die beteiligten Hersteller aus diesen Problemen für weitere Exportaktivitäten im Einzelnen gezogen haben, ist unbekannt. Klar ist, dass wichtige Erfahrungen beim Export von Anlagen gesammelt werden konnten und dass einige Hersteller mit diesem Programm strategische Partnerschaften und Joint Ventures (z.B. in China) entwickeln konnten. Bei Interviews mit Herstellerfirmen, die sich am Programm beteiligen, wurde das ELDORADO- Programm als durchaus wichtig für ihre Firmenentwicklung eingestuft.

2.2.6 Geförderte FuE Schwerpunkte seit 1989

In diesem Abschnitt sollen die verschiedenen FuE Schwerpunkte der 90er Jahre mit den jeweils wichtigsten Projekten bis einschließlich dem Jahr 2001 dargestellt werden. Ziel dieser Zusammenstellung ist es, die wesentlichen FuE Schwerpunkte zu identifizieren.

2.2.6.1 Windpotenzial

Zur differenzierten Bestimmung des Windpotenzials in Deutschland wurden zwei größere wissenschaftliche Untersuchungen des Deutschen Wetterdienstes (DWD), einmal für den Küstenbereich und einmal für das Binnenland durchgeführt und vom BMBF/BMWi gefördert.

Im Projekt **„Erste Aufbereitung von flächenhaften Windmessdaten aus Höhen bis 150m“** (1992-1998) wurden zeitlich und räumlich hochaufgelöste Daten eines vorherigen Windmessprogramms im Kaiser-Wilhelm-Koog (GROWIAN - Messkampagne) mit 1,5 GB nutzbaren Datensätzen aufbereitet und wissenschaftlich ausgewertet. Diese seit längerer Zeit archivierten Daten wurden mit neueren Daten aus anderen Sondermessungen zusammengeführt und sollen dazu dienen, die Informationen über das Windfeld in Norddeutschland zu verdichten und sie langfristig für wissenschaftliche und anwendungsbezogene Fragestellungen nutzbar zu machen.

Im Projekt **„Bereitstellung spezieller Winddaten als Grundlage zur Bestimmung des Windenergiepotenzials an geplanten Konverterstandorten insbesondere in orographisch gegliedertem Gelände“** (1993-1998) des Deutschen Wetterdienstes ging es zunächst um die Erstellung von etwa 100 Windstatistiken für ganz Deutschland mit dem Windatlasverfahren (WASP) und der Veröffentlichung der Daten als Bericht mit Datendiskette. Weiterhin erfolgte die Anfertigung von Regionalwindkarten für ausgewählte Mittelgebirgsregionen mit der Darstellung der mittleren Windgeschwindigkeit und

des entsprechenden Windenergiepotenzials. Schließlich wurde ein Anwendungsprogramm zur Windkartenerstellung entwickelt.

2.2.6.2 Weiterentwicklung der Anlagentechnik

Aufgrund der im Jahre 1989 ausgerufenen Fördermaßnahme „100/250 MW-Wind“ veränderte sich zunächst die Förderstruktur von einer Herstellerförderung zu einer reinen Betreiberförderung. Anlagentechnische Entwicklungen bei WEA Herstellern wurden im Wesentlichen für zwei unterschiedliche Anlagenlinien gefördert: Einmal mit der Firma ENERCON und dem Prototypentest der E-40 (getriebelose, drehzahlvariable WEA mit 500 kW Nennleistung) bei dem Betreiber Energieversorgung Weser Ems (1991-1992) und dann der Prototypentwicklung der E-66 (1,5 MW) in den Jahren 1993-1996. Flankiert wurde diese Entwicklung von dem Projekt „Untersuchung des Anlagenverhaltens einer getriebelosen Windkraftanlage im Hinblick auf eine Megawattmaschine“ des Germanischen Lloyd (1992-1994). Fortgesetzt wurde diese Entwicklungslinie mit der Förderung der Entwicklung der E-112 mit 4,5 MW Nennleistung (1998-2000).

Eine zweite Entwicklungslinie betrifft die Firma Tacke Windtechnik mit den Typen TW 750 (750 kW) in den Jahren 1993-1996 und der TW 1.5 (1,5 MW) in den Jahren 1994-1997. Neben der Entwicklung der TW1.5 im Haus Tacke Windtechnik wurde noch der Probetrieb der TW 1.5 bei dem Energieversorger RWE (1995-1997) sowie die Entwicklung der Regelung in einem begleitenden FuE Projekt des ISET gefördert (1995-1998). Das letztgenannte Projekt konnte jedoch durch den Konkurs der Firma Tacke Windtechnik und die folgende Übernahme durch die Firma ENRON nicht zu Ende geführt werden.

Darüber hinaus wurde noch eine 750 kW Anlage der Husumer Schiffswerft (1989-1994) und deren Weiterentwicklung in den Megawattbereich, sowie der Prototypentest eines H-Darrieus der Firma Heidelberger mit 1,2 MW Nennleistung beim Energieversorger RWE (1993-1995) gefördert. Bis auf die letztgenannte Anlage konnten alle geförderten Entwicklungen später erfolgreich in den Markt gebracht werden. Zu nennen sind noch zwei weitere Projekte der Firmen Ventis (V12, 500 kW) und Autoflug (A 1200, 1,2 MW), die aber durch den Konkurs der Firmen ebenfalls nicht erfolgreich abgeschlossen werden konnten.

Schließlich soll noch die „Entwicklung und Erprobung einer Aktiv-Stall-Rotorblatt-Familie für Windkraftanlagen der mittleren und Megawatt-Leistungsklasse“ der Firma Abeking & Rasmussen genannt werden. In diesem Projekt (1996-1999) wurde ein Aktiv-Stall-Rotorblatt für Windkraftanlagen der 500/600 kW-Leistungsklasse mit integriertem Verstellantrieb entwickelt und erprobt, das auch später eine erfolgreiche kommerzielle Anwendung fand.

Zur Weiterentwicklung der Anlagentechnik wurden darüber hinaus noch zwei Projekte, die von der Fördergesellschaft Windenergie koordiniert wurden, gefördert. Dies waren zum Einen das Vorhaben „Geräuschminderung durch Modifikation der Blattspitze, der Blatthinterkante und des Blatteinstellwinkels (1995-1996) und zum Anderen das Vorhaben „Blitzschutz von Windenergieanlagen (1996-1999), die jeweils in Kooperation mit mehreren WEA-Herstellern durchgeführt wurden.

2.2.6.3 Betriebsfestigkeit, Lebensdauer, Wartung und Instandsetzung

Ziel des Vorhabens „**Fehlerfrüherkennung in Windkraftanlagen**“ (1994-1996) des ISET war die Entwicklung und Erprobung eines Fehlerfrüherkennungssystems (FFE-Systems) für Windkraftanlagen. FFE-Systeme können Schäden in einer Anlage bereits in einem sehr frühen Stadium erkennen, d.h. bevor sie sich optisch oder akustisch bemerkbar machen. Auf diese Weise kann eine Anlage instand gesetzt werden, bevor die Schäden gravierende Ausmaße annehmen. Gerade in großen Windkraftanlagen sind von einer solchen Schadensprognose eine Reihe von Vorteilen zu erwarten, wie z.B.:

- Vermeidung von Sekundärschäden, Begrenzung der Schadensausmaße,
- Verringerung des Wartungsaufwands ohne Einbußen in der Betriebssicherheit und der Anlagenverfügbarkeit,
- zustandsabhängige statt präventive Wartung (kein Austausch noch intakter Teile),
- Möglichkeit der Fernüberwachung und Ferndiagnose.

Im Rahmen des Vorhabens wurden Verfahren zur Erkennung von Schäden und Materialermüdungserscheinungen in verschiedenen Teilen einer Windkraftanlage (Rotor, Lager, Triebstrang, Turm) erarbeitet. Auf dieser Basis wurde in Kooperation mit der Carl Schenck AG, Darmstadt, ein einsatzfähiger Prototyp des FFE-Systems entwickelt und an verschiedenen Windkraftanlagen erprobt.

Das Projekt „**Ermittlung von Ermüdungslasten an großen Windkraftanlagen**“, das der Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau koordinierte (1995-1997), umfasste die messtechnische Ermittlung der Ermüdungsbelastungen an Stahlbauteilen von großen Windenergieanlagen in Form von Betriebsbelastungskollektiven. Dabei wurde eine Parameteruntersuchung der Einflüsse verschiedener Bau- und Regelungsarten auf diese Betriebsbelastungskollektive durchgeführt und aus den gewonnenen Erkenntnissen ein Vorschlag zur Verbesserung der Zulassungsrichtlinien für Windenergieanlagen abgeleitet. Darüber hinaus stehen die gewonnenen Messdaten zur Verifizierung von

Simulationsmodellen zur rechnerischen Ermittlung von Betriebsbelastungskollektiven zur Verfügung.

Im Projekt „**ELA- Erweiterte Lebensdaueranalyse für Windenergieanlagen**“ (1999-2002) des Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH geht es im Wesentlichen um das Ziel, einen erweiterten Betriebsfestigkeitsnachweis zur Lebensdauerprognose von Windenergieanlagenkomponenten zu entwickeln. Es soll den Informationsgehalt simulierter oder gemessener Lasten besser als bisher nutzen und die mit der Anlagengröße zunehmende Elastizität der WEA-Komponenten und die gegenseitige Beeinflussung von Komponenten berücksichtigen.

Anhand der im Vorhaben zu erstellenden (aufwendigen) Berechnungen und deren Vergleich mit gemessenen Beanspruchungen der neuen Anlagengeneration sollen abgesicherte, sinnvolle Vereinfachungen dieser Berechnungsverfahren abgeleitet werden. So soll ein mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand durchführbares Verfahren zur Bauteile-Lebensdauervorhersage entstehen, das gegenüber den bisherigen Verfahren die Potenziale zur Erhöhung der Anlagensicherheit und der Kostenoptimierung durch Leichtbau besser nutzt. Mit Hilfe der Lebensdauervorhersage sollen weiterhin für verschleißanfällige Bauteile die notwendigen Komponententauschintervalle zur Vorbeugung gegen Folgeschäden festgelegt werden.

Die Ergebnisse des Vorhabens sollen zügig Eingang in die Erweiterung bestehender Richtlinien finden. Sowohl für die WEA-Hersteller als auch für Komponentenzulieferer sollen so mit Hilfe der ELA- Ergebnisse klare Vorgaben für einen genaueren Betriebsfestigkeitsnachweis geschaffen werden und Auslegungstoleranzen oder -fehler verringert werden.

2.2.6.4 Integration in das elektrische Energieversorgungssystem

Zur Beurteilung der Anschlussmöglichkeiten von Windenergieanlagen wird neben den Kriterien Spannungserhöhung, Spannungssprünge, Einschaltströme und Oberschwingungen im Wesentlichen das Kriterium Flicker herangezogen. Im Rahmen des Forschungsvorhabens „**Untersuchung von Netzbeeinträchtigungen durch Windenergieanlagen**“ (1995-1996) der Windtest Kaiser Wilhelm Koog GmbH wurden sowohl die theoretischen Grundlagen anhand von Messungen verifiziert als auch die Messmethodik zur korrekten Ermittlung des Flickers überprüft und verfeinert. Des Weiteren wurde die Eignung der Messergebnisse zur Weiterverwendung in der betrieblichen Praxis der Energieversorgungsunternehmen untersucht und Berechnungsmöglichkeiten zur Flickerwirkung von Windparks aufgrund von Messungen an Einzelanlagen aufgezeigt. Nach den vorgestellten Untersuchungen spielt die Art der Leistungsbegrenzung durch stall

oder pitch dabei eine untergeordnete Rolle, vielmehr zeigte sich ein deutlicher Unterschied zwischen drehzahlstarrten und drehzahlvariablen Anlagen. Windenergieanlagen mit variabler Drehzahl schneiden danach im Flickerverhalten besser ab. Ähnliche Untersuchungen wurden in einem weiteren Vorhaben der Windenergiepark Westküste GmbH (1993-1996) am Windpark Westküste durchgeführt.

Im Projekt **„Untersuchung des Betriebs- und Netzverhaltens bei Netzeinbindung von Windkraftanlagen, deren Einspeiseleistung den regionalen Energieabfluss übersteigen“** der FH Wilhelmshaven (1994-1995) wurde anhand von Rechnersimulationen die Auswirkung stark schwankender Leistungsangebote auf Spannungs- und Frequenzhaltung betrachtet. Dafür wurde für ausgewählte Netzregionen Niedersachsens das Verhalten des elektrischen Energieversorgungsnetzes simuliert. Die Simulation berücksichtigte auch worst-case Betrachtungen. Im Vorhaben wurde gezeigt, wie mit Hilfe eines zentralen Lastmanagements unter Anwendung der Rechnersimulationen für jeden gewünschten Anschlussort nach entsprechender Beschreibung des elektrischen Ersatzschaltbildes die Netzstabilität erhöht werden kann.

Das Projekt **„Entwicklung eines Rechenmodells zur Vorhersage der Windleistung für mittlere und große Versorgungsgebiete“** (2000-2001), das von der Fördergesellschaft Windenergie koordiniert wurde, hatte das Ziel, die dargebotsabhängig anfallende Windeinspeisung (elektrische Leistung) im Sinne einer 39-Stunden-Vorhersage berechenbar zu machen. Dazu wurde vom ISET ein computergestütztes Modell zur Prognose der Windeinspeisung für mittlere und größere Versorgungsgebiete entwickelt und erfolgreich beim Netzbetreiber E.ON Netz GmbH in deren Regelzone implementiert. Das Modell nutzt als Eingangsgrößen Daten des DWD zur Wettervorhersage sowie Messdaten von repräsentativen Umspannwerken.

Das Verbundprojekt **„Ausbreitung von Energiequalitätsbeeinflussungen durch dezentrale Anlagen zur Elektroenergieerzeugung in Verteilungsnetzen“** (1999-2002) beschäftigt sich mit den Konsequenzen der zunehmenden Anzahl und Leistung sowie dem immer flächendeckenderen Einsatz von dezentralen Erzeugungsanlagen. Dabei geht es im Wesentlichen um die Quantifizierung und Vorhersage der Ausbreitung von Energiequalitätsbeeinflussungen in Verteilungsnetzen. Endprodukt des Vorhabens soll ein Softwarewerkzeug werden, mit dem es möglich ist, die Ausbreitung der Energiequalitätsbeeinflussung zu berechnen. Das Projekt wird von der Fachhochschule Wilhelmshaven - mit den beiden Laboren für Elektrische Energieversorgung sowie für Leistungselektronik und EMV und der WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH durchgeführt.

2.2.6.5 Offshore Windenergienutzung

Im Projekt „**Offshore Wind Turbines**“ (1990-1993) wurde ein FuE -Vorhaben des Germanischen Lloyd und der Windtest Kaiser Wilhelm Koog im Rahmen des "JOULE-Programms“ der EU vom BMBF mitfinanziert. In diesem Projekt wurde u.a. das Europäische Offshore- Windenergiepotenzial (einschließlich der deutschen Nord- und Ostsee) unter Berücksichtigung konkurrierender Nutzungen erstmals bestimmt. Die Ergebnisse bilden noch heute die Grundlage für Potenzial- und Standortfragen zur Offshore- Windenergienutzung in Deutschland (vergleiche auch Kap. 5.1).

Im Projekt „**Offshore Windenergiesysteme**“ (1995), das von den beiden Unternehmen Vulkan Engeneering und der Siemens AG durchgeführt wurde, ging es im Wesentlichen um die Eingrenzung der technisch-wirtschaftlichen sowie rechtlich-genehmigungsbezogenen Erfolgsaussichten der Offshore- Windenergienutzung in Deutschland in einem kurz- bzw. mittelfristigen Zeithorizont. In der Studie wurden folgende Punkte bearbeitet:

- Standortfaktoren
- Rechts-, Genehmigungs- und Akzeptanzaspekte
- Offshore - Windenergiesysteme im internationalen Schrifttum
- Technische Teilkonzepte für Offshore - Windenergiesysteme
- Wirtschaftlichkeit.

Auf der Grundlage der standortbezogenen und technischen Merkmale wurden Varianten für "near-shore"-Windparks mit 18 bis 120 MW Leistung entwickelt (Wassertiefe ca. 10m, Küstenentfernung ca. 4 sm). Die Kostenstruktur zeigte dabei deutliche Unterschiede zu Onshore- Projekten infolge der signifikant hohen Anteile für Fundamente und Energieübertragung. Unter Berücksichtigung verschiedener Varianten für nichttechnische Einflussfaktoren (z.B. Finanzierung, Betreiberformen) wurden verschiedene Szenarien für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen definiert. Dabei ergaben sich spezifische Stromgestehungskosten von ca. 0,115 DM/kWh bis zu ca. 0,23 DM/kWh.

Weiterhin wurde im Jahr 2000 mit dem Projekt „**Bau- und umwelttechnische Aspekte von Offshore- Windenergieanlagen**“ (2000-2003) der Universität Hannover begonnen ([/2-11/](#), [/2-12/](#), [/2-13/](#)).

2.3 Das „250 MW Wind“- Programm

Neben der gesetzlichen Abnahme- und Mindestvergütungsregelung nach dem Stromerzeugungsgesetz (Stromerzeugungsgesetz (StroEnergG)) bzw. Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) hat im Bereich der Windenergienutzung das „250 MW Wind“ – Programm des BMBF und später des BMWi über die Demonstration hinaus wesentlich zur Weiterentwicklung der Windenergietechnik in Deutschland beigetragen. Die Betreiber der im Rahmen dieses Programms errichteten und betriebenen Windenergieanlagen erhalten neben der Vergütung nach StroEnergG bzw. EEG für jede eingespeiste kWh zusätzlich bis zum Erreichen der Förderhöchstgrenze, welche maximal 25 % der förderfähigen Investitionskosten beträgt, einen Zuschuss von 6 Pf/kWh. Ziel dieses seit Anfang 1990 wirksamen Programms ist es, einer größeren Zahl von Anwendern einen Anreiz zu geben, Windenergieanlagen an geeigneten Standorten in Deutschland zu errichten. Die aus dem Programm ableitbaren Erkenntnisse sollen einen Beitrag zur Weiterentwicklung der Anlagentechnik leisten und zur Abklärung des weiteren FuE-Bedarfs im Bereich der Windenergie beitragen. Deshalb wird begleitend zum Förderprogramm ein Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) durchgeführt /2-14/.

Das Förderprogramm „250 MW Wind“ wurde (zunächst als „100 MW Wind“ Programm) im Juni 1989 im Bundesanzeiger veröffentlicht. Bedingt durch die große Nachfrage und die deutsche Wiedervereinigung wurde das Förderprogramm 1991 auf 250 MW aufgestockt. Das Fördervolumen bezieht sich dabei einheitlich auf die von den Windenergieanlagen bei 10 m/s Windgeschwindigkeit abgegebene Leistung. Mit Erreichen der gesamten Förderleistung konnte Ende 1996 die Bewilligungsphase des Programms abgeschlossen werden. Bezogen auf die jeweils vom Hersteller angegebene Nennleistung betrug der gesamte Förderumfang Ende 2001 noch 349,5 MW. Diese Kapazität wurde durch 1497 WEA im Programm zur Verfügung gestellt.

Bis Ende 1996 (Auslaufen der Bewilligungsphase) gingen im „250 MW Wind“ – Programm 6.038 Anträge ein, was einer beantragten Anzahl von 10.463 Windenergieanlagen entspricht. Das Antragsvolumen umfasste somit eine Nennleistung von 3.543,24 MW bzw. von 2.178,11 MW bei einer Windstärke von 10 m/s. Es wurden davon bis zum 31.12.1996 1.227 Anträge mit einer Gesamtzahl von 1.577 Anlagen bewilligt. Es ergibt sich somit eine gesamte genehmigte Nennleistung von 390,5 MW bzw. eine Leistung von 250,25 MW bei 10 m/s Windstärke.

2.3.1 Ziele des begleitenden Messprogramms WMEP

Das Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP), welches die „250 MW-Wind“ Fördermaßnahme des Bundes von Beginn an begleitet, stellt weltweit das einzige Projekt dar, das den erreichten Leistungsstand und die Entwicklungsperspektiven dieser Technik – gestützt auf eine derart große Anzahl von Windenergieanlagen – herausarbeitet. Mit der wissenschaftlichen Dokumentation der Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland sollen dabei auch für die öffentliche Hand Bewertungskriterien zur Einschätzung des Leistungsstands der Windenergietechnik bereitgestellt werden. Darüber hinaus soll mit dem Programm die Wirksamkeit staatlicher Förderpolitik nachvollziehbar und durch das Aufzeigen von möglichen technischen Defiziten bei der Anlagentechnik die Identifikation des zukünftigen Forschungsbedarfs im Bereich der Windenergietechnik unterstützt werden /2-15/.

Durch die Kombination aus Betreiberförderung zur Risikominderung und die gleichzeitige Verpflichtung zur Teilnahme am wissenschaftlichen Messprogramm WMEP, das durch die vergleichende und bewertende Veröffentlichung der Betriebsergebnisse sowohl auf den WEA-Markt selbst als auch auf die WEA-Weiterentwicklung rückwirkt, soll darüber hinaus ein wichtiger Beitrag dazu geleistet werden, dass Deutschland seine erreichte Spitzenstellung in der Windenergietechnik erhalten und weiter ausbauen kann.

Als überblickgebende Zusammenfassung der jeweils auf Kalenderjahre bezogenen Untersuchungsergebnisse nimmt die Jahresauswertung im WMEP eine zentrale Stellung ein. In zusammengefassten und jeweils mit den Vorjahren vergleichbaren Darstellungen werden Ergebnisse aus den folgenden Themenbereichen veröffentlicht:

- Überblick zur Windenergienutzung: z.B. Anzahl und Leistung der installierten WEA, Auswahl eingesetzter WEA-Typen und deren technische Merkmale, WEA-Standorte und Betreiber-Statistik. Diese Auswertungen wurden später auch auf die nicht im „250 MW Wind“- Programm geförderten Anlagen in Deutschland ausgeweitet,
- Windangebot: z.B. lokale und regionale Verteilung der Windgeschwindigkeit, spezifische Standortbedingungen, Bruttowindangebot und Windindex,
- Betriebsergebnisse: z.B. Energielieferung, Eigenverbrauch, Netzkoppelzeiten, Volllastnutzungsstunden, flächenspezifische Energieerträge, Windstromanteil nach Bundesländern, für Deutschland gesamt und für Versorgungsgebiete,
- Leistungscharakteristik: z.B. Ganglinien, Dauerlinien, Leistungsgradienten, großräumige Vergleichmäßigungseffekte,
- Zuverlässigkeit: z.B. technische Verfügbarkeit, Störungsursachen, Fehlfunktionen, Komponentenausfälle,

- Wirtschaftlichkeit: z.B. Erträge, Kosten für Wartung, Instandsetzung und Versicherungen, Stromgestehungskosten.

2.3.2 Datenerfassung und -verarbeitung im WMEP

Nachfolgend werden die unterschiedlichen Datenquellen und die zentrale Datenverarbeitung im WMEP im Einzelnen erläutert /2-16/.

2.3.2.1 Datenerfassung per Logbuch

Dieses Aufgabengebiet umfasst im Wesentlichen die Bereitstellung plausibler und vollständiger Daten auf der Grundlage des Logbuches, der Wartungs- und Instandsetzungsberichte, der Energielieferungsberichte und der Jahresberichte über Betriebskosten zur weiteren wissenschaftlichen Auswertung sowie die Aufarbeitung der Energielieferungsberichte zur Auszahlung der Betriebskostenzuschüsse durch das Forschungszentrum Jülich (PTJ).

Im Einzelnen stehen folgende Betreiberangaben zur Verfügung:

Stammdaten

- Sie umfassen allgemeine Projektdaten sowie technische Daten der WEA, Art der Netzanbindung, Standorttopographie usw..

Energielieferung und –bezug

- Die Erfassung erfolgt durch regelmäßige Ablesung geeichter, zu Verrechnungszwecken zugelassene Elektrizitätszähler zum Monatsende durch die Betreiber.

WEA-Störungen sowie Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten

- Ihre Registrierung erfolgt über Formblätter, die jeweils nach Abschluss von Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten vom Betreiber an die zentrale Auswertestelle im ISET gesandt werden.

Betriebskosten

- Dokumentiert werden vom Betreiber regelmäßige Kosten für Wartungsverträge, Versicherungen und sonstige Kosten. Die Formblätter „Jahresbericht über Betriebskosten“ vervollständigen und überprüfen die im Jahresverlauf bereits gemeldeten Angaben.

2.3.2.2 Datenerfassung mit Hilfe des Fernmessnetzes

An ausgesuchten Standorten sind zur Ergänzung der mittels Logbuch erfassten Daten automatische Datenerfassungsgeräte (DEG) und Windmesseinrichtungen installiert. Die DEG sind über MODEM und das öffentliche Fernsprechnet mit der Datenzentrale im ISET verbunden und bilden so das WMEP- Fernmessnetz. Die folgenden Signale werden mit einer Abtastrate von 10 Hz registriert /2-17/:

- Elektrische Wirkleistung der Windenergieanlage,
- Status der Netzkopplung,
- Windgeschwindigkeit,
- Windrichtung.

Aus diesen Rohdaten werden Langzeitdaten mit einer Intervalllänge von 5 Minuten gebildet und auf 22 statistische Größen reduziert. Die Daten sind in so genannten Tagesfiles in einem Ringspeicher abgelegt. Jedes Tagesfile enthält Informationen über:

- Langzeitdaten (288 Fünf-Minuten-Intervalle),
- Windgeschwindigkeitsklassifizierung (19 Klassen),
- Ereignisdaten (nur bei Ereignistriggerung),
- Diagnosedaten (Zustand der Messeinrichtung),
- Messparameter.

Die Tagesfiles werden jede Nacht von der Datenzentrale abgerufen und in die Datenbank geladen. Neben diesen „Langzeitmessungen“ besteht die Möglichkeit, bei Überschreitung frei wählbarer Triggerwerte, „Ereignismessungen“ zur Erfassung von Extremsituationen durchzuführen. Zusätzlich können 10 Hz-Abtastwerte online und über beliebig lange Zeiträume abgerufen werden, ohne die statistische Langzeiterfassung zu unterbrechen.

Ende 2000 wurden mit Hilfe von insgesamt 220 Datenerfassungsgeräten Wind- und WEA-Leistungsdaten ermittelt. Dabei waren 110 Standorte mit 10m Windmesseinrich-

tungen und 36 Standorte mit 30m Windmessenrichtungen ausgestattet. Die 30m Windmessenrichtungen sind in der Regel Windparks vorbehalten, wo mehrere WEA gleichzeitig vermessen werden können /2-18/.

Seit Mitte 2001 wird das Fernmessnetz von vorher 146 Windmessenrichtungen auf rund 60 Windmessenrichtungen reduziert. Davon werden 36 Standorte mit 30m Masten und 14 Standorte mit 10m Masten ausgestattet.

2.3.2.3 Zentrale Datenverarbeitung

Sämtliche Projektdaten des WMEP, einschließlich aller Messdatensätze, werden im ISET in einem Datenbanksystem verwaltet. Die von ISET größtenteils selbst entwickelte Software für die Datenzentrale erfüllt folgende Aufgaben:

- Unterstützung bei Verwaltungsaufgaben,
- Steuerung der Datenerfassung,
- Plausibilitätsprüfung und Archivierung,
- Überwachung und Steuerung des Fernmessnetzes,
- Berechnungen für Basisauswertungen,
- Datenbereitstellung für fachspezifische Auswertungen,
- Datenbereitstellung für Windenergie-Informationssysteme.

Diese Anforderungen an die EDV sind durch Standard- Hard- und Software nur teilweise zu erfüllen. Darüber hinaus zeichnen sich die zu verarbeitenden Daten durch ihren Umfang und durch die Heterogenität ihres Informationsgehaltes aus. Das im Projekt eingesetzte Datenbanksystem ORACLE beruht auf einem relationalen Ansatz. Hierdurch wird sichergestellt, dass über viele Jahren die Struktur der Datenbank den jeweiligen Anforderungen angepasst werden kann /2-19/.

Auch für die Steuerung und Überwachung des WMEP- Fernmessnetzes ist die zentrale Datenbank und auf sie aufbauende Programme wichtigstes Instrument. Von hier aus wird die tägliche Abfrage der Messdatensätze gesteuert. Die abgerufenen Rohdaten werden archiviert und durchlaufen eine Vollständigkeits- und Plausibilitätsprüfung. Fehlende Daten eines Tages werden automatisch am Folgetag zusätzlich abgerufen. Die Aktivierung oder Abschaltung von Datenerfassungsgeräten oder die Sperrung von fehlerhaften Messeinrichtungen geschieht ebenfalls über die Datenbank. Die geprüften Rohdaten bilden die Grundlage für alle weiteren Berechnungen abhängiger Größen, wie z.B. von Tages-, Monats- und Jahresmittelwerten /2-20/.

Bei einer langjährigen Erfassung von Wind- und Leistungsdaten an einer großen Anzahl von in ganz Deutschland verteilten WEA-Standorten sind Beeinträchtigungen unvermeidlich. Deshalb muss sichergestellt werden, dass unvollständige oder fehlerhafte Datensätze zuverlässig erkannt und die verantwortlichen Fehlerquellen beseitigt werden.

Die Zentrale Datenverarbeitung stellt somit sicher, dass alle projekt-relevanten Daten einschließlich der zur Auswertung benötigten WEA-Betriebsdaten zuverlässig gespeichert, zur Berechnung abgeleiteter Größen benutzt und jederzeit zur Auswertung oder Weiterreichung an Dritte bereitgestellt werden können. Der Datenbestand betrug im August 2002 ca. 630.000 Tagesdatensätze und wird sich während der Projektphase IV um weitere 100.000 Datensätze erhöhen /2-21/.

2.3.3 Projektphasen des WMEP

Das WMEP im „250 MW Wind“- Programm als mehrjähriges Großprojekt ist in unterschiedliche Projektphasen unterteilt. Nach einer einjährigen Planungs- und Vorbereitungsphase schloss sich zunächst eine erste zweijährige Durchführungsphase an. Seit 1992 belaufen sich die Durchführungsphasen auf jeweils vier Jahre.

- Planung und Vorbereitung (1989),
- Durchführungsphase I (1990 – 1992),
- Durchführungsphase II (1992 – 1996),
- Durchführungsphase III (1996 – 2000)
- Durchführungsphase IV (2000 – 2004)

2.3.3.1 Erste Durchführungsphase

In der ersten Durchführungsphase des WMEP (1990 – 1992) wurde

- die Konzeption des WMEP- Fernmessnetzes erarbeitet,
- eine Ausschreibung der Datenerfassungsgeräte (DEG) durchgeführt,
- mit der Installation des messtechnischen Instrumentariums (Datenerfassungsgeräte, MODEM, Windmessmaste) begonnen,
- die Datenzentrale in wichtigen Teilbereichen in Betrieb genommen,

- die Konzeption der WMEP- Auswertungen erstellt,
- und in einem Halbjahres-Rhythmus erste Auswertungen veröffentlicht.

2.3.3.2 Zweite Durchführungsphase

In der zweiten Durchführungsphase (1992 – 1996) wurde nach erfolgreichem Abschluss der Aufbauarbeiten mit der Herausarbeitung statistisch relevanter Erfahrungswerte zum praktischen Einsatz von Windenergieanlagen in Deutschland begonnen und

- regelmäßige Jahresauswertungen mit Projektergebnissen veröffentlicht,
- zahlreiche fachspezifische Auswertungen im Rahmen von Konferenzbeiträgen zu unterschiedlichen Schwerpunktthemen erarbeitet und
- unterschiedlichsten Nutzern auf entsprechende Anforderung umfangreiches Datenmaterial bereitgestellt.

Weiterhin konnte der Aufbau der zentralen Datenerfassung und -auswertung im ISET abgeschlossen, das WMEP- Fernmessnetz in den Routinebetrieb überführt und nahezu alle förderfähigen Betreiber ins WMEP aufgenommen werden.

2.3.3.3 Dritte Durchführungsphase

In der dritten Projektphase (1996-2000) konnten erstmals Jahresauswertungen mit dem vollständigen Anlagenbestand durchgeführt werden, da bereits alle bewilligten Projekte ins WMEP aufgenommen werden konnten. So erreichte der Anlagenbestand im Juli 1999 rund 1500 WEA mit einer installierten Nennleistung von insgesamt 349,5 MW, der an ca. 1.100 unterschiedlichen Standorten installiert war. Das Leistungsspektrum der einzelnen WEA reichte dabei von 2,5 kW bis 1,5 MW. In der Projektphase III des WMEP standen erste Auswertungen zur Wirtschaftlichkeit, zum Langzeitverhalten sowie zum Leistungsbeitrag der Windenergie zur Stromerzeugung im Vordergrund. Besonders hervorzuheben sind noch die ebenfalls in dieser Phase begonnenen Auswertungen zur zeitlichen Entwicklung der Windenergienutzung, die seit dieser Zeit alle in Deutschland betriebenen WEA umfassen /2-22/.

2.3.4 Projektziele und Aspekte des WMEP bis 2004

Mit dem vierten Projektabschnitt (01.07.2000 bis 30.09.2004) trat das WMEP in eine besonders wichtige Phase, erreichte doch eine größere Anzahl von Windenergieanlagen eine 10jährige Betriebszeit, wodurch die Auswertungen zum Langzeitverhalten der Anlagen nunmehr in den Mittelpunkt des Interesses treten können.

Bis zum Beginn der vierten Projektphase hatten bereits die ersten 44 WEA eine 10jährige Betriebszeit erreicht. Damit war gleichermaßen auch die ebenfalls auf 10 Jahre festgelegte Mitwirkungsverpflichtung im WMEP erreicht. Mit diesen Betreibern mussten also freiwillige Mitwirkungsvereinbarungen getroffen werden, um auch weiterhin in den Besitz der Betriebsberichte zum Verhalten der WEA zu gelangen. Im weiteren Verlauf der vierten Projektphase werden weitere 1.102 WEA dieses Betriebsalter erreicht haben. Davon entfallen 490 WEA auf die erste und 612 WEA auf die zweite Hälfte der insgesamt gut vierjährigen Projektlaufzeit. Im Zeitraum vom 01.10.2004 bis zum 30.09.2006 erreichen dann weitere 322 Anlagen eine 10jährige Betriebszeit, womit dann auch für eine sich anschließende Projektphase V weitere freiwillige Mitwirkungsvereinbarungen mit den Betreibern getroffen werden müssten.

Das heißt, im Verlauf der vierten Projektphase werden die Auswertungen zum Langzeitverhalten (Lebensdauer) der Anlagen und rückwirkende Betrachtungen zu den tatsächlichen Stromgestehungskosten über eine Betriebszeit von 10 Jahren, der ja zumeist auch die Laufzeit der zur Finanzierung der Anlagen aufgenommenen Kredite entspricht, an Bedeutung und Aussagekraft gewinnen. Darüber hinaus werden im Besonderen die in Phase III begonnenen Auswertungen zum Leistungsbeitrag und zur Integration großer Windleistungen in elektrische Versorgungsnetze weiterhin im Mittelpunkt stehen.

Mit zunehmender Betriebszeit der Anlagen entsteht mit dem WMEP eine weltweit einmalige, qualifizierte Datensammlung und -auswertung zum Betriebsverhalten von Windenergieanlagen, die zukünftig auch für die Entwicklung der Windenergienutzung in vielen Teilen der Welt sinnvoll genutzt werden kann. Dazu soll in Projektphase IV damit begonnen werden, die Betriebserfahrungen mit WEA in Deutschland auch für den Know-how Transfer besonders in Schwellen- und Entwicklungsländer, auch im Rahmen von Programmen der Entwicklungszusammenarbeit, verstärkt zu nutzen. Gleichermaßen soll versucht werden, in Kooperation mit WEA- Herstellern, im Ausland gewonnene Betriebserfahrungen mit WEA mit denen im WMEP unter deutschen Betriebsbedingungen gewonnenen Ergebnissen zu vergleichen und Erkenntnisse für die gezielte technische Weiterentwicklung der Anlagen zu gewinnen. Darüber hinaus wird angestrebt, die Betreiber der wichtigsten in Deutschland betriebenen Anlagentypen zu einer freiwilligen Mitwirkung im WMEP über die 10jährige obligatorische Mitwirkungsfrist hinaus zu gewinnen.

2.3.4.1 Rahmenbedingungen

Während des Verlaufs von Projektphase IV werden, wie bereits eingangs erwähnt, rund 1.100 Anlagen eine 10jährige Betriebszeit erreichen und können somit als Basis für die als besonders wichtig zu betrachtenden Untersuchungen zum Langzeitverhalten der Anlagen hinsichtlich Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit dienen. Gleichzeitig wird damit deutlich, dass im Verlauf der Projektphase IV auch die Grundzüge zur Weiterführung bzw. zum Auslaufen des Programms in der Zeit nach dem 30.06.2004 festgelegt werden müssen. Dies gilt auch für den weiteren Betrieb des WMEP Fernmessnetzes, das gleichermaßen vom Erreichen der 10jährigen Mitwirkungspflicht der Betreiber betroffen ist. Das heißt, es müssen sowohl für das Logbuchwesen als auch für das Fernmessnetz Auslauf- bzw. Weiterführungsmöglichkeiten entwickelt werden.

2.3.4.2 Logbuchwesen

Unter den bereits genannten 1.100 Anlagen, die im Verlauf der 4. Projektphase eine 10jährige Betriebszeit erreichen, befinden sich rund 600 Anlagen, die zu den wichtigsten und häufigsten in Deutschland betriebenen WEA-Typen zählen. Dies sind zunächst die rund 80 Anlagen der 500/600 kW Klasse (ENERCON, Tacke, Vestas, NEG Micon, Bonus), die überwiegend in der zweiten Hälfte der Projektphase IV eine 10jährige Betriebszeit erreichen, die wichtigsten 300 Anlagen der Typgruppen in der Leistungsklasse 150-400 kW (Vestas V25-27, Nordex N27/29, NEG Micon M530-750 und NTK150-300), sowie die rund 220 drehzahlvariablen Anlagen der Typen ENERCON E 17/18 und E 32/33. Weitere 130 Anlagen der 500/600 kW Leistungsklasse sowie sämtliche Anlagen der Megawattklasse erreichen erst nach Beendigung von Phase IV eine 10jährige Betriebszeit und können entsprechend erst dann in die Langzeituntersuchungen einbezogen werden.

Mit sämtlichen Betreibern der genannten Anlagentypen wird seit Beginn der Phase IV verbindlich geklärt, ob sie auf freiwilliger Basis bereit sind, auch weiterhin verlässliche Betriebsdaten zu ihren Anlagen dem WMEP zur Verfügung zu stellen. Damit wird die einmalige Möglichkeit geschaffen, die Betriebsergebnisse der wichtigsten Anlagentypen in Deutschland auch über einen Zeitraum von 10 Jahren hinaus zu erfassen und unter einheitlichen und bewährten Kriterien auszuwerten. Gerade der Öffentlichen Hand würden damit verlässliche Basisdaten zur weiteren Bewertung des erreichten Leistungsstands der Windenergie zur Verfügung stehen. Falls diese wichtige Aufgabe ausschließlich von anderen, nicht den strengen WMEP Kriterien unterworfenen Datensammlungen wahrgenommen würde, entginge sowohl der Öffentlichen Hand wie auch der Fachwelt die vielleicht wichtigste Bezugsquelle. Wie viele Anlagenbetreiber letzt-

endlich bereit sein werden, sich freiwillig und gleichermaßen verlässlich zu beteiligen bleibt abzuwarten. Da die Betreiber jedoch durch Regionalbetreuer⁴ bereits intensiv in das Ausfüllen der entsprechenden Fragebögen eingewiesen sind, ist der zusätzliche Aufwand für das Weiterführen des Logbuchwesens über 10 Jahre hinaus eher gering.

2.3.4.3 Fernmessnetz

Wie bereits erwähnt, ist auch der weitere Betrieb des WMEP- Fernmessnetzes vom Erreichen der 10jährigen Mitwirkungsfrist der WEA- Betreiber betroffen. Bis Anfang 2000 wurden noch 146 Windmessmaste (110 mit 10m Messhöhe, 36 mit 30m Messhöhe) mit rund 220 Datenerfassungsgeräten im WMEP- Fernmessnetz betrieben. Bis Ende der Projektphase III wurden bereits acht 10m Messmaste durch Erreichen der 10 Jahresfrist der WEA- Betreiber von den Regionalbetreuern abgebaut. Weitere 89 Messstellen mit 10m Mast (davon 57 in der ersten und 32 in der zweiten Projekthälfte) sowie 18 Messungen mit 30m Masten werden im Verlauf der Projektphase M diese Altersgrenze erreicht haben. Besonders für die 30m Messstellen sollen in Phase IV die Grundlagen für eine Weiterführung, auch über die gesamte WMEP Laufzeit hinaus, gelegt werden.

Das WMEP- Fernmessnetz dient im Wesentlichen der Erfassung der Leistungscharakteristik ($P=f(v)$) der unterschiedlichen Anlagentypen, der Erfassung der lokalen und regionalen Windpotenziale sowie den Untersuchungen zum Leistungsdargebot und zur Integration größerer Windleistungen in elektrische Versorgungsnetze (zur Bedeutung dieses Aspektes siehe auch 2-23/). Da durch Erreichen der maximalen Förderleistung keine neuen Anlagen mehr ins „250 MW Programm“ aufgenommen werden, ist es im Sinne der WMEP Ziele inhaltlich vertretbar, die Auswertungen zur Leistungscharakteristik der Anlagen nach mehrjähriger Dauer weiterhin kontinuierlich zu reduzieren.

Hinsichtlich der Auswertungen zum lokalen und regionalen Windpotenzial soll gleichermaßen versucht werden, die Messungen auf für größere Gebiete repräsentative Messungen, vornehmlich mit 30m Masten und einer geringen Anzahl an 10m Masten, zu reduzieren. Langfristig soll dabei angestrebt werden, ein Messnetz zu gestalten, das auch über die eigentliche WMEP Laufzeit hinaus in anderer Trägerschaft weitergeführt werden kann. So werden vollständige, nach der Windatlasmethodik aufbereitete Messstandorte z.B. für die Berechnung von Windleistungsprognosen, der Erstellung von Standortgutachten, die Ermittlung von Stromerlösverlusten durch Anlagenstörungen, zum

⁴ Im Unterauftrag des ISET werden die WEA- Betreiber durch so genannte Regionalbetreuer in das Messprogramm eingeführt.

Langzeitabgleich von Leistungskennlinien und zur Berechnung eines jährlichen Windindex von unterschiedlichen Institutionen benötigt.

Ein weiterer Schwerpunkt der Auswertungen von Daten aus dem Fernmessnetz stellen die Untersuchungen zum Leistungsdargebot und zur Integration größerer Windleistungen in elektrische Versorgungsnetze dar, die mit großem Erfolg in Phase III gestartet wurden. Dabei wurde in Phase III damit begonnen, mathematische Übertragungsmodelle zu entwickeln, die es ermöglichen, von wenigen Windmessungen ausgehend die insgesamt in Versorgungsnetze eingespeiste Windleistung zu berechnen. Diese für die Online-Erfassung und Prognose der in Versorgungsnetze eingespeisten Windleistung notwendigen Messungen haben nach wie vor eine hohe Aktualität und sollen auch zukünftig fortgeführt werden (siehe auch Kapitel 6.4). Dabei wird davon ausgegangen, dass eine Reduzierung des derzeitigen Messnetzes auf insgesamt rund 60 Standorte (davon 36 mit 30m Mast und darüber) vertretbar ist. Diese Zielsetzung deckt sich auch mit der für die Erhaltung eines repräsentativen Windmessnetzes für notwendig befundenen Anzahl an Windmessungen. Damit würde sich die Anzahl der Windmessungen von derzeit 146 auf insgesamt rund 60 qualitativ hochwertige Messstellen zum Ende von Projektphase IV reduzieren.

Insgesamt kann bezüglich der Messdatenerfassung, -verarbeitung und -auswertung festgehalten werden, dass hier die wesentlichen Voraussetzungen dafür geschaffen wurden, die sich später als sehr erfolgreich herausstellenden Methoden zur Onlineerfassung und Prognose der Windleistung zu entwickeln. So ist es nicht weiter verwunderlich, dass aus dem ISET heraus, gestützt auf die umfangreichen Messdaten des WMEP, hierzu statistische Verfahren (mit Neuronalen Netzen) entwickelt wurden. Andere Ansätze, z.B. aus Dänemark, setzten hingegen (auch weil keine vergleichbaren Messdaten vorlagen) eher auf physikalische Modelle.

Neben den umfangreichen Ergebnissen zum Windpotenzial in Deutschland und zum individuellen Betriebsverhalten (Leistungscharakteristik) der im Programm vertretenen WEA-Typen war also die Entwicklung der Methoden zur Onlineerfassung und Prognose der Windleistung die wichtigste Anwendung des Fernmessnetzes des „250 MW Wind“-Programms. Diese von ISET aus diesem Programm heraus entwickelten Verfahren werden heute von den Übertragungsnetzbetreibern E-ON Netz, Vattenfall Europe Transmission und RWE Net eingesetzt. Damit wird weltweit von keinem anderen Verfahren mehr installierte Windleistung prognostiziert als mit dem von ISET entwickelten.

B Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland

Der Wind wird als Energiequelle seit Tausenden von Jahren weltweit durch Menschen zur Verrichtung mechanischer Arbeiten oder zur Fortbewegung genutzt. Die Anwendung der Windenergie zur Elektrizitätserzeugung blickt jedoch erst auf eine kurze Geschichte zurück. Im Vergleich zu anderen Energieträgern, wie z. B. Kohle und Erdöl, blieb sie bis in die 80er Jahre des 20. Jahrhunderts nahezu unbeachtet. Heutzutage erlebt die Nutzung des Windes jedoch weltweit einen bemerkenswerten Aufschwung. Angesichts endlicher Vorräte fossiler Brennstoffe, einer globalen Klimaveränderung durch den Ausstoß gigantischer Mengen Kohlendioxid und anderer klimarelevanter Gase bietet die Anwendung der Windenergie eine Möglichkeit zur ressourcen- und umweltschonenden Energiebereitstellung.

In diesem Abschnitt wird zunächst in Kapitel 3 die Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland ausführlich dargestellt und dann in Kapitel 4 der Einfluss staatlicher Förderpolitik auf diese Entwicklung untersucht.

3 Stand der Windenergietechnik in Deutschland

Die Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland bis Ende der 90er Jahre wird nachfolgend im Wesentlichen anhand der Ergebnisse des WMEP im „250 MW Wind“-Programm dargestellt. Da sich das WMEP einerseits hinsichtlich der allgemeinen Statistik auf sämtliche WEA in Deutschland bezieht und andererseits die Betriebsergebnisse der WEA im „250 MW Wind“-Programm als repräsentativ angesehen werden können, kann diesem Kapitel der aktuelle Stand der Windenergienutzung in Deutschland insgesamt entnommen werden.

3.1 Zeitliche Entwicklung

Die Anwendung der Windenergie als Technologie zur Stromerzeugung kann in Deutschland auf eine wechselhafte Geschichte zurückblicken. Die ersten dokumentierten Ansätze sind bereits auf die Zeit vor dem ersten Weltkrieg datiert, wo einige Firmen in Lizenzfertigung amerikanische Windturbinen produzierten. Von diesen, eigentlich zum Wasserpumpen konstruierten Anlagen, wurden einige jedoch umgebaut und zur Elektrizitätserzeugung verwendet. Ein bedeutender Entwicklungsschritt in der Windenergietechnik wurde durch den Göttinger Physiker Albert Betz (1925) erzielt, der die theoretischen Grundlagen und Gesetzmäßigkeiten der Windenergietechnik wissenschaftlich exakt formulierte und somit den Grundstein zur Konstruktion von Windenergieanlagen nach

aerodynamischen Erkenntnissen legte. Ausgehend von den Betz'schen Erkenntnissen plante der Stahlbauingenieur Honnef 1932 bereits die Nutzung der Windenergie im großtechnischen Maßstab. Nach seinen niemals realisierten Plänen, sollten gigantische Windkraftwerke mit 100 MW Leistung auf 250 m hohen Türmen im Verbund mit konventionellen Kraftwerken betrieben werden.

Im Jahre 1939 wurde die "Reichsarbeitsgemeinschaft Windkraft" (RAW) gegründet, die aus namhaften Vertretern von Wissenschaft, Technik und Industrie bestand. Motivation zur Gründung der RAW war, eine größere Unabhängigkeit von Treibstoff- und Energieimporten zu erreichen. Ein besonderes Projekt, das von der RAW maßgeblich gefördert und dessen Realisierung schließlich durch den zweiten Weltkrieg verhindert wurde, war die von dem Ingenieur Kleinhenz in Zusammenarbeit mit der Maschinenfabrik Augsburg Nürnberg (MAN) geplante Windenergieanlage, die bei einer Nabenhöhe von 250 m und einem Rotordurchmesser von 130m eine Nennleistung von 10 MW erbringen sollte /3-1/.

Eine konsequente Umsetzung der aerodynamischen und mechanischen Gesetzmäßigkeiten in die Anlagentechnologie erfolgte erstmals durch den Konstrukteur und Flugzeugbauer Professor Ulrich Hütter (1910-1989). In seiner 1942 veröffentlichten Dissertation mit dem Titel "Beitrag zur Schaffung von Gestaltungsgrundlagen für die Windkraftwerke" schuf Hütter die theoretischen Grundlagen zur Konstruktion der modernen "freifahrenden Turbinen" mit zwei bzw. drei Rotorblättern. Sein Grundtyp der modernen Windenergieanlagen, die "W 34", eine Anlage mit 100 kW Nennleistung und 34 m Rotordurchmesser, wurde bereits 1957 mit Rotorblättern aus glasfaserverstärktem Kunststoff gebaut /3-2/.

Nach Beendigung des zweiten Weltkrieges machten die Tiefstpreise für fossile Energieträger die Anwendung der Windenergietechnik wirtschaftlich uninteressant. Erst in den 70er Jahren kam die Windenergie durch die Ölpreiskrise (1973) und steigende Brennstoffpreise weltweit wieder in die Diskussion /3-3/. Auf der Basis einer verlässlichen Vergütung durch das Stromeinspeisungsgesetz und weiteren Förderprogrammen des Bundes und der Länder entwickelte sie sich auch in Deutschland sehr dynamisch (Abb. 3-1).

3.2 Entwicklung der Installationszahlen

Die Nutzung der Windenergie hat in Deutschland seit Beginn der 90er Jahre einen niemals für möglich gehaltenen Aufschwung genommen. In einem Zeitraum von nur

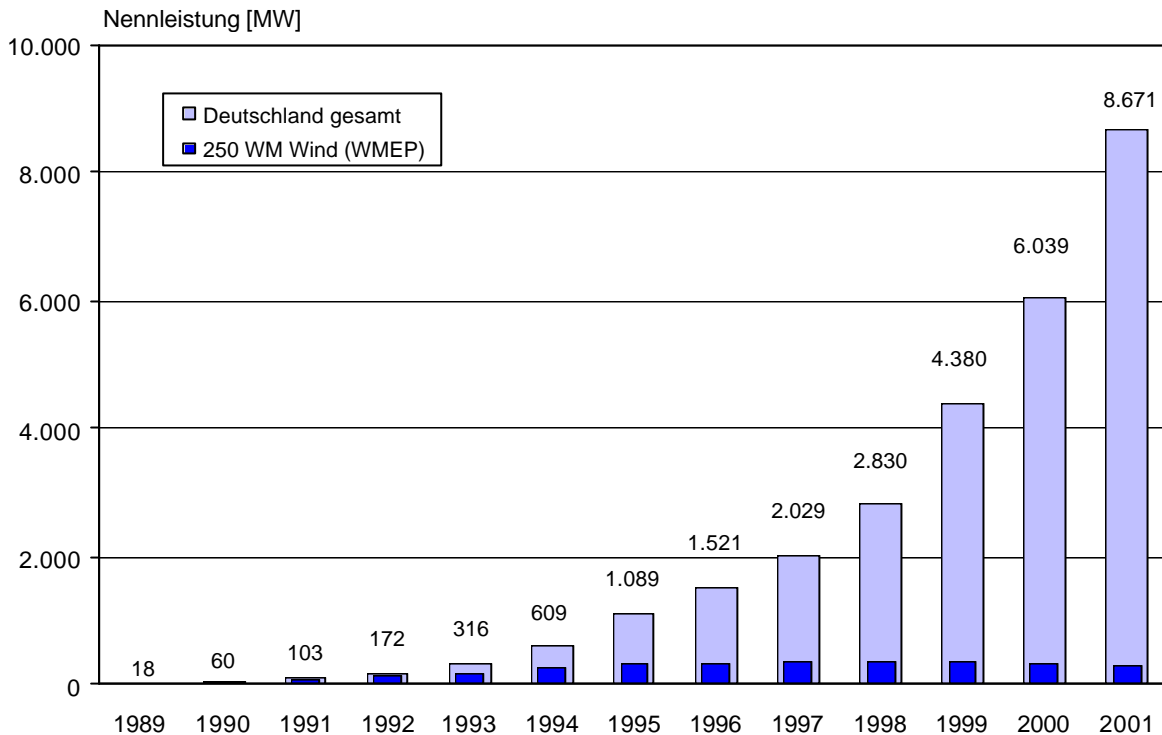


Abb.: 3-1 Entwicklung der kumulierten Windleistung in Deutschland

12 Jahren, also von Anfang 1990 bis Ende 2001, erhöhte sich die installierte Windleistung von ca. 18 MW auf über 8.670 MW. Allein im Jahr 2001 wurde mit ca. 2.630 MW (Zuwachs ca. 44%) ein neuer Installationsrekord erreicht. Diese rasante Entwicklung wurde im Wesentlichen durch Forschungs- und Förderprogramme des Bundes und der Länder, wie dem „250 MW Wind“- Programm, aber besonders durch gesetzgeberische Maßnahmen wie dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) von 1991 und seit dem 01.04.2000 durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ermöglicht. Abb. 3-2 zeigt im logarithmischen Maßstab die jährlich neu installierte Windleistung.

Die gesamte Entwicklung lässt sich im Wesentlichen in drei Hauptphasen unterteilen. Zunächst in die Zeit von 1985 bis einschließlich 1989, als im Rahmen staatlicher Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte die installierte Windleistung von 0,5 MW auf rund 18 MW mit jährlichen Wachstumsraten der neu installierten Leistung von durchschnittlich 163% anstieg. Obwohl sich die Installationen, verglichen mit den heutigen, auf einem zu vernachlässigenden Niveau bewegten, wurden in den Projekten gegen Ende der 80er Jahre viele der WEA-Typen entwickelt und

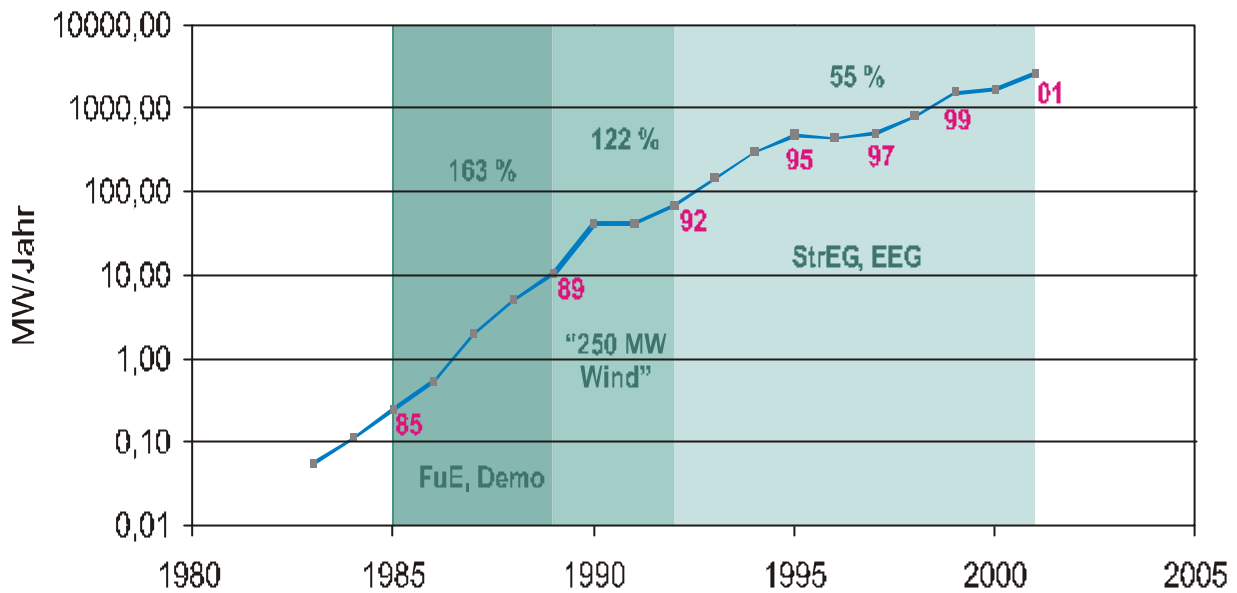


Abb.: 3-2 Staatliche Förderprogramme und ihre Auswirkungen auf die Entwicklung der jährlich neu installierten Windleistung in Deutschland

getestet, die dann seit Anfang der 90er Jahre für die Deckung der boomartig gestiegenen Nachfrage dem deutschen Markt zur Verfügung standen (siehe Kap.2.2).

Dieser Nachfrageboom in 1990 wurde ausgelöst durch das „100/250 MW Wind“- Programm und die Aussicht auf ein Stromeinspeisungsgesetz, das dann auch tatsächlich zum 01.01.1991 in Kraft trat /3-4/. Die jährlichen Installationszahlen in den Jahren 1990, 1991 und 1992 erhöhten sich, bezogen auf das Jahr 1989, um das Vier- bzw. Siebenfache mit durchschnittlichen Wachstumsraten von rund 122%. Wesentlich ist, dass in diesen drei Jahren im Durchschnitt 80% der jährlich installierten Anlagen eine zusätzliche Förderung im Rahmen des „100/250 MW Wind“- Programms erhielten. Die installierte Windleistung stieg somit in diesen Jahren von rund 18 MW auf über 172 MW an.

Während die Mittel für staatliche Förderprogramme, einhergehend mit der sich kontinuierlich verbessernden Wirtschaftlichkeit der Anlagen, deutlich reduziert wurden, stellte seit 1993 das Stromeinspeisungsgesetz das wesentliche Element der deutschen Windenergieförderung dar. So sank der Anteil der im „100/250 MW Wind“- Programm geförderten Anlagen von rund 78% in 1992 über 45% in 1993 auf unter 10% in 1995 /3-5/. Das seit dem 1.1.1991 gültige Gesetz regelte den Netzzugang und die Vergütung der an die Energieversorgungsunternehmen (EVU) gelieferten Kilowattstunden (kWh).

Die Höhe der Vergütung pro kWh wurde dabei jährlich auf Basis des in der amtlichen Statistik des Bundes für das vorletzte Kalenderjahr veröffentlichten Durchschnittserlöses aus dem Stromverkauf an Letztverbraucher neu festgelegt. Für Windenergieanlagen betrug die Einspeisevergütung „mindestens 90 vom Hundert des Durchschnittserlöses

je Kilowattstunde aus der Stromabgabe von Elektrizitätsversorgungsunternehmen an alle Letztverbraucher (siehe Kap.1.4).

Ausgelöst durch zunehmende Verunsicherungen am Markt, den wachsenden Widerstand von EVU gegen das StrEG, die Diskussionen im Zusammenhang mit der Liberalisierung der Strommärkte (EU Binnenmarktrichtlinie), in denen der Fortbestand des Gesetzes auch grundsätzlich in Frage gestellt wurde und die von der damaligen Regierung angekündigten Novellierung des StrEG durchlief der Ausbau der Windenergienutzung in 1996 und 1997 eine kritische Phase. So war in diesen beiden Jahren keine Zunahme des Wachstums im Gegensatz zu den Jahren von 1992 bis 1995 festzustellen (Abb. 3-2).

Eine neue Phase der Entwicklung begann schließlich 1998 mit dem Regierungswechsel und der Aussicht auf ein verbessertes StrEG, das dann auch als EEG zum 01.04.2000 in Kraft trat. Im gesamten Zeitraum mit dominierendem Einfluss von StrEG oder EEG, also seit Anfang 1993 stieg die jährlich neu installierte Windleistung mit durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten von 55% von 144 MW auf über 2.630 MW in 2001. Neben dem EEG haben ins Besondere die gegenüber dem Marktzins um rund 1% reduzierten Zinssätze der KfW (siehe Kap. 4.1.3) und die Programme der Bundesländer (siehe Kap. 4.1.2) einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von WEA-Projekten ausgeübt.

Mit 35.000 Beschäftigten und einem Umsatz von rund 3 Milliarden Euro in 2001 stellt nach Angaben des VDMA /3-5/ die deutsche Windindustrie mittlerweile einen bedeutenden Wirtschaftszweig dar. Dies insbesondere, da die Anlagenhersteller sich nicht nur auf den nationalen Markt verlassen, sondern auch verstärkt Exportaktivitäten entwickelt haben. Die Exportquote lag in 2001 anlagenbezogen bei ca. 20 Prozent, wobei einige Unternehmen bereits die 50%-Marke überschritten haben.

Die Hauptexportmärkte liegen nach wie vor noch in Europa, wenngleich in den letzten 3 Jahren die Aufstellungszahlen auch in außereuropäischen Ländern angestiegen sind. Als Exportmärkte sind hier Australien, Ägypten, Brasilien, China und Indien zu nennen. Die Exportentwicklung wird unterstützt durch den weltweiten politischen Willen zum Ausbau der erneuerbaren Energien.

Die im VDMA organisierten WEA-Hersteller erwarten für Deutschland in den kommenden Jahren jedoch folgende rückläufige Installationszahlen (nur Onshore):

2002: 2.300 MW

2003: 1.900 MW

2004: 1.600 MW

2005: 1.400 MW.

3.3 Regionale Verteilung

Der Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland startete in den einzelnen Bundesländern zu unterschiedlichen Zeitpunkten und entfaltete sich auch in seiner Dynamik sehr unterschiedlich. Während eine größere Anzahl von Anlagen zunächst in den Ländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen installiert wurden, holten bzw. holen die Länder im Binnenland und die ostdeutschen Bundesländer seit einiger Zeit stetig auf.

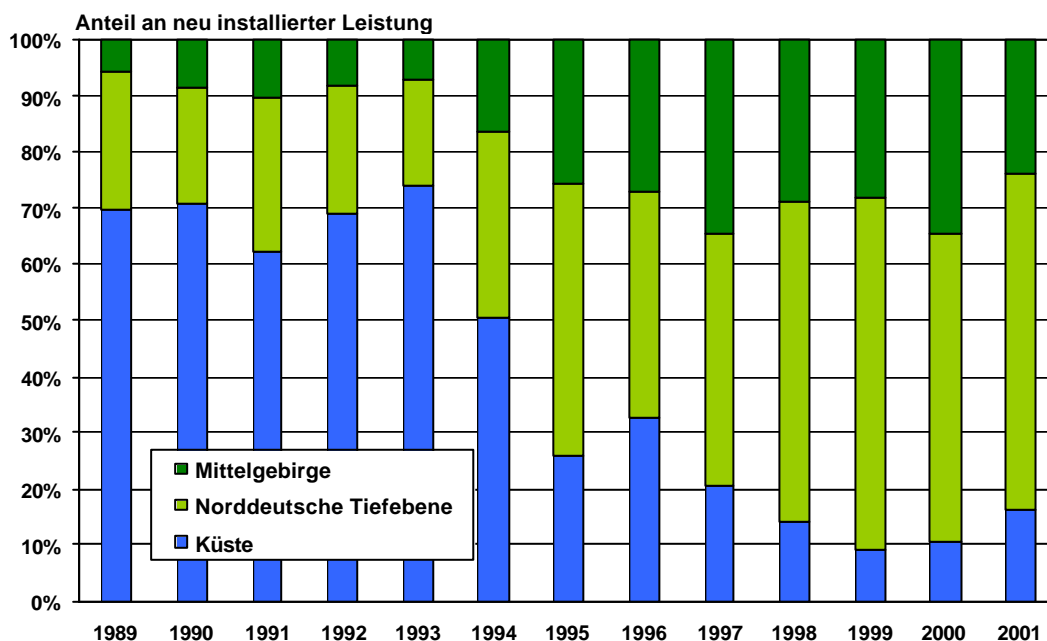


Abb.3-3: Regionale Verteilung der jährlich neu installierten Windleistung /3-6/

Die günstigen Rahmenbedingungen zur Finanzierung von WEA-Projekten lassen zunehmend auch Standorte mit weniger günstigem Windangebot attraktiv erscheinen. Hinzu kommt, dass viele windgünstige Standorte an der Küste bereits bebaut sind. Daher rücken die südlicheren Bundesländer mit ihren teils weiten, offenen Landschaften, teils aber auch mit bergigen, exponierten Höhenzügen zunehmend in den Blickpunkt.

Eine Einteilung aller deutschen Anlagenstandorte in die Landschaftskategorien Küste, Norddeutsche Tiefebene und Mittelgebirge spiegelt den großen Anteil an nutzbaren Flächen der norddeutschen Tiefebene wider. Der Kategorie Küste wurden alle Standorte auf den Inseln und innerhalb eines etwa 5 km breiten Streifens entlang der Küstenlinie zugeordnet (Abb.3-3).

Im Jahr 2001 wurden nach dieser Einteilung knapp 60 Prozent der Windleistung in der norddeutschen Tiefebene und rund 25% in den Mittelgebirgsregionen in Betrieb genommen (Abb.3-3). Insgesamt waren jedoch Ende 2000 in den Küstenländern noch 54 Prozent der Windleistung installiert, etwa 27 Prozent in den Ländern der Norddeutschen Tiefebene (Berlin, Brandenburg, Bremen, Hamburg, Nordrhein-Westfalen, Sachsen-Anhalt) und 18 % in den Mittelgebirgsländern (Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen und Thüringen).

3.4 Entwicklung der installierten Leistung

Die WEA-Anzahl und die entsprechende Nennleistung der in 2001 neu installierten Anlagen konnte im Vergleich zum Vorjahr nochmals deutlich übertroffen werden. Der Zubau von rund 2.632 MW installierter Leistung (ca. 2.050 Windenergieanlagen mit durchschnittlich etwa 1.280 kW Nennleistung) übertraf auch den Zubau aller bisherigen Jahre. In Bezug auf die installierte Windleistung liegt Deutschland weltweit mit großem Abstand an der Spitze. Mit der Ende 2000 installierten Gesamtleistung von rund 6.000 MW war etwa 1/3 der weltweiten Kapazität in Deutschland installiert⁵⁾. Diese Position hat sich in 2001 vermutlich noch weiter ausgebaut. Sehr erfolgreich sind seit einiger Zeit auch die Rahmenbedingungen in Spanien, das durch die neu installierte Windleistung der letzten beiden Jahre Dänemark überholt und die USA fast erreicht hat (Abb.3-4).

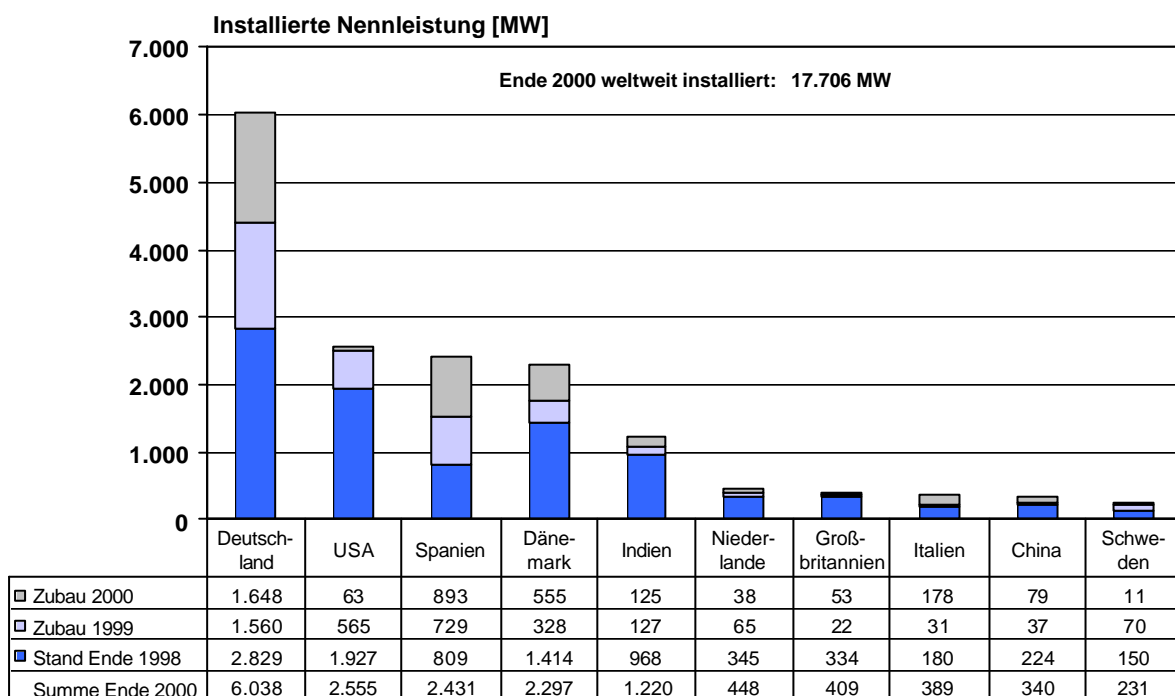


Abb.3-4: Installierte Windleistung im Ländervergleich /3-5/

Mit Spanien und Deutschland sind in Europa diejenigen Länder besonders erfolgreich, in denen eine gesetzliche Mindestpreisregelung für eingespeisten Windstrom sichere Planungsbedingungen schafft. Andere Fördermechanismen sind trotz hervorragender Windbedingungen z. B. in Großbritannien und Irland bislang hinsichtlich der installierten Leistung weniger erfolgreich.

⁵ Die neuesten Zahlenwerte von Ende 2001 liegen bislang nur für Deutschland vor.

3.5 Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung

Bundesweit belief sich die Stromproduktion aus Windenergie in 2001 auf rund 10.900 Mio. kWh (10,9 TWh) im Gegensatz zu 8.619 Mio. kWh in 2000 (Tab. 3-1). Die Veränderung zum Vorjahr ergibt sich einerseits aus dem weiteren Ausbau der Windenergienutzung und andererseits aus dem von Jahr zu Jahr schwankenden Windangebot /3-7/. Aufgrund des im Vergleich zum Vorjahr schlechteren Windenergieangebotes in 2001 lag die Steigerung der Windstromeinspeisung lediglich bei rund 24%. Der Zubau an Windleistung betrug jedoch im selben Zeitraum rund 44%.

Bundesland	WEA-Anzahl Ende 2000 ¹⁾	Installierte Windleistung	Einspei- sung aus	Netto- Stromver- brauch 2000 ³⁾	Beitrag zur Stromver- sorgung 2000
		Ende 2000 ¹⁾	Wind 2000 ²⁾	[GWh]	[GWh]
		[MW]	[GWh]	[GWh]	
Schleswig-Holstein	2.022	1.128	2.192	12.562	17,45 %
Mecklenburg-Vorpommern	656	424	625	5.910	10,57 %
Niedersachsen	2.510	1.733	2.725	45.127	6,04 %
Brandenburg	645	465	562	13.724	4,10 %
Sachsen-Anhalt	556	495	439	13.349	3,29 %
Sachsen	417	317	459	18.725	2,45 %
Thüringen	230	186	203	9.821	2,07 %
Rheinland-Pfalz	395	268	302	26.016	1,16 %
Hessen	348	204	246	35.503	0,69 %
Nordrhein-Westfalen	1.142	638	689	129.214	0,53 %
Bremen	29	12	19	5.344	0,35 %
Hamburg	48	27	39	12.366	0,32 %
Saarland	19	10	12	6.957	0,18 %
Bayern	96	60	65	66.078	0,10 %
Baden-Württemberg	109	70	42	56.036	0,07 %
Berlin	-	-	-	13.385	0,00 %
Deutschland gesamt	9.222	6.037	8.619	470.116	1,83 %

¹⁾ Datenquelle: Ingenieurwerkstatt Energietechnik (IWET)

²⁾ Hochrechnung aus Daten von ISET (WMEP), VDEW (Elektrizitätswirtschaft Heft 24/2000) und IWET

³⁾ Hochrechnung aus Daten des BMWi-Energieberichts 1999 und aufgrund telefonischer Auskunft des Statistischen Bundesamts zur Verbrauchsentwicklung 2000

Tabelle 3-1: Windenergieanlagen und Einspeisung nach Bundesländern (2000) /3-6/

Einige norddeutsche Küstenregionen und Kommunen decken bereits deutlich über 10 % des Strombedarfs aus Windenergie. Die Berechnung des Deckungsbeitragsbeitrags der Windenergie zum Stromverbrauch beruht auf der jährlichen Windstrom-einspeisung und dem Netto-Stromverbrauch aus dem allgemeinen Netz (ohne Netzverluste). Informationen zum Stromverbrauch für das zurückliegende Jahr 2001 liegen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Auswertung noch nicht vor. Der Netto-Stromverbrauch für das Jahr 2000 wurde aus den Vorjahreszahlen, den Zahlen der ersten 3 Quartale 2000 und einer vorläufigen Angabe des statistischen Bundesamtes zur Stromverbrauchsentwicklung 2000 (Anstieg von 2,2%) hochgerechnet.

Schleswig-Holstein lag in 2000 mit 2,2 Mio. kWh eingespeisten Windstroms weit an der Spitze der deutschen Bundesländer und erreichte damit einen Beitrag zur Stromversorgung durch Windenergie von über 17 % (Tab. 3-1).

Für Bewertung und Vergleich der WEA-Leistungsfähigkeit wird oft die Jahresenergielieferung auf die Nennleistung der WEA bezogen. Diese Zahl der so genannten äquivalenten Volllaststunden hängt in erster Linie ab von der im Wind enthaltenen Energiemenge, also von den Standortbedingungen und der Nabenhöhe /3-8/. Weiterhin gehen der Ausnutzungsgrad, den die WEA unter den gegebenen Bedingungen erreicht, und das Verhältnis der Generatornennleistung zur Rotorfläche ein (Abb.3-5).

Abbildung 3-5 zeigt die Werte für Volllaststunden in den einzelnen Standortkategorien Küste, Norddeutsche Tiefebene, Mittelgebirge als Mittelwerte über die Jahre 1990 bis 2000, wie sie im „250 MW Wind“- Programm erreicht wurden. Danach liegt der Mittelwert in den Regionen Norddeutsche Tiefebene und Binnenland im Bereich von 1.500 Stunden und an der Küste bei 2.500 Stunden.

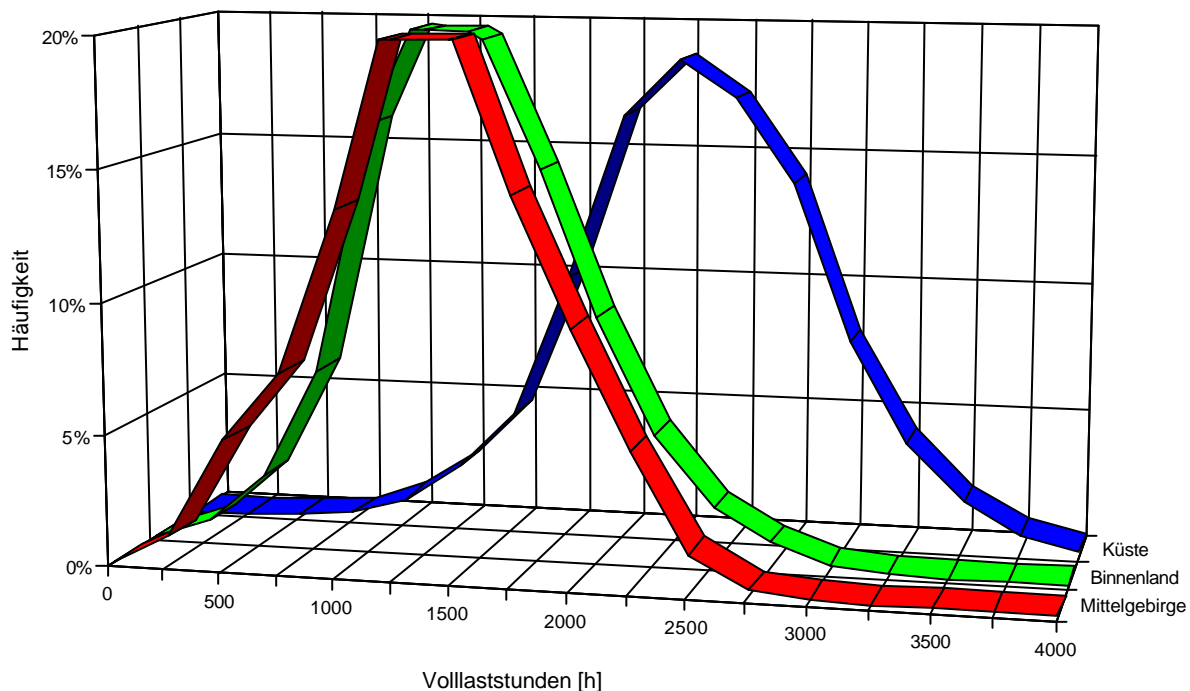


Abb.3-5: Äquivalente Volllaststunden nach Standortkategorien /3-5/

3.6 Technische Entwicklung

Ende der 70er Jahre begann die Entwicklung der modernen Windenergieanlagentechnologie in Deutschland und weltweit in zwei sehr unterschiedlichen Leistungsbereichen. Einerseits wurden für private, zumeist landwirtschaftliche Betreiber Anlagen der 10 bis 50 kW-Klasse entwickelt und installiert. Andererseits strebten EVUs eher große Systeme der MW-Klasse an, die jedoch den Prototypstatus nie verließen. Dabei wurden in Deutschland innovative Konzeptionen und Leichtbauweisen bevorzugt. Andere Länder, wie z. B. Dänemark favorisierten hingegen einfache Systeme in robuster, schwerer Ausführung /3-9/.

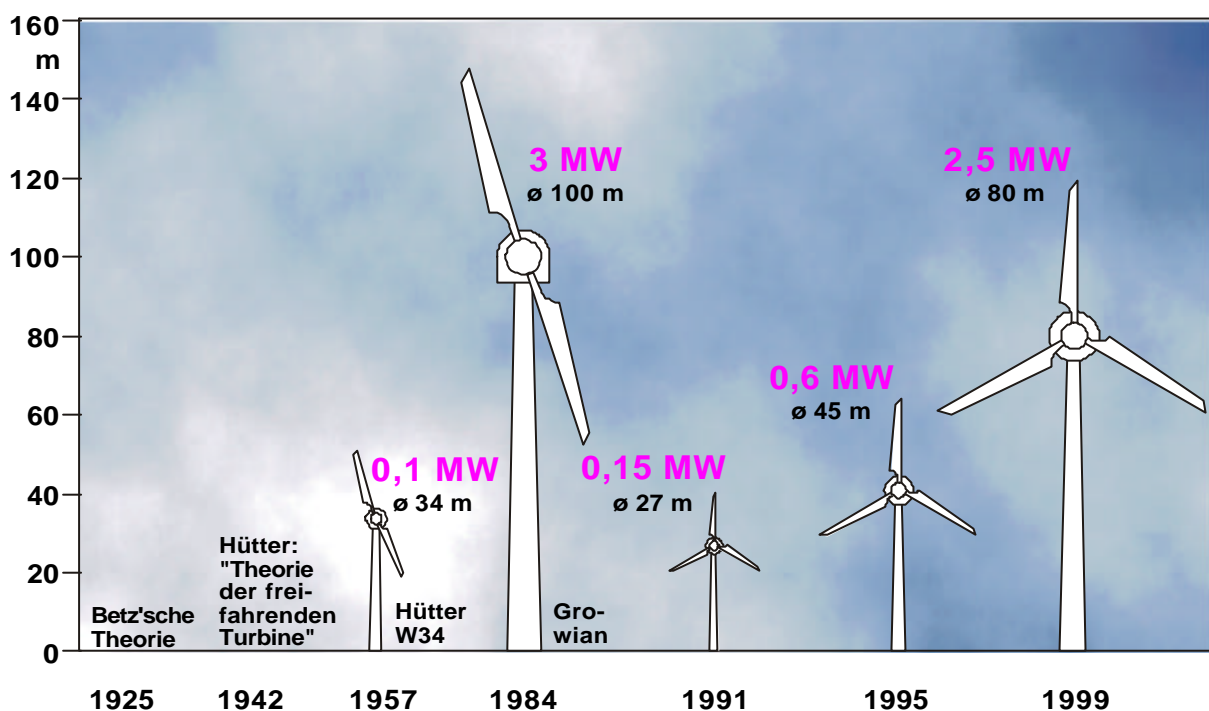


Abb. 3-6: Zeitliche Entwicklung der Anlagentechnik in Deutschland

Die Anlagentechnik zu Anfang der 80er Jahre war von vielfältigen Problemen gekennzeichnet, da erprobte Berechnungsmethoden zur Systemauslegung fehlten und nicht auf Erfahrungen aus Konstruktion und Betrieb von Vorläufermodellen zurückgegriffen werden konnte. Weiterhin wurde deutlich, dass die Anlagen mit zunehmender Größe neue technische Herausforderungen mit sich bringen.

Zu Beginn des ersten Windenergiebooms in Kalifornien standen dem Markt somit zunächst hauptsächlich Anlagen der 50 kW-Klasse zur Verfügung. Ihre Hochskalierung in die 200 kW-Klasse gelang innerhalb weniger Jahre. Bis Ende der 80er Jahre waren dort etwa 16.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von gut 1.500 MW installiert. Allerdings konnten die Verfügbarkeitswerte heutiger Anlagen bei weitem nicht erreicht wer-

den. Die 90er Jahre waren zunächst von der erfolgreichen Einführung der 200 bis 500 kW-Klasse und dem durch das Stromeinspeisegesetz beginnenden Windenergieboom in Deutschland geprägt. Bereits Mitte der 90er Jahre begann die Entwicklung und die Einführung der 1 bis 1,5 MW-Anlagen [/3-10/](#), [/3-11/](#). Im Frühjahr 2000 wurde die erste 2,5 MW-Turbine neuer Prägung errichtet. Anlagen der 3- bis 5-MW-Klasse sind in der Entwicklung.

In allen Leistungsbereichen dominieren mittlerweile die 3-Blatt-Turbinen. Dabei konnten sich – ausgehend von kleinen Einheiten – mittelgroße Anlagen nach dem dänischen Konzept mit Stallregelung, Getriebe und direkt netzgekoppeltem Asynchrongenerator am Markt behaupten. Bei größeren Einheiten erreichten in stärkerem Maße Anlagen mit Pitchregelung und drehzahlvariablen Triebstrangkonzepthen, insbesondere in getriebeloser Ausführung, wachsende Marktanteile. Somit ist bei MW-Anlagen ein deutlicher Trend zu innovativen Konzepten zu erkennen. Obwohl Windenergieanlagen bereits heute einen hohen technischen Stand aufweisen, gibt es vor allem bei großen Anlagen noch erhebliches Entwicklungspotenzial. Angesichts des verstärkten Ausbaus der Windenergienutzung werden die weitere Steigerung der Zuverlässigkeit, die Erhöhung der Lebensdauer sowie die Verringerung des Wartungsaufwands in Zukunft eine größere Rolle spielen [/3-12/](#).

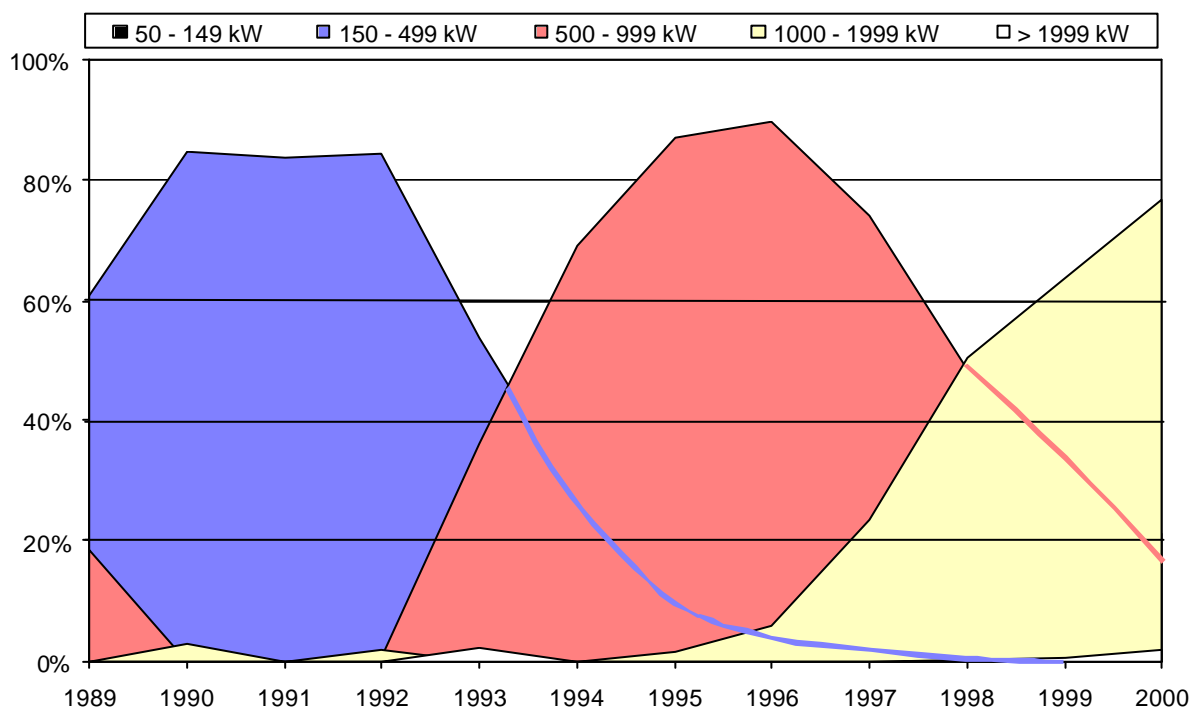


Abb.3-7: Marktzyklen unterschiedlicher WEA-Leistungsklassen in Deutschland

Mit der Fortentwicklung der Anlagengröße ergab sich zwangsläufig auch die Einführung neuerer, größerer Modellreihen. Die Einteilung der Anlagen in Leistungsklassen und die

Darstellung der Anteile an der in den einzelnen Jahren insgesamt installierten Windleistung zeigt, dass die neueren Modelle höherer Leistungsklassen ihre jeweiligen kleineren Vorgänger recht schnell ablösen. Die jeweils aktuelle Leistungsklasse dominierte dabei den Markt über mehrere Jahre mit Anteilen von über 50 % (Abb.3-7).

Die sich seit 1996 am Markt etablierenden Anlagen der Megawatt-Klasse konnten ihren Anteil an der neu installierten Windleistung bis ins Jahr 2001 bereits auf 84 Prozent erhöhen. Damit lassen sie die zuletzt dominierende Leistungsklasse mit 500/600 kW deutlich hinter sich. Kleinere Anlagen werden in Deutschland praktisch nicht mehr errichtet, andererseits wurden in 2000 bereits 15 und in 2001 bereits 151 Anlagen mit einer Nennleistung von 2 MW und mehr installiert. Da auch für die Offshore- Anwendung Windkraftanlagen von 3 bis 5 MW vorgesehen sind, kann erwartet werden, dass sich die Leistungsklasse der 2 bis 3 MW Anlagen in den nächsten Jahren weiter verstärkt durchsetzen werden. Bei der Größenentwicklung der Anlagen zeigt sich, dass die Nennleistung je Anlagengeneration in etwa exponentiell wächst.

3.7 Technische Verfügbarkeit

Die WEA- Anlagentechnik hatte bereits zu Beginn der 90er Jahre eine hohe Zuverlässigkeit erreicht. Mit der Einführung neuer Techniken wurde diese in einzelnen Punkten sogar noch verbessert (z. B. durch verbesserte Blitzschutzmaßnahmen). So erreichen die im WMEP begleiteten Anlagen, die den Bestand der Anlagentechnik in Deutschland insgesamt repräsentieren, bereits seit Beginn der Maßnahme technische Verfügbarkeiten von durchschnittlich 98% /3-13/. Windenergieanlagen werden im Allgemeinen für Betriebsdauern von 20 Jahren ausgelegt. Da bis heute keine so langjährigen Betriebs Erfahrungen vorliegen, kann über die zu erwartende Lebensdauer von modernen WEA noch keine abschließende Aussage getroffen werden. Es bleibt somit eine latente Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen Lebensdauer bestehen. Eine zunehmende, bislang jedoch nicht feststellbare Schadenshäufigkeit (ausgedrückt durch die Anzahl von Schäden je Zeiteinheit) mit zunehmendem Betriebsalter würde jedoch schon heute Hinweise auf ein baldiges Erreichen der Lebensdauer geben /3-14/.

Vielmehr scheinen es bislang eher die „Kinderkrankheiten“ während der ersten Betriebsmonate und -jahren zu sein, die besondere Schwierigkeiten bereiten. Immer wieder ist zu hören, dass Hersteller ganze Blattsätze, Generatoren oder Getriebe in großem Maßstab (im Rahmen von Garantieleistungen) austauschen. Ebenso wird in letzter Zeit zunehmend berichtet, dass Hersteller in großem Maßstab „unzufriedenen“ Betreibern Mindererträge ihrer Anlagen finanziell ausgleichen, um Schadenersatzklagen und einer „schlechten Presse“ vorzubeugen. Hier bleibt abzuwarten, ob nicht vereinzelt Baureihen, der Dynamik der ungeheuren Nachfrage folgend, zu früh auf den Markt gebracht wurden (Abb.3-8).

Die im WMEP protokollierten Stillstandzeiten der Windkraftanlagen werden teils durch planmäßige Wartungsarbeiten, teils durch nicht vorhersehbare Störfälle und Reparaturen verursacht. Die Auswertung der Schadenshäufigkeit bezieht sich nur auf Reparaturen. Es wird deutlich, dass die Ausfallrate der heute installierten Anlagen in den ersten Betriebsjahren besonders hoch ist. Dies gilt sowohl für die älteren WEA unter 1000 kW als auch für die Megawatt-Anlagen, wobei die größeren Anlagen erheblich häufiger repariert werden mussten (Abb.3-8).

Die prinzipielle (theoretische) Entwicklung der Schadenshäufigkeit ist aus anderen Technikbereichen gut bekannt. Oft kennzeichnen "Kinderkrankheiten" den Beginn der Betriebszeit. Dieser Phase folgt im Allgemeinen ein längerer Zeitraum mit gelegentlichen, zufälligen Ausfällen, bevor mit zunehmendem Betriebsalter die Schäden durch Abnutzung und Schadensakkumulation wieder zunehmen (Badewannenkurve).

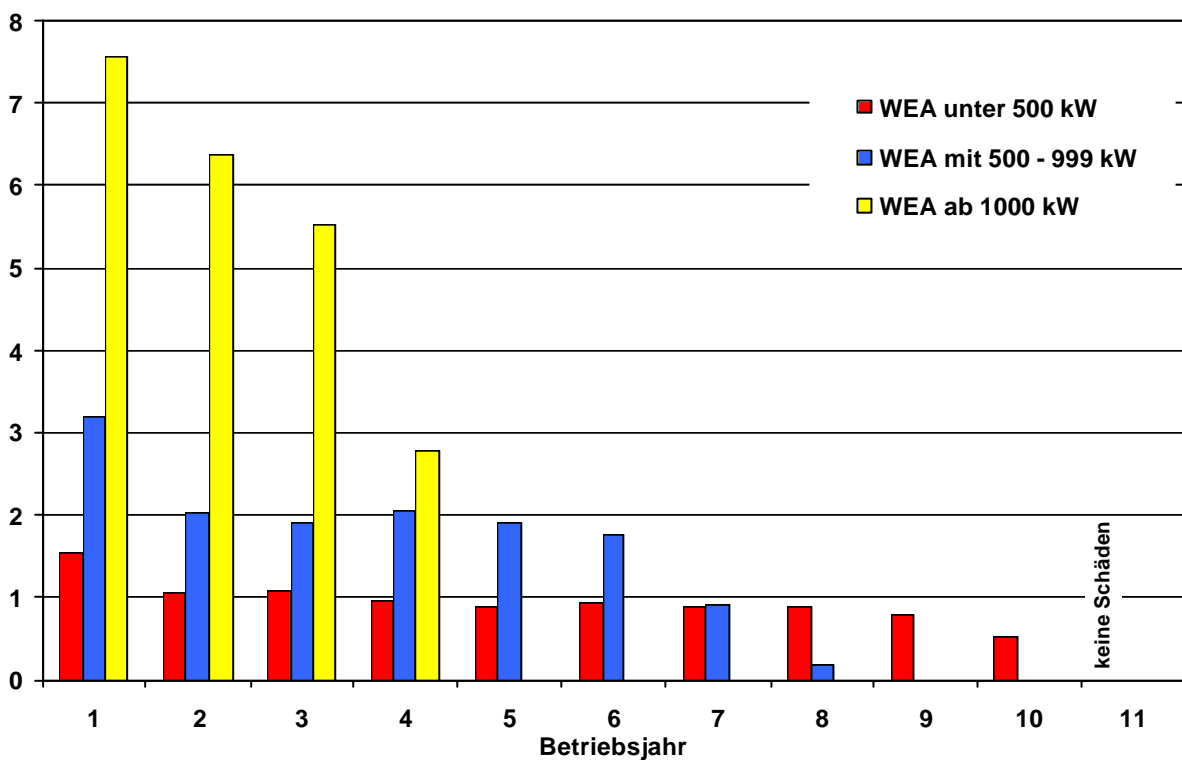


Abb. 3-8: Jährliche Anzahl von Schadensfällen bei WEA /3-6/

3.8 Die Entwicklung von MW-Anlagen und Ausblick

Die Entwicklung und Errichtung von Windenergieanlagen im Megawattbereich reicht bis in die 40er Jahre zurück /3-15/, als in den USA eine 1,25 MW Anlage mit einem Rotorkreisdurchmesser von 53m bei einer Nabenhöhe von 38m aufgestellt wurde (vergleiche auch Tab. 2-1 in Kap. 2.2.1). Wie auch die weiteren Anlagen dieser ersten Generation verließ auch diese nicht den Status eines Prototyps, obwohl einige der Anlagen (unter technischen Gesichtspunkten) durchaus erfolgreich betrieben wurden.

Die zweite Generation europäischer Megawattanlagen entstand im Wesentlichen in den WEGA- Programmen der Europäischen Kommission /3-16/. Bei der Förderung dieser Anlagenentwicklungen wurde jedoch ein erheblicher Eigenanteil seitens der Herstellerfirmen verlangt, was sicherlich mit dazu beitrug, dass diese Anlagengeneration, im Vergleich zur ersten, insgesamt erfolgreicher war. So sind einige dieser Anlagen noch heute in Betrieb und können als Serienanlagen erworben werden. Der Tabelle 3-2 können die technischen Daten dieser Anlagen entnommen werden/2-4/.

Name	Land	Leistung [kW]	Durchmesser [m]	Anzahl Blätter	Nabenhöhe [m]	erstes Betr.jahr	letztes Betr.jahr
Newecs-45	NL	1.000	45,0	2	60	1985	1995
Eole	Can	4.000	64,0		-	1987	1994
WEG LS-1	UK	3.000	60,0	2	45	1988	2000
Elsam 2000 *	DK	2.000	60,0	3	60	1988	2001
MOD-5B	USA	3.200	97,5	2	70	1988	2000
AWEC 60 *	E	1.200	60,0	3	46	1989	in Betrieb
WKA 60 I/II	D	1.200	60,0	3	50/60	1990/91	1995/98
Aeolus II **	D	3.000	80,0	2	40	1992	in Betrieb
Gamma 60 **	I	1.500	60,0	2	66	1992	1999
Näsudden II **	S	3.000	80,0	2	80	1993	in Betrieb

Tab. 3-2: Technische Daten der zweiten Generation von Megawatt-Anlagen /2-4/

* WEGA-I Anlagen, ** WEGA-II Anlagen

Auf die zweite Generation von Megawattanlagen folgten, gestützt auf die Erfahrungen aus Anlagenentwicklungen bis in eine Leistungsklasse von 600 bis 800 kW, die MW-Anlagen der dritten Generation. Ein wichtiger Unterschied zu den Vorläuferentwicklungen besteht hier zunächst in der Struktur der Herstellerfirmen. Diese haben alle einen großen Erfahrungsschatz in Entwicklung und Betrieb mittelgroßer Windenergieanlagen und haben sich zumeist sukzessive an diese Leistungsklasse herangearbeitet. Weiterhin bestand aufgrund des stark gewachsenen Vertrauens in die WEA- Technik von Anfang an eine große Nachfrage auch nach Anlagen in dieser Leistungsklasse. Bei den Anlagen der ersten und zweiten Generation waren private Investoren kaum bereit, sich

als Betreiber zu engagieren. So blieben für diese Aufgabe zumeist nur Energieversorgungsunternehmen, jedoch eher mit mäßigem Engagement.

Mittlerweile bieten alle führenden WEA- Hersteller Anlagen in der MW- Klasse an, die zum Teil bereits in größeren Serien gebaut werden. Dabei werden Stückzahlen von 50 bis 350 Anlagen pro Jahr erreicht. Wie bei den mittelgroßen Anlagen werden auch in der Megawatt-Klasse alle Varianten zur Leistungsregelung von Pitch über Active- Stall bis Stall und von variabler bis fester Drehzahl eingesetzt. In Tab. 3-3 sind die zur Zeit kommerziell erhältlichen Megawatt-Anlagen und einige Anlagenparameter zusammengestellt /2-4/.

Name	Leistung [kW]	Durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Generatortyp	Regelung	Rotor Drehzahl [U/min]
Bonus 1,3 MW/62	1300	62	68-90	asynchron	combi stall	13/19
Bonus 2 MW/76	2000	76	60-90	asynchron	combi stall	11/17
DeWind D6	1250	64	80-95	asyn.doppelt	pitch	11,1-20,7
Enercon E-66	1500-1800	66-70	67-98	synchr.direkt	pitch	10-22
Enron Wind 1,5 s	1500	70,5	67-100	asyn.doppelt	pitch	11-20
Enron Wind 1,5 sl	1500	77	67-100	asyn.doppelt	pitch	11-20
Fuhrländer FL 1000	1000	54	70	asynchron	stall	15/22
MD 70	1500	70	61-85	asyn.doppelt	pitch	10,6-19,1
MD 77	1500	77	61-85	asyn.doppelt	pitch	9,2-17,3
MTorres TWT 1500	1500	78	60	synchr.	pitch	6-20
NEG Micon NM 60/1000	1000	60	68-80	asynchron	stall	12/18
NEG Micon NM 64C/1500	1500	64	68-80	asynchron	stall	12/17,3
NEG Micon NM 72C/1500	1500	72	68-98	asynchron	activ-stall	12/17,3
NEG Micon NM 72/2000	2000	72	70-80	asynchron	activ-stall	12/18
Nordex N60	1300	60	46-80	asynchron	stall	12/19
Nordex N62	1300	62	46-80	asynchron	stall	12/19
Nordex N80	2500	80	60-100	asyn.doppelt	pitch	10,3-19,2
Pfleiderer PWT 1570	1500	70	65-85	asyn.doppelt	pitch	11-20
Vestas V66 - 1,65 MW	1650	66	60-100	asynchron	pitch	15/19
Vestas V66 - 1,75 MW	1750	66	60-100	asyn.doppelt	pitch	10-21
Vestas V80 - 2 MW	2000	80	60-100	asyn.doppelt	pitch	9-19

Tab. 3-3: Kommerziell erhältliche Megawatt-Anlagen /2-4/

Es fällt auf, dass die allermeisten Anlagentypen eine Leistungsbegrenzung über einen variabel einstellbaren Blattwinkel (pitch) ermöglichen und bis auf eine Ausnahme (Vestas 1,65 MW) zusätzlich über ein drehzahlvariables Generatorkonzept verfügen. Von diesen wiederum setzen die meisten Hersteller auf den Doppeltgespeisten Asynchrongenerator, der bereits im GROWIAN erfolgreich zum Einsatz kam. Ein weiterer Vorteil der drehzahlvariablen Anlagen, ob mit Doppeltgespeistem Asynchrongenerator oder mit Synchrongenerator, liegt in der Möglichkeit, neben der Wirkleistung auch die Blindleistung zu regeln. Gerade im Hinblick auf große Offshore- Windparks wird diese Regelbarkeit von wachsender Bedeutung sein (vergleiche auch Kapitel 5.3).

Name	Leistung [kW]	Rotorfläche [m ²]	Rotorgewicht [kg/m ²]	Gondelgewicht [kg/m ²]	Zusammen [kg/m ²]
Enercon E-40 / 5.40	500	1276	6,43	16,30	22,73
DeWind D4/48	600	1810	6,35	13,26	19,61
Enercon E-40 / 6.44	600	1521	5,98	14,20	20,18
Südwind S-46	600	1662	6,62	10,83	17,45
Vestas V47-660/200 kW	660	1735	4,15	11,76	15,91
Südwind S-50	750	1963	6,16	9,68	15,84
DeWind D6/62-1 MW	1000	3019	5,96	14,57	20,54
Enercon E-58	1000	2697	7,79	22,62	30,40
Jacobs 1000 / 57	1050	2552	7,05	25,74	32,80
DeWind D6/62 - 1,25 MW	1250	3019	8,12	14,57	22,69
Enercon E-66 / 15.66	1500	3421	8,01	20,46	28,47
MD 70	1500	3848	8,24	13,64	21,88
MD 77	1500	4657	6,87	11,92	18,79
Südwind S-70	1500	3848	8,06	14,42	22,48
Vestas V66/1,65 kW	1650	3421	6,72	16,08	22,80
Enercon E-66 / 18.70	1800	3848	7,67	18,61	26,27
Vestas V80/2,0 MW	2000	5027	6,66	12,17	18,84

Tab. 3-4: Rotor- und Gondelgewichte marktgängiger, pitchregulierter WEA

Wichtige Entwurfskriterien von Megawatt-Anlagen für die Serienfertigung sind heute besonders die geometrischen Abmessungen und das resultierende Gondelgewicht. Die Abmessungen bestimmen ganz entscheidend die Transportmöglichkeiten, wobei eine Transporthöhe von 4,00 – 4,20 m nicht überschritten werden sollte, da Brücken oder Tunnel keine größeren Abmessungen erlauben. Das Gewicht des Maschinenhauses bestimmt neben den Dimensionen von Turm, Gründung sowie weiterer Komponenten auch die benötigte Krankkapazität für die Montage /2-4/.

Die weiteren Entwicklungsanstrengungen der Hersteller werden vermutlich dahin gehen, Anlagen mit geringem Gewicht, kleinen geometrischen Abmessungen zu (im Vergleich zu kleineren Anlagen) günstigeren spezifischen Preisen anzubieten. Die Gewichtung der einzelnen Kriterien hängt dabei auch vom gewählten Standort ab. So spielen bei Offshore- Anwendungen die geometrischen Abmessungen und das Gewicht eine untergeordnete Rolle, da der Transport dort unter anderen Randbedingungen erfolgt. In Tabelle 3-4 (vorige Seite) und 3-5 sind die (spezifischen) Gewichte für Rotor und Gondel sowie für das gesamte Maschinenhaus, bestehend aus beiden Komponenten, getrennt für Anlagen mit variabler Rotorblattverstellung (pitch) sowie für Anlagen ohne variable Rotorblattverstellung (stall) zusammengestellt.

Name	Leistung [kW]	Rotorfläche [m ²]	Rotorgewicht [kg/m ²]	Gondelgewicht [kg/m ²]	Zusammen [kg/m ²]
AN Bonus 300kW / 33-2	300	876	3,99	20,09	24,08
AN Bonus 600kW / 44-3	600	1521	6,21	14,14	20,35
NEG Micon NM 600-150/48	600	1810	8,18	12,15	20,33
Nordex N-43 / 600 kW	600	1452	6,75	16,53	23,28
Frisia 48 / 750	750	1840	7,66	10,87	18,53
NEG Micon NM 750-200/48	750	1825	6,85	12,05	18,90
Fuhrländer FL 100	1000	2290	8,08	17,69	25,76
NEG Micon NM 1000-250/60	1000	2827	8,14	11,85	19,99
Nordex N-54 / 1.000 kW	1000	2290	8,69	21,83	30,52
Nordex N-60 / 1,3 MW	1300	2827	7,25	17,40	24,66
Nordex N-62 / 1,3 MW	1300	3019	8,94	16,30	25,24
NEG Micon NM 1500C/64	1500	3217	9,95	13,37	23,31

Tab. 3-5: Rotor- und Gondelgewichte marktgängiger WEA ohne variable Rotorblattverstellung

Es fällt zunächst auf, dass die Anlagen ohne Getriebe (ENERCON) ein höheres Maschinenhausgewicht aufweisen als Anlagen mit Getriebe, da die direktangetriebenen Generatoren mit ihren großen Durchmessern den Gewichtsvorteil des fehlenden Getriebes wieder aufzehren. Weiterhin fällt auf, dass die Anlagen ohne variable Blattwinkelverstellung nur bis zu einer Nennleistung von maximal 1,5 MW gebaut werden und insgesamt schwerer ausgeführt sind als pitchgeregelte Anlagen. Bei einer separaten Betrachtung der Rotorgewichte ist festzustellen, dass diese bei den Stall-Anlagen mit zunehmender Rotorkreisfläche stetig wachsen (Abb. 3-9), während sich die spezifischen Rotorgewichte der Pitch-Anlagen (Abb. 3-10) über ein weites Spektrum hinweg zwischen 6 und 8 kg/m² bewegen.

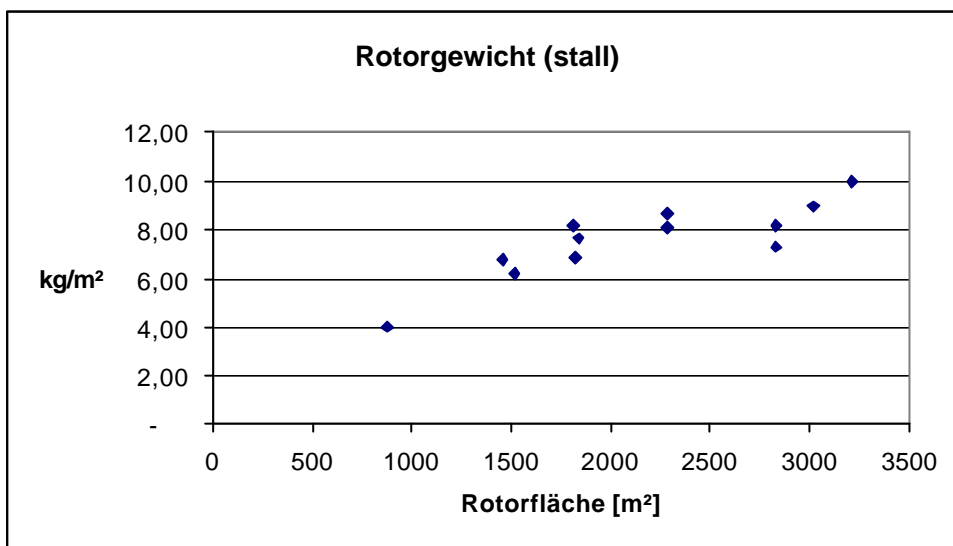


Abb. 3-9: Spezifisches Rotorgewicht stallregulierter WEA in Abhängigkeit von der Rotorfläche

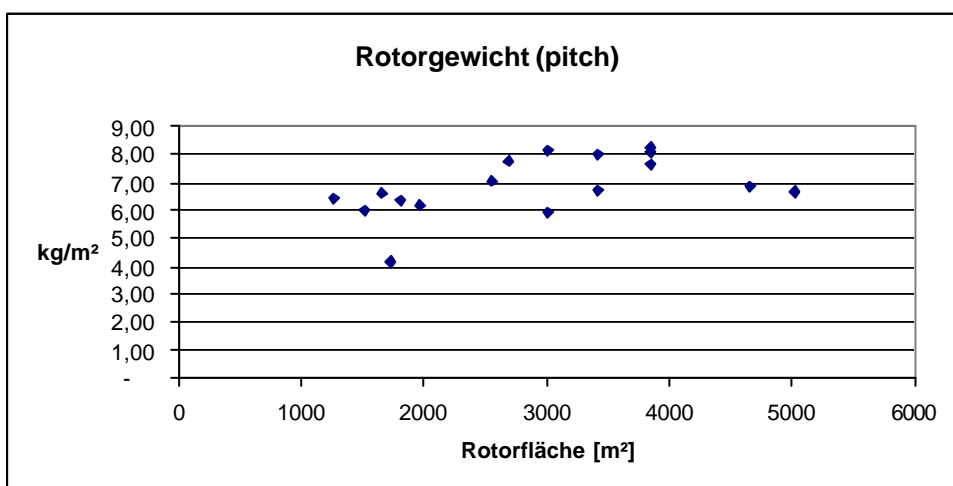


Abb. 3-10: Spez. Rotorgewicht pitchregulierter WEA in Abhängigkeit von der Rotorfläche

Die Firma ENERCON wird auch bei der geplanten E-112 (4,5 MW Nennleistung), deren Prototyp in 2002 errichtet werden soll, ihr bisheriges Anlagenkonzept mit drei Blättern, Pitchregulierung und drehzahlvariablem, direkt angetriebenem Generator (ohne Getriebe) beibehalten. Einen anderen Weg beschreitet die Firma Pfleiderer/aerodyn mit der so genannten Multibrid- Anlage /3-17/, /3-18/. Diese Anlage soll mit einem 3-Blatt-Rotor ausgestattet werden, der über ein einstufiges Planetengetriebe einen 5 MW-Generator antreibt. Das Generatorkonzept entspricht dem von so genannten Wellengeneratoren, wie sie auf Schiffen eingesetzt werden. Für diese Kombination aus einstufigem Getriebe und direkt angeflanschem Generator wurde von aerodyn der Begriff „Hybrid“ eingeführt. Die vorgestellte Konzeptstudie /3-18/ gibt für die spezifische Maschinenhausmasse, bestehend aus Rotor und Gondel, 31 kg/kW Nennleistung bzw. 19 kg/m² Rotorkreisfläche an. Damit liegt die WEA mit einer geplanten Nennleistung von 5 MW am unteren Rand des Spektrums der bereits bestehenden (wesentlich kleineren) Anlagen mit Nennleistungen zwischen 1 und 2 MW (vergleiche Tab. 3-4 und 3-5).

Weiterhin setzen die meisten Hersteller weiterhin auf Anlagen mit drei Rotorblättern. Dies hat seinen Grund in der Gewichtssymmetrie dieser Anordnung und in der im Vergleich zu Ein- und Zweiblatt- Rotoren geringeren Drehzahl und den daraus resultierenden geringeren aerodynamischen Geräuschen. Diese Entwicklung könnte vielleicht noch mal in Frage gestellt werden, wenn nämlich bei Offshore- Anwendungen die optische Akzeptanz und Geräusche eine untergeordnete Rolle spielen /3-19/.

Bei den getriebelosen Konzepten zeigt sich mittlerweile, dass nicht nur ENERCON, sondern auch Genesys, Jeumont und Lagerwey dieses Konzept am Markt platzieren konnten /3-20/, /3-21/.

Rückblickend auf die gewaltigen technischen Entwicklungen der 90er Jahre kann wohl zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch keine gesicherte Prognose darüber abgegeben werden, wo die kostenoptimale Größe zukünftiger WEA liegen wird. Auch ein Ad-hoc-Ausschuss des damaligen Bundesministeriums für Forschung und Technologie, der sich 1991 vehement für die weitere Entwicklung von Großwindanlagen ausgesprochen hatte, wollte sich in seinem Abschlussbericht /3-24/ nicht auf eine Aussage festlegen, wo die kostenoptimale Größe einer Windenergieanlage liegt. Für Anlagen in einer Größe von 1 MW hielt man 1.000 DM pro m² für erreichbar. Dieses Kostenniveau wird heute bereits deutlich unterschritten.

Die nächste Anlagengeneration, die in Serie gefertigt wird, wird vermutlich bei 3 MW liegen. Für die danach folgende Generation könnte sich eine nochmalige annähernde Verdopplung der Leistung auf 4 bis 5 MW ergeben, wenn sich der bisherige Vergrößerungstrend weiter fortsetzt /2-4/ (siehe dazu auch Abb.3-6).

	Erreicht	Ziel	Bis zum Jahr
WEA inkl. Turm	600 - 900 €/kW	offen	
Gesamtinvestition	800 - 1.100 €/kW		2010
Gestehungskosten	0,04 - 0,07 €/kWh	kleiner 0,035 €/kWh	2008

Tab. 3-6: Erreichte Preisniveaus und angestrebte Ziele

Als Entwicklungsziele hinsichtlich erreichbarer Anlagenpreise und Stromgestehungskosten werden ausgehend vom erreichten internationalen Standard /3-22/, /3-23/ die in Tabelle 3-6 angegebenen Größenordnungen angestrebt. Bei dieser Zusammenstellung fällt besonders die große Breite des erreichten Preisniveaus auf. Diese Preise beziehen sich auf ausgeführte Projekte in Spanien (800 €) und Deutschland (1.100 €).

4 Einfluss öffentlicher Förderung auf die Entwicklung der Windenergienutzung

In diesem Kapitel soll gezeigt werden, in welcher Weise die Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland durch öffentliche Förderung beeinflusst wurde. Dabei wird unterschieden in Maßnahmen zur Forschung und Entwicklung, zur Demonstration („250 MW Wind“- Programm) und in Maßnahmen zur Markteinführung (im Wesentlichen Stromeinspeisungsgesetz, Länderförderungen und Kreditprogramm der DtA). Dazu werden zunächst die insgesamt verausgabten staatlichen Mittel zusammengetragen. Dann wird dargestellt, wie Forschung und Entwicklung die Weiterentwicklung der Anlagentechnik beeinflusste und schließlich gezeigt, welche Wirkungen die geltenden Förderbedingungen auf die Entwicklung der Stromgestehungskosten sowie auf die Anlagen- und Projektpreise ausübten. In einer Übersicht werden abschließend die wichtigsten Erkenntnisse dieses Kapitels dargestellt.

4.1 Eingesetzte Mittel zur Förderung der Windenergie von 1975 – 2001

Die staatlicherseits verausgabten Mittel setzen sich im Wesentlichen zusammen aus Aufwendungen für Forschung, Entwicklung und Demonstration, Fördermaßnahmen der Bundesländer, zinsverbilligten Krediten sowie der Förderung nach dem Stromeinspeisungsgesetz, bzw. seit April 2000 dem Erneuerbare Energien Gesetz. Bis zum Beginn der 90er Jahre beschränkten sich die staatlicherseits verausgabten Mittel fast ausschließlich auf den Bereich Forschung und Entwicklung. Im Jahr 1975 wurden mit rund 68.850 Euro die ersten FuE Projekte gefördert (siehe auch Kap.2.2).

4.1.1 Forschung, Entwicklung und Demonstration

In Kapitel 2 wurden die Forschungs- Entwicklungs- und Demonstrationsprogramme des BMBF, bzw. seit dem Regierungswechsel in 1998 des BMWi, im Bereich Windenergie detailliert vorgestellt. An dieser Stelle sollen lediglich die insgesamt verausgabten Mittel zusammengestellt werden, die sich im Zeitraum von 1975 bis 2001 auf die Programmbereiche

- Kleine Windkraftanlagen
- Mittlere Windkraftanlagen
- Große Windkraftanlagen
- WMEP (Wissenschaftliche Begleitung „250 MW Wind“- Programm)
- „250 MW Wind“- Programm (Betreiberförderung) und das
- „Eldorado Wind“- Programm (Herstellerförderung)

verteilen. Den nachfolgenden Tabellen (4-1 bis 4-5) lassen sich die verausgabten Mittel (in Euro) im Einzelnen entnehmen⁶.

Titel	1975	1976	1977	1978	1979	1975-1979
Große WEA	-	-	1.367.520	2.670.379	1.808.234	5.846.133
Mittlere WEA	-	-	238.402	1.422.441	5.268.796	6.929.639
Kleine WEA	68.850	84.610	161.874	352.683	1.200.525	1.868.542
Sonstiges	-	23.358	304.190	251.774	776.948	1.356.270
Gesamt	68.850	107.968	2.071.985	4.697.277	9.054.503	16.000.583

Tabelle 4-1: Fördermittel in Euro des BMBF im Bereich Windenergie 1975-1979

Titel	1980	1981	1982	1983	1984
Große WEA	9.427.914	12.244.261	11.861.715	3.252.095	762.564
Mittlere WEA	4.454.077	6.434.384	1.703.987	1.894.752	1.001.683
Kleine WEA	2.143.583	2.281.701	1.177.061	2.287.450	1.818.778
Sonstiges	520.417	583.225	1.074.073	716.333	930.478
Gesamt	16.545.992	21.543.571	15.816.836	8.150.629	4.513.503

Titel	1985	1986	1987	1988	1975 - 1988
Große WEA	2.541.464	2.312.598	2.940.770	2.684.971	53.874.484
Mittlere WEA	189.116	961.435	1.271.998	1.009.680	25.850.750
Kleine WEA	1.850.536	1.456.078	3.029.555	2.300.428	20.213.712
Sonstiges	621.832	1.457.491	1.851.271	2.169.764	11.281.154
Gesamt	5.202.948	6.187.601	9.093.595	8.164.842	111.220.100

Tabelle 4-2: Fördermittel in Euro des BMBF im Bereich Windenergie 1980-1988

Titel	1989	1990	1991	1992	1993
Große WEA	1.957.818	4.346.856	757.430	266.069	385.607
Mittlere WEA	957.861	730.110	519.840	500.690	681.975
Kleine WEA	652.222	910.626	7.650	99.164	75.393
WMEP	158.328	1.308.150	2.295.000	2.482.630	2.217.740
Offshore	-	-	-	-	-
Sonstiges	2.609.167	1.922.139	1.427.392	1.392.332	421.270
250 MW-Wind	123.288	1.960.113	4.057.091	8.355.629	12.657.140
Eldorado Wind	-	382.500	314.419	1.532.263	2.483.084
Gesamt	6.458.684	11.560.493	9.378.821	14.628.777	18.922.208

Tabelle 4-3: Fördermittel in Euro des BMBF im Bereich Windenergie 1989-1993

⁶ Die Daten wurden dem Autor vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) zur Verfügung gestellt.

Titel	1994	1995	1996	1997	1998
Große WEA	971.062	1.233.153	775.852	316.125	222.838
Mittlere WEA	893.271	112.716	347.273	314.147	77.828
Kleine WEA	33.367	22.559	-	-	-
WMEP	2.012.291	1.352.778	1.209.014	1.785.000	1.714.913
Offshore	-	-	-	-	-
Sonstiges	1.702.176	818.971	511.372	391.111	307.067
250 MW-Wind	13.905.914	16.305.205	22.591.611	17.992.004	17.822.790
Eldorado Wind	2.642.888	2.545.607	3.824.452	2.372.961	667.550
Gesamt	22.160.970	22.390.989	29.259.573	23.171.347	20.812.986

Tabelle 4-4: Fördermittel in Euro des BMBF im Bereich Windenergie 1994-1998

Titel	1999	2000	2001	2002	1975 - 2001
Große WEA	366.142	477.373	943.022	1.539.320	66.893.831
Mittlere WEA	61.018	31.940	-	-	31.079.418
Kleine WEA	-	-	-	-	22.014.694
WMEP	1.744.646	2.140.484	1.166.587	510.000	21.587.561
Offshore	-	-	5.107.063	9.974.733	5.107.063
Sonstiges	93.375	456.476	1.491.874	1.487.753	24.825.875
250 MW-Wind	16.395.910	11.864.623	7.763.745	4.714.042	151.795.063
Eldorado Wind	904.877	46.437	197.421	197.421	17.914.458
Gesamt	19.565.969	15.017.333	16.669.712	18.423.269	341.217.962

Tabelle 4-5: Fördermittel in Euro des BMBF/BMWi im Bereich Windenergie 1999-2002. Für das Jahr 2002 entsprechend Haushaltsansatz

Insgesamt wurden von 1975 bis einschließlich 2001 ca. 341 Mio. Euro (667 Mio. DM) für Forschung, Entwicklung und Demonstration im Bereich Windenergie ausgegeben. Darin enthalten sind rund 152 Mio. Euro (297 Mio. DM) für das „250 MW Wind“- Programm (Betreiberförderung).

In der Gegenüberstellung der verausgabten Mittel, die insgesamt aufgebracht wurden, um den deutschen WEA Markt mit der entsprechenden Anlagentechnik zu entwickeln (Kapitel 4.1.5), werden die Jahre 1975 bis einschließlich dem Jahr 2001 betrachtet. Die verausgabten Mittel des BMBF/BMWi werden in Kapitel 4.1.5 weiterhin in Aufwendungen für Forschung und Entwicklung, einschließlich dem WMEP und dem „Eldorado Wind“- Programm, als Technologieförderprogramm zur Weiterentwicklung der Anlagentechnik (Herstellerförderung) sowie in Aufwendungen im „250 MW Wind“- Programm (Betreiberförderung) unterschieden. Diese Betreiberförderung im „250 MW Wind“- Programm war notwendig, um mit einer genügend großen Anzahl von Anlagen das Großexperiment als Demoprogramm überhaupt durchführen zu können. Nach dieser Einteilung ergeben sich folgende Aufwendungen (Tab.4-6):

	1975-1989	1990-2001	Summe
FuE	117.556.000	71.867.000	189.423.000
250 MW Wind	123.000	151.671.000	151.794.000
Gesamt	117.679.000	223.538.000	341.217.000

Tabelle 4-6: Fördermittel in Euro des BMBF/BMWi im Bereich Windenergie 1975-2001 aufgeteilt in FuE und Betreiberförderung im „250 MW Wind“- Programm

4.1.2 Markteinführung durch Länderprogramme

Ein weiterer wichtiger Bestandteil zur Förderung der Windenergienutzung kam (bzw. kommt noch, allerdings in geringem Umfang) von den Bundesländern. Aus diesen Länderprogrammen gab es zumeist investive Zuschüsse für Betreiber von Windenergieanlagen. In einigen Bundesländern gab es jedoch auch Fördermittel für Hersteller zur Entwicklung von Vorserien. Die Höhe der Landesförderungen wurde dabei in der Regel von zusätzlichen Bundesförderungen begrenzt, in dem die Bundesförderung angerechnet wurde und so die Gesamtförderung der Betreiber maximal 50% betragen konnte. In den windreichen Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen wurde die Landesförderung von Betreibern in 1993 eingestellt, sobald eine Anlage bereits Bundesförderung im „250 MW Wind“- Programm erhalten hatte [4-1]. Nachfolgend werden für die Länder Niedersachsen und Schleswig-Holstein die Förderprogramme exemplarisch vorgestellt.

Niedersachsen

In Niedersachsen wurde die Windenergie seit 1987 finanziell gefördert. Bis 1990 erfolgte dies über die „Richtlinie von Zuwendungen zur verstärkten Anwendung und Nutzung neuer und erneuerbarer Energien“. Seit 1991 wurden Windenergieanlagen dann über die „Richtlinie Energie“ gefördert. Danach erhielten WEA-Projekte an Standorten mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von mehr als 5,5 m/s (30m Höhe) einen maximalen Investitionszuschuss von 17%. An Standorten unterhalb dieser Grenzwindgeschwindigkeit betrug der maximale Zuschuss 25%. Die Förderungshöchstgrenze betrug in beiden Fällen 300.000 DM (ca. 153.000 Euro). Bei einer zusätzlichen Förderung aus anderen Programmen war die kumulierte Förderung auf 50% begrenzt. Bei einer Förderung im „250 MW Wind“- Programm war allerdings keine weitere Landesförderung mehr möglich.

Voraussetzung zum Erhalt einer Projektförderung war, dass ein Gutachten einer unabhängigen Institution über die zu fördernde WEA hinsichtlich Leistungskurve, Schallleistungspegel und Netzverträglichkeit vorgelegt werden konnte. Die genaue Höhe der Förderung ergab sich aus einer rechnerischen Kombination der genannten drei Faktoren,

wobei die WEA mit den technisch besten Werten die höchste Förderung erhielt. Damit wurden auch technologische Aspekte in die Förderung eingebracht. Diese Förderart wurde gleichermaßen noch von Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern angewendet. Dies sind auch genau die Bundesländer, in denen die drei „Messinstitute“ Deutsches Windenergie Institut (DEWI), Windtest Kaiser Wilhelm Koog und Wind Consult ansässig sind, von denen die Gutachten erstellt werden sollten und zumeist auch wurden.

In der Zeit von 1987 bis 1990 wurden vom Land Niedersachsen Fördermittel in Höhe von 31 Mio. DM (15,8 Mio. Euro) aufgebracht. Davon entfielen 5 Mio. DM (2,6 Mio. Euro) auf den Bereich FuE (zumeist an in Niedersachsen ansässige Unternehmen) und 26 Mio. DM (13,3 Mio. Euro) auf den Bereich Projektförderung.

In der Zeit von 1991 bis 1994 wurden insgesamt weitere 62 Mio. DM (31,7 Mio. Euro) für die Windenergieförderung verausgabt. Davon entfielen 3 Mio. DM (1,5 Mio. Euro) auf FuE Projekte, 30,5 Mio. DM (15,6 Mio. Euro) auf WEA-Hersteller und 27,5 Mio. DM (14 Mio. Euro) auf WEA-Projekte (Wirtschaftsförderung) /4-1/.

Schleswig-Holstein

In Schleswig-Holstein wurden seit 1989 bis Mitte 1993 WEA-Projekte im Rahmen des Programms „Erneuerbare Energien“ gefördert. Seit Juli 1993 galt dann die Richtlinie „Erneuerbare Energien-Wind“. Danach erfolgte eine Projektförderung entweder durch Zinszuschüsse oder durch nicht rückzahlbare Investitionszuschüsse. Die Höhe der Förderung war wiederum abhängig von den technischen Eigenschaften der WEA (vergleiche Niedersachsen).

Bei der Gewährung von Zinszuschüssen auf Fremddarlehen war die Förderung auf 50% der förderfähigen Kosten begrenzt. Der Zinszuschuss betrug dann 2,5% und wurde für die Dauer von fünf Jahren gewährt. Bei Demonstrationsprojekten betrug die Förderungshöchstgrenze 30%, wobei dann jedoch auch noch Förderungen aus anderen Programmen bis zu insgesamt 49% der Projektkosten möglich waren. Als förderfähige Kosten galten sämtliche Investitions- und Planungskosten bis zu 3.000 DM (1.534 Euro) pro kW Nennleistung.

Sobald jedoch Mittel aus dem „250 MW Wind“- Programm in Anspruch genommen wurden, war seit 1993 eine weitere Aufstockung mit Landesmitteln nicht mehr möglich.

In der Zeit von 1989 bis 1993 wurden von dem Land Schleswig-Holstein im Rahmen der genannten Programme insgesamt Fördermittel in Höhe von 43,6 Mio. DM (22,3 Mio. Euro) verausgabt /4-1/.

In der Gegenüberstellung der unterschiedlichen Förderbereiche in Kap. 4.1.5 werden ab 1991 bei den Fördermitteln der Bundesländer zur vereinfachten Handhabung die jeweiligen Haushaltsansätze herangezogen und damit sämtliche Mittel als Investitionszuschüsse gewertet. Dies scheint vertretbar, da der Anteil an Zinszuschüssen eher gering war und weil genaue Aufschlüsselungen der Zinszuschüsse zur Umrechnung in Förderäquivalente nicht vorliegen.

Für sämtliche Bundesländer liegen geschlossene Zahlenangaben über die Windenergieförderung erst ab dem Jahr 1991 vor /4-2/. Für die Zeit bis 1989 werden entsprechend den oben gemachten Angaben der Länder Niedersachsen und Schleswig-Holstein getätigte Aufwendungen /4-1/ von insgesamt rund 20 Mio. DM (10,2 Mio. Euro) abgeleitet, wovon rund 5 Mio. DM (2,6 Mio. Euro) dem Bereich FuE zugeordnet werden. Für das Jahr 1990 werden aus den obigen Angaben der beiden Nordländer Aufwendungen in Höhe von 15 Mio. DM (7,7 Mio. Euro) abgeleitet und ganz dem Bereich Projektförderung zugerechnet (Tab.4-7).

	1987-1989	1990
FuE	2.600.000	-
Betreiber	7.600.000	7.700.000
Summe	10.200.000	7.700.000

Tabelle 47: Aufgewendete Fördermittel in Euro der Bundesländer im Bereich Windenergie bis 1990

Nach eigenen Recherchen verteilen sich die Förderaufwendungen der Bundesländer bis Ende 1995 im Wesentlichen auf folgende Länder und Beträge: Niedersachsen 70 Mio. DM (35,8 Mio. Euro), NRW 45 Mio. DM (23 Mio. Euro), Brandenburg 43 Mio. DM (22 Mio. Euro), Hessen 39 Mio. DM (19,9 Mio. Euro), Schleswig-Holstein 36 Mio. DM (18,4 Mio. Euro), Mecklenburg-Vorpommern 25 Mio. DM (12,8 Mio. Euro), Rheinland-Pfalz 18 Mio. DM (9,2 Mio. Euro), Sachsen-Anhalt 15 Mio. DM (7,7 Mio. Euro) und Sachsen 10 Mio. DM (5,1 Mio. Euro).

Die von sämtlichen Bundesländern in der Zeit von 1990 bis 2001 für die Windenergieförderung verausgabten Mittel sind den Tabellen 4-8 und 4-9 zu entnehmen.

1990	1991	1992	1993	1994	1995
7.700.000	13.191.331	16.412.469	39.983.025	46.680.949	39.931.896

Tabelle 48: Für die Windenergieförderung verausgabte Mittel der Bundesländer in Euro 1990 bis 1995

1996	1997	1998	1999	2000	2001	1990-2001
27.098.470	30.984.288	20.349.417	14.878.594	6.391.149	3.476.785	277.278.371

Tabelle 4-9: Für die Windenergieförderung verausgabte Mittel der Bundesländer in Euro 1996 bis 2001

4.1.3 Markteinführung durch zinsverbilligte Kredite

Die bundeseigene Deutsche Ausgleichsbank (DtA) gewährt im Auftrag des BMWi im Rahmen des ERP- Umwelt- und Energiesparprogramms und im Rahmen des DtA-Umweltprogramms langfristige und im Vergleich zum Marktzinssatz um etwa 1% günstigere, langfristige Darlehen. Die jeweiligen Zinssätze sind fest und es besteht die Möglichkeit nach Inanspruchnahme von zwei tilgungsfreien Jahren. Nach Aussage der DtA werden rund 80% bis 90% der deutschen WEA- Projekte über diese Programme mitfinanziert. Durch eine Kombination beider Programme ist eine Finanzierung von bis zu 75% der gesamten Kreditsumme möglich. Die Laufzeit der Kredite beträgt zwischen 10 und 15 Jahren. Im Zeitraum von 1990 bis 2001 sind in beiden Programmen insgesamt Kreditzusagen über 7.131.721.000 Euro (13.948.434.000 DM) erteilt worden. Die Tabellen 4-10 und 4-11 zeigen die jährlich zugesagten Kreditsummen in der Zeit von 1990 bis 2001 /4-2/.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
ERP	18,189	28,894	34,378	109,303	224,464	213,462
DtA	2,693	10,271	18,880	45,780	88,606	86,251
gesamt	20,882	39,165	53,258	155,083	313,070	299,713

Tabelle 4-10: Kreditzusagen in Mio. Euro der DtA für WEA-Projekte 1990 bis 1995

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	1990-2001
ERP	275,221	367,834	529,414	806,386	911,919	1034,440	4.553,904
DtA	106,878	148,459	263,414	455,458	608,371	742,756	2.577,817
gesamt	382,099	516,293	792,828	1261,844	1520,290	1777,196	7.131,721

Tabelle 4-11: Kreditzusagen in Mio. Euro der DtA für WEA-Projekte 1996 bis 2001

Da für die DtA-Kredite keine Angaben über Förderäquivalente vorliegen, werden diese nachfolgend abgeschätzt. Dabei wird eine „kassenmäßige“ Betrachtungsweise aus

Sicht der Darlehnsnehmer vorgenommen. Bei der „kassenmäßigen“ Betrachtung wird nur die im Betrachtungsjahr „tatsächlich“ anfallende Zinsverbilligung berücksichtigt.

Diese Betrachtung hat den Vorteil, dass sie kompatibel ist mit der Förderung durch Investitionszuschüsse. Zum zweiten wird diese Vorgehensweise auch bei der Ermittlung der Förderäquivalente aus dem Stromeinspeisungs- und Erneuerbare Energien- Gesetz angewendet. Eine an den Zahlungsverpflichtungen orientierte Betrachtung würde dagegen bedeuten, dass auch die EEG-Förderung entsprechend über die gesamte Laufzeit, also i.d.R. 20 Jahre betrachtet werden müsste.

Bei der quantitativen Ermittlung der Förderäquivalente aus verbilligten Darlehen werden eine Reihe vereinfachender Annahmen über die Laufzeit, Rückzahlungsmodalitäten und Zinssätze der Darlehen getroffen. So werden für die Referenzzinssätze für die gesamte Laufzeit (10 Jahre) einheitliche Annahmen angesetzt, obwohl diese zeitlichen Schwankungen unterliegen und stark vom Einzelfall abhängen. Der Referenzzinssatz von 6,5% für die Marktzinsen und entsprechend 5,5% für die DtA- Kredite erscheint jedoch sinnvoll und im Sinne einer konservativen Abschätzung plausibel. Weiterhin wird für die einmaligen jährlichen Zahlungen ein konstanter Wert für Zins und Tilgung angenommen (Annuität). Mit diesen Annahmen werden für die jährlich zugesagten Kreditsummen die jährlichen Zinszahlungen der Kreditnehmer, einmal für einen Zinssatz von 6,5% und einmal für 5,5%, berechnet. Die jährlichen Förderäquivalente ergeben sich dann aus den Differenzen der jährlich geleisteten Zinszahlungen. Die Tabellen 4-12 und 4-13 zeigen das Ergebnis.

1990	1991	1992	1993	1994	1995
0,209	0,589	1,087	2,570	5,538	8,180

Tabelle 412: Förderäquivalente in Mio. Euro der Kreditzusagen der DtA für WEA-Projekte 1990 bis 1995

1996	1997	1998	1999	2000	2001	1990-2001
11,433	15,743	22,423	33,195	45,621	59,461	206,050

Tabelle 413: Förderäquivalente in Mio. Euro der Kreditzusagen der DtA für WEA-Projekte 1996 bis 2001

4.1.4 Markteinführung durch Stromeinspeisungs- und Erneuerbare Energien Gesetz

Besonders umstritten in der politischen Diskussion um die Förderung der Windenergie der letzten Jahre ist die Höhe des Subventionswerts, der sich aus dem Stromeinspeisungs- bzw. Erneuerbare Energien - Gesetz ergibt. Dabei geht es letztendlich um die Frage, wie viel der Windstrom „wert“ ist oder um die Frage, wie groß der Preisunterschied zwischen einer aus Wind produzierten kWh im Vergleich zu einer alternativen Beschaffung aus konventionellen Quellen ist. Wichtige Einflussgrößen, die diese Wertermittlung tangieren, sind :

- Welcher Erzeugungsmix (Kraftwerksstruktur) wird zugrund gelegt
- Werden bereits abgeschriebene konventionelle Kraftwerke (zum Teil mit Erzeugungspreisen zu Grenzkosten) betrachtet oder neu zu errichtende (Vollkosten)
- Leistungsbeitrag der Windenergie (Kapazitätskredit)
- Vermiedene Durchleitungsgebühren
- Vermiedene Kosten für den Netzausbau durch dezentrale Einspeisung
- Berücksichtigung von externen Kosten.

Vor dem Hintergrund, dass sich die gegenwärtigen Preise am europäischen Energiemarkt in einem Verdrängungswettbewerb mit Überkapazitäten langfristig wieder an den Vollkosten neu zu errichtender Kraftwerke orientieren werden, wurden in einer neueren Studie /4-3/ die Vollkosten aus einem Kraftwerksmix aus Braunkohle, Steinkohle und Erdgas- GuD mit 10,34 Pf/kWh angegeben. Davon entfallen 5,63 Pf/kWh auf Fixkosten und 4,71 Pf/kWh auf variable Kosten.

Weiterhin wird in dieser Studie für das Bezugsjahr 2000 dem gesamten regenerativen Erzeugungsmix, im Wesentlichen bestehend aus Wind (57,7%), Biogas (5,4%) sowie Wasser, Deponie-, Klär- und Grubengas (36,6), neben der Substitution der 4,71 Pf/kWh an variablen Kosten noch 3,07 Pf/kWh an ersetzter Kraftwerksleistung aus Fixkosten zugerechnet. Zusammen mit weiteren 1,5 Pf/kWh aus vermiedenen Netznutzungsgebühren im Mittelspannungsnetz ergibt sich so nach oben zitiertes Studie ein „Wert“ von 9,28 Pf/kWh für den regenerativ erzeugten Strom. Auch andere, neuere Arbeiten, die sich mit der Förderung erneuerbarer Energien durch staatliche Maßnahmen beschäftigen, stützen sich hinsichtlich der Förderäquivalente für erneuerbare Energien auf die genannte Studie (vergleiche hierzu auch /4-2/).

Neben der Festlegung der spezifischen Förderäquivalente in Pf/kWh muss noch die jährliche Energiemenge bestimmt werden, die nach StrEG bzw. EEG vergütet wurde. Als Quelle steht hierfür die VDEW zur Verfügung, die zumindest für die meisten Jahre zwischen 1991 und 2001 diese Energiemengen ermittelt hat. Die in Deutschland insge-

samt durch Wind erzeugten Strommengen stützen sich auf Berechnungen des ISET /3-6/. Für die Jahre 1991, 1993, 1995, 2000, 2001 wurde die unter das StrEG/EEG fallende Strommenge aus der insgesamt eingespeisten Strommenge und einem geschätzten Verhältnis (gesamte Strommenge zu Strommenge aus StrEG/EEG) aus den angrenzenden Jahren berechnet. Die Tabellen 4-14 bis 4-16 zeigen diese Zusammenstellung gemeinsam mit den jährlich von allen WEA (also auch denen, die nicht unter das StrEG, bzw. EEG fallen) erzeugten kWh.

	1991	1992	1993	1994
Gesamt [Mio.kWh]	130	275	500	910
StrEG, EEG [Mio.kWh]	65*	209	425*	819
Anteil [%]	50,0*	76,0	80,0*	90,0

*Tabelle 4-14: Windeinspeisung gesamt /3-6/ und Windeinspeisung nach StrEG und EEG, 1991 bis 1994. *) geschätzte Größe*

	1995	1996	1997	1998
Gesamt [Mio.kWh]	1.500	2.030	2.966	4.728
StrEG, EEG [Mio. kWh]	1.380*	1.945	2.867	4.365
Anteil [%]	92,0*	95,8	96,7	92,3

*Tabelle 4-15: Windeinspeisung gesamt /3-6/ und Windeinspeisung nach StrEG und EEG, 1995 bis 1998. *) geschätzte Größe*

	1999	2000	2001	91 - 01
Gesamt [Mio. kWh]	5.973	8.619	10.687	38.318
StrEG, EEG [Mio. kWh]	5.390	8.016	10.153	35.633
Anteil [%]	90,2	93,0*	95,0*	93,0

*Tabelle 4-16: Windeinspeisung gesamt /3-6/ und Windeinspeisung nach StrEG und EEG, 1999 bis 2001. *) geschätzte Größe*

In den nachfolgenden Tabellen werden nunmehr, gestützt auf die vermiedenen Kosten von 9,28 Pf (4,74 cEuro) pro kWh und die nach dem StrEG und dem EEG zu vergüten-

den Energiemengen für die Jahre 1991 bis 2001 die sich ergebenden Förderäquivalente berechnet. Die Tabellen 4-17 bis 4-19 zeigen die nach StrEG bzw. EEG durch Wind erzeugten Kilowattstunden, die jährlich gezahlten Einspeisevergütungen, bzw. die zu berücksichtigten Fördersätze und schließlich die sich daraus ergebenden Förderäquivalente. Die Vergütungssätze werden dabei in DM/kWh angegeben, während die jährlichen Förderäquivalente in Euro angegeben sind.

	1991	1992	1993	1994
Einspeisung [Mio.kWh] StrEG, EEG	65	209	425	819
Vergütung StrEG, EEG [DM/kWh]	0,1661	0,1653	0,1657	0,1693
Bezugswert [DM/kWh]	0,0928	0,0928	0,0928	0,0928
Effektive Vergütung [DM/kWh]	0,0733	0,0725	0,0729	0,0765
Förderäquivalent [Euro]	2.436.050	7.747.350	15.841.101	32.034.226

Tabelle 4-17: Förderäquivalente entsprechend StrEG und EEG 1991 bis 1994

	1995	1996	1997	1998
Windeinspeisung [Mio.kWh] StrEG, EEG	1.380	1.945	2.867	4.365
Vergütung StrEG, EEG [DM/kWh]	0,1728	0,1721	0,1715	0,1679
Bezugswert [DM/kWh]	0,0928	0,0928	0,0928	0,0928
Effektive Vergütung [DM/kWh]	0,0800	0,0793	0,0787	0,0751
Förderäquivalent [Euro]	56.446.624	78.860.893	115.364.270	167.607.359

Tabelle 4-18: Förderäquivalente entsprechend StrEG und EEG 1995 bis 1998

	1999	2000	2001	91 - 01
Windeinspeisung [Mio.kWh] StrEG, EEG	5.390	8.016	10.153	35.633
Vergütung StrEG, EEG [DM/kWh]	0,1652	0,1738	0,178	
Bezugswert [DM/kWh]	0,0928	0,0928	0,0928	
Effektive Vergütung [DM/kWh]	0,0724	0,0810	0,0852	
Förderäquivalent [Euro]	199.524.499	331.966.106	442.270.433	1.450.098.909

Tabelle 4-19: Förderäquivalente entsprechend StrEG und EEG 1999 bis 2001 und gesamt

Bei der Interpretation der Förderäquivalente aus dem StrEG und EEG ist zu beachten, dass für das Jahr 2000 ein zeitlich gewichteter Mittelwert der gezahlten Einspeisevergütung aus StrEG (für 3 Monate) und dem EEG (9 Monate) gebildet wurde.

4.1.5 Gesamte Förderhöhe und Bewertung

Dieser Abschnitt setzt sich mit der Frage auseinander, zu welcher Zeit der Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland aus welchen Förderbereichen welche Aufwendungen getätigt wurden. Dazu werden die in den vorangegangenen Kapiteln im Einzelnen erläuterten Aufwendungen zusammengetragen und miteinander verglichen.

Die aus einem Marktanreizprogramm des BMWi für den Bereich Windenergie in der Zeit von 1995 bis 1998 insgesamt aufgewendeten 2.659.000 Euro sind wegen ihrer relativ untergeordneten Bedeutung für die Entwicklung der Windenergienutzung nicht im Einzelnen erläutert worden, sondern können in ihrer zeitlichen Abfolge direkt den nachfolgenden Tabellen entnommen werden. Das BMWi förderte in diesem Investitionsprogramm WEA zwischen 450 und 2.000 kW Nennleistung an Standorten mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit bis 4,5 m/s (10 m Höhe). Die Förderhöhe lag bei 102 Euro (200 DM) je kW Nennleistung und war für Einzelanlagen auf ca. 51.000 Euro (100.000 DM) begrenzt. Eine Kumulierung mit anderen Förderungen war ausgeschlossen.

Von 1975 bis 1989 bestand die Förderung der Windenergie fast ausschließlich aus Aufwendungen für Forschung und Entwicklung aus Mitteln des BMBF (92%), im Wesentlichen für die Bereiche Anlagentechnik und Schaffung der ingenieurtechnischen Voraussetzungen. Dafür wurden insgesamt 117,6 Mio. Euro verausgabt. Darüber hinaus wurden im Jahr 1989 erstmals 123.000 Euro an Betreiberförderung im „250 MW Wind“-Programm ausgegeben. Für die Jahre 1987 bis 1989 wurden weiterhin 10,2 Mio. Euro der Bundesländer (Niedersachsen und Schleswig-Holstein), im Wesentlichen für Projektförderungen, bereitgestellt (siehe Tabelle 4-20).

	1975 - 1989
FuE (BMBF)	117.555.496
250 MW Wind (BMBF)	123.288
Länder	10.200.000
Gesamt	127.878.784

Tabelle 4-20: Verausgabte Bundes- und Landesmittel zur Windenergieförderung 1975 bis 1989

Der wesentliche Durchbruch gelang der Windenergienutzung dann ab 1989 als erstmals mit dem „250 MW Wind“- Programm langfristig, das heißt für 10 Jahre gesicherte „Aufschläge“ (8 Pf/kWh) zur damals nach der „Verbändevereinbarung“ gültigen Einspeisevergütung von 8,66 Pf/kWh gezahlt wurden. Flankiert wurde dieses Programm durch Länderförderungen in nicht zu vernachlässigender Höhe, mit denen die einzelnen Bundesländer versuchten, möglichst viel von den vom Bund bereitgestellten Mitteln in „ihr“ Bundesland zu ziehen. Neben Niedersachsen gilt dies besonders für die Länder Nordrhein-Westfalen und Brandenburg (vergleiche Kap. 4.1.2). Die wichtigste Wirkung des „250 MW Wind“- Programms war jedoch die ab 1989 vorliegende „Gewissheit“ der WEA-Hersteller über „gesicherte“ Absatzzahlen für Anlagen in diesem Programm und das stark wachsende Vertrauen in die WEA-Technik durch die Veröffentlichung der WEA-Betriebsergebnisse im begleitenden Messprogramm WMEP. Vor diesem Hintergrund konnte dann das StrEG ab 1991 und das Kreditprogramm der DtA seine Wirkung sehr erfolgreich entfalten.

Insgesamt wurden im Rahmen sämtlicher Fördermaßnahmen für die Entwicklung und Nutzung der Windenergie in Deutschland bis einschließlich 2001 Mittel in Höhe von 2.277 Mio. Euro aufgewendet. Die Verteilung auf die einzelnen Jahre und Bereiche kann den Tabellen 4-21 bis 4-23 entnommen werden.

	75 - 89	1990	1991	1992	1993
FuE	117.555.496	9.600.380	5.321.731	6.273.148	6.265.069
250 MW	123.288	1.960.113	4.057.091	8.355.629	12.657.140
StrEG			2.436.050	7.747.350	15.841.101
Länder	10.200.000	7.700.000	13.191.331	16.412.469	39.983.025
Kreditprogr.		209.000	589.000	1.087.000	2.570.000
Marktanreiz					
Gesamt	127.878.784	19.469.493	25.595.202	39.875.597	77.316.334

Tab.4-21: Jährliche Aufwendungen in Euro zur Förderung der Windenergie von 1990 bis 1993

	1994	1995	1996	1997	1998
FuE	8.255.055	6.085.784	6.667.963	5.179.344	2.990.196
250 MW	13.905.914	16.305.205	22.591.611	17.992.004	17.822.790
StrEG	32.034.226	56.446.624	78.860.893	115.364.270	167.607.359
Länder	46.680.949	39.931.896	27.098.470	30.984.288	20.349.417
Kreditprogr.	5.538.000	8.180.000	11.433.000	15.743.000	22.423.000
Marktanreiz		1.585.005	690.244	153.388	230.081
Gesamt	106.414.144	128.534.514	147.342.180	185.416.293	231.422.843

Tab.4-22: Jährliche Aufwendungen in Euro zur Förderung der Windenergie von 1994 bis 1998

	1999	2000	2001	75 - 01
FuE	3.170.059	3.152.709	8.905.967	189.422.899
250 MW	16.395.910	11.864.623	7.763.745	151.795.063
StrEG/EEG	199.524.499	331.966.106	442.270.433	1.450.098.909
Länder	14.878.594	6.391.149	3.476.785	277.278.371
Kreditprogr.	33.195.000	45.621.000	59.461.000	206.049.000
Marktanreiz				2.658.718
Gesamt	267.164.061	398.995.588	521.877.930	2.277.302.960

Tab.4-23: Jährliche Aufwendungen in Euro zur Förderung der Windenergie von 1999 bis 2001

Um die zeitliche Abfolge der unterschiedlichen Fördermaßnahmen in ihrer Gewichtung untereinander zu veranschaulichen, sind in den Tabelle 4-24 und 4-25 sowohl für die einzelnen Jahre als auch für die gesamte Periode der Förderung die prozentualen Anteile der aufgewendeten Mittel dargestellt.

	75 - 89	1990	1991	1992	1993	1994	1995
FuE	92%	49%	21%	16%	8%	8%	5%
250 MW	0%	10%	16%	21%	16%	13%	13%
StrEG	0%	0%	10%	19%	20%	30%	44%
Länder	8%	40%	52%	41%	52%	44%	31%
Kreditprogr.	0%	1%	2%	3%	3%	5%	6%
Marktanreiz	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%

Tab.4-24: Jährliche Anteile der aufgewendeten Mittel für Maßnahmen zur Förderung der Windenergie von 1990 bis 1995

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	75 - 01
FuE	5%	3%	1%	1%	1%	2%	8%
250 MW	15%	10%	8%	6%	3%	1%	7%
StrEG/EEG	54%	62%	72%	75%	83%	85%	64%
Länder	18%	17%	9%	6%	2%	1%	12%
Kreditprogr.	8%	8%	10%	12%	11%	11%	9%
Marktanreiz	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Tab.4-25: Jährliche Anteile der aufgewendeten Mittel für Maßnahmen zur Förderung der Windenergie von 1996 bis 2001

Es fällt auf, dass die größten Veränderungen im Jahr 1990 auftraten, in dem das Schwergewicht der BMBF- Förderung von FuE auf das „250 MW Wind“- Programm verlagert wurde und auch die Bundesländer ihre Projektförderungen massiv ausbauten. Wie bereits erwähnt, betrifft dies hauptsächlich Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen und Brandenburg. Besonders die beiden letztgenannten „reinen“ Binnenländer haben so dafür gesorgt, dass trotz zum Teil bescheidener Windverhältnisse, dort beachtliche Windleistungen installiert werden konnten. Die Länderförderungen nahmen in ihrer Be-

deutung seit 1996 kontinuierlich ab. Das „250 MW Wind“- Programm hatte hinsichtlich der (relativ) verausgabten Mittel im Jahr 1992 mit 21% seinen Höhepunkt. Mittlerweile (2001) wird der überragende Beitrag (85%) aus den Förderäquivalenten der gezahlten Mindestvergütungen nach dem EEG erbracht. Der zweite wichtige Beitrag kommt mit 11% aus den vermiedenen Zinskosten durch Nutzung der Kreditprogramme der DtA. Weiterhin fällt auf, dass in 2001 die Mittel für FuE im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdoppelt wurden. Dies hat seinen Grund in den neuen FuE Aktivitäten im Offshore-Bereich.

4.2 Einfluss öffentlich geförderter FuE- Projekte auf die Anlagenentwicklung

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Förderschwerpunkte und Entwicklungslinien der verschiedenen Forschungsprogramme hinsichtlich der WEA- Anlagentechnik skizziert und die Chronologie der Anlagenentwicklung am Beispiel des deutschen Marktführers ENERCON kurz vorgestellt.

4.2.1 Allgemeine Entwicklung

In Kapitel 2 wurde bereits ausführlich dargestellt, wie sich die Schwerpunkte der Forschungsförderung seit Mitte der 70er Jahre entwickelt haben. Wenn man die Frage beantworten will, welchen Einfluss die geförderten FuE- Projekte auf die Anlagenentwicklung ausgeübt haben, muss man zunächst feststellen, dass die Ideen für FuE- Projekte bei den Zuwendungsempfängern entstehen und das Ministerium schließlich nur Projekte fördern kann, die auch tatsächlich beantragt werden. Es liegen keine Statistiken darüber vor, wie viele Projektanträge vom Ministerium, bzw. seinen Projektträgern, letztendlich negativ beschieden wurden. Gleichwohl gibt es eine gewisse Steuerungsmöglichkeit des Ministeriums auf die Anzahl eingereichter Förderanträge, nämlich dadurch, welche Signale über bereitstehende Fördermittel an potenzielle Antragsteller ausgegeben werden. Schaut man sich vor diesem Hintergrund wiederum die verausgabten FuE Mittel genauer an, so stellt man für die 90er Jahre fest, dass die Aufwendungen für FuE (also ohne die Betreiberförderung im „250 MW Wind“- Programm) zunächst von 9,6 Mio. Euro in 1990 über 6 bis 8 Mio. Euro zwischen 1992 und 1996 und dem Tiefpunkt mit rund 3 Mio. Euro zwischen 1998 und 2000, in 2001 mit fast 9 Mio. Euro wieder dort angekommen sind, wo sie 1990 bereits waren. Auch in den meisten der 80er Jahre lagen die FuE- Aufwendungen für die Windenergie bei rund 8 bis 9 Mio. Euro jährlich. Lediglich in den Jahren 1980 bis 1982 lagen sie wegen der Großwindanlagenprojekte mit 16 bis 22 Mio. Euro deutlich höher. Dies zeigt, dass in den 90er Jahren eine bewusste Verschiebung der Förderschwerpunkte von FuE in Richtung Demonstration stattfand, wobei jedoch insgesamt für den Bereich Windenergie deutlich mehr Mittel aufgewendet wurden als in der Dekade zuvor. So wurden in der Zeit von 1990 bis 1999 mit 192 Mio. Euro fast doppelt so viel Mittel bereitgestellt wie 1980 bis 1989 (102 Mio. Euro). Der Höchstwert wurde 1996 mit 29 Mio. Euro an BMBF- Förderung erreicht.

Lässt man die in Kapitel 2 bereits ausführlich dargestellten FuE- Projekte, FuE- Schwerpunkte und Entwicklungslinien nochmals Revue passieren, so ergibt sich folgendes Bild:

Die Förderung begann mit dem ambitionierten Ziel, gewissermaßen aus dem Stand eine Großwindanlage zu entwickeln und in begleitenden FuE- Projekten das Grundlagewissen sukzessive zu verbreitern. Die Entwicklungen wurden allesamt von etablier-

ten Großunternehmen des Maschinen- und Fahrzeugbaus sowie der Luft- und Raumfahrt durchgeführt. Es folgte dann noch die Förderung einer zweiten Generation von Großwindanlagen, die aber ebenfalls nie den Prototypstatus verließen. Sämtliche Projekte werden auch deshalb landläufig als „Flop“ bezeichnet, obwohl die spätere Entwicklung durchaus auf gewonnenen Erkenntnissen aufbaute, insbesondere im Bereich der Anlageneuerung und der elektrischen Auslegung.

Interessant wird jedoch die Beantwortung der Frage, was passiert wäre, wenn das GROWIAN-Projekt ein Erfolg geworden wäre, womit gemeint ist, was passiert wäre, wenn die Anlage nicht nach 419 Stunden Probetrieb hätte stillgesetzt werden müssen, sondern 10 bis 15 Jahre elektrische Energie und Messdaten geliefert hätte? Der GROWIAN wäre sicherlich eine „erfolgreiche“ Prototypanlage geblieben, denn es fehlte der Markt, das heißt die Nachfrage von potenziellen Betreibern, um derartige Anlagen kommerziell, das heißt mit Aussicht auf Gewinn, zu betreiben. Bis in die 80er Jahre hinein waren als Betreiber von Windenergieanlagen (jedweder Größe) in erster Linie EVU vorstellbar, die in der Lage gewesen wären, die technisch anspruchsvollen Anlagen zu betreiben, oder gar auf Grund der enorm hohen Kosten zu erwerben. An einen kommerziellen Betrieb war schon gar nicht zu denken. Das heißt, die zu jener Zeit entwickelten Anlagen waren hinsichtlich Größe und Komplexität zugeschnitten auf (große) Energieversorgungsunternehmen, die jedoch kein Interesse an einem massiven Engagement für diese neue Technik zeigten.

Eine wirkliche Dynamik in der technischen Weiterentwicklung setzte erst ein, als Windenergieanlagen in einer Größe zur Verfügung standen, die für private Investoren (in der Anfangszeit zumeist Landwirte) erschwinglich waren und dazu die frühere Herstellerförderung umgestellt wurde auf eine Betreiberförderung. Dadurch entstand eine steigende Nachfrage und die WEA-Hersteller hatten durch quasi „gesicherte“ Stückzahlaussichten über geförderte Projekte im „250 MW Wind“-Programm und durch die Aussicht auf das angekündigte StrEG den notwendigen kommerziellen Ansporn, schnell technische Weiterentwicklungen einzubringen und die notwendigen Erweiterungen der Produktionskapazitäten zu planen und schließlich vorzunehmen. Außerdem hatte sich durch die Förderung neuer, kleiner Unternehmen eine völlig andere Herstellerstruktur entwickelt, als dies bei den Großanlagen zuvor der Fall war. Diese Hersteller waren zumeist dort ansässig, wo dann auch die Anlagen betrieben wurden. Diese Ortsansässigkeit und die Tatsache, dass diese Hersteller offenbar „die selbe Sprache sprachen“ wie die Betreiber, war ausgesprochen vertrauensbildend. Stark unterstützt wurde diese Vertrauensbildung dadurch, dass im begleitenden Messprogramm WMEP zur Fördermaßnahme „250 MW Wind“, die Betriebsergebnisse der Anlagen veröffentlicht wurden und die Betreiber die Leistungsfähigkeit der unterschiedlichen Anlagentypen nachvollziehen konnten. Diese Vertrauensbildung wirkte dann auch zunehmend gegenüber Banken, Versicherungen und schließlich auch gegenüber EVU und der Politik. Außerdem wurden von den Anla-

gen mit schlechten (unterdurchschnittlichen) Betriebsergebnissen zunehmend weniger Anlagen gekauft und so einer gewissen Marktberreinigung Vorschub geleistet. Der Anteil aller im „250 MW Wind“- Programm geförderten Anlagen am Gesamtbestand betrug in den Jahren 1990 ca. 70%, in 1991 ca. 98% und in 1992 noch rund 78%. Danach nahm der Anteil dann weiter kontinuierlich ab.

Zum Stand der Entwicklung der WEA- Technik und den entsprechenden FuE- Projekten gegen Ende der 80er Jahre war bereits in Kapitel 2 ausgeführt worden, dass vor allem zwei Entwicklungslinien erfolgreich waren: Einmal die der Firma ENERCON, die in einem vom BMBF geförderten Projekt zunächst von 1985-1986 ihre 55 kW Windenergieanlage E-15/16 entwickelte. In zwei weiteren vom BMBF geförderten Vorhaben folgte dann die Entwicklung der 80 kW Anlage E-17 (1989-1990) und der 300 kW Anlage E-33 (1989). Die Anlage E-33 zeichnete sich bereits durch eine drehzahlvariable Betriebsweise und eine Blattwinkelverstellung aus, besaß jedoch noch ein Getriebe. Die Anlagen E-15/16 und E-17/18 hatten lediglich eine drehzahlvariable Betriebsweise.

Nach dem traditionell dänischen Anlagenkonzept (robuste Bauweise mit Asynchronegenerator, festem Blatteinstellwinkel und konstanter Drehzahl) entwickelte die Husumer Schiffswerft, ebenfalls in einem vom BMBF geförderten Vorhaben, von 1986-1987 ihre 250 kW Anlage HSW 250. Mit diesen Entwicklungen waren für die zu der Zeit wichtigsten deutschen Hersteller die anlagentechnischen Grundlagen zur erfolgreichen Partizipation an dem ab 1989 folgenden „250 MW Wind“- Programm gelegt. So wurden in den Jahren 1990 und 1992 quasi alle aufgestellten WEA der Modellreihen E-17/18 und E-32/33 sowie HSW 250 im „250 MW Wind- Programm gefördert. Einen ebenso hohen geförderten Anteil hatte dann 1992 noch die WEA- Baureihe TW60/80 der Firma Tacke. Zuvor wurden noch im Rahmen des Sonderdemo- Programms (1986 –1988) eine Vielzahl anderer WEA- Typen und -Hersteller gefördert, die heute praktisch keine Bedeutung mehr haben (vergleiche Kap. 2.2.3).

4.2.2 Entwicklungen der Firma ENERCON

Die Firma ENERCON wurde 1984 im ostfriesischen Aurich durch den heutigen Eigentümer A. Wobben gegründet. Der heutige deutsche Marktführer setzte von Anfang an auf technisch innovative Anlagenkonzepte mit sehr hoher Fertigungs- und Entwicklungstiefe im eigenen Haus. Bereits die erste Anlagengeneration, die Mitte der 80er Jahre entwickelt wurde, verfügte über eine drehzahlvariable Betriebsweise. Der größte technologische Entwicklungssprung gelang 1991 mit der Entwicklung und Fertigung der 500 kW Windenergieanlage E-40 als der weltweit ersten getriebelosen WEA. Diese Konzeption bildete die Grundlage der weiteren wirtschaftlich erfolgreichen Entwicklung der Firma.

Im Jahr 2002 beschäftigt ENERCON weltweit fast 5.000 Mitarbeiter, davon rund 2.000 in Aurich, knapp 1.300 in Magdeburg, rund 900 in Indien, 500 in Brasilien sowie 100 in Schweden und weitere Mitarbeitern in weltweit tätigen Service-Teams (Abb. 4-1).

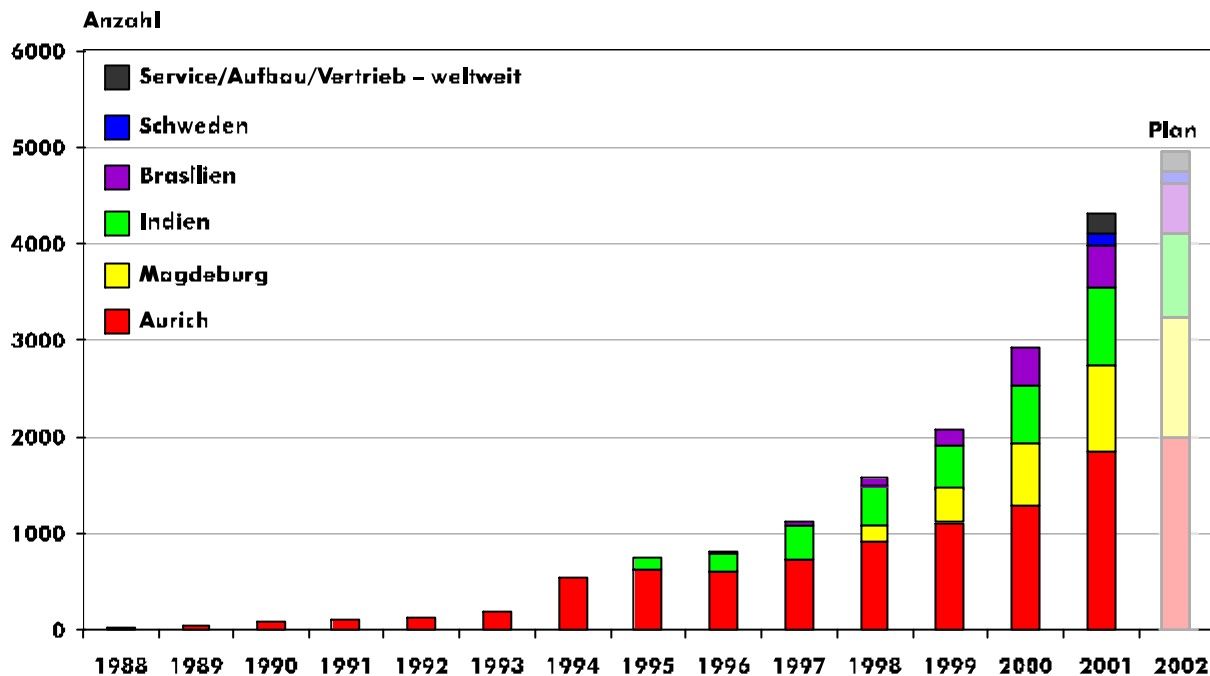


Abb.4-1: Entwicklung der Mitarbeiterzahlen der Fa. ENERCON (Quelle ENERCON)

Dem Bereich Forschung und Entwicklung kommt nach eigenem Bekunden⁷ der Firma eine besondere Bedeutung zu. Heute sind im zentralen FuE Zentrum der Firma in Aurich rund 90 Mitarbeiter beschäftigt. Abbildung 4-2 zeigt die inhaltliche Struktur mit den verschiedenen FuE- Bereichen. Die Schwerpunkte der FuE- Aktivitäten liegen auf den Gebieten Weiterentwicklung und Produktverbesserung, der Meerwasserentsalzung, der Wasserkraft und der Entwicklung von Speichersystemen. Weiterhin wird auf den interdisziplinären FuE- Ansatz und die schnelle und direkte Rückkopplung zwischen Fertigung, Wartung und Instandsetzung sowie Forschung und Entwicklung verwiesen. Nachfolgend werden die wichtigsten Entwicklungsschritte der ENERCON- Anlagentechnik kurz skizziert.

Im Jahr der Firmengründung (1984) erfolgte gleichzeitig die Entwicklung der ersten Anlagengeneration, der E-15/16, von der zwischen 1985 und 1989 insgesamt 45 Stück installiert wurden. Diese Anlagen hatten eine Nennleistung von 55 kW bei 15, bzw. 16 Meter Rotordurchmesser bei drehzahlvariabler Betriebsweise und festem Blatteinstellwinkel.

⁷ schriftliches Interview mit der Fa. ENERCON im Juni 2002

Im Jahr 1988⁸ erfolgte die Entwicklung des unmittelbaren Nachfolgemodells E-17/18 mit einer Nennleistung von 80 kW, von der zwischen 1989 und 1994 insgesamt 156 Stück installiert wurden. Gleichzeitig wurden in 1988 die Prototypen der Windenergieanlage E-32/33 (300/330 kW, Blattwinkelverstellung, drehzahlvariabel) aufgestellt und erprobt. Mit dieser Anlagenreihe erfolgte der Technologiewechsel zu blattwinkel-verstellbaren Anlagen. Von der E-32/33 wurden zwischen 1989 und 1993 insgesamt 185 Stück installiert.

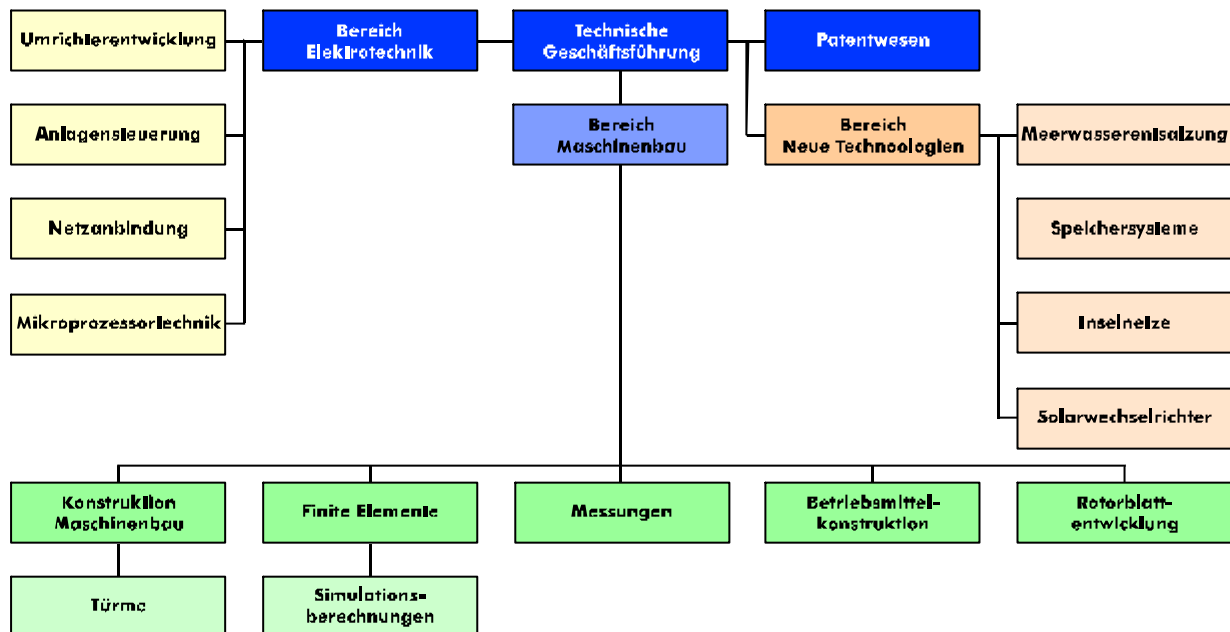


Abb.4-2: FuE (Neue Technologien) in der inhaltlichen Bereichsstruktur der Fa. ENERCON (Quelle ENERCON)

In 1992 begann die Installation der ersten 500 kW Anlagen des Typs E-40, erstmals in getriebeloser Ausführung. Diese Anlage hat einen Rotordurchmesser von 44m und je nach Turm- und Gründungsvariante eine Nabenhöhe von 44 bis heutzutage 78m. Durch den Verzicht auf ein Getriebe ist diese Anlage mit einem Ringgenerator mit großem Durchmesser ausgestattet. Die Einschaltwindgeschwindigkeit liegt aufgrund der drehzahlvariablen Betriebsweise bei nur 2,5 m/s und die Nennwindgeschwindigkeit bei 13 m/s. Von der E-40 wurden bis Mitte 2002 rund 3.100 Anlagen weltweit installiert.

In 1993 begann die Serienproduktion der E-40 (1. Generation mit 500 kW Nennleistung, 2. Generation 600 kW Nennleistung) sowie die Entwicklungsarbeiten zur E-30, einer ebenfalls getriebelosen Anlage mit zunächst 200 kW Nennleistung. Diese Anlage hat einen Rotordurchmesser von 30m bei einer Nabenhöhe von 36-50m, je nach Turm- und Gründungsvariante. Von dieser Anlage wurden seit 1994 rund 450 Stück installiert. Seit

⁸ Die Angaben zu den Entwicklungszeiträumen können von denen der entsprechenden, geförderten FuE-Projekte des Bundes abweichen, da auch bei Firmen die Vorlauforschung mit betrachtet wird.

1995 wird diese Anlage, jetzt mit 230 kW Nennleistung, in Serie in Indien gefertigt. Ihr Einsatz ist hauptsächlich für den Betrieb in größeren Hybrid-systemen, an schwachen Netzen oder gemeinsam mit Meerwasserentsalzungsanlagen vorgesehen.

Weiterhin starteten in 1993 die Entwicklungsarbeiten an der getriebelosen E-66 mit zunächst 1,5 MW Nennleistung, für die dann 1997 die Serienfertigung begann. Von dieser ebenfalls getriebelosen WEA wurden bis heute weltweit mehr als 1.000 Stück installiert. Im Jahr 2000 wurde die E-66 auf eine Nennleistung von 1,8 MW weiterentwickelt sowie eine prinzipiell baugleiche Anlage als E-58 mit 850 und 1.000 kW Nennleistung auf den Markt gebracht.

Im Jahr 1996 wurde dann der Prototyp der getriebelosen E-12 mit 30 kW Nennleistung aufgestellt. Von dieser für Hybridsysteme vorgesehenen WEA sind bislang lediglich fünf Anlagen installiert worden. Ebenfalls Mitte der 90er Jahre begannen die Entwicklungsarbeiten an der getriebelosen E-112 mit einer Nennleistung von 4,5 MW, dessen Prototyp im Jahr 2002 aufgestellt werden soll. Diese Anlage ist langfristig für den Offshore-Einsatz geplant. Abbildung 4-3 zeigt die Entwicklung der weltweit installierten WEA-Leistung mit Anlagen der Fa. ENERCON.

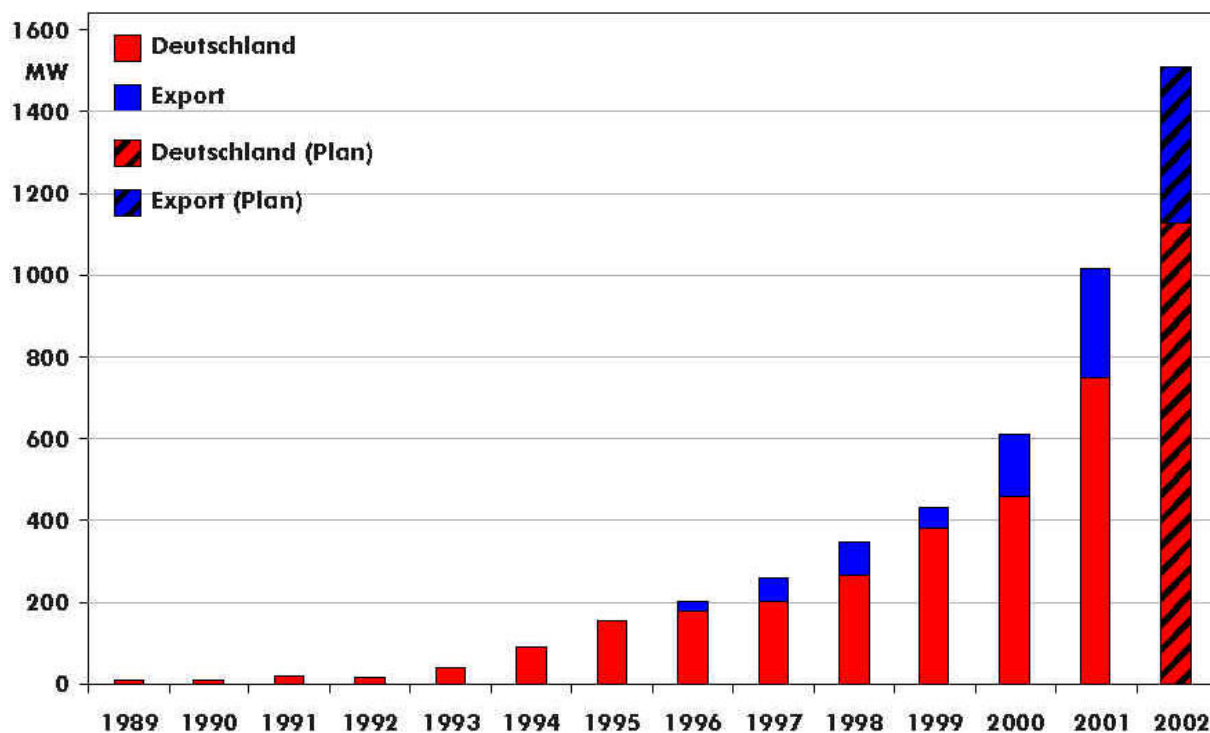


Abb.4-3: Entwicklung der jährlich weltweit installierten WEA der Fa. ENERCON (Quelle ENERCON)

4.2.3 Folgerungen zur Förderung und Entwicklung

Während der 90er Jahre reduzierten sich, wie in Kap. 4.2.1 dargestellt, die für FuE aufgebrauchten öffentlichen Mittel und es gab hinsichtlich der Weiterentwicklung der WEA-Anlagentechnik eine Konzentration auf zwei vom BMBF geförderte Entwicklungslinien (vergleiche Kap. 2.2.6.2). Wiederum mit der am Markt sehr erfolgreichen Firma ENERCON sowie der aus der Firma Renk Tacke hervorgegangenen Firma Tacke Windtechnik, später ENRON, jetzt General Electric. Wesentlich ist jedoch, dass insgesamt betrachtet, in den 90er Jahren die größten Verbesserungen in der Anlagentechnik (z.B. technische Verfügbarkeit), Preisreduktionen sowie die meisten Innovationen (z.B. getriebelose WEA, auch im MW-Bereich) eingebracht wurden, als die staatlichen Mittel für FuE am geringsten waren. Diese Entwicklungen wurden im Wesentlichen durch die große Dynamik des wachsenden Windenergiemarktes induziert und im Wesentlichen durch die beteiligten Firmen auch selbst finanziert. Hier gibt es also eine starke Rückkoppelung mit den in Kapitel 4.3 dargestellten Einflüssen des geschützten Marktes. Hieraus darf man also nicht den Schluss ziehen, der Staat könne sich zukünftig gänzlich aus Forschung und Entwicklung zurückziehen.

Bei den derzeitigen Rahmenbedingungen ist es offensichtlich grundsätzlich richtig, wenn die Weiterentwicklungen der WEA-Anlagentechnik im Wesentlichen durch die Hersteller selbst erfolgen (wobei diese etwaige staatliche FuE-Förderung vermutlich nicht ablehnen werden). Ein Faktor im Bereich Forschungsförderung ist zunehmend die Frage der Vertraulichkeit und Exklusivität an gewonnenen Erkenntnissen. So ist es auch nicht verwunderlich, dass nur sehr wenige FuE-Aktivitäten von verschiedenen Herstellern gemeinsam durchgeführt werden. Fraglich ist, ob auf diese Weise der schnellstmögliche technische Fortschritt und entsprechende Kostenreduktionen erreicht werden können.

Neben den anlagentechnischen Weiterentwicklungen in den Herstellerfirmen gab und gibt es eine Vielzahl an windenergierelevanten Forschungsaktivitäten, die außerhalb von firmeneigenen Labors, in universitären und außeruniversitären Forschungseinrichtungen, angesiedelt sind. Dies sind z.B. Aktivitäten in den Materialwissenschaften, der Aerodynamik, der elektrischen Energieversorgungstechnik /4-4/, der Mess- und Regelungstechnik, der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Meteorologie, die sowohl in die Weiterentwicklung der Anlagentechnik, als auch in angrenzende Bereiche, wie der Windpotenzialermittlung, der Standortfindung (z.B. im komplexen Gelände) oder der Integration von WEA in elektrische Versorgungsstrukturen einfließen (können). Diese Aktivitäten sind auch weiterhin für die Entwicklung der Windenergie /4-5/ von großer Bedeutung und bedürfen zweifellos staatlicher Förderung in Gestalt von FuE-Projekten. Eine strukturierte Zusammenstellung von sechs wesentlichen FuE-Bereichen und den

entsprechenden FuE- Themen zur möglichen Berücksichtigung in zukünftigen Forschungsprogrammen ist in Abbildung 4-4 wiedergegeben.

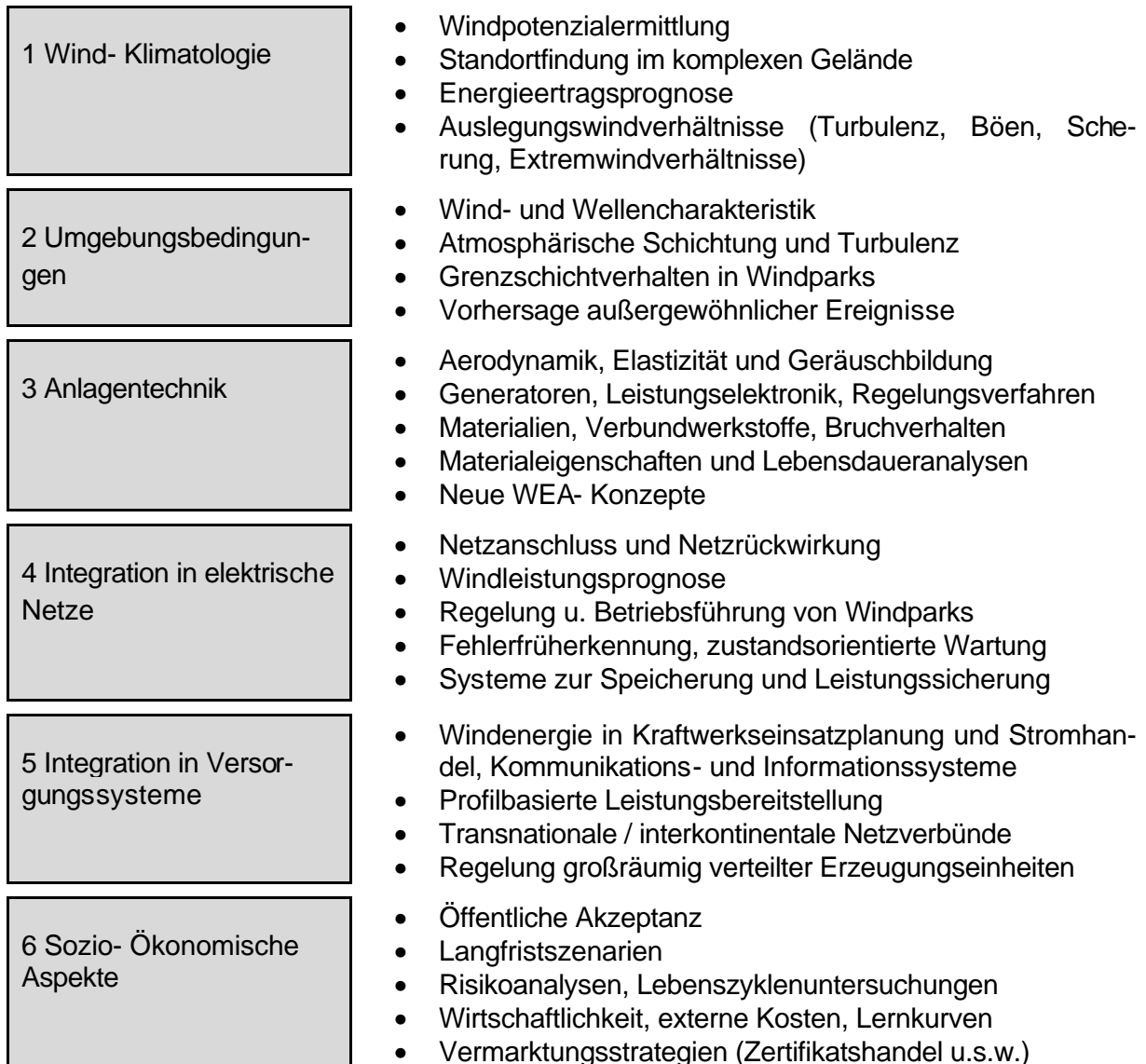


Abb.4-4: Strukturierte Darstellung von wesentlichen Forschungsbereichen und -themen

4.3 Einfluss des geschützten Marktes auf die Stromgestehungskosten

In diesem Kapitel werden die sich unter den Bedingungen des deutschen Marktes ergebenden Stromgestehungskosten aus Windenergie dargestellt. Diese Berechnungen werden auch benötigt, um daran die Höhe der geltenden Einspeisevergütungen nach EEG zu bewerten.

Um die Stromgestehungskosten aus Windenergie berechnen zu können, ist es zunächst notwendig, die einzelnen Kostenbeiträge getrennt zu erfassen, um dann daraus unter Zugrundelegung der Finanzierungsbedingungen die sich ergebenden Gestehungskosten zu bestimmen /3-5/.

4.3.1 Entwicklung der Investitionskosten

Investitionen in Windenergieprojekte setzen sich aus den Kosten für die Windenergieanlagen selbst, deren Transport zum Standort, der Aufstellung und Inbetriebnahme sowie weiteren Nebenkosten zusammen. Eine detaillierte Darstellung der Entwicklung der Ab-Werk Preise von Windenergieanlagen in Deutschland findet sich in Kapitel 4.4.2. Danach lagen die durchschnittlichen WEA-Preise im Jahr 2000 bei rund 870 Euro/kW.

Neben den reinen WEA-Kosten sind die Nebenkosten entscheidend, die aufgebracht werden müssen, um eine einzelne WEA oder einen Windpark schließlich in ein elektrisches Versorgungsnetz einspeisen zu lassen.

Investitionsnebenkosten

Die Höhe der Investitionsnebenkosten variiert innerhalb der einzelnen Projekte sehr stark, denn sie sind von vielen technischen und standortspezifischen Parametern abhängig. In einer umfassenden Untersuchung im „250 MW Wind“- Programm wurden für den Zeitraum 1992 bis 1994 etwa 33 Prozent und für die Jahre 1994 und 1995 ein Wert von 27 Prozent ermittelt /4-6/. Andere Studien ermittelten etwa gleich hohe Nebenkosten /4-7/, /4-8/.

Eine aktuelle Untersuchung des ISET bestätigt diese Werte /3-5/. Darin wurden von 117 Projekten mit ca. 1.000 MW Nennleistung die Projektnebenkosten analysiert. Auch hier sind innerhalb der einzelnen Projekte sehr starke Unterschiede bei den Projektnebenkosten zu verzeichnen. Diese variieren von weniger als 10% bis zu 100%. Der durchschnittliche Wert für die Investitionsnebenkosten liegt insgesamt bei 26 Prozent und somit im Bereich der Ergebnisse aus vorangegangenen Studien. Bei der neueren Umfrage sind vor allem größere Windparkprojekte berücksichtigt, während die erste Um-

frage mehr Einzelprojekte und kleinere Windparks erfasste. Es wird deshalb im Rahmen dieser Betrachtung ein mittlerer Wert von 25 Prozent für die Investitionsnebenkosten angesetzt und eine Variante mit 30% gerechnet, um auch ältere, bzw. Projekte mit strukturell bedingten, höheren Nebenkosten zu berücksichtigen.

Die wichtigsten Investitionsnebenkosten setzen sich wie folgt zusammen:

- Fundament
- Netz (Netzanschluss EVU, Übergabestation, Transformator, etc.)
- Interne Verkabelung (Windparkverkabelung, Blitzschutz, sonstige Elektroinstalltionen
- Planung (Gutachten: Wind, Boden, Schall, Visualisierung etc., Planungsbüro)
- Genehmigung (Typenprüfung, Baugenehmigung, Ausgleichsabgabe)
- Infrastruktur (Wege, Aufstellflächen, Gebäude)
- Sonstige (Wegerecht, Bauleitung, Messtechnik, Prospekterstellung, Kapitalbeschaffung, Ausgleichsflächen, Begrünung)

4.3.2 Entwicklung der Betriebskosten

Die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen zur privaten und gewerblichen Stromerzeugung sind mit Kosten verbunden, die vom Anlagenbetreiber aufgebracht werden müssen. Die Kosten des Anlagenbetriebs sind sehr vielschichtig. Diese Aufwendungen sind Voraussetzung für einen ordnungsgemäßen und zuverlässigen Anlagenbetrieb. Als Hauptkostenarten sind im Wesentlichen Ausgaben für Versicherungen, Pacht, Wartungsverträge, Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten, Geschäftsführung, Fernüberwachung, Betriebspersonal, Betriebsstrom, Verbandsbeiträge und vor allem auch Kapitalkosten anzuführen.

Der überwiegende Teil der Einnahmen beim Betrieb von Windenergieanlagen wird durch Erlöse aus dem Stromverkauf an Energieversorgungsunternehmen erzielt. Die Vergütungshöhe pro eingespeister Kilowattstunde (kWh) wurde seit dem 1.1.1991 nach dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) geregelt. Das StrEG wurde ab dem 1.4.2000 vom „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – (Erneuerbare Energien-Gesetz EEG)“ abgelöst. Weitere Einnahmen beim Anlagenbetrieb können ggf. auch Betriebskostenzuschüsse des „250 MW Wind“- Programms, Zinseinnahmen o.ä. sein. Wird der erzeugte Windstrom ganz oder teilweise im eigenen Haushalt oder Betrieb des Betreibers selbst genutzt, können zusätzlich die hierdurch vermiedenen Strombezugskosten als Einsparungen verbucht werden. Bei Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen müssen diese Einspareffekte mit berücksichtigt werden.

Mit dem Erwerb von Windenergieanlagen ist in der Regel eine zweijährige Gewährleistungsverpflichtung durch den Anlagenhersteller für auftretende Schäden oder Störungen an den Anlagen im Kaufpreis enthalten. Nach Ablauf der Gewährleistungsphase werden anfallende Kosten für Wartungen und Instandsetzungen nicht mehr vom Anlagenhersteller übernommen, sondern gehen zu Lasten der Betreiber.

Die Auswertung „Betriebskosten“ aus dem „250 MW Wind“- Programm zeigt die Mittelwerte der jährlichen Kosten als auf die Anlagennennleistung bezogene Größe [DM/kW]. Die erhobenen Daten umfassen Wartungen, Instandsetzungen, Versicherungen, Pacht, Fernüberwachung, etc., die mit eventuellen Rückerstattungen aus Versicherungsfällen verrechnet werden. Strombezugskosten für den Energieeigenverbrauch sind in der vorliegenden Auswertung ebenfalls berücksichtigt worden, jedoch sind in dieser Auswertung Steuern sowie Geschäftsführungskosten der Windenergieanlagen nicht enthalten. Eine Auswertung der im Jahr 2000 im „250 MW Wind“- Programm gemeldeten Betriebskosten ist in Abb. 4-5 über verschiedene Leistungsklassen dargestellt. Hieraus ergeben sich für Windenergieanlagen mit z. B. 600 kW Nennleistung jährliche Betriebskosten von durchschnittlich 43 DM/kW bzw. rund 25.800 DM. Dieser Wert entspricht bei einem Anschaffungspreis von 1 Million DM ab Werk einem Betriebskostenanteil von knapp 3%. Der Abbildung können auch die Betriebskosten von WEA der 1.5 MW-Klasse entnommen werden. Bei diesen liegen die durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten bei rund 26 DM/kW. Insgesamt ist ein deutlicher Trend zu geringeren spezifischen Betriebskosten mit zunehmender Anlagengröße zu beobachten.

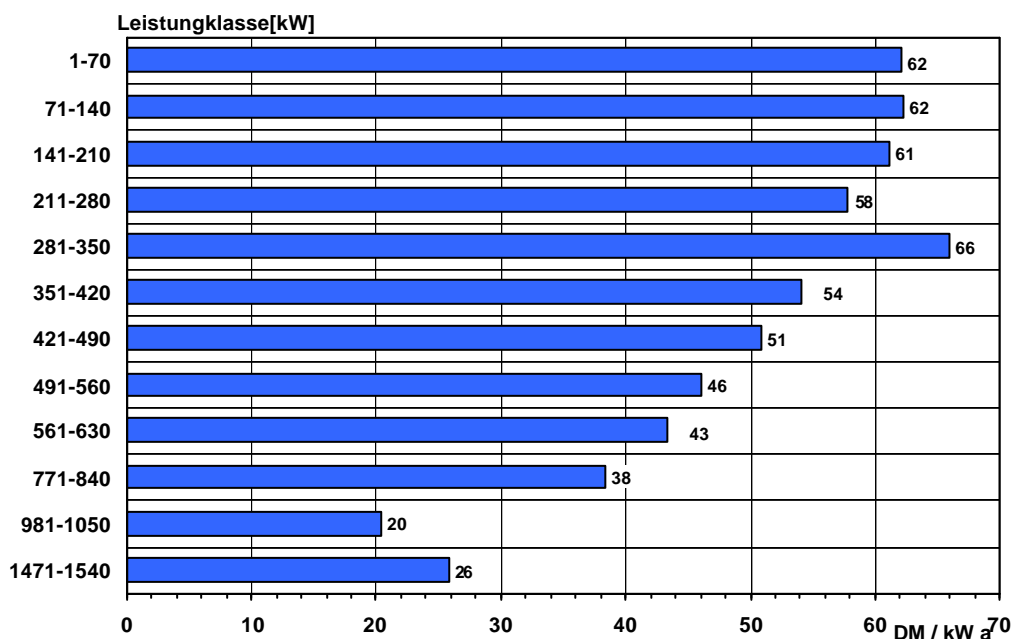


Abb.4-5: Betriebskosten für Windenergieanlagen im Jahr 2000 /3-6/

Abbildung 4-5 zeigt die durchschnittlichen Betriebskosten für verschiedene Leistungsklassen, wie sie nach Meldung der Betreiber im „250 MW Wind“- Programm entstanden sind. Diese Darstellung gibt als Momentaufnahme des Jahres 2000 jedoch nicht die Entwicklung der Kosten wieder, wie sie im Verlauf mehrerer Betriebsjahre bei den Betreibern angefallen sind. Diese Entwicklung wird in der folgenden Abbildung 4-6 gezeigt.

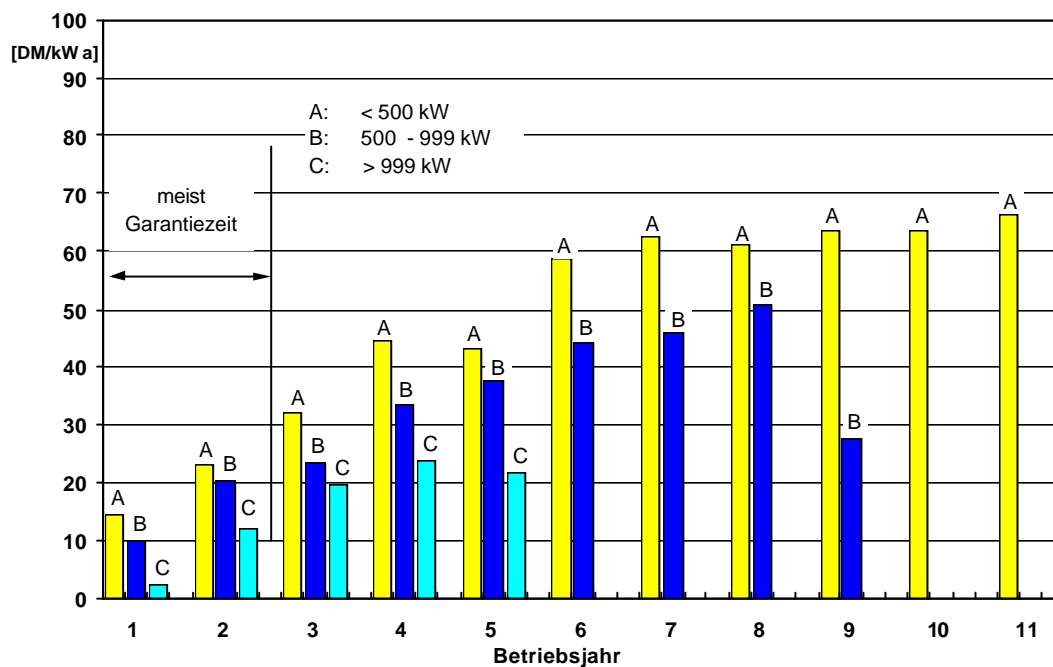


Abb. 4-6: Entwicklung der Betriebskosten über dem Anlagenalter /3-6/

Abbildung 4-6 zeigt die zeitliche Entwicklung der Betriebskosten für drei Nennleistungsklassen: Anlagen mit Nennleistungen kleiner 500 kW (A), Anlagen zwischen 500 und 999 kW (B) und Anlagen größer als 1000 kW (C). Diese Auswertung berücksichtigt die Kostenarten Reparatur, Wartung, Versicherung (Haftpflicht-, Maschinenschaden- sowie Betriebsausfallversicherung) und Pacht. Unternehmenssteuern, Geschäftsführungs- und Strombezugskosten sind in dieser Darstellung jedoch nicht berücksichtigt. Es zeigt sich, dass nach Ablauf der meist zweijährigen Garantiephase besonders die Reparatur- und Wartungskosten deutlich ansteigen und sich dann auf einen Wert von zusammen etwa 20 bis 40 DM/kW einstellen. Die gesamten Betriebskosten liegen entsprechend Abbildung 4-6 bei Anlagen zwischen 500 kW und 1 MW ab dem siebten Betriebsjahr bei etwa 50 DM/kW. Bei den heute bevorzugt errichteten Anlagen größer 1 MW betragen die gesamten Betriebskosten ab dem vierten bis fünften Jahr rund 25 DM/kW. Dies entspricht bei spezifischen WEA-Kosten von 1.700 DM/kW für die kleineren WEA bis 1 MW etwa 3%, für WEA größer 1 MW etwa 1,5%. Wohin diese Entwicklung schließlich über 20 Jahre führt, lässt sich vom heutigen Standpunkt aus noch nicht abschließend beurteilen.

Eine Recherche bei WEA-Herstellern hat jedoch ergeben, dass bereits so genannte „Partnerkonzepte“ als Rundumschutz für den WEA-Betrieb über 15 Jahre angeboten werden. Dieser Rundumschutz wird bezogen auf neueste Anlagen der 1,5 MW Klasse bereits für jährlich unter 3% der WEA-Kosten 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 in Kapitel 4.3.3 von jährlichen Betriebskosten von durchschnittlich 5% ausgegangen und eine Variante mit 3,5% gerechnet.

4.3.3 Entwicklung der Stromgestehungskosten

Die Berechnung der auf Einzelprojekte bezogenen Stromgestehungskosten /3-5/ erfolgt weitgehend auf

- Basis von Erkenntnissen und Erfahrungen, die in der langjährigen Arbeit im Windenergiesektor beruhen („250 MW Wind“- Programm),
- frei zugänglichen Daten und Informationen,
- vertraulichen Informationen sowie informellen Gesprächen und Interviews,
- Annahmen und Festlegungen, um für Fallbeispiele und Szenarien transparente und reproduzierbare Ergebnisse zu erzielen.

Den Berechnungen liegen die folgenden Einschränkungen und Vereinfachungen zu Grunde:

Annuitätenrechnung: Die Stromgestehungskosten werden mit dem Annuitätenverfahren berechnet, d. h. die Verzinsung und Rückzahlung des Darlehens erfolgt für die gesamte Darlehensdauer in gleichen Jahresraten. Bei realen Projekten werden jedoch häufig Kreditformen mit tilgungsfreien Zeiten angetroffen.

Abschreibung für Anlagegüter (AfA): Für alle Windkraftanlagen, die nach dem 31. Dezember 2000 angeschafft oder hergestellt werden, gilt eine Abschreibungszeit von 16 Jahren⁹⁾. In den nachfolgenden Berechnungen ist die steuerliche Abschreibung nicht berücksichtigt.

Darlehenslaufzeit: Die Kreditlaufzeiten liegen nach vorliegenden Erkenntnissen bei ca. zehn bis zwölf Jahren. Hierzu abweichend wird in den Berechnungen mit Finanzierungszeiträumen gerechnet, die dem Abschreibungszeitraum entsprechen (16 Jahre). Für die jährlichen Finanzierungskosten bedeutet dies, dass diese im Vergleich zu kürze-

9 Bundesministerium der Finanzen; Verordnung vom 15.12.2000; Geschäftszeichen IV D 2 –S 1551 – 188/00

ren Finanzierungszeiten niedriger sind, jedoch über den gesamten Zeitraum aufgebracht werden müssen.

Betrachtungszeitraum: Der Betrachtungszeitraum wird in den Berechnungen entsprechend der Abschreibungsdauer und damit ebenfalls auf 16 Jahre festgelegt. Die Lebensdauer der Anlagen wird von den Herstellern i. a. mit 20 Jahren angegeben. Praktische Erfahrungen mit modernen Windenergieanlagen liegen derzeit bei maximal 10 – 12 Jahren. Betriebserfahrungen von Anlagen der Megawattklasse sind nur für etwa sechs Jahre verfügbar.

Investitionskosten: Die Investitionskosten setzen sich aus den Preisen für die Windenergieanlagen sowie sämtlichen Nebenkosten zusammen, die für den Betrieb der Anlagen erforderlich sind.

Betriebskosten: Für die anfallenden Betriebskosten der WEA werden konservative Schätzwerte angenommen und über den gesamten Betrachtungszeitraum zu gleichen Anteilen verteilt.

Für die Analyse der Stromgestehungskosten eines fiktiven Projekts (Onshore) ist mit den folgenden (empirisch abgesicherten) Randbedingungen gerechnet worden:

Spezifische WEA-Kosten:	870 €/kW
Investitionsnebenkosten:	25% (Variante 30%)
Spezifische Investitionskosten	1.088 Euro/kW (Variante 1.131 €/kW)
Jährliche Betriebskosten:	5% (Variante 3,5%) der WEA-Kosten
Annuität:	11% (Variante 10,3%)
Finanzierungszeitraum:	16 Jahre
Energieertrag:	1.300 bis 3.000 Volllaststunden

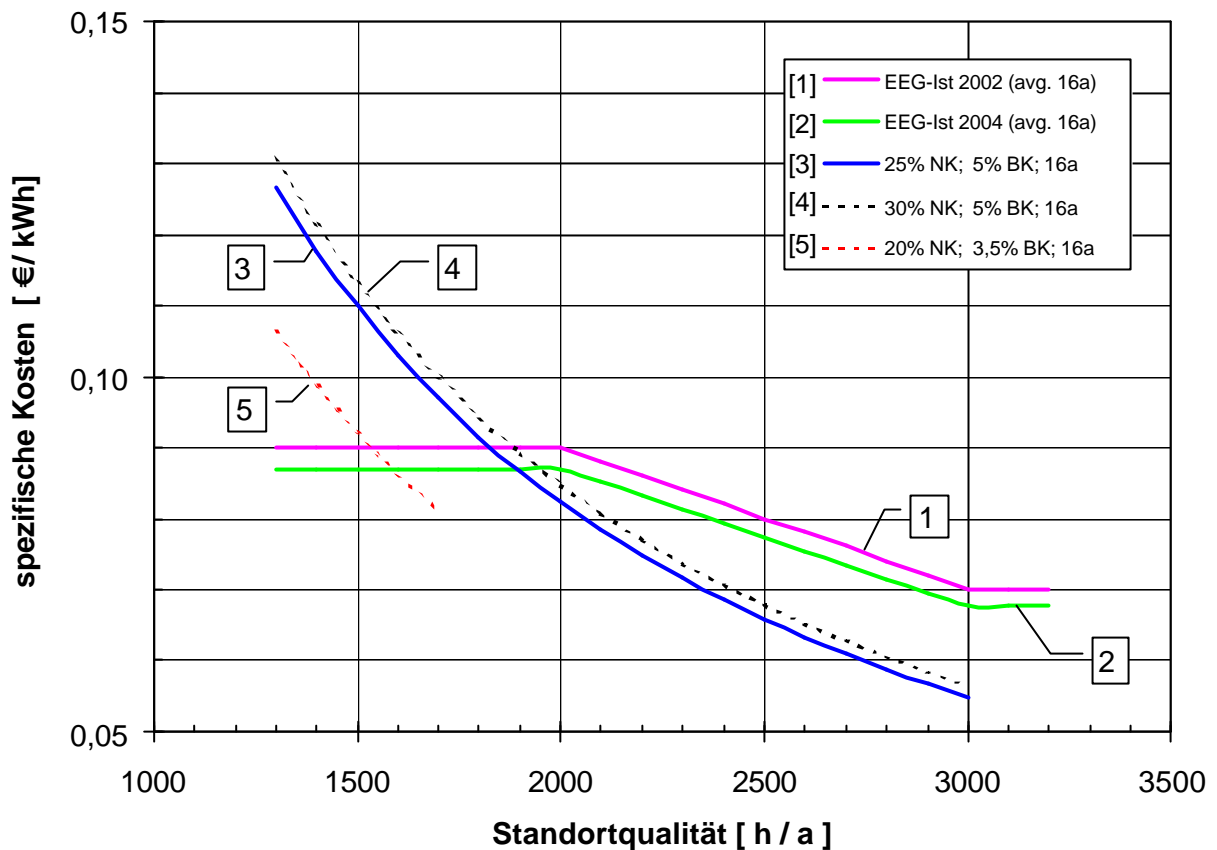


Abb. 4-7: Stromgestehungskosten und Einspeisevergütung nach EEG /3-5/

Abbildung 4-7 zeigt die Ergebnisse der Berechnung für eine 16-jährige Betriebs- und Finanzierungsdauer. Die Kurvenscharen zeigen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über den 16-jährigen Betrachtungszeitraum für die oben genannten Randbedingungen, sowie die Höhe der Einspeisevergütung nach EEG §7 für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum 2002 und 2004. Im Einzelnen stellen die Kurven dar:

Kurve 1 (pink) zeigt die Einspeisevergütung nach EEG §7 für Anlagen die ab dem 1.1.2002 in Betrieb genommen werden. Für diese liegt der Betrag der erhöhten Vergütung bei 0,09 €/kWh. Der reduzierte Wert der Einspeisevergütung liegt bei 0,061 €/kWh. Der Verlauf der durchschnittlichen Einspeisevergütung ist für eine Windenergieanlage berechnet, die einen Jahresenergieertrag in Höhe von 100% des Referenzertrages, entsprechend etwa 2.000 Volllaststunden hat (z. B. ENERCON E-66, 67m Nabenhöhe, 2.017 kWh/kW). Bei einer Betrachtungsdauer von 16 Jahren beginnt die Absenkung bei einem Wert knapp oberhalb von 2.000 Volllaststunden. Der Durchschnittswert der reduzierten Einspeisevergütung für WEA mit Erträgen ab 150% des Referenzertrags liegt hier bei 0,07 €/kWh.

Kurve 2 (grün) zeigt die Einspeisevergütung nach EEG §7 für Anlagen die ab dem 1.1.2004 in Betrieb genommen werden, d.h. die jährliche Absenkung um 1,5 vom Hun-

dert gem. EEG §7 (3) ist hier bereits berücksichtigt. Die Nominalwerte der Vergütungen betragen hier 0,087 bzw. 0,059 €/kWh, der minimale Durchschnittswert liegt bei 0,066 €/kWh. Bei 16-jähriger Mittelungsdauer erfolgt die Absenkung ebenfalls leicht oberhalb von 2.000 Volllaststunden. Die durchschnittlichen Vergütungssätze liegen hier zwischen 0,085 und 0,068 €/kWh.

Kurve 3 (blau) zeigt die Stromgestehungskosten für ein Projekt mit den folgenden Eckdaten: WEA-Kosten ab Werk 870 €/kW¹⁰; Investitionsnebenkosten: 25%; jährliche Betriebskosten: 5% des WEA-Preises ab Werk; Betrachtungszeitraum 16 Jahre; (Annuität von 11,2%: 30% Eigenkapital zu 12%, 70% Fremdkapital zu 6% p.a., kalkulatorischer Zins 7,8% p.a.). Die Wirtschaftlichkeit stellt sich unter diesen Randbedingungen für Standortqualitäten ab 1.850 Volllaststunden (Vergütungssätze 2002) bzw. 1.900 Volllaststunden (Vergütungssätze 2004) ein.

Kurve 4 (schwarz gestrichelt) zeigt die Stromgestehungskosten für ein Projekt mit den gleichen Eckdaten wie in Kurve 3 mit Ausnahme der Höhe der Investitionsnebenkosten. Diese wurden mit 30% etwas höher angesetzt, um auch ältere und kostenintensivere Projekte zu berücksichtigen. Die Wirtschaftlichkeit stellt sich unter diesen Randbedingungen für Standortqualitäten ab 1.900 Volllaststunden (Vergütungssätze 2002) bzw. 1.950 Volllaststunden (Vergütungssätze 2004) ein.

Kurve 5 (rot gestrichelt) zeigt die Stromgestehungskosten für ein Projekt mit zu den Kurven 3 und 4 abweichenden Annahmen. Angenommen wurde hier ein Standort mit deutlich geringeren Ertragswerten (1.300 bis 1.700 Volllaststunden), wie sie vor allem im Binnenland angetroffen werden. Für die erwarteten Kosten wurden hier besonders günstige Annahmen getroffen. So betragen die Investitionsnebenkosten hier 20% des WEA Preises, die erwarteten jährlichen Betriebskosten werden mit durchschnittlich 3,5% p.a. angesetzt und es wird eine deutlich geringere Rendite auf das eingesetzte Eigenkapital von 8% angesetzt. Daraus ergibt sich eine Annuität von 10,3% (30% Eigenkapital zu 8%, 70% Fremdkapital zu 6% p.a., kalkulatorischer Zins 6,6% p.a.). Unter diesen Randbedingungen stellt sich die Wirtschaftlichkeit bereits für Standortqualitäten ab 1.500 Volllaststunden (Vergütungssätze 2002) bzw. 1.600 Volllaststunden (Vergütungssätze 2004) ein.

¹⁰ Es wird hier mit 870 Euro/kW gerechnet und nicht mit dem Durchschnittspreis von 920 Euro/kW, da sich der höhere Preis auf Einzelanlagen bezieht. In diesem Rechenbeispiel wird jedoch ein Windparkprojekt mit mehreren Anlage zugrunde gelegt.

4.4 Einfluss des geschützten Marktes auf Anlagen- und Projektkosten

In diesem Kapitel soll gezeigt werden, wie sich die Bedingungen des geschützten Marktes in Gestalt des Stromeinspeisungs- und Erneuerbare Energien Gesetzes auf die Entwicklung der WEA- Preise ausgewirkt haben. Dies wird im Wesentlichen anhand der WEA- Verkaufspreise (Listenpreise) und der Auswertung von Angeboten zur Beteiligung an Windenergieprojekten (Fondsgesellschaften) vorgenommen. Zunächst wird jedoch kurz auf die Entwicklung der Einspeisetarife eingegangen. Der Einfluss der Förderbedingungen der 90er Jahre auf die technische Entwicklung der Windenergie wurde bereits in Kapitel 4.2 und die Entwicklung der Stromgestehungskosten in Kapitel 4.3 ausführlich dargestellt.

4.4.1 Entwicklung der Einspeisevergütungen

Vor Inkrafttreten des StrEG bestanden für EVU keine verbindlichen, einheitlichen Verpflichtungen zum Anschluss von Eigenerzeugungsanlagen an Stromversorgungsnetze und kein Mindestvergütungssatz, mit dem die eingespeiste Energie vergütet werden musste. Die Höhe der Einspeisevergütung konnte somit je nach Versorgungsgebiet stark variieren. So wurde zum Beispiel im Gebiet der Schleswig (Schleswig-Holstein) vor 1991 eine von Jahres- und Tarifzeit abhängige Vergütung gezahlt, die zwischen 7,3 Pf/kWh (Niedrigtarif, Dauer: 41,6 Prozent eines Jahres) und 16,32 Pf/kWh (Lasttarif, Dauer: 6,5 Prozent eines Jahres) betrug /4-9/.

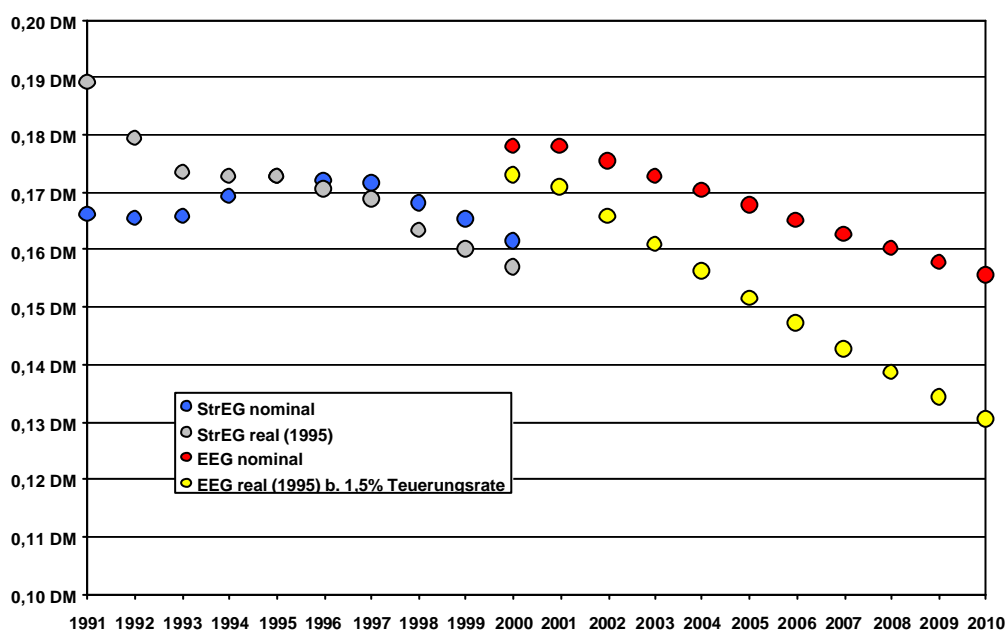


Abb.4-8: Entwicklung der Einspeisevergütungen nach StrEg und EEG /3-6/

Die Entwicklung der Einspeisevergütungen nach Inkrafttreten des StrEG und seit 2000 nach Inkrafttreten des EEG und die entsprechenden Vergütungen für Strom aus Windenergie sind in Abbildung 4-8 wiedergegeben. Hierin sind sowohl die Nominalwerte als auch die inflationsbereinigten Realwerte, bezogen auf das Basisjahr 1995, dargestellt. Für die Preiskorrektur der Anfangsvergütungssätze nach EEG wurde ab dem Jahr 2002 mit einer angenommenen mittleren Inflationsrate von 1,5% gerechnet.

4.4.2 Entwicklung der Anlagenpreise

Angestoßen durch die stark gestiegene Nachfrage seit 1990 werden Windenergieanlagen mittlerweile als serienmäßige Industriegüter hergestellt. Durch größere Stückzahlen, optimierte Fertigungsverfahren sowie Lern- und Skaleneffekte sind die Verkaufspreise (Listenpreise) für Windenergieanlagen in der Zeit von 1990 bis 2001 insgesamt betrachtet gesunken. Die Gesamtentwicklung der spezifischen WEA- Preise (DM/kW) in Abhängigkeit von der kumulierten installierten WEA- Leistung (MW) für den Zeitraum von 1990 bis 2001 auf dem deutschen Windenergiemarkt kann Abbildung 4-9 entnommen werden. Bei dieser Darstellungsweise muss beachtet werden, dass beide Achsen eine logarithmische Skala aufweisen.

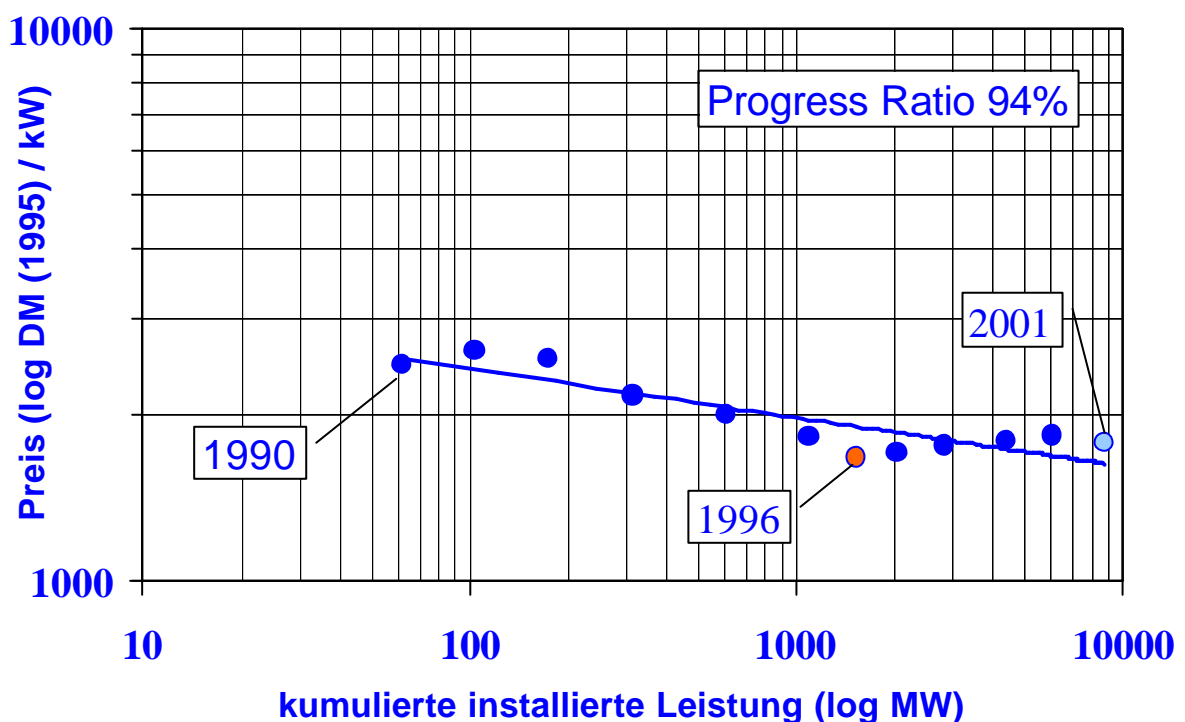


Abb.4-9: Entwicklung der WEA-Preise in Deutschland 1990 bis 2001

Grundlage dieser Auswertung ist eine vollständige Datei sämtlicher in Deutschland installierten WEA mit Angaben zu den technischen Eigenschaften (z.B. Typbezeichnung, Nennleistung, Nabenhöhe und neuerdings, soweit verfügbar, auch der Referenzertrag nach EEG), dem Standort, dem Aufstellungsdatum sowie dem jeweiligen Listenpreis. Im Rahmen des WMEP zum „250 MW Wind“- Programm war und ist es möglich, diese Daten zu erfassen und vielfältig auszuwerten. Eine Möglichkeit zur Auswertung dieser Daten besteht in der Berechnung von Lernkurven, mit denen die (spezifischen) Preisentwicklungen in Abhängigkeit der (kumulierten) Stückzahl, (kumulierten) installierten Nennleistung oder der (kumulierten) erzeugten Energie dargestellt werden können. Es ist also eine Darstellung der Preisentwicklung immer in Abhängigkeit von Mengen (als kumulierte Erfahrung) und nicht primär der Zeit. Danach reduzierten sich, ausgehend von 2.466 DM/kW bei 60 MW kumulierter installierter Windleistung in 1990, die spezifischen WEA- Preise auf rund 1.780 DM/kW bei 8.700 MW installierter Windleistung im Jahr 2001. Die genannten Preise sind inflationsbereinigt und auf das Preisniveau von 1995 bezogen. Der Lernerfolg (Progress Ratio) für diese Entwicklung liegt bei insgesamt rund 94 Prozent. Das bedeutet, dass im Betrachtungszeitraum die Preise der Anlagen je Verdoppelungsschritt der kumulierten installierten Windleistung real, d. h. inflationsbereinigt, um ca. 6 Prozent gefallen sind. Absolut ergibt sich von 1990 bis 2001 eine reale Preisreduktion von rund 30%.

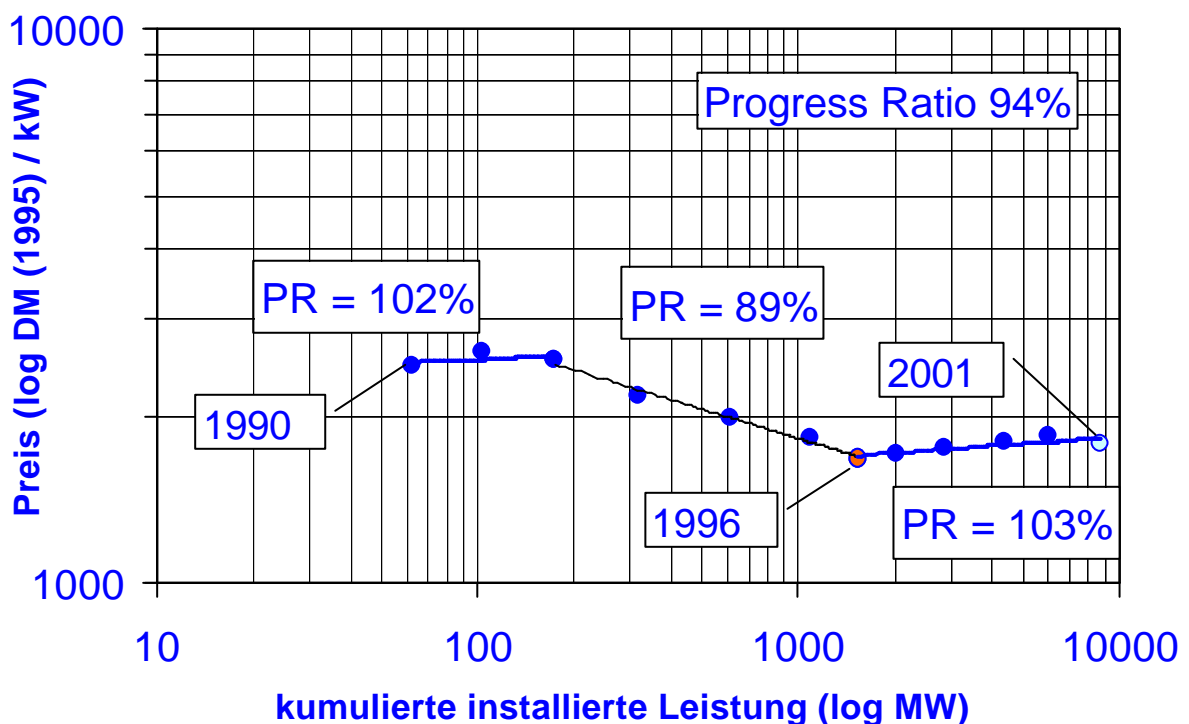


Abb.4-10: Entwicklung der WEA-Preise in Deutschland unterteilt in Zeitabschnitte

Die Entwicklung der spezifischen Preise (DM/kW) zeigt jedoch im Verlauf der Jahre einen deutlich unterschiedlichen Verlauf. So kann der Abbildung 4-10 entnommen werden, dass in den Jahren von 1990 bis 1992 die WEA- Preise mit einer Progress Ratio von 102% praktisch konstant blieben, um dann jedoch bis zum Jahr 1996 mit einer Rate von 89%, also pro Verdoppelungsschritt um 11%, deutlich zu fallen.

Absolut entsprach dies einer Reduktion von 2.526 DM/kW in 1992 auf 1.680 DM/kW in 1996, absolut entsprechend 34%. Seit diesem Jahr kehrte sich die Entwicklung jedoch wieder um, und es sind wieder tendenziell leicht steigende Preise zu verzeichnen.

Eine Darstellung der Entwicklung von spezifischen Anlagenpreisen in DM/kW, das heißt, mit Bezug auf die Nennleistung der einzelnen WEA, lässt zunächst außer Acht, dass die installierte Nennleistung allein noch nichts darüber aussagt, wie hoch der Energieertrag der betrachteten Anlagen ist. Dieser wird neben der Generatorleistung noch wesentlich durch die Nabenhöhe der Anlage und die Rotorkreisfläche bestimmt. Es ist also sinnvoll, neben dem Preis pro installiertem kW Nennleistung auch den Preis pro kWh des zu erwartenden Jahresenergieertrags zu betrachten. Gerade die seit 1996/97 verstärkt in den Markt gebrachten Anlagen der MW- Klasse weisen deutlich größere Nabenhöhen auf als z.B. Anlagen in der Leistungsklasse von 500/600 kW. Abbildung 4-11 zeigt eine Darstellung dieses Zusammenhangs.

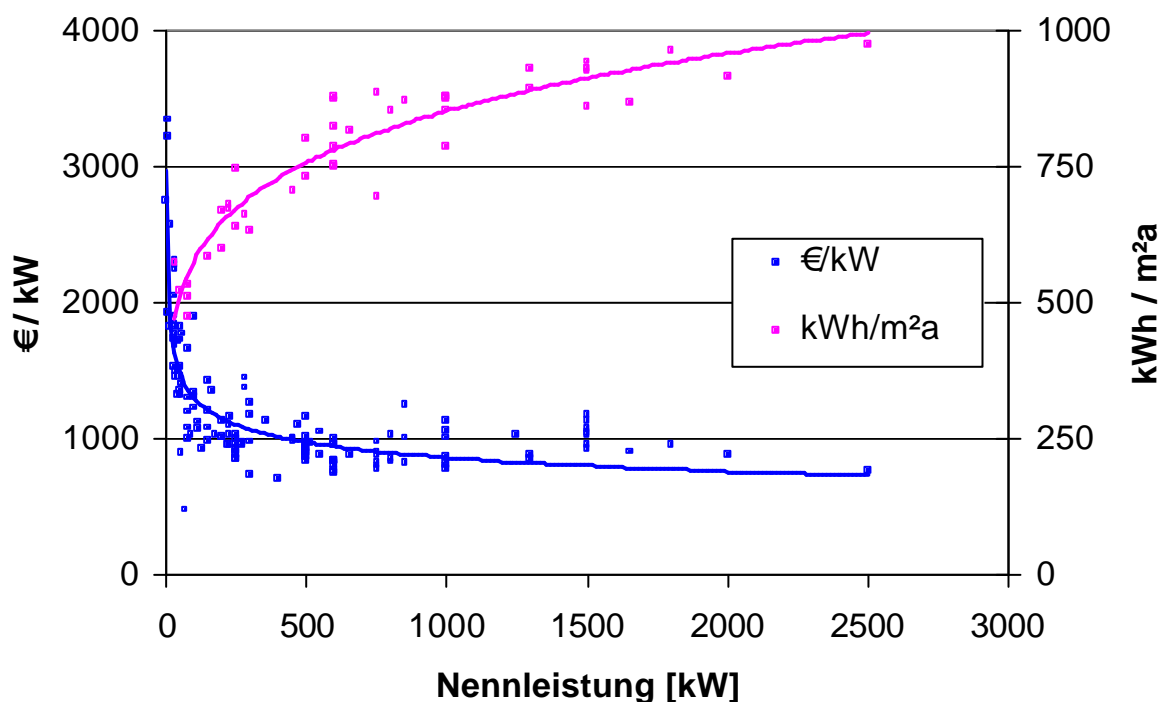


Abb.4-11: Spezifische Listenpreise und Jahresenergieerträge von Windenergieanlagen (entsprechend Referenzertrag nach EEG)/3-5/

Danach zeigen die spezifischen Preise (DM/kW) von Windenergieanlagen bis zu einer Nennleistung von rund 600/700 kW einen erkennbar sinkenden Verlauf und die entsprechenden spezifischen Energieerträge (kWh/m²) steigen deutlich an. Ab dieser Leistung bleiben die spezifischen Preise bis zu einer Leistung von rund 2 MW zumindest konstant, während die spezifischen Erträge erkennbar ansteigen. Da Windenergieanlagen mit ein und derselben Nennleistung, aber unterschiedlichen Nabenhöhen und Rotor-durchmessern am Markt angeboten werden, werden diese Anlagen in Abbildung 4-11 (mit entsprechend anderem Ertrag und Preis) wie unterschiedliche WEA- Typen behandelt. Als Richtwert für die spezifischen Preise aktueller Windenergieanlagen ab 600 kW Nennleistung können Werte von etwa 800 bis 1.100 Euro pro kW installierte Nennleistung angegeben werden. Die Angaben zu den Energieerträgen nach Referenzertrag EEG wurde den veröffentlichten Marktübersichten des Bundesverbandes WindEnergie entnommen (vergleiche hierzu auch Kap. 1.5.3).

Für die Konstruktion einer Lernkurve werden nicht ausschließlich die nach der Relation Ertrag/Preis günstigsten Anlagen berücksichtigt, sondern die tatsächlich im entsprechenden Jahr verkauften und installierten Anlagen. Auch die WEA- Betreiber entscheiden offenbar nicht ausschließlich nach den (vordergründig) günstigsten Anlagen, sondern beziehen andere Kriterien, wie z.B. das technische Konzept, die bekannten (weil veröffentlichten) Betriebsergebnisse und den Ruf des Herstellers bei Wartung und Instandsetzung mit in ihre Kaufentscheidung ein.

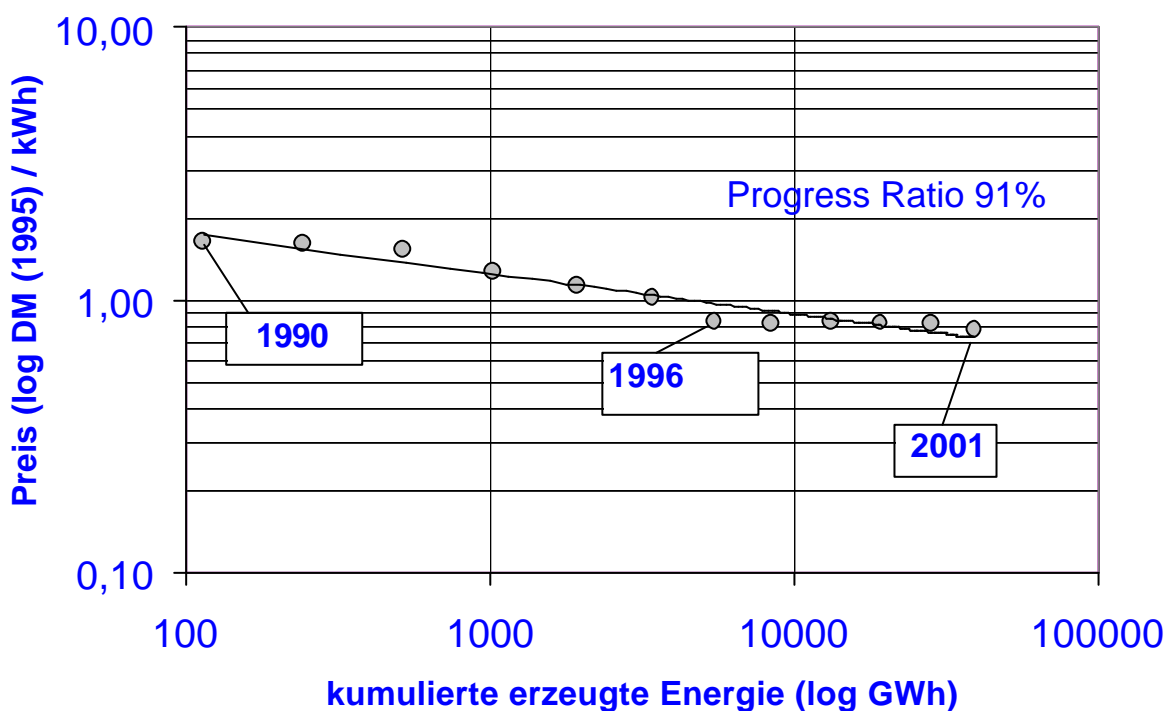


Abb. 4-12: Entwicklung der WEA-Preise in Deutschland in DM/kWh Jahresenergieertrag nach Referenzstandort in Abhängigkeit von der kumulierten erzeugten Energie, 1990 bis 2001

Um die oben angeführten Zusammenhänge hinsichtlich Anlagenpreis und erzielbarem Energieertrag Rechnung zu tragen, ist in Abbildung 4-12 die Entwicklung der spezifischen WEA- Preise in DM/kWh Jahresenergieertrag nach Referenzstandort über der von allen WEA tatsächlich erzeugten kumulierten Energie in GWh von 1990 bis 2001 aufgetragen. Diese Darstellung zeigt zunächst eine Lernrate von insgesamt 9% gegenüber 6% bei der Darstellung in Abbildung 4-9. Für die Jahre ohne erkennbare weitere Preisreduktionen entsprechend Abbildung 4-10, also für die Jahre 1996 bis 2001, zeigt sich jedoch auch hier kein grundsätzlich anderer Verlauf. So betragen in 1990 die spezifischen Preise 1,64 DM pro kWh Jahresreferenzertrag bei kumulierten 114 GWh erzeugter Energie und in 1996 nur noch 0,84 DM/kWh. Dies entspricht bei absoluter Betrachtung einer Reduktion um 49%. In den Folgejahren bleiben die spezifischen Preise in etwa konstant, um dann in 2001 nochmals auf 0,78 DM (7% absolut) zu fallen.

Das Verfahren zur Berechnung der Referenzerträge entsprechend EEG (vergleiche auch Kapitel 1.5.3) ist bislang noch nicht abschließend festgelegt. Die bislang im Umlauf befindlichen und vom Bundesverband WindEnergie (BWE) veröffentlichten Referenzerträge sind unverbindliche Angaben der Hersteller. Das heißt, die in der Abbildung 4-12 herangezogenen Jahresenergieerträge sind vorläufig, deshalb sollte man sich bisweilen mit einer quantitativen Interpretation der errechneten Preisreduktionen nach Abbildung 4-12 zurückhalten, wo hingegen qualitative Aussagen hinsichtlich Trends und Größenordnungen durchaus möglich sind.

Zur Verdeutlichung der bislang ungeklärten Situation um die Referenzerträge zeigt Tabelle 4.26 eine Zusammenstellung bislang veröffentlichter Werte für die Vestas Anlagen V52 mit 850 kW Nennleistung und den Nabhöhen 65, 74 und 86 Metern sowie der V80 mit 2,0 MW Nennleistung und den Nabhöhen 60, 67, 78 und 100 Metern. Die Angaben stammen alle aus Veröffentlichungen des Bundesverband WindEnergie (BWE), für die Jahre 2000 und 2001 von deren Homepage (www.windenergie.de/info/rechner), sowie aus den „Marktübersichten“ /3-20/, /3-21/ der Jahre 2001 und 2002.

		Internet 2000	Internet Febr. 2001	Marktübers. 2001	Marktübers. 2002
V52/850kW	65		1.770.400	1.903.987	1.953.999
	74		1.846.700	1.985.742	2.036.936
	86		1.938.100	2.080.330	2.132.844
V80/2,0 MW	60	3.425.000	3.988.000	4.195.426	4.352.168
	67		4.147.300	4.360.397	4.522.102
	78	3.525.000	4.365.200	4.587.837	4.755.830
	100	3.755.000	4.723.600	4.958.839	5.135.788

Tab.4.26: Referenzerträge von WEA zur Förderung entsprechend EEG nach unterschiedlichen Publikationen des BWE. Hier wird auch immer auf die Vorläufigkeit der Angaben hingewiesen /3-20/, /3-21/.

4.4.3 Entwicklung der Projektkosten

Neben der Entwicklung der reinen Anlagenpreise ist es für die Darstellung des Einflusses der geltenden Marktbedingungen von Interesse, auch die gesamten Projektkosten für schlüsselfertige Windparkprojekte zu betrachten, die z.B. über Fondsbeteiligungen angeboten werden. Dazu wurden die Projektkosten von 231 WEA- Beteiligungsjekten detailliert analysiert /3-5/. Die Informationen entstammen frei zugänglichen Beteiligungsangeboten, für die Prospekthaftung gilt. Die ausgewerteten Beteiligungsangebote umfassen ca. 1.800 WEA mit insgesamt ca. 2.000 MW Nennleistung. Das Investitionsvolumen aller Projekte beträgt rund 2,5 Milliarden Euro. Die vorgesehenen Inbetriebnahmezeiträume der untersuchten Projekte liegen zwischen 1995 und 2002.

Auch bei diesen Windparkprojekten kann man sich an Hand der spezifischen Kosten je installiertem kW Nennleistung (€/kW) und der spezifischen Kosten je kWh des erwarteten (bzw. per Windgutachten prognostizierten) Jahresenergieertrags (€/kWh/a) einen raschen Überblick über die wichtigsten wirtschaftliche Eckdaten des

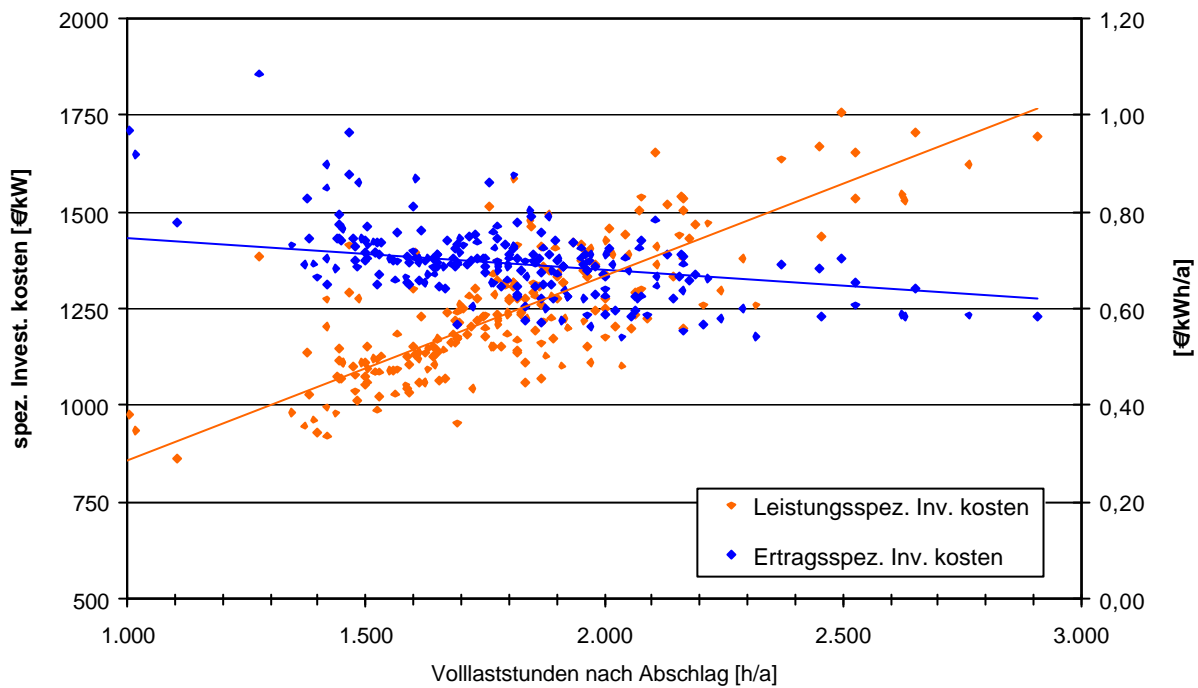


Abb. 4-13: Leistungs- (rot) und jährliche ertragsspezifische (blau) Investitionskosten in Abhängigkeit der Volllaststunden /3-5/

Projekts verschaffen. Es ist zu erwarten, dass die spezifischen Investitionskosten (€/kW) annähernd unabhängig vom Standort des Projekts sein müssten. Für die spezifischen Kosten je Kilowattstunde prognostizierten Jahresenergieertrags (€/kWh) können hingegen mit zunehmender Standortqualität deutlich günstigere spezifische Kosten erwartet werden. Diese Annahmen lassen sich jedoch aufgrund der vorgenommenen Auswertung /3-5/ nicht bestätigen. So ist in Abbildung 4-13 deutlich zu erkennen, dass die spezifischen Investitionskosten in €/kW mit zunehmender Standortqualität deutlich ansteigen und die spezifischen Kosten pro Kilowattstunde Jahresenergieertrag (€/kWh) nur eine leichte Degression aufweisen.

Die nur leicht fallenden ertragsspezifischen Investitionskosten, die im Bereich von etwa 0,6 bis 0,8 € je Kilowattstunde Jahresenergieertrag liegen, legen die Vermutung nahe, dass bei der Kalkulation der Projekte über eine Anhebung von so genannten „weichen“ Kosten Mitnahmeeffekte bei den Projektentwicklern (jedoch nicht bei den Betreibern) zum Tragen kommen.

4.5 Zusammenfassende Betrachtung

Die Nutzung der Windenergie hat in Deutschland seit Beginn der 90er Jahre einen niemals für möglich gehaltenen Aufschwung genommen. In einem Zeitraum von nur 12 Jahren, also von Anfang 1990 bis Ende 2001, erhöhte sich die installierte Windleistung von ca. 18 MW auf über 8.600 MW. Allein im Jahr 2001 wurde mit ca. 2.630 MW (ca. 2.050 Windenergieanlagen mit durchschnittlich 1.280 kW Nennleistung) ein neuer Installationsrekord erreicht. Dies entsprach einem Zuwachs gegenüber dem Vorjahr von ca. 44%. Deutschland liegt damit bei der installierten Windleistung weltweit nach wie vor mit großem Abstand an der Spitze.

Diese rasante Entwicklung wurde zunächst durch Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprogramme des Bundes, wie dem „250 MW Wind“ – Programm vorbereitet, durch zusätzliche Landesförderungen massiv unterstützt, aber besonders durch gesetzgeberische Maßnahmen wie dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) von 1991 und seit dem 01.04.2000 durch das Erneuerbare Energien Gesetz erst ermöglicht. Besonders erwähnt werden muss hier noch die positive Wirkung der Kreditprogramme der DtA.

Markt- und Preisentwicklung

Durch größere Stückzahlen, optimierte Fertigungsverfahren, Lern- und Skaleneffekte sowie durch Weiterentwicklungen in der Anlagentechnik /4-10/ sanken die Preise für Windenergieanlagen ausgehend von 2.466 DM/kW bei 60 MW kumulierter installierter Windleistung Ende 1990 auf rund 1.780 DM/kW bei 8.700 MW installierter Windleistung im Jahr 2001. Damit sind im genannten Zeitraum die Preise für Windenergieanlagen je Verdoppelungsschritt der kumulierten installierten Leistung real um ca. 6 Prozent gefallen. Die Entwicklung der spezifischen Durchschnittspreise nach dieser Lernkurve zeigt jedoch seit 1996 keine weiteren Preisreduktionen, sondern einen nahezu konstanten Verlauf (vergl. auch /4-11/).

Um in der Darstellung der Preisentwicklungen auch den erzielten technischen Fortschritt in der Anlagentechnik zu berücksichtigen, wurde auch die Entwicklung der spezifischen WEA- Preise in DM/kWh Jahresenergieertrag nach Referenzstandort ausgewertet. Danach zeigt sich zunächst eine Lernrate von insgesamt 9% gegenüber 6% bei der Darstellung in Abhängigkeit von der installierten Nennleistung. Für die Jahre ohne erkennbare weitere Preisreduktionen, also für die Jahre 1996 bis 2001, zeigt sich jedoch auch hier kein grundsätzlich anderer Verlauf. So betragen in 1990 die spezifischen Preise 1,64 DM pro kWh Jahresreferenzertrag und in 1996 nur noch 0,84 DM/kWh. Dies entspricht bei absoluter Betrachtung immerhin einer Reduktion um 49%. In den Folgejahren bleiben die spezifischen Preise in etwa konstant, um dann in 2001 nochmals auf 0,78

DM (7% absolut) zu fallen. Beide Kurven legen die Vermutung nahe, dass aufgrund der gültigen Einspeisetarife und der dadurch bedingten großen Nachfrage, die Hersteller am Markt zu keinen weiteren Preissenkungen veranlasst wurden.

Weiterhin hat die Auswertung der Preisentwicklung für komplett installierte Windparkprojekte gezeigt, dass die spezifischen Investitionskosten mit zunehmender Standortqualität deutlich ansteigen und die spezifischen Kosten pro Kilowattstunde Jahresenergieertrag nur eine leichte Degression aufweisen. Die nur leicht fallenden ertragsspezifischen Investitionskosten von etwa 0,6 bis 0,8 €/je Kilowattstunde Jahresenergieertrag legen die Vermutung nahe, dass bei der Kalkulation der Projekte über eine Anhebung von sogenannten „weichen“ Kosten (z.B. Planung) starke Mitnahmeeffekte bei den Projektentwicklern (jedoch nicht bei den Betreibern) zum Tragen kommen, und dass die im EEG festgeschriebene Absenkung der Vergütungssätze mit zunehmender Standortgüte nicht stark genug ausgeprägt ist. Weiterhin zeigt sich, dass an Standorten mit relativ geringen Windgeschwindigkeiten (um die 1.500 Volllaststunden) dann Projekte realisiert werden können, wenn niedrige Nebenkosten (z.B. für den Netzanschluss) und geringe Betriebskosten (z.B. für Wartung- und Instandsetzung) realisiert, bzw. angenommen werden.

Eine Berechnung der Stromgestehungskosten hat weiterhin ergeben, dass sich die Wirtschaftlichkeit für Standortqualitäten ab 1.850 Volllaststunden bei den Vergütungssätzen des Jahres 2002 bzw. 1.900 Volllaststunden bei den zukünftigen Vergütungssätzen des Jahres 2004 einstellt. Da jedoch zahlreiche Projekte auch an Standorten mit deutlich weniger als 1.850 Volllaststunden realisiert werden, wurde noch eine Variante mit günstigeren Kostenannahmen gerechnet. Unter diesen veränderten Randbedingungen stellt sich erwartungsgemäß die Wirtschaftlichkeit bereits für Standortqualitäten ab 1.500 Volllaststunden (Vergütungssätze 2002) bzw. 1.600 Volllaststunden (Vergütungssätze 2004) ein. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die zahlreichen Projekte im Binnenland mit deutlich günstigeren Kosten geplant und durchgeführt werden, als die Projekte an der Küste.

Ein Vergleich der resultierenden Kostenkurven mit den zu erwartenden mittleren Einspeisevergütungen zeigt zunächst, dass die Absenkung der Vergütungssätze in Abhängigkeit von der Standortgüte nicht in dem Masse erfolgt, wie es die Kostenkurve eigentlich erfordern würde. Dieser Eindruck wird auch durch die zuvor bereits angesprochene Auswertung der Beteiligungsprojekte bestätigt. Weiterhin legen die durchgeführten Berechnungen der Stromgestehungskosten nahe, die „Knickpunkte“, ab denen eine reduzierte Einspeisevergütung gewährt wird, neu festzulegen.

Verausgabte Mittel

Der wesentliche Durchbruch gelang der Windenergienutzung ab 1989/90 als erstmals mit dem „250 MW Wind“- Programm langfristig, das heißt für 10 Jahre gesicherte „Aufschläge“ (8 Pf/kWh) zur damals gültigen Einspeisevergütung von durchschnittlich 8,66 Pf/kWh gezahlt wurden /4-12/. Flankiert wurde dieses Programm durch Länderförderungen in beträchtlicher Höhe, mit denen die einzelnen Bundesländer versuchten, möglichst viel von den vom Bund bereitgestellten Mitteln in „ihr“ Bundesland zu ziehen. Neben Niedersachsen gilt dies besonders für die Länder Nordrhein-Westfalen und Brandenburg. Die wichtigste Wirkung des „250 MW Wind“- Programms war jedoch die ab 1989 vorliegende „Gewissheit“ der WEA-Hersteller über „gesicherte“ Absatzzahlen für Anlagen in diesem Programm und das stark wachsende Vertrauen in die WEA-Technik durch die Veröffentlichung der WEA-Betriebsergebnisse im begleitenden Messprogramm WMEP. Vor diesem Hintergrund konnte dann das StrEG ab 1991 und das Kreditprogramm der DtA seine Wirkung sehr erfolgreich entfalten.

	1990	1996	2001
Installierte Leistung zum Jahresende [MW]	60	1.521	8.671
Fördermittel bis einschließlich... [Mio. €]	147	672	2.277
Preis pro kW [DM / €]	2.466 / 1.261	1.527 / 781	1.782 / 911
Preis pro kWh [DM / €]	1,64 / 0,84	0,84 / 0,43	0,78 / 0,40

Tabelle 4-27: Aufgewendete Fördermittel und erreichte Preisreduktionen

Insgesamt wurden im Rahmen sämtlicher Fördermaßnahmen für die Entwicklung und Nutzung der Windenergie in Deutschland bis einschließlich 2001 Mittel in Höhe von 2.277 Mio. Euro aufgewendet. Dabei erhöhte sich die installierte Leistung von 60 MW Ende 1990 auf 8.671 MW in 2001. Im selben Zeitraum fielen die spezifischen Stromgestehungskosten pro kWh Jahresreferenzertrag von 0,84 Euro/kWh auf 0,78 Euro/kWh, wobei die wesentliche Reduktion im Zeitraum bis 1996 stattfand (siehe Abb. 4-27). Die insgesamt verausgabten Fördermittel seit 1975 in Höhe von 2.277 Mio. Euro müssen auch in Relation zu den laut VDMA 35.000 Arbeitsplätzen, die in Deutschland mittlerweile von der Windenergienutzung abhängen und dem Brachenumsatz von 3.000 Mio. Euro allein in 2001 gesehen werden.

Bei einer zeitlichen Betrachtung der Entwicklung fällt auf, dass die größten Veränderungen im Jahr 1990 auftraten, in dem das Schwergewicht der BMBF- Förderung von FuE auf ein größeres Demonstrations- und Monitoring- Programm verlagert wurde und auch die Bundesländer ihre Projektförderungen massiv ausbauten. Die Länderförderungen nahmen in ihrer Bedeutung seit 1996 kontinuierlich ab. Das „250 MW Wind“- Programm

hatte hinsichtlich der (relativ) verausgabten Mittel im Jahr 1992 mit 21% seinen Höhepunkt. Mittlerweile (2001) wird der überragende Beitrag (85%) aus den Förderäquivalenten der gezahlten Mindestvergütungen nach dem EEG erbracht. Der zweite wichtige Beitrag kommt mit 11% aus den vermiedenen Zinskosten durch Nutzung der Kreditprogramme der DtA. Weiterhin fällt auf, dass in 2001 die Mittel für FuE im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdoppelt wurden. Dies hat seinen Grund in den neuen FuE Aktivitäten im Offshore- Bereich.

Demonstrations- und Monitoring- Programm

Eine wirkliche Dynamik in der technischen Weiterentwicklung setzte ein, als Windenergieanlagen in einer Größe zur Verfügung standen, die für private Investoren (in der Anfangszeit zumeist Landwirte) erschwinglich waren /4-12/ und dazu parallel, die frühere Herstellerförderung umgestellt wurde auf eine Betreiberförderung. Dadurch entstand eine steigende Nachfrage und die WEA- Hersteller hatten durch quasi „gesicherte“ Stückzahlaussichten über geförderte Projekte im „250 MW Wind“- Programm und durch die Aussicht auf das angekündigte StrEG den notwendigen kommerziellen Ansporn, schnell weitere technische Weiterentwicklungen einzubringen und die notwendigen Erweiterungen der Produktionskapazitäten zu planen und schließlich vorzunehmen. Außerdem hatte sich durch die Förderung neuer, kleiner Unternehmen eine völlig andere Herstellerstruktur entwickelt, als dies bei den Großanlagen zuvor der Fall war. Diese Hersteller waren zumeist dort ansässig, wo dann auch die Anlagen betrieben wurden. Diese Ortsansässigkeit und die Tatsache, dass diese Hersteller offenbar „die selbe Sprache sprachen“ wie die Betreiber, war ausgesprochen vertrauensbildend. Stark unterstützt wurde diese Vertrauensbildung dadurch, dass im begleitenden Messprogramm WMEP zur Fördermaßnahme „250 MW Wind“, die Betriebsergebnisse der Anlagen kontinuierlich veröffentlicht wurden und die Betreiber die Leistungsfähigkeit der unterschiedlichen Anlagentypen nachlesen konnten. Diese Vertrauensbildung wirkte dann auch zunehmend gegenüber Banken, Versicherungen und schließlich auch gegenüber EVU und der Politik. Außerdem wurden von den Anlagen mit schlechten (unterdurchschnittlichen) Betriebsergebnissen zunehmend weniger Anlagen gekauft und so einer gewissen Marktbereinigung Vorschub geleistet. Der Anteil aller im „250 MW Wind“- Programm geförderten Anlagen am Gesamtbestand betrug in den Jahren 1990 ca. 70%, in 1991 ca. 98% und in 1992 noch rund 78%. Danach nahm der Anteil dann weiter kontinuierlich ab.

Ein weiterer bedeutender Aspekt des „250 MW Wind“- Programms mit seinem begleitenden Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungs- Programm (WMEP) ist die fortlaufende Bereitstellung statistisch relevanter Erfahrungswerte aus dem praktischen Einsatz von Windenergieanlagen unter den spezifischen Betriebsbedingungen in Deutschland. Sämtliche abgesicherten Erkenntnisse aus diesem Programm hinsichtlich

- erzielbarer Energieerträge,
- Investitionskosten,
- Betriebskosten,
- Maßnahmen für Wartung und Instandsetzung,
- Stromgestehungskosten,
- Zuverlässigkeit und Lebensdauer,
- Beitrag zur elektrischen Energieversorgung,

die auch im Rahmen dieser Arbeit verwendet werden, dienen letztendlich dem Zweck, die Auswirkungen des geschützten Marktes durch StrEG und EEG auf die Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland fortlaufend zu bewerten und gegebenenfalls dazu beizutragen, Förderhöhen- und -bedingungen anzupassen. So flossen die WMEP-Ergebnisse sowohl in die Novellierungsdebatten zum StrEG in 1997 und 2000, als auch in die Erstellung des Erfahrungsberichts des BMWi zum EEG in 2002 /4-13/ entscheidend ein. Auch zukünftig wird dieses Programm dazu dienen, den Prozess der Markteinführung der Windenergie zu begleiten und Erkenntnisse zur Weiterentwicklung der Windenergietechnik bereitzustellen (Abb.4-14).

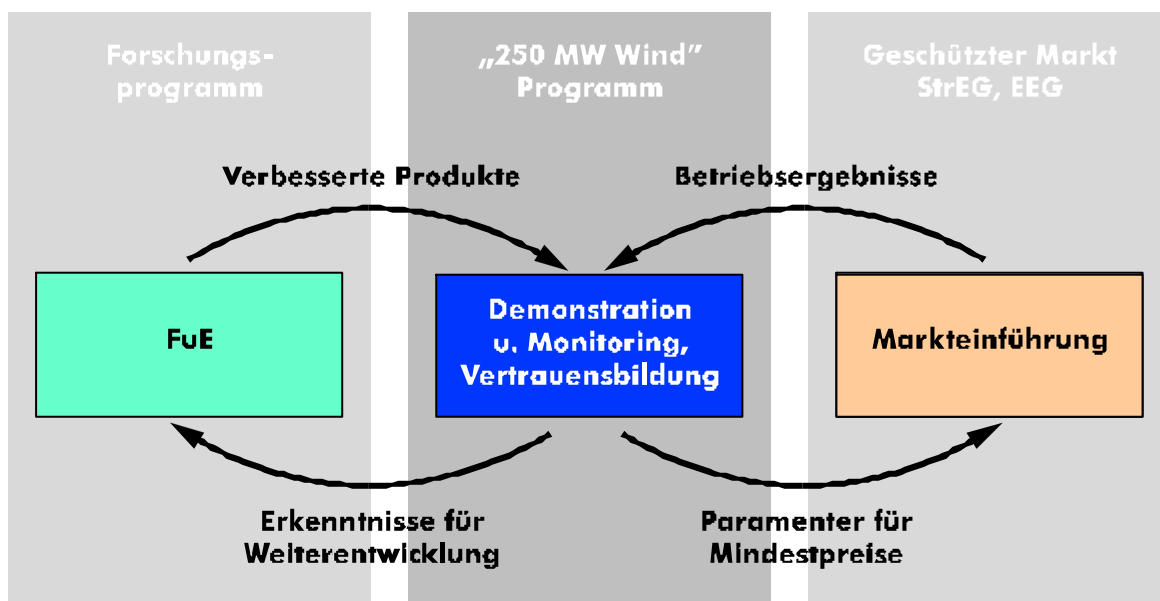


Abb. 4-14: Die Bedeutung von Demonstrations- und Monitoring- Programmen für Forschung und Entwicklung und Markteinführung

Forschung und Entwicklung

Während der 90er Jahre reduzierten sich die für FuE aufgebrauchten Mittel und es gab hinsichtlich der Weiterentwicklung der WEA- Anlagentechnik eine Konzentration auf zwei vom BMBF geförderte Entwicklungslinien (s.Kap.4.2.3). In den 90er Jahren wurden die größten Verbesserungen in der Anlagentechnik, die größten Preisreduktionen sowie die meisten Innovationen genau dann eingebracht, als die staatlichen Mittel für FuE am

geringsten waren. Diese Entwicklungen wurden durch die große Dynamik des wachsenden Windenergiemarktes induziert und im Wesentlichen durch die beteiligten Firmen auch selbst finanziert.

Abbildung 4-15 zeigt die bisherige Schwerpunktsetzung in FuE- Programmen sowie mögliche Schwerpunktsetzungen nach Anwendungsfeldern für zukünftige Forschungsprogramme.

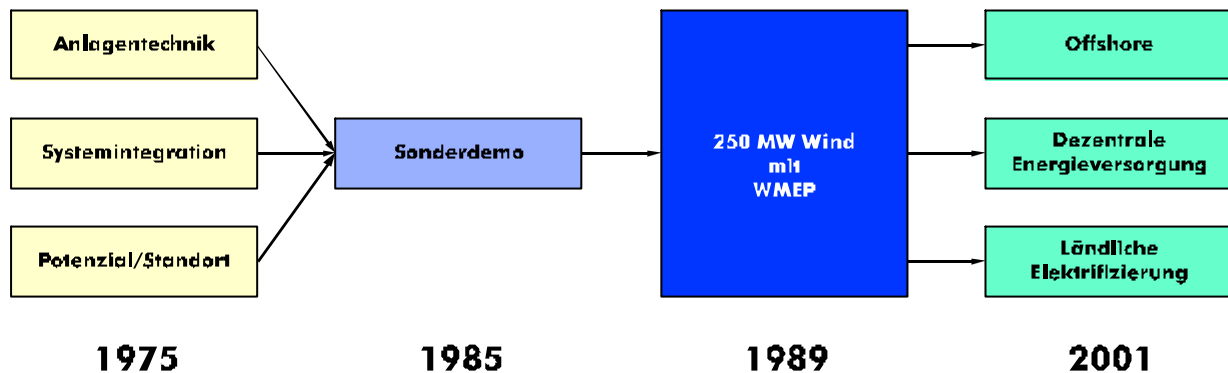


Abb. 4-15: Bisherige und zukünftige FuE-Schwerpunkte nach Anwendungsfeldern

Zukünftige Entwicklungsanstrengungen werden dahinführen müssen, mit neuen Anlagenkonzepten und Materialien, neuen Regelungsverfahren sowie neuen Triebstrang- und Generatorkonzepten, die spezifischen Massen und Kosten der Anlagen weiter zu senken, die technische Zuverlässigkeit auch für Offshore- Anwendungen sicherzustellen und die anvisierten Lebensdauern auch tatsächlich zu erreichen. Darüber hinaus werden vor allem Weiterentwicklungen im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik dazu beitragen müssen, die Integration der Windenergie in elektrische Versorgungssysteme weiter zu verbessern.

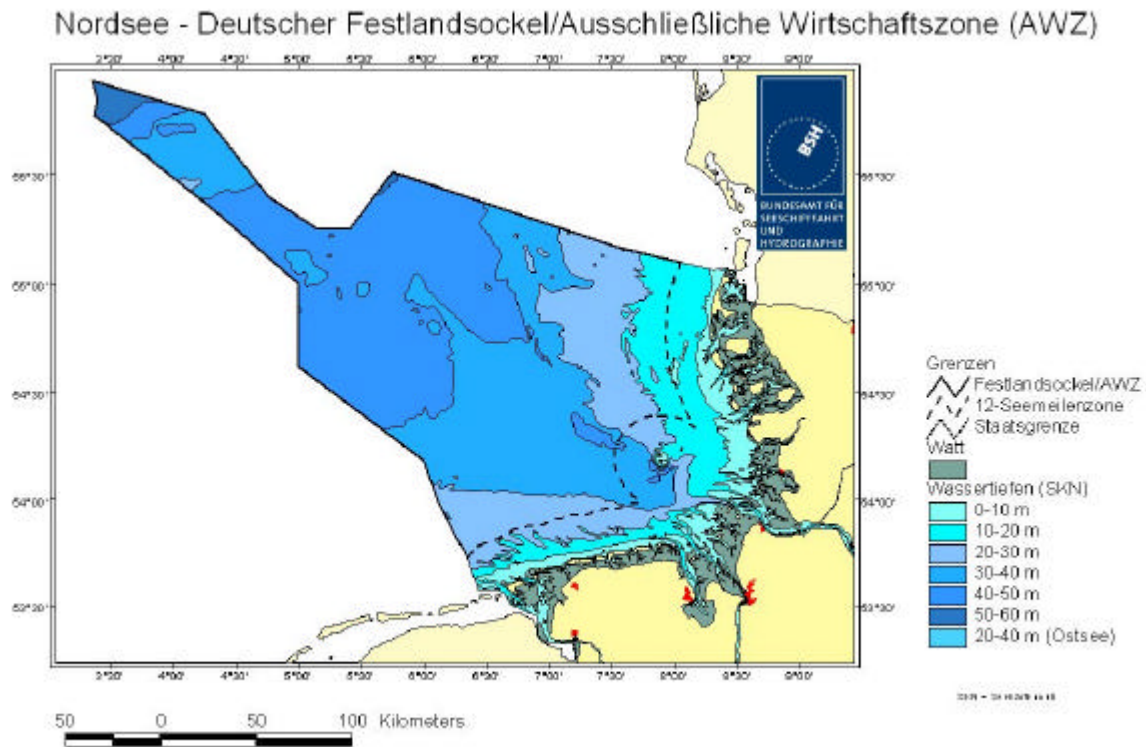
C Übertragung der gewonnenen Erkenntnisse auf die Weiterentwicklung der WEA-Technik

In diesem Abschnitt soll versucht werden, die in den vorangegangenen Kapiteln zusammengetragenen Erkenntnisse auf die zukünftigen Hauptanwendungsfelder der Windenergietechnik zu übertragen und dabei auch auf die als notwendig erachteten Forschungs- und Entwicklungsarbeiten einzugehen. Besonders im Anwendungsfeld der Hybridsysteme zur ländlichen Elektrifizierung (Kap.7) wird auf die Notwendigkeit zur Durchführung von größeren Demonstrationsprogrammen eingegangen, um ähnlich wie zu Anfang der 90er Jahre in Deutschland, den Weg für eine spätere Markteinführung vorzubereiten. Zunächst wird jedoch in Kapitel 5 auf das Anwendungsfeld für Windenergietechnik im Offshore- Bereich und dann in Kapitel 6 auf dezentrale elektrische Versorgungssysteme eingegangen.

5 Großtechnische Offshore- Windenergienutzung in Deutschland

Zum Thema Potenziale und Kosten einer großtechnischen Offshore-Windenergienutzung hat in den letzten Jahren national wie international eine lebhafte Diskussion eingesetzt, nachdem mit (kleineren) Projekten in Dänemark, Schweden und Holland erste Erfahrungen gesammelt werden konnten. Das zurzeit größte Projekt wurde im März 2001 in Dänemark fertig gestellt. Die Anlagen stehen in einer Wassertiefe von nur zwei bis sechs Metern und in einigen hundert Metern Abstand von der Küste. Dieser Offshore- Windpark besteht aus 20 Windenergieanlagen mit jeweils 2 MW Leistung.

In Deutschland wurde mit zahlreichen Projektplanungen begonnen seit mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) auch Vergütungsregelungen für die Offshore-Windenergienutzung in der Nord- und Ostsee geschaffen wurden (vergleiche auch Kap.1.5). Um für eine großtechnische Offshore- Windenergienutzung möglichen Konflikten mit anderen Nutzern und Interessenträgern so weit wie möglich aus dem Weg zu gehen, werden in Potenzialstudien für Deutschland besonders Gebiete außerhalb der 12 Seemeilenzone, in der so genannten Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), betrachtet (siehe Abb.5-1). In diesen Gebieten, mit Küstenabständen von mindestens 30 bis 40 km und Wassertiefen von mindestens 25 bis 30 Metern, unterliegen Errichtung, Betrieb und Netzanbindung von WEA grundsätzlich anderen Bedingungen als in den küstennahen Gebieten, auf die sich die bisher vorliegenden Erfahrungen beschränken.



BSH / M5212 - Stand: 20.09.2001

Abb.5-1: Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands in der Nordsee. Quelle: Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie

Weiterhin befinden sich die Anlagen der 3 bis 5 MW-Klasse, die in den geplanten Großprojekten in der deutschen AWZ zumeist vorgesehenen sind, noch im Entwurfsstadium und die Betriebserfahrungen mit landgestützten, größeren WEA beschränken sich auf Zeiträume deutlich unter 10 Jahren. Weiterhin liegen über die technischen Voraussetzungen zur Integration von großen, aber räumlich konzentrierten Offshore- Windleistungen in elektrische Versorgungsnetze bislang noch keinerlei belastbare Erfahrungen vor. Vielmehr beschränken sich diese bislang eher auf das Verhalten von WEA im großräumigen landgestützten Netzverbund.

Deshalb betritt man mit den in Deutschland vorgesehenen Offshore- Projekten absolutes Neuland mit den entsprechenden Anforderungen zunächst an Forschung und Entwicklung, dann an die Demonstration der technischen Einsatzreife und danach an die Sicherstellung eines zuverlässigen Dauerbetriebs. Erst dann sind die notwendigen Grundlagen geschaffen, um Versicherungen und Banken dazu zu bewegen, sich in frei finanzierten Offshore- Projekten im notwendigen Umfang zu engagieren.

In den nachfolgenden Kapiteln werden für die geltenden Randbedingungen in Deutschland die Potenziale, die notwendige Anlagentechnik, die Netzanbindung und die zu erwartenden Stromgestehungskosten einer Offshore- Windenergienutzung beschrieben /2-

4/¹¹. Aufgrund mangelnder Erfahrungen müssen sich einige Abschnitte auf vorläufige Abschätzungen, die Definition von Grenzkurven und Entwicklungstrends sowie auf die Identifikation von Erkenntnislücken und des zukünftigen Forschungsbedarf beschränken.

5.1 Potenziale

Die nach wie vor umfangreichste Studie über die bestehenden deutschen Offshore-Windenergiepotenziale ist die 1995 veröffentlichte so genannte „EU- Offshore- Studie“ /5-1/. In dieser Studie werden Gebiete mit einem Mindestabstand von 2 km und einem maximalen Abstand von 30 km zur Küste sowie einer maximalen Wassertiefe von 40 m untersucht. Insgesamt wurde so für Deutschland eine nutzbare Fläche von 16.959 km² mit einer potenziellen Energieausbeute von 237 TWh/a ausgewiesen. Aus heutiger Sicht sind jedoch Flächen, die einen geringeren Abstand als 20 km zum Land haben und auf denen die Windparks von Land aus sichtbar wären, kaum durchsetzbar. Deshalb sind inzwischen auch in Entfernungen von mehr als 30 km zur Küste diverse Windparks in der deutschen AWZ beantragt worden. Das heißt, dass für eine Aktualisierung der Ergebnisse aus der „EU- Offshore- Studie“, insbesondere in der Nordsee, auch Flächen mit größeren Küstenabständen zu betrachten sind. Bestehen bleibt jedoch weiterhin die Beschränkung auf eine Wassertiefe von maximal 40 m, da für größere Wassertiefen bisher keine wirtschaftlich darstellbaren Gründungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

Unter diesen Randbedingungen (Mindestabstand 30 km, Wassertiefe höchstens 40 m) ergibt sich für Deutschland eine technisch nutzbare Fläche von ca. 15.800 km² (siehe Tab. 5-1) bzw. ein technisches Potenzial von ca. 240 TWh/a. Unter Berücksichtigung anderer Nutzungen reduziert sich das technische Potenzial auf ein nutzbares Potenzial von ca. 67 TWh/a entsprechend einer installierbaren Leistung von ca. 19.000 MW. Da zurzeit noch nicht geklärt ist, wie bei Nutzungskonflikten verfahren wird, ist es gegenwärtig nicht möglich, das tatsächlich nutzbare Potenzial exakt zu quantifizieren. Momentan ist deshalb davon auszugehen, dass insgesamt ca. 15.000 MW Windleistung relativ konfliktfrei zu installieren sind. Dies jedoch, vor allem in der Nordsee, in relativ großer Entfernung vom Land (30 km und mehr) und in größeren Wassertiefen (30-40 m) /4-2/. Weiterhin zeigt die momentan geführte Diskussion um die Bedürfnisse von Schifffahrt, Fischerei und Naturschutz, dass auch die jetzt noch als eher konfliktarm angesehenen Flächen zukünftig nicht tatsächlich sicher für eine Offshore- Windenergienutzung zur Verfügung stehen werden.

¹¹ Die Studie wurde unter der Leitung des ISET und unter Beteiligung der Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH (GL Wind) und der WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog (WINDTEST) durchgeführt. Dabei war WINDTEST für die Potenzialermittlung und GL Wind für die Anlagentechnik zuständig. Die übrigen Kapitel wurden vom ISET bearbeitet.

Entfernung von Land [km]	Wassertiefe 0 – 10 m	Wassertiefe 10 – 20 m	Wassertiefe 20 – 30 m	Wassertiefe 30 – 40 m	Wassertiefe > 40 m
20 – 30	38	1806	865	607	630
30 – 40	150	800	750	400	680
40 – 50	150	150	900	600	100
50 – 60		150	600	700	
60 – 70		20	600	900	
70 – 80			300	1.200	20
80 – 90			20	1.200	200
90 – 100				600	800
> 100			30	2.300	10.700

Tabelle 5-1: Technisch nutzbare Flächen in Nord- und Ostsee [km²] /4-2/

5.2 Anforderungen an die Technik

Hinsichtlich der für eine Offshore- Windenergienutzung in der AWZ zu erwartenden Anlagentechnik kann, ausgehend von den Entwicklungen der letzten Jahre, zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht abschließend gesagt werden, wo die kostenoptimale Anlagengröße liegen wird. Aus der bisherigen Entwicklung kann jedoch abgeleitet werden, dass die mittlere Leistung pro Anlagengeneration in etwa einer exponentiellen Kurve folgt. Das heißt, dass die Nennleistung der nächsten in Serie gefertigten Anlagengeneration vermutlich bei 3 MW liegen wird. Die spezifischen Kosten dieser Anlagen müssten zumindest auf dem heutigen Niveau gehalten werden, um einen wirtschaftlichen Vorteil zu erbringen. Für die danach folgende Anlagengeneration zeichnet sich eine weitere Erhöhung der Leistung auf 4 bis 5 MW bereits heute ab (siehe Kap.3.8).

Die Planungen der Hersteller zeigen für die Prototypaufstellungen der 3 MW-Klasse die Jahre 2001-2002, die Prototypanlagen der 5 MW-Klasse sollen in den Jahren 2002 bis 2004 aufgestellt werden. Aus den Erfahrungen mit kleineren Anlagen (dazu zählen dann auch die 1,5 MW Anlagen) lässt sich ableiten, dass die Serienfertigung der 3 MW-Klasse 2002 bis 2004 beginnen kann und die der 5 MW-Klasse in den Jahren 2004 bis 2006. Die Angabe der Zeiträume bezieht sich auf die unterschiedlichen Anlagentypen. Ob diese engen Zeitvorgaben dann jedoch auch tatsächlich eingehalten werden können, kann heute noch nicht sicher gesagt werden.

Name	Land	Leistung [kW]	Durchmesser [m]	Anzahl Blätter	Nabenhöhe [m]	Leistungsregelung
Lagerwey	NL	1.500-2.000	71,2	3	60-100	VD/Pitch
NEG Micon NM 80/1500	DK	1.500	80	3	60-80	VD/Pitch
Nordwind NW 66-1600	D	1.600	66	2	68	VD/Pitch
Nordex N90	D	2.300	90	3	80-100	VD/Pitch
NEG Micon NM 82/2500	DK	2.500	82	3	70-98	FD**/ act.stall
Scanwind 3 MW On-shore	S	3.000	86	3	80-85	VD/Pitch
Vestas V 90 - 3.0 MW	DK	3.000	90	3	60-100	VD/Pitch
Enron Wind 3,2	D	3.200	~100	3	100-140	VD/Pitch
DeWind D9	D	3.500	90	3	100	VD/Pitch
Scanwind 3,5 MW Offshore	S	3.500	86	3	65-75	VD/Pitch
Enron Wind 3,6	D	3.600	~100	3	100	VD/Pitch
ENERCON E-112	D	4.500	112	3	~120	VD/Pitch
Pfleiderer Multibrid	D	5.000	>110	3	80	VD/Pitch
N.O.K. 5MW	D	5.000	115	3	85-150	VD/Pitch

Tab. 5-2: Große Megawatt-Anlagen in der Entwicklung / im Prototypenstadium

* VD: variable Drehzahl, ** FD: feste Drehzahl(en) /5-1/

Für die Aufstellung von Offshore- Windenergieanlagen ist allerdings zu fordern, dass sich die WEA zunächst an Land hinreichend bewährt und ihre Zuverlässigkeit nachgewiesen haben. Nach Aussagen von Planern erwarten potenzielle Investoren eine erfolgreiche Bewährungszeit von mindestens drei Jahren. Entsprechend dieser Forderung wären die Anlagen der 5 MW-Klasse bei Aufstellung des ersten Prototyps in 2002 frühestens im Jahre 2005 reif für eine Offshore- Aufstellung. Die Serienfertigung (Vorserie) dieser Anlagen wird sicher früher beginnen. Die in Entwicklung befindlichen großen Megawatt-Anlagen sind in Tab. 5-2 aufgeführt.

5.3 Integration von Offshore- Windparks in die elektrische Energieversorgung

Im Jahr 2001 erzeugten in Deutschland 11.300 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von insgesamt 8.700 MW etwa 10,7 Mrd. Kilowattstunden elektrische Energie. Damit trug die Windenergie mit rund 2,5 % zur elektrischen Energieversorgung bei. Die aus Wind erzeugte elektrische Leistung deckt bereits heute in einigen Netzbereichen zeitweilig die gesamte Netzlast. So müssen in Schwachlastzeiten bei gleichzeitig hohen Windgeschwindigkeiten Windleistungen aus den deutschen Küstengebieten mit Hilfe des Übertragungsnetzes in andere Regionen transportiert werden. Dies zeigt, dass die Windenergie mittlerweile im Hinblick auf den Betrieb der Netze, die Laststeuerung und die Kraftwerkseinsatzplanung ein nicht mehr zu vernachlässigender Teil des elektrischen Energieversorgungssystems geworden ist. Dieser Aspekt wird sich deutlich verstärken, wenn die Offshore- Potenziale in Nord- und Ostsee in dem in vielen Szenarien vorgesehenen Umfang /5-2/ erschlossen werden.

In einer Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) /2-4/ wird eine unter Berücksichtigung von anderen Nutzungen „konfliktarm“ zu installierende Leistung von ca. 15 GW genannt, mit der rund 12% des deutschen Stromverbrauchs (bezogen auf das Jahr 2000) allein aus Offshore- Windenergie zu decken wäre. Für die Integrierbarkeit dieser immensen Leistungen in das Energieversorgungssystem sind jedoch auch die an Land installierten Windenergieanlagen zu berücksichtigen. Hier ist allein im Gebiet des Netzbetreibers E.ON Netz GmbH bis zum Jahr 2005 mit einer installierten Windleistung von rund 5.600 MW zu rechnen. Diese großen, dargebotsabhängigen Einspeisungen aus Windenergie haben wachsenden Einfluss auf die Auslastung und Sicherheit der Netze, die Fahrweise der sonstigen Kraftwerke, den zunehmenden Stromhandel und auf die Wirtschaftlichkeit des gesamten Versorgungssystems. Es ist bereits heute absehbar, dass sowohl mit technischen, wie auch regulativen Maßnahmen auf diese Anforderungen reagiert werden muss. So wird es vermutlich notwendig sein, durch neuartige Betriebsführungskonzepte, große Windparks entsprechend definierten Anforderungen, z.B. der Netzbetreiber, hinsichtlich Wirk- und Blindleistung zu regeln. Ebenfalls ist absehbar, dass die wirtschaftliche Erschließung der Offshore- Potenziale neu zu bauende (Offshore)- Netze erfordert, die möglicherweise bis in die Verbrauchszentren an Rhein und Ruhr geführt werden müssen. Weiterhin werden neue Energiemanagement- und Informationssysteme dafür sorgen müssen, unter Berücksichtigung von Prognosewerkzeugen den wirtschaftlich günstigsten Strommix für einzelne Versorgungsunternehmen zu bestimmen. Insgesamt wird darüber hinaus zu untersuchen sein, wie sich die Effizienz und Sicherheit des heutigen elektrischen Energieversorgungssystems durch die Integration weiterer großer Windleistungen an Land und offshore verändert.

5.3.1 Netzanbindung

Für die Energieübertragung von Offshore- Windparks zum Festland und von dort zur Weiterleitung zum bestehenden bzw. neu zu errichtenden Höchstspannungsnetz kommt prinzipiell sowohl eine Wechselstrom- als auch eine Gleichstromübertragung in Betracht. Ihre konkrete Ausführung hängt von der zu übertragenden Leistung und der zu überwindenden Entfernung ab. Für die interne elektrische Verkabelung des Windparks bis zum Verknüpfungspunkt mit dem Seekabel gibt es wiederum verschiedene Varianten, die unter anderem auch von der elektrischen Systemtechnik der zum Einsatz kommenden WEA abhängen.

Insgesamt wird sich jedoch die interne Verkabelung eines Offshore- Windparks nicht von der eines Windparks an Land unterscheiden. Das heißt, die WEA werden über ein Mittelspannungs-Drehstromnetz miteinander verbunden, wobei je nach Größe auch mehrere Gruppen parallel geschaltet werden können. Begrenzende Größe bei der Konfiguration der Verkabelung sind der jeweilige Leitungsquerschnitt und die zu übertragende Leistung. Die einzelnen WEA werden über eigene Mittelspannungstrafos verfügen, da die Generatorspannungen im Bereich von 690 V (heutige Anlagen) bis zu einigen kV bei größeren Anlagen betragen werden. Prinzipiell denkbar sind auch Gleichstromsammelschienen bei WEA, die bereits über einen Gleichrichter verfügen, bei gleichzeitiger Verwendung einer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) zum Festland. Der Spannungsanpassung kommt dann jedoch besondere Bedeutung zu. Für sämtliche zum Einsatz kommenden Komponenten gelten hinsichtlich der Schutzklasse die erschwerten Umgebungsbedingungen auf See. Unerlässlich wird jedoch sein, dass die WEA neben der energietechnischen Verbindung innerhalb der Parks über die notwendigen standardisierten Schnittstellen zur Kommunikation mit übergeordneten Regels- und Betriebsführungseinheiten verfügen, um die erweiterten Aufgaben zur verbesserten Integration in den sonstigen Kraftwerkspark übernehmen zu können. Nachfolgend wird auf die Aspekte der Leistungsübertragung zum Festland, bzw. zu Verbrauchszentren sowie auf die Verknüpfung des Seekabels mit dem Verbundnetz eingegangen.

5.3.2 Energieübertragung vom Windpark zum Festland

Für die Auswahl einer geeigneten Energieübertragung vom Offshore- Windpark zum Festland (bzw. zum bestehenden Verbundnetz) oder sogar, bei Nichtvorhandensein ausreichender Übertragungskapazitäten, bis hin zu den Verbrauchszentren (zum Beispiel bis ins Ruhrgebiet) sind neben technischen Fragestellungen besonders auch wirtschaftliche und genehmigungsrechtliche Aspekte berührt. So werden erst intensive Lastflussuntersuchungen zeigen müssen, an welchen Verknüpfungspunkten welche Leistun-

gen tatsächlich eingespeist werden können und welche Übertragungsentfernungen daraus tatsächlich resultieren. Nachfolgend wird deshalb zunächst auf die prinzipiell möglichen Übertragungstechniken eingegangen.

Der Abstand, den Offshore-Windparks zur Küste einhalten müssen, hängt unter anderem von der Größe sonstiger Nutzungszonen ab, wie zum Beispiel Schifffahrtswegen und Naturschutzgebieten. Die in Planung befindlichen Projekte in der deutschen AWZ haben entsprechende Küstenabstände von rund 30 bis 60 km, wobei die Entfernung bis zum geplanten nächsten Verknüpfungspunkt bei Projekten vor der nordfriesischen Küste über 200 km betragen kann. Für die Ausführung von Seekabelverbindungen gibt es drei wesentliche Alternativen:

- Hochspannungsübertragung mit Wechselspannungen (AC) zwischen 110 und 400 kV
- Hochspannungsübertragung mit Gleichstrom (HGÜ) und IGBT Umrichtern
- Hochspannungsübertragung mit Wechselspannung (AC) und gasisolierten Leitern (GIL)

Die HGÜ- Technik mit einfachen Thyristorumrichtern wird hier vor allem deshalb nicht betrachtet, da sie keine Möglichkeit zur gezielten Blindleistungsregelung erlaubt und zusätzliche Filter und Kompensationseinrichtungen vonnöten wären. Andererseits wird jedoch die Wechselspannungsübertragung in GIL- Technik einbezogen, die aufgrund ihrer geringen Verluste besonders für größere Leistungen geeignet ist. Vor allem wenn separate Offshore- Netze (eventuell bis nach Skandinavien) aufgebaut werden sollten, die dann auch bis in größere Verbrauchszentren geführt werden müssten, würde diese Technik Vorteile bieten.

Die Übertragungskapazität eines 400 kV AC-Kabels ist auf rund 500 MW begrenzt. Wenn größere Leistungen übertragen werden sollen, müssen mehrere Leitungen parallel verlegt werden. Ebenso sind leistungsfähige Kompensationseinrichtungen für die kapazitive Blindleistung vorzusehen. Eine HGÜ- Leitung kann zum Beispiel bei 145 kV in einfacher Ausfertigung eine Leistung von bis zu 250 MW übertragen. Die HGÜ- Technik, gemeinsam mit IGBT- Umrichtern, bietet gegenüber AC-Verbindungen eine Reihe von technischen Optionen, wie zum Beispiel der Lastflussregelung und der Frequenzentkopplung zwischen Windpark und Netz mit der Einstellmöglichkeit einer variablen Netzfrequenz des Windparks.

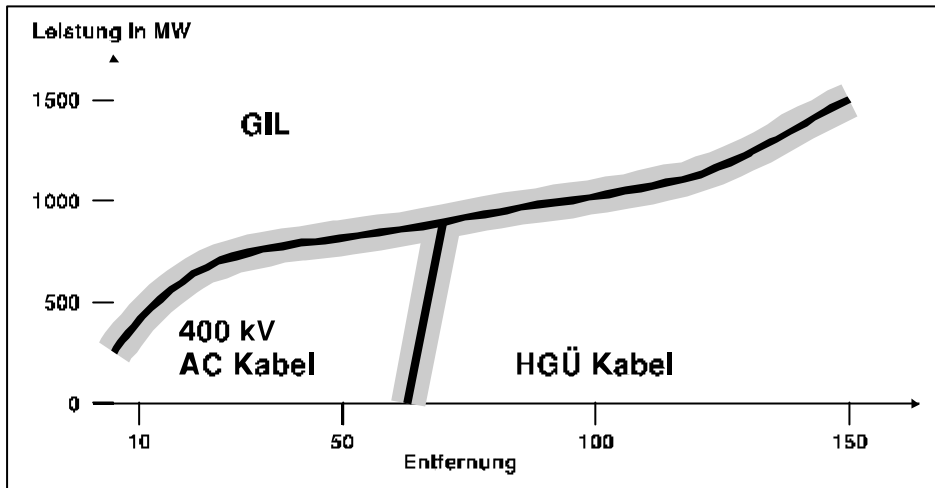


Abb. 5-2: Anwendungsfelder unterschiedlicher Übertragungssysteme im Vergleich /5-3/

Die GIL- Technik (Gas Insulated Transmission Line) ist eine Übertragungstechnik, die im Allgemeinen für große Leistungen von bis zu 3.000 MW pro System bei insgesamt geringen Verlusten entwickelt wurde. Unter Berücksichtigung heutiger Preise kann Abb. 5-2 entnommen werden, welches System in Abhängigkeit von Übertragungsleistung und Entfernung die vorteilhafte Lösung ist. Generell kann gesagt werden, dass die HGÜ-Technik besonders bei Leistungen bis 1.000 MW und Entfernungen ab 60 bis 80 km ihre Vorteile hat, während die GIL- Technik bei größeren Übertragungsleistungen finanzielle Vorteile bietet. Bei Leistungen bis 1.000 MW und Entfernungen unter 60 bis 70 km stellt jedoch die traditionelle AC-Verbindung mit 400 kV die vorteilhafteste Lösung dar /5-3/. Für eine vollständige Bewertung sind neben den bereits genannten Aspekten auch die Zuverlässigkeit der unterschiedlichen Systeme sowie die elektrischen Verluste zu berücksichtigen. Diese betragen für eine 100 km lange Verbindung mit einer Übertragungsleistung von 1.000 MW

- 30 MW für die 400 kV AC- Kabel
- 55 MW für das 145 kV HGÜ- Kabel
- 18 MW für das Kabel in GIL - Technik.

Welche Lösung tatsächlich gewählt wird, sollte vor allem auch davon abhängig gemacht werden, welche langfristigen Perspektiven für die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland und darüber hinaus entwickelt werden. Kurzfristige Annahmen für Übertragungsleistung und -entfernung für erste Projekte könnten sich bereits mittelfristig ändern und Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben.

5.3.3 Anschluss an das Verbundnetz

Der Küstenbereich an der deutschen Nord- und Ostsee ist relativ schwach besiedelt bei gleichfalls geringer Industriedichte. Die Leitungsnetze sind demnach entsprechend schwach dimensioniert, was für die Hochspannungsnetze zumeist eine Begrenzung auf 110 kV bedeutet. Höchstspannungsnetze mit 400 kV stehen in diesem Bereich nur dort zur Verfügung, wo größere Kraftwerke betrieben werden. Ein Ausbau des bestehenden Freileitungsnetzes wird unter genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten allgemein als äußerst schwierig beurteilt /5-4/, /5-5/. Die bestehende Höchstspannungsleitung (400 kV) durch Schleswig-Holstein ins dänische Jütland dient dem Austausch im Regelbereich der UCTE und ist weitestgehend ausgelastet. Typische Übertragungsleistungen einer 400 kV Freileitung liegen zwischen 2.000 und 6.000 MVA für ein Doppelsystem.

An das Verbundnetz anzuschließende Offshore- Windparks im 1.000 MW-Bereich können nur an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, was eine Begrenzung auf die Standorte Brunsbüttel, Bremerhaven, Wilhelmshaven und Leer an der Nordsee sowie Greifswald und Rostock an der Ostsee bedeutet. Erst umfangreiche Lastflussberechnungen unter Berücksichtigung der bereits an Land installierten und zukünftig an Land zu installierenden Windleistungen wird ergeben, welche Windleistungen über diese Verknüpfungspunkte in das bestehende Netz zu integrieren sind. Es ist jedoch davon auszugehen, dass bereits die in Kapitel 5.1 genannten 15 GW Offshore- Windenergie einen Ausbau des Höchstspannungsnetzes bzw. den Aufbau eines Offshore- Windenergienetzes, vermutlich in HGÜ- oder GIL- Technik von der Küste bis in die Verbrauchszentren in der Mitte Deutschlands erfordern werden. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass auf Grund von UCTE- Vereinbarungen, pro Netzeinspeisepunkt keine Leistungen größer als 3.000 MW eingespeist werden dürfen, da die maximale Reservehaltung bislang auf diesen Wert im europäischen Verbundnetz begrenzt ist. Schon allein hieraus ergibt sich die Notwendigkeit ein vermaschtes Offshore- Windenergienetz aufzubauen.

5.3.4 Offshore- Windenergie und Kraftwerkseinsatz

Nachfolgend werden unterschiedliche Aspekte und Werkzeuge zur Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung in Netzen mit hohem Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung dargestellt.

5.3.4.1 Leistungsdargebot und Kapazitätseffekt

Unter dem Oberbegriff „Kapazitätseffekt“ werden meist die drei Begriffe „sichere oder gesicherte Leistung“, „Zugewinn an gesicherter Leistung“ und „Leistungskredit“ zusammengefasst. Als Leistungskredit der Windenergie wird dabei die Menge an konventioneller Kraftwerksleistung verstanden, die durch die installierte WEA-Leistung ersetzt werden könnte. Im Verbund der konventionellen thermischen Kraftwerke ist die „gesichert“ verfügbare Leistung von der Ausfallwahrscheinlichkeit der Erzeugungsanlagen abhängig. Bei der Nutzung regenerativer Energieträger wie der Windenergie sind dagegen Schwankungen des Energieangebots ein bestimmender Faktor. Der Kapazitätseffekt lässt sich daher nicht pauschal für „die Windenergie“ ermitteln, sondern ist von den spezifischen Gegebenheiten der Elektrizitätsversorgungsstruktur, den Eigenschaften der Verbraucherlast, der Höhe des Windenergieangebots und der räumlichen Verteilung der Windenergieanlagen abhängig.

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland ist zumindest kurz- bis mittelfristig weniger der direkte Ersatz konventioneller Kraftwerksleistung im Blickpunkt als vielmehr ein verbessertes Zusammenspiel zwischen regenerativer Stromerzeugung und thermischen Kraftwerken, die möglichst umweltfreundlich betrieben werden. Hierfür werden schnell regelbare Kraftwerkseinheiten benötigt, die z.B. als GuD- Kraftwerke bereits heute zunehmend in Betrieb genommen werden /5-6/, /5-7/. In Bezug auf die Regelung der konventionellen Kraftwerke ist neben der Leistungsdauer der Windstromeinspeisung insbesondere deren dynamisches Verhalten von Interesse. Im Folgenden werden vorliegende Erkenntnisse zum Leistungsverlauf eines einzelnen Windparks an der Küste (in erster Näherung auch für Offshore- Windparks gültig) im Vergleich mit allen WEA im deutschen Verbundnetz dargestellt /3-6/.

Betrachtet man die Ganglinie der Windstromeinspeisung im Stundenraster (Abb.5-3), zeigt ein einzelner Windpark aufgrund der lokalen Windschwankungen Leistungsänderungen von bis zu annähernd 60 Prozent der gesamten Nennleistung. Bei einer räumlichen Verteilung der Anlagen über das gesamte deutsche Versorgungsgebiet werden lediglich Leistungsänderungen in Höhe von bis zu 20 Prozent der installierten Gesamtleistung verzeichnet. Mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 60 Prozent des betrachteten Jahresgangs bleibt die Summenleistung von einem Stundenmittel zum nächsten in ei-

nem Band von $\pm 2\%$. Dieser Persistenzwert beträgt für den einzelnen Windpark immerhin noch rund 40 Prozent.

Als maximaler 1-Stundengradient im Jahrgang 2000 der deutschlandweit verteilten Anlagen wurde ein Anstieg um 750 MW (am 28.05.2000, 09:00 bis 10:00, bei 4.750 MW installierter Leistung) sowie ein Leistungsabfall um 1.000 MW (am 26.08.2000, 18:00 bis 19:00, bei 5.170 MW installierter Leistung) ermittelt.

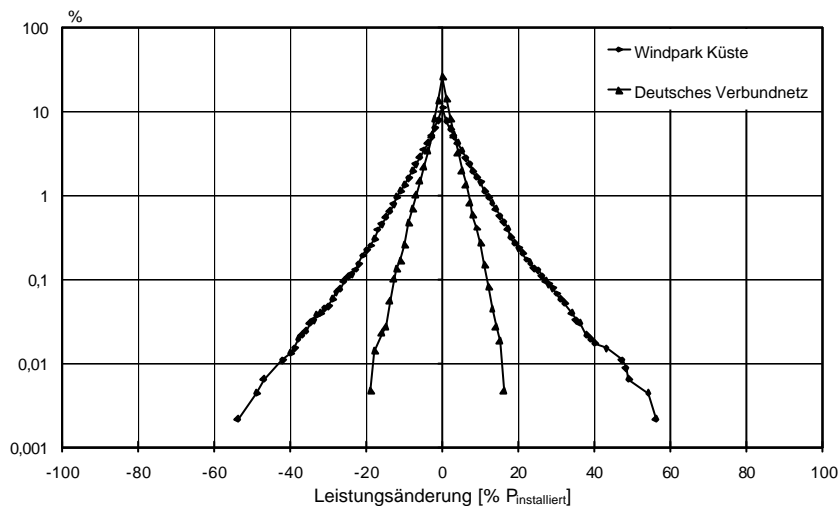


Abb. 5-3: Summenhäufigkeit der Leistungsschwankungen im Stundenraster (Vergleich eines Küstenwindparks mit der Summenleistung aller WEA im deutschen Verbundnetz in 2000)

Für die Netzregelung und Kraftwerkseinsatzplanung sind im Netzverbund die Offshore-Windparks zusammen mit den WEA an Land zu betrachten, wodurch sich in der Summe (insgesamt größeres Gebiet) die Leistungsschwankungen im Vergleich mit dem jetzigen Anlagenbestand weiter reduzieren werden.

5.3.4.2 Online-Erfassung der Windenergieeinspeisung

Grundlage für die Netzführung und den Einsatz der konventionellen Kraftwerke ist der sogenannte Lastfahrplan, d.h. der Betrag und der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs für die nahe Zukunft. Dieser Fahrplan wird heute mit modernen, computergestützten Prognoseverfahren, aber auch mit konventionellen Methoden bestimmt. Die erzeugte Leistung aus Wind wurde bis vor kurzem lediglich als reduzierter Verbrauch im System wahrgenommen, wobei der genaue Verlauf der Windeinspeisung nicht bekannt war. Seit Mitte 1999 sind jedoch Verfahren im Einsatz¹², die die aktuell eingespeiste Windleistung aller WEA im Versorgungsgebiet berechnen und der Systemführung zur Verfü-

¹² E.ON Netz (Netzbetreiber mit zur Zeit (2001) rund 3,5 GW installierte Windleistung)

gung stellen. Über Gleichungssysteme und Parameter, die neben den technischen Daten der WEA auch die räumliche Verteilung berücksichtigen, wird dabei die aktuell eingespeiste Windleistung – gestützt auf gemessene Zeitverläufe der Leistung repräsentativer Windparks – für das gesamte Versorgungsgebiet ermittelt /5-8/. Ein entsprechendes System wird ab 2002 bei einem weiteren Übertragungsnetzbetreiber in Betrieb sein¹³.

Die Online-Erfassung der in das Verbundnetz eingespeisten Leistung aus Offshore-Windparks wird vermutlich keine besonderen Probleme bereiten, da der Anschluss an das Verbundnetz an Land über wenige zentrale Einspeisepunkte vorgenommen werden wird. Für die weitere Ableitung der Offshore- Windenergie ist es jedoch von großer Bedeutung, auch die regionalen Einspeisungen aus landgestützten Windparks weiterhin online zu erfassen.

5.3.4.3 Windleistungsprognose

Eine Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) besteht darin, die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisung zu jeder Zeit auszugleichen. Die Netzlast (Summe aller Ausspeisungen) lässt sich mit einer hohen Genauigkeit prognostizieren, die Einspeisungen der konventionellen Kraftwerke liegen in Form von Kraftwerksfahrplänen vor. Der Bedarf an Regelleistung ergibt sich daher im Wesentlichen aus der Differenz der prognostizierten Einspeisung aus WEA und den tatsächlichen Einspeisewerten. Damit hat die Güte der Windleistungsprognose direkten Einfluss auf die Menge der zu beschaffenden Regelleistung. Steht die Prognose frühzeitig zur Verfügung, so ist die Beschaffung in der Regel kostengünstiger, als wenn aktuell „aus der Not heraus“ gehandelt werden muss.

In diesem Zusammenhang ist eine möglichst genaue Windleistungsprognose auch ein wichtiger Schritt hinsichtlich der Verbesserung der Netzführung der einzelnen ÜNB. So können diese ihre Aufgaben und Erfordernisse bei der Regelung und Spannungshaltungen in den Netzbereichen präziser planen und die notwendigen Maßnahmen zur Erhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit im erforderlichen Umfang vorbereiten.

In Deutschland in der Entwicklung befindliche Prognosemodelle liefern bereits den zeitlichen Verlauf der zu erwartenden Windleistung für Versorgungsgebiete für bis zu 48 Stunden im Voraus. Dazu werden repräsentative Windparks bzw. Gruppen von Windparks ermittelt und mit Messtechnik ausgestattet. Für diese Standorte stellt der Deut-

13 VEAG (Netzbetreiber mit zur Zeit (2001) rund 2 GW installierte Windleistung)

sche Wetterdienst (DWD) prognostizierte meteorologische Daten in 1-Stunden-Intervallen für einen Vorhersagezeitraum von bis zu 72 Stunden und einer räumlichen Auflösung von 7 km (ab 48 Stunden 60 km) zur Verfügung. Diese Daten werden ständig mit den gemessenen Winddaten verglichen und mit Hilfe statistischer Verfahren kalibriert, d.h. von systematischen Abweichungen bereinigt. Mit Hilfe von meteorologischen Modellen werden diese Daten auf die einzelnen Windparks transformiert, deren zugehörige Leistung mit Hilfe von Künstlichen Neuronalen Netzen (KNN) berechnet wird. Die KNN werden mit gemessenen Wind- und Leistungsdaten aus der Vergangenheit trainiert, um die Relation zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung zu erlernen. Der mittlere Fehler zwischen prognostizierter und tatsächlich eingetretener Leistung liegt zurzeit bei knapp unter 10% (bezogen auf die installierte Windleistung) /5-9/. In Abb. 5-4 ist eine Häufigkeitsverteilung ermittelter Prognosefehler wiedergegeben, die auch eine grobe Abschätzung der notwendigen Reserveleistungen erlaubt. Eine Abschätzung der Kosten, die durch den ggf. notwendig werdenden Kauf von Reserveleistung entstehen, ist nur sehr schwer möglich, da diese im Allgemeinen am Spotmarkt gekauft werden muss.

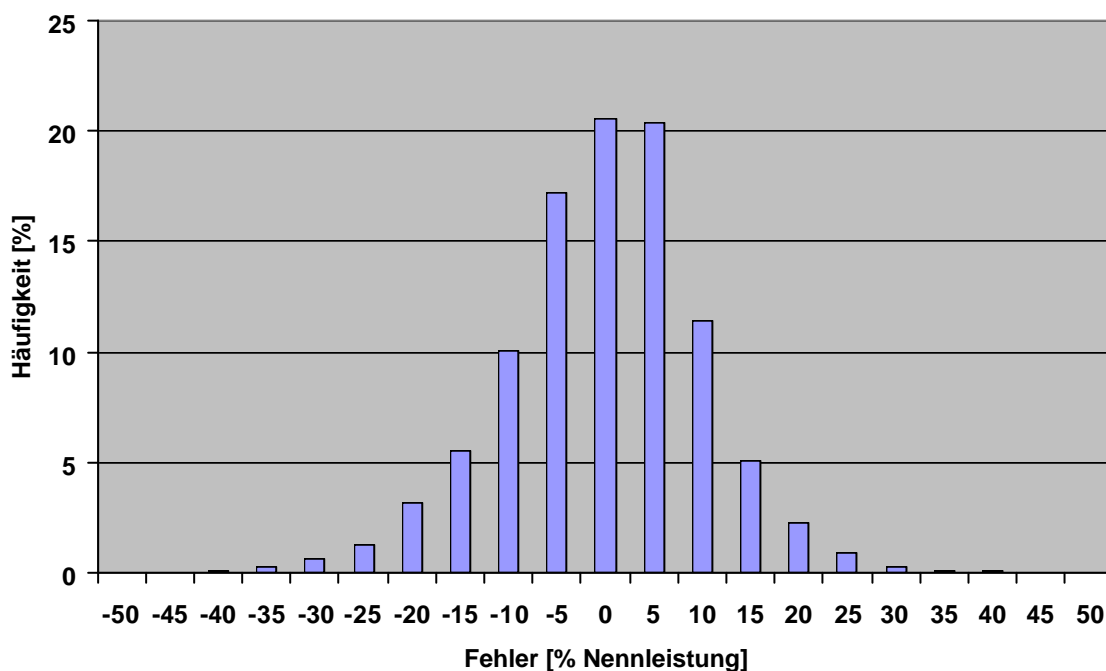


Abb. 5-4: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler bei 3000 MW installierter Windleistung /5-9/

Wichtige Grundlage für die Prognose der zu erwartenden Leistungsabgabe der Windanlagen ist eine 72-Stunden-Vorhersage der Windgeschwindigkeit und -richtung sowie weiterer meteorologischer Parameter wie Luftdruck, Temperatur, Luftfeuchte und Bedeckungsgrad, über das "Lokalmodell (LM)" bzw. das „Globalmodell- Europa (GME)“ des DWD. Die Kosten für die Prognosedaten des DWD, die als Grundlage für eine Windleistungsprognose für alle Anlagen im deutschen Verbundnetz -gestützt auf ca. 50 re-

präsentative Netzeinspeisepunkte- benötigt werden, betragen zurzeit etwa 100.000 Euro pro Jahr. Durch die Hinzunahme von z.B. fünf größeren Offshore- Windparks in das Vorhersagegebiet würde sich dieser Betrag um rund 10% bis 20% erhöhen.

Die hochaufgelösten Windprognosen werden durch ein nicht-hydrostatisches Gitterpunktmodell erreicht. Die horizontale Auflösung beträgt heute 7 km bei 35 horizontalen Modellschichten und ca. 106.000 Gitterpunkten pro Schicht. In den nächsten fünf Jahren ist bei schrittweiser Erhöhung der horizontalen Auflösung auf dann 2 bis 3 km die Verfeinerung der Prognose auf 15-Minuten Intervalle geplant, die eine weitere Qualitätserhöhung zur Folge haben wird.

Es ist davon auszugehen, dass sich die Güte der Windleistungsprognose durch Weiterentwicklungen im Bereich der Wetterprognose, höhere zeitliche und räumliche Auflösungen und bessere Kenntnisse des Verhaltens großräumiger Ausgleichseffekte weiter verbessern lässt. Der mittlere Fehler von zurzeit ca. 10% für großräumige Anwendungen an Land dürfte für einzelne Offshore- Windparks zunächst nicht erreichbar sein. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Prognosegüte mit der steigenden Anzahl und der räumlichen Ausdehnung der Offshore- Windparks weiter zunehmen wird.

5.3.5 Betriebsführung von Offshore- Windparks

Die Regelung- und Betriebsführung von einzelnen Windenergieanlagen erlaubt bereits heute, je nach Bauart der Anlage, eine Vielzahl von Eingriffen in den Anlagen-Betrieb. Diese Eingriffe dienen im Wesentlichen dem sicheren Anlagenbetrieb (z.B. Begrenzung der mechanischen Belastungen), dem Einhalten von Netzanschlussbedingungen (z.B. sicheres Auf- und Abschalten, Begrenzung der abgegebenen Leistung auf Nennleistung) sowie der Maximierung des Energieertrags (z.B. Anpassung der Drehzahl), wobei häufig ein und derselbe Eingriff mehrere Funktionen gleichzeitig erfüllen kann. Neben diesen bereits zum Standard zu zählenden Eingriffsmöglichkeiten gibt es vereinzelt bereits Anwendungsfälle, bei denen einzelne WEA zusätzliche Aufgaben im Bereich Netzstabilität übernehmen; nämlich dort, wo WEA mit entsprechenden technischen Eigenschaften zur Spannungshaltung (Blindleistungsbereitstellung) an schwachen Netzen herangezogen werden. Anlagenkonzepte, die diese zunehmend gefragten zusätzlichen elektrischen Eigenschaften aufweisen, werden am Markt bessere Aussichten eingeräumt. Dies ist wohl auch ein Grund dafür, dass der weitaus größte Teil der modernen MW- Anlagen mit (einzeln) verstellbaren Rotorblättern und drehzahlvariablen Triebstrangkonzepthen (doppeltgespeister Asynchrongenerator oder Synchrongenerator mit IGBT Umrichtern) ausgestattet sind (siehe Tab.7-2).

Mittlerweile hat die installierte Windleistung in bestimmten Netzgebieten (und Regelzonen) bereits eine Größenordnung erreicht, dass in Starkwindzeiten durch Leistungs-

schwankungen verursachte Probleme bei der Netzregelung und Netzbetriebsführung auftreten können. So sind bereits Phasen aufgetreten, wo in der Regelzone der Vattenfall Europe Transmission (früher VEAG) die gesamte Netzlast aus Windenergie bereitgestellt wurde und nur durch das Zusammenspiel mit den anderen Regelzonen die Netzstabilität aufrechterhalten werden konnte. Dieser Aspekt ist besonders im Zusammenhang mit der Errichtung großer Offshore- Windparks von Bedeutung, die über einem Anschlusspunkt Leistungen im Bereich von mehreren Hundert MW bereitstellen sollen (Kap.5.3.3). Hier ist die aktive Beteiligung der Windparks an der Netzbetriebsführung gefragt.

Diese Aufgaben können jedoch durch die individuelle Regelung und Betriebsführung einzelner WEA nach den oben genannten Kriterien „Betriebssicherheit“, „Einhaltung der Netzanschlussbedingungen“ und „maximaler Energieertrag“ allein nicht mehr gelöst werden, sondern erfordern zusätzlich eine übergeordnete Betriebsführung mit entsprechenden Sollwertvorgaben. Diese übergeordnete Betriebsführung für einzelne Windparks muss auch zusätzliche Anforderungen, z.B. aus Sicht des regelverantwortlichen Netzbetreibers hinsichtlich Netzregelung und Netzsicherheit oder auch Anforderungen aus Sicht eingegangener Lieferverträge mit Stromhändlern (Planstreue) zu erfüllen haben.

Die Notwendigkeit einer übergeordneten Betriebsführung für große (Offshore-) Windparks erscheint somit offensichtlich. Es stellt sich jedoch die Frage, wer für die einzelnen Aufgaben verantwortlich ist und welche technischen Eigenschaften die übergeordnete Betriebsführung dafür im Einzelnen aufweisen muss. Weiterhin stellt sich hier die Frage nach den rechtlichen Randbedingungen. Nach dem geltenden EEG ist nämlich der Netzbetreiber zum vorrangigen Anschluss erneuerbarer Energieanlagen verpflichtet und jeder Betreiber hat das Recht, die durch die Anlagen erzeugte Energie (unbeeinflusst) in das nächstgelegene Netz einzuspeisen¹⁴.

Große (Offshore-) Windparks werden also über eine zentrale Betriebsführungseinheit verfügen (müssen), um den Betrieb vieler einzelner Windenergieanlagen entsprechend genau zu definierender Anforderungen zu koordinieren und zu kontrollieren. Diese Aufgabe und Verantwortlichkeit wird vermutlich (per administrativer Vorgabe) dem Windparkbetreiber zugeordnet werden, wobei die Sollwertvorgaben (z.B. für Wirk- und Blindleistungsabgabe) in Rückkoppelung mit dem regelverantwortlichen Netzbetreiber oder anderer Kunden erstellt werden müssten. Da beim regelverantwortlichen Netzbetreiber vermutlich die aktuellen Betriebsdaten vieler größerer Windparks zusammenlaufen und

¹⁴ Die rechtlichen Randbedingungen sollen in dieser vorrangig technischen Arbeit nicht weiter betrachtet werden. Vielmehr soll auf diesen Aspekt lediglich hingewiesen werden. Es deutet sich jedoch an, dass bei Realisierung der immensen Offshore- Planungen die Grenzen des geltenden EEG aus technischen Gesichtspunkten erreicht werden.

gleichzeitig Sollwertvorgaben zurückgegeben werden, entsteht hier eine Art Leitwarte für großräumig verteilte Windparks, die so zunehmend den Charakter von konventionellen Kraftwerken erhalten (siehe auch Abb.6-1). Den Informations- und Kommunikationstechniken wird folglich eine wachsende Bedeutung zukommen. Nachfolgend werden wesentliche Anforderungen an die Regelungs- und Betriebsführungseinheiten für große (Offshore-) Windparks abgeleitet.

5.3.5.1 Anforderungen

Die Anforderungen an die Betriebsführungseinheiten¹⁵ ergeben sich aus der Gesamtheit der unterschiedlichen Teilanforderungen der beteiligten Akteure. Dies sind im Wesentlichen der Windparkbetreiber, der Netzbetreiber sowie der Energiehändler / 2-4/. Auf den ersten Blick mögen manche Anforderungen für den Windparkbetreiber als wirtschaftlich nachteilig erscheinen. Es sollte jedoch berücksichtigt werden, dass sich durch die nachfolgend skizzierten Maßnahmen der energiewirtschaftliche Wert der Windenergie drastisch erhöhen würde, was auch bei einer zukünftigen Vergütungsregelung berücksichtigt werden müsste.

Windparkbetreiber

Der Windparkbetreiber ist nach geltendem EEG in erster Linie über möglichst viele Betriebsjahre hinweg an einem hohen Energieertrag bei Einhaltung der Netzanschluss-, Sicherheits- und Betriebsvorschriften interessiert. Darüber hinaus sind die Aspekte einer koordinierten (zustandsorientierten) Wartung und Instandsetzung, einer einfachen und sicheren Bedienbarkeit, eines kostengünstigen Kommunikationssystems und die Auswahlmöglichkeit unterschiedlicher Betriebsführungsstrategien wichtig. Besitzt der Betreiber neben dem Windpark zusätzlich konventionelle Kraftwerke, so ist ein geplanter und koordinierter Betrieb dieser Einheiten mit der Erzeugung aus Windkraft für eine wirtschaftliche Betriebsweise aller Erzeugungsanlagen von besonderer Bedeutung.

¹⁵ Das hier vorgestellte Konzept zur Regelung- und Betriebsführung großer Offshore-Windparks soll in Kürze im Rahmen eines FuE-Projektes unter Leitung des ISET umgesetzt werden.

Netzbetreiber

Der Netzbetreiber sieht sich mit der Situation konfrontiert, einen großen Erzeuger mit dargebotsabhängiger Leistung sowohl unter technischen als auch wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimal in den Netzbetrieb integrieren zu müssen. Er wird deshalb Anforderungen an die Windparkbetriebsführung nennen wollen, die eine Eingriffsmöglichkeit in die Windparkbetriebsführung bedingen. So ist z.B. bei unerwarteter Überlastung eines Einspeisepunktes, bei Abweichungen des Windparks von Einspeisefahrplänen oder bei Netzstörungen ein Eingreifen des Netzbetreibers in die Betriebsführung denkbar.

Anforderungen des Netzbetreibers an die Betriebsführung könnten sein:

- Maximalleistungsbegrenzung durch dynamische Sollwertvorgabe (Abb.5-5),
- Notabschaltung der WEA bei Netzfehlern,
- koordinierter Start/Stop-Vorgang der Anlagen um Spitzenbelastungen zu vermeiden
- Kurzschlussstrombeteiligung
- Blindleistungskompensation.

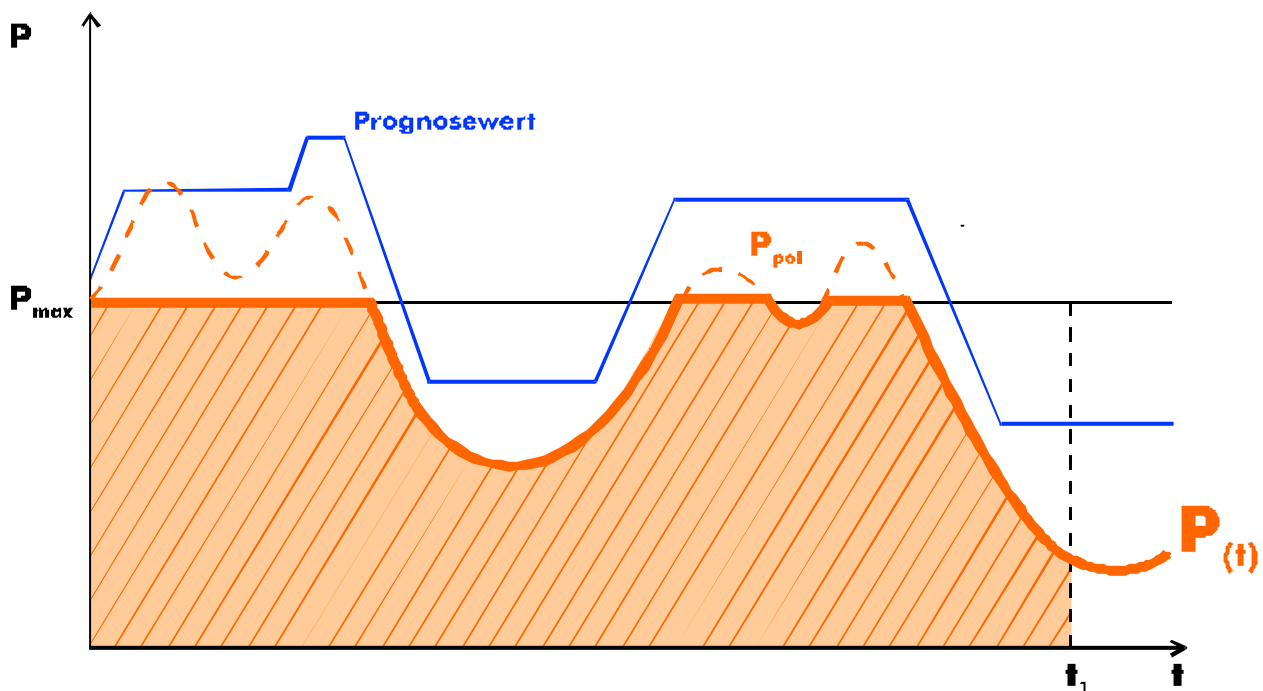


Abb. 5-5: Betriebsmodus zur Maximalleistungsbegrenzung mit dynamischer Sollwertvorgabe

Prinzipiell könnte der Windpark auch zur Blindleistungsregelung genutzt werden. Dafür ist es jedoch erforderlich, dass der Netzbetreiber über die aktuell verfügbaren Blindleistungsressourcen des Windparks informiert wird sowie die Möglichkeit erhält, Blindleistungssollwertvorgaben an den Windpark zu melden.

Falls dem Netzbetreiber auch die Rolle der UCTE-¹⁶ konformen Regelung von Übergabelleistung und Frequenz der Regelzone zukommt, muss er weiterhin die dargebot-sabhängigen Leistungsschwankungen der Windparks ausregeln. Dies könnte jedoch der Windparkbetreiber auch prinzipiell selbst übernehmen, falls er Zugriff auf (eigene) regelbare Kraftwerke hat und durch entsprechende Betriebsführung dieser Einheiten und des Windparks für den Leistungsausgleich sorgt.

Eine weitere Anforderung an die übergeordnete Betriebsführung großer Windparks aus Netzbetreibersicht könnte die Einhaltung bestimmter Leistungsänderungsgradienten sein, da diese die verfügbaren Regelleistungsgradienten nicht übersteigen sollten. Prinzipiell wäre es jedoch auch möglich, den Windpark selbst als Regelleistungserzeuger in die Netzregelung zu integrieren. Dies bedingt jedoch die Einhaltung eines vordefinierten Regelbandes und die Möglichkeit, diese Regelleistung im Sekundenbereich auf Anforderung des Netzbetreibers bereitstellen zu können. Diese Möglichkeit ist für den Betrieb von Offshore- Windparks in Dänemark diskutiert worden. Für diesen Betriebsmodus wäre es notwendig, nur wenige Referenzanlagen des Windparks mit maximaler Leistungsabgabe zu betreiben und den Rest des Parks im abgeregelten Betrieb. Aus der rechnerischen Differenz und Kurzzeitleistungsprognosen ließe sich so ein Regelband definieren und dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen (Abb.5-6).

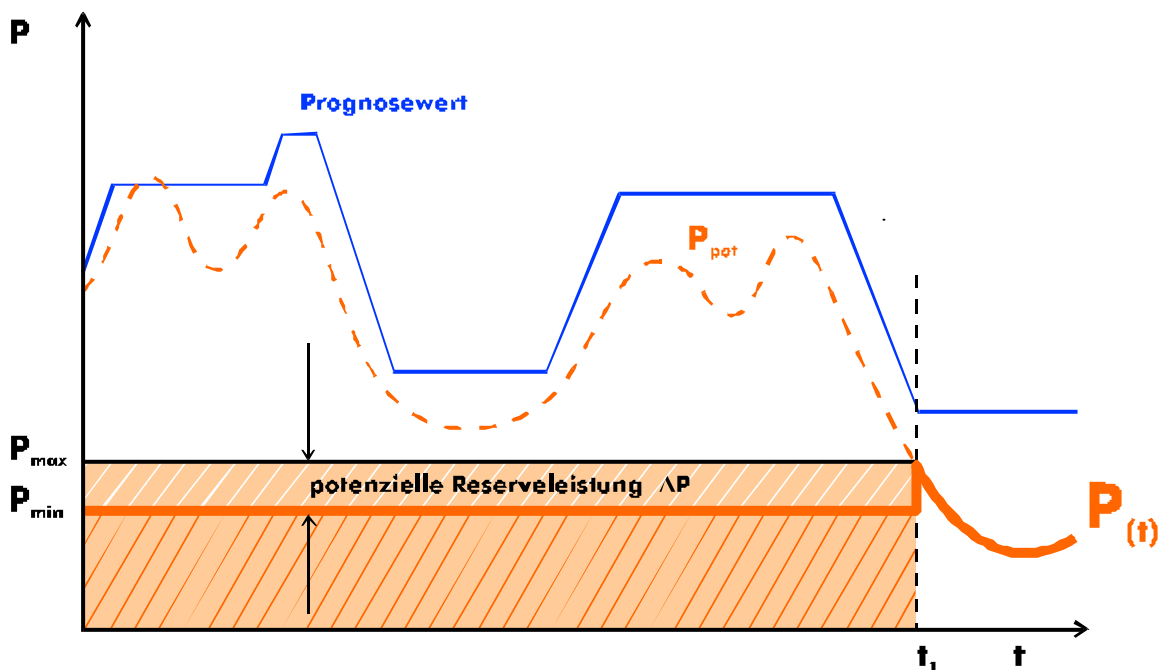


Abb. 5-6: Betriebsmodus zur Bereitstellung von Regelleistung

¹⁶ Die Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE) koordiniert die Interessen der Übertragungsnetzbetreiber in 20 europäischen Ländern

Der verminderte Energieertrag kann dabei durch Verringerung der Zeiträume, für die dem Netzbetreiber eine bestimmte Leistung angemeldet werden muss, deutlich reduziert werden. Nach den heute gültigen Vereinbarungen werden die jeweiligen Einsatzfahrpläne für einen Tag im Voraus erstellt. In den USA beträgt dieser Zeitraum z.B. nur eine Stunde. Es ist offensichtlich, dass durch diese deutlich geringeren Zeiträume der Prognosefehler signifikant gesenkt werden kann. Dieser beträgt heute für die Folgetagsprognose rund 10% (s. Kap.5.3.4.3) und ließe sich für die Folgestunde weiter verringern.

Stromhandel

Da im liberalisierten Strommarkt die Produktionsfahrpläne und die daraus resultierenden Netzdurchleitungen 24 Stunden im Voraus angemeldet und möglichst eingehalten werden müssen, ist die energetische Plantreue eine wesentliche Forderung von Energiehändlern. Die Erzeugungsschwankungen müssen somit entweder am Spotmarkt kurzfristig gehandelt werden (was bei Starkwindphasen in Skandinavien oftmals zu geringen Erlösen bei der Winderzeugung führt) oder durch Erzeugerregelung ausgeglichen werden.

5.3.5.2 Betriebsführung

Es wird zukünftig vermehrt darauf ankommen, die geforderten Eigenschaften von übergeordneten Betriebsführungseinheiten weiter zu spezifizieren, um die oben genannten Anforderungen technisch umzusetzen. Ausgehend von den bereits bestehenden Funktionalitäten der individuellen WEA- Regelungseinheiten ergibt sich durch die Notwendigkeit eines übergeordneten Betriebsführungssystems für (Offshore-) Windparks eine Vielzahl neuer technischer Herausforderungen.

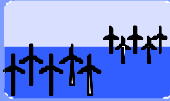


Der Einsatz von neu zu entwickelnden Betriebsführungseinheiten würde eine Vielzahl neuer Möglichkeiten bieten, um einfach, flexibel und unterbrechungsfrei auf Anforderungen der beteiligten Akteure (Windparkbetreiber, Netzbetreiber und Energiehändler) reagieren zu können. Diese Betriebsführungseinheiten müssten sowohl eine Energie- und Leistungsregelung als auch eine Blindleistungsbreitstellung ermöglichen, um hiermit vergleichbare Eigenschaften wie bei konventionellen Kraftwerkstypen zu erhalten.

Nachfolgend sind exemplarisch einige sich daraus ergebende Betriebsarten dargestellt.

- Unbeeinflusster Betrieb
- Leistungsbegrenzung
- Energetische Plantreue
- Konstante Leistung
- Bereitstellung von Regelleistung.

Durch Umsetzung dieser Betriebsmodi ließe sich der energiewirtschaftliche Nutzen der Windenergie deutlich erhöhen. Bisher wird häufig bemängelt, dass der positive Beitrag der Windenergie zur CO₂ Minderung durch die Regelleistungsvorhaltung in thermischen Kraftwerken stark reduziert wird. Durch die oben skizzierte Betriebsweise wäre es jedoch möglich, durch Verzicht auf Produktionsmaximierung, Regelleistung für den Netzregler vorzuhalten. Dazu wäre der Windpark um das gewünschte Regelband leistungsmäßig zu reduzieren, um es auf Anforderung des Netzbetreibers wieder zur Verfügung zu stellen. (Diese Betriebsart ist in dänischen Windparkprojekten ein zentraler Bestandteil).

Eine weitere wichtige Dimension ließe sich durch die Zusammenfassung von mehreren Offshore- Windparks sowie weiterer verteilter, regionaler Windanlagen im GW Bereich eröffnen. Da die größten bereits installierten Onshore- Windleistungen sowie die geplanten Offshore- Windparks in den Regelzonen nur zweier Netzbetreiber (E-ON Netz und Vattenfall Europe Transmission) installiert sind, ließe sich dieser Ansatz relativ leicht verwirklichen. Die für die beiden Regelzonen zu entwerfenden übergeordneten Betriebsführungseinheiten hätten dann die Aufgabe, die großräumig verteilten WEA sowie Windparks zum Zwecke einer zentralen Betriebsoptimierung zu regeln und damit die Basis für eine energiewirtschaftlich optimierte Einbindung in eine zentrale Kraftwerkseinsatzplanung zu schaffen (siehe Abb.5-7). Mit den bereits bestehenden Systemen zur Online-Erfassung und Prognose, die bereits in beiden Regelzonen installiert sind (E-ON Netz), bzw. in Kürze installiert sein werden (Vattenfall Europe Transmission), sind dafür bereits die Grundlagen gelegt.

<p>Windpark-Cluster</p> 	<p>Anforderungen: Profilbasierte Betriebsweise</p> <ul style="list-style-type: none"> • unbeeinflussbarer Betrieb • Leistungsbegrenzung • energetische Plantreue • konstante Leistung • Bereitstellung von Regelleistung
<p>Windpark</p> 	<p>Anforderungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maximalleistungsbegrenzung (dynamische Grenzwertvorgabe) • Kurzschlußstrombeteiligung • Notabschaltung bei Netzausfällen • koordinierter An- und Abfahrvorgang (Gradientenbegrenzung)
<p>Einzel-WEA</p> 	<p>Anforderungen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • sicherer- und zuverlässiger Betrieb • maximale Energieausbeute

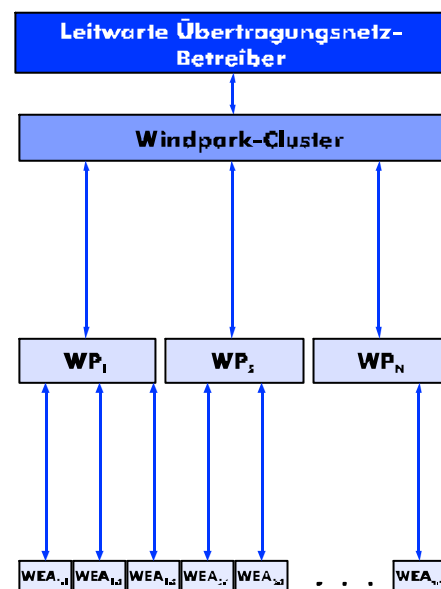


Abb. 5-7: Strukturbild zur Regelung und Betriebsführung großer Windparks

5.3.6 Fazit

Trotz der bereits vielfältig vorliegenden Erkenntnisse und Ansätzen zur Verbesserung der Integrationsfähigkeit von großen Windleistungen in Versorgungssysteme sind nach wie vor viele Fragen offen, die im Rahmen weiterer, intensiver Untersuchungen geklärt werden müssen. Insbesondere hat sich gezeigt, dass eine mittel- bis langfristige Strategie zur Offshore- Windenergienutzung erforderlich ist, um die notwendigen Investitionsentscheidungen für einen Netzausbau unter den richtigen Randbedingungen treffen zu können. Wesentlich wird es dabei sein, zu klären, welche gesetzlichen Randbedingungen der Gesetzgeber vorgeben möchte, oder anders gesagt, in wie weit der Staat regelnd in die Erschließung der Offshore- Potenziale eingreifen will (und darf).

Nachfolgend werden die wichtigsten Fragestellungen hinsichtlich der Integration großer Windleistungen in Versorgungssysteme nochmals zusammengefasst:

- Mit welcher Entwicklung der installierten Leistung ist offshore sowie an Land bis 2010 und danach in den deutschen Regelzonen zu rechnen?
- Wo liegen die geeigneten Netzanschlusspunkte für die Offshore- Windparks?
- Welche Netzausbaumaßnahmen sind erforderlich um den Windstrom aufzunehmen und zu den Verbrauchszentren zu transportieren?
- Sind diese Netzausbaumaßnahmen genehmigungsfähig?
- Mit welcher Übertragungstechnik wird der von den Offshore- Windparks erzeugte Strom ins Netz eingespeist? Das Anbindungskonzept und weitere Maßnahmen stehen in direktem Zusammenhang.
- Welche Trassen stehen für die Übertragung durch das norddeutsche Wattenmeer zur Verfügung?
- Wie groß ist die maximale Übertragungsleistung pro Trasse?
- Wie verhält sich das Gesamtsystem bestehend aus den Offshore- Windparks, den Windparks an Land, den Seekabelübertragungen einschließlich der Konverter und dem aufnehmenden Höchstspannungsnetz bei elektrischen Fehlern?
- Wie sind die Rückwirkungen auf die Systemstabilität?
- Welche Kraftwerksleistung muss am Netz verbleiben, um das Gesamtsystem sicher zu betreiben?
- Welche elektrischen Wechselwirkungen gibt es mit benachbarten Verbundnetzen Dänemarks und den Niederlanden sowie mit den Verbundnetzen benachbarter deutscher Netzbetreiber?
- Welche Möglichkeiten sind besonders geeignet, Offshore- Windparks zu regeln?

- Wie viel Reserve an Kraftwerksleistung ist von den Verbundnetzbetreibern vorzuhalten?
- Im UCTE-Netz werden 3000 MW an Primärregelleistung auf Gegenseitigkeit anteilig vorgehalten, entsprechend eines Doppelblockausfalls. Bei Offshore-Windeinspeisung mit höherer, konzentrierter Leistung reicht diese Leistung ggf. nicht mehr aus. Welche Auswirkungen sind somit für den UCTE- Primärregelbedarf zu erwarten und welche Aufteilungen müssen gefunden werden?

5.4 Stromgestehungskosten

In diesem Kapitel soll eine grobe Abschätzung der zu erwartenden Stromgestehungskosten für Offshore- Projekte in der deutschen AWZ vorgenommen werden. Diese Abschätzung ist sinnvoll, um eine Vorstellung davon zu entwickeln, welche Vollastnutzungsstunden (bzw. Windgeschwindigkeiten) erreicht werden müssen, um ähnliche Gestehungskosten wie an Land zu erreichen. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten gelten hinsichtlich vorgenommener Vereinfachungen (Annuität, Zinssätze usw.) dieselben Annahmen wie bei den entsprechenden Berechnungen an Land (siehe Kap. 4.3.3). Hinsichtlich der Investitions- und Betriebskosten sind natürlich deutliche höhere Kosten anzunehmen. Die Entfernungen zur Küste betragen bei den bisher bekannt gewordenen Planungen deutscher Offshore- Projekte über 30 km, die resultierenden Wassertiefen liegen bei etwa 15 bis 40 Metern. Wie bereits in der Einleitung ausgeführt, hat das bislang größte Offshore- Projekt (Dänemark) einen Küstenabstand von nur einigen Hundert Metern bei Wassertiefen zwischen zwei und sechs Metern.

Exakte (geplante) Projektkosten für die deutschen Offshore- Projekte sind bislang nicht bekannt geworden. Nach den vorliegenden Erkenntnissen aus veröffentlichtem Prospektmaterial sowie nach Auskünften von Projektplanern wird mit spezifischen gesamten Investitionskosten in einer Bandbreite von etwa 1.700 Euro/kW bis etwa 2.000 Euro/kW für die ersten Projekte gerechnet. Diese Kostenschätzungen korrespondieren damit sehr gut mit den geprüften Investitionskosten für das dänische „Horns Rev Offshore-Projekt“ [/5-10/](#), [/5-11/](#).

Für die nachfolgende Berechnung der Stromgestehungskosten eines fiktiven Projekts im deutschen Offshore- Bereich (AWZ, Nordsee) wurde von folgenden Randbedingungen ausgegangen:

- WEA Nennleistung: 5 MW
- Windpark gesamt: 500 MW
- Entfernung zur Küste: 30 – 40 km

- Wassertiefe: 15 – 40 m
- Investitionssumme: 1.000 Mio. Euro
- spezifische Investitionskosten: 1700 - 2.000 Euro/kW
- Finanzierung:
 - Annuität: 9%
 - Finanzierungszeitraum: 20 Jahre
- Betriebskosten: 5% p.a. der gesamten Investitionssumme
- Energieertrag: 1,875 Mrd. kWh p.a.
entsprechend 3.750 Volllaststunden

Abb. 5-8 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnung für eine zwanzigjährige Betriebs- und Finanzierungsdauer. Die Kurvenscharen zeigen die sich ergebenden durchschnittlichen Stromgestehungskosten über den gesamten Betrachtungszeitraum für spezifische Investitionskosten von 2.000, 1.900, 1.800 und 1.700 Euro/kW. Die Betriebskosten (Wartung und Instandsetzung, Versicherungen, Management, Strombezug) wurden mit jährlich 5 Prozent, bezogen auf die gesamten Investitionskosten für die gesamte Projektlaufzeit angesetzt.

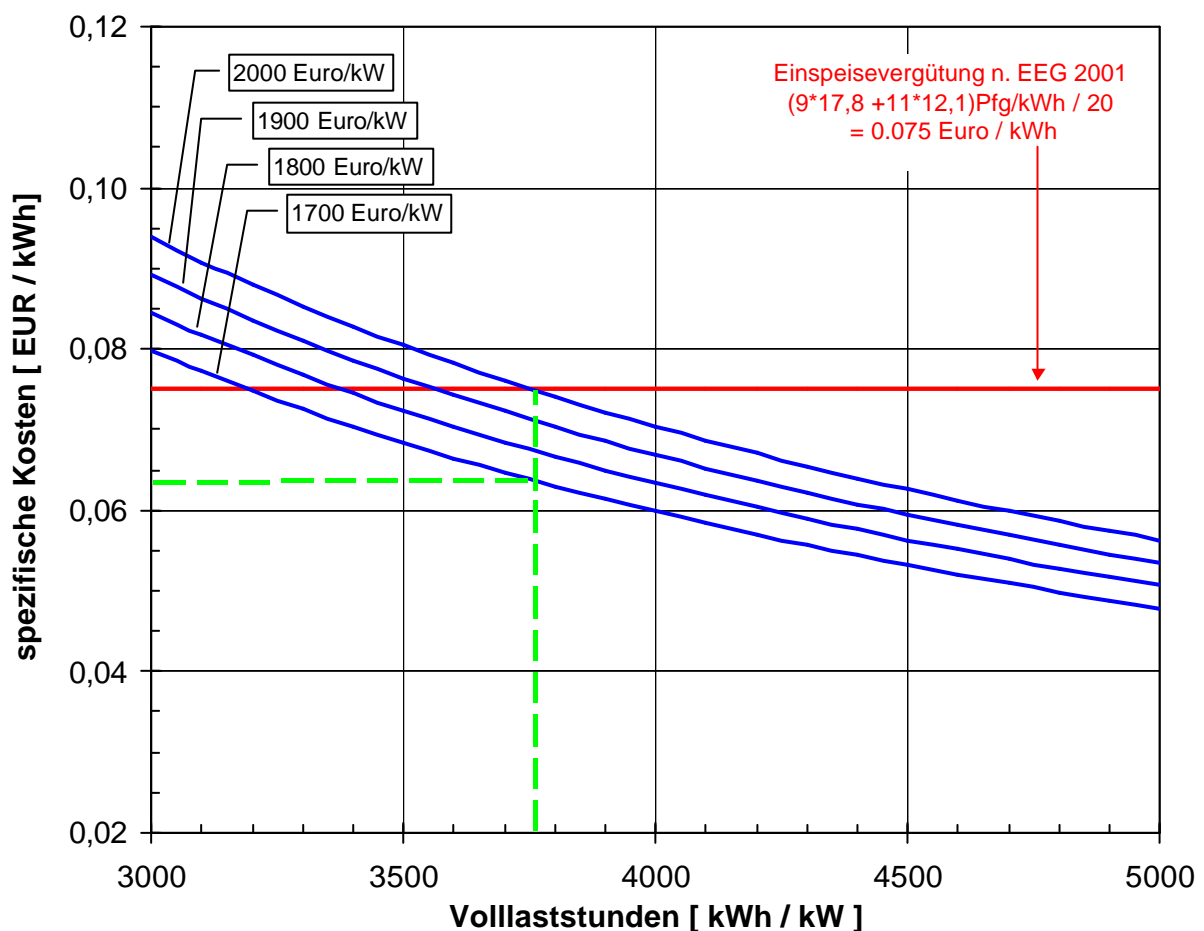


Abb. 5-8: Stromgestehungskosten für ein fiktives, deutsches Offshore-Projekt /2-4/

Das Ergebnis dieser Berechnungen zeigt, dass bei 3.750 Volllaststunden und spezifischen Investitionskosten von 1.900 Euro je Kilowatt die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über 20 Jahre etwa 0,071 Euro/kWh betragen. Dieser Wert liegt leicht unter dem Durchschnittswert der Einspeisevergütung in Höhe von 0,075 Euro/kWh, der sich gemäß EEG aus den aktuellen Vergütungssätzen und einem Betriebszeitraum von zwanzig Jahren ergibt. Für spezifische Investitionskosten von 2.000 Euro/kW betragen die Stromgestehungskosten 0,075 Euro/kWh und entsprechen damit der Höhe der Einspeisevergütung nach EEG. Bei spezifischen Investitionskosten von 1.700 bzw. 1.800 Euro/kW ergeben sich unter den angenommenen Randbedingungen Stromgestehungskosten in Höhe von 0,064 bzw. 0,068 Euro/kWh. Im Vergleich zu Projekten an Land müssen offshore somit in etwa doppelt so hohe Volllastnutzungsstunden erzielt werden, um einen wirtschaftlichen Betrieb entsprechend EEG zu erreichen.

Da es sich im betrachteten Fall um ein erstes Projekt handelt, ist davon auszugehen, dass sich die Stromgestehungskosten durch Ausnutzung von Lerneffekten, die sich im Laufe der Entwicklung weiterer Offshore- Projekte ergeben werden, weiter reduzieren lassen. Ebenso haben langfristige Finanzierungszeiträume auf die Wirtschaftlichkeit von (Offshore-) Projekten einen signifikanten Einfluss. Im obigen Beispiel wurde bereits eine zwanzigjährige Finanzierungszeit unterstellt. In ausländischen Projekten wird bereits mit noch längeren Zeiträumen gerechnet /2-4/.

6 Windenergie in einer dezentralen, netzgebundenen Energieversorgung

6.1 Einleitung

Unser heutiges Energieversorgungssystem wurde für die Aufgabe konzipiert, mit wenigen großen, zentralen Erzeugungsanlagen eine große Anzahl räumlich verteilter Lasten, bzw. Verbraucher zuverlässig und kostengünstig mit Energie zu versorgen. Diese Aufgabe wurde in Europa noch bis vor wenigen Jahren von Versorgungsunternehmen wahrgenommen, die in geschützten, monopolistischen Märkten von der Energieerzeugung und -übertragung bis hin zur -verteilung an den Endkunden für die gesamte Versorgungskette zuständig waren. Ausgelöst durch die EU Richtlinien zur Deregulierung der Energiemärkte und nachfolgende nationale Gesetzgebungen wurde auch in Deutschland durch Aufhebung der Gebietsmonopole und die unternehmerische Trennung entsprechend den Versorgungsaufgaben erste Schritte zur Umstrukturierung unseres Energieversorgungssystems unternommen.

Ebenfalls initiiert durch gesetzgeberische Maßnahmen begann Anfang der 90er Jahre mit dem Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) der verstärkte Ausbau zur Nutzung erneuerbarer Energien (EE) in Deutschland. Durch die erfolgreiche Kombination aus Anschlussverpflichtung und Mindestpreis wurde für den Bereich der Windenergie der ökonomische Durchbruch in einem gesetzlich geschützten Rahmen vollzogen. Mit dem Inkrafttreten des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) im April 2000 soll diese Entwicklung weiter verstärkt und vor allem auf andere EE- Technologien ausgeweitet werden. Zusammen mit weiteren administrativen Maßnahmen zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung und zur rationellen Energieverwendung sollen damit die Grundlagen zur Erfüllung der nationalen CO₂ Minderungsziele und zur massiven Nutzung Erneuerbarer Energien gelegt werden (siehe Kap.1).

Der verstärkte Einsatz von weiträumig verteilten, zum Teil auch verbrauchernahen und dargebotsabhängigen Erzeugungseinheiten führt in Abhängigkeit vom erreichten Durchdringungsgrad sukzessive zu einer Umstrukturierung des heute noch zentral ausgerichteten Versorgungssystems hin zu einem mehr von kleineren, dezentralen Elementen gekennzeichneten System. Insofern bedeutet „Integration“ von erneuerbaren Energien bei tatsächlicher Umsetzung der im politischen Raum diskutierten Ausbauszenarien letztendlich eine „Transformation“ des bestehenden Versorgungssystems hin zu mehr Dezentralität, das heißt zu mehr verbrauchernaher Erzeugung. Neben dieser zu erwartenden Regionalisierung der Energieversorgung soll darüber hinaus die wachsende Bedeutung der Erschließung großer EE- Potenziale in besonders ertragreichen Gebieten, möglicherweise weit entfernt von den Verbrauchszentren, bis hinein in anderen Klimazonen, gleichermaßen betont werden.

Die sich in Deutschland aus der zunehmenden Nutzung von erneuerbaren Energien ergebende Entwicklung hin zu mehr Dezentralität wird durch eine sich davon unabhängig vollziehende Entwicklung in der konventionellen Energietechnik mehr und mehr begünstigt. Besonders in den USA ist in den letzten Jahren eine deutliche Zunahme der Marktanteile von Dieselaggregaten und Gaskraftwerken im Leistungsbereich von einigen kW bis zu einigen MW zu verzeichnen, die ebenfalls zur dezentralen, verbrauchernahen Stromerzeugung beitragen. Der Absatz dieser Kleinkraftwerkstypen wächst dort jährlich im Schnitt um 7%. Diese Entwicklung ist auch deshalb für die weitere Nutzung von erneuerbaren Energien so wichtig, weil sie in einem dezentralen Energieversorgungskonzept die für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb notwendigen Backup- und Regelelungskapazitäten bereitstellen können.

6.2 Dezentrale Energieversorgung

Der Bereich der dezentralen Energieversorgung umfasst sowohl den netzparallelen als auch den autonomen Betrieb von kleinen, modularen Erzeugungsanlagen durch Energieversorgungsunternehmen, durch Verbraucher direkt, oder davon unabhängigen Dritten /6-1/. Das dezentrale Konzept unterscheidet sich dabei fundamental vom zentralen Versorgungsansatz. Die Erzeugungseinheiten können nämlich auch direkt am Verbrauchspunkt betrieben werden und damit entweder zur unmittelbaren Bedarfsdeckung eines zugeordneten Verbrauchers oder aber zum Nutzen des gesamten dezentralen Versorgungssystems beitragen.

Zukünftige Versorgungssysteme werden zunehmend daran gemessen werden, in wie weit ein effizienter, ökonomischer Betrieb und die Forderungen zur Nachhaltigkeit miteinander in Einklang gebracht werden. Im Detail sollten zukünftige Versorgungssysteme folgende Anforderungen erfüllen:

- Hohe Effizienz hinsichtlich Umweltverträglichkeit und Ressourcenverbrauch,
- Zuverlässiger und kostengünstiger Betrieb,
- Möglichkeit zur regionalen Nutzung erneuerbarer Energien,
- Modulare Erweiterbarkeit,
- Kurze Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiten.

6.2.1 Netzstruktur

Dezentrale, verbrauchernahe Energieversorgung bedeutet nicht, dass zukünftig nur noch separierte (autonome) Verteilungsnetze auf Mittel- oder Niederspannungsebene die Stromversorgung einzelner Regionen oder Städte sicherstellen sollen und keine Über-

tragungsnetze auf Höchstspannungsebene mehr benötigt würden. Obwohl es derartige Versorgungslösungen durchaus geben kann, wird das Übertragungsnetz für einen Ausgleich zwischen entfernten Regionen oder für Stromimporte weiterhin seine Bedeutung behalten. Elektrische Verbindungen - auch über längere Distanzen - können dazu beitragen, große regionale Ressourcen an erneuerbaren Energien umfassend zu nutzen. So müssen schon heute zeitweilig Windleistungen aus den deutschen Küstengebieten mit Hilfe des Übertragungsnetzes in andere Regionen transportiert werden. Dabei wird in Schwachlastzeiten bei gleichzeitig hohen Windgeschwindigkeiten Strom, z.B. aus dem schleswig-holsteinischen Mittelspannungsnetz, ins vorgeschaltete Übertragnetz zurückgespeist. Möchte man auf derartige Möglichkeiten verzichten, müssten zwangsläufig die Windenergieanlagen abgeregelt werden, mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die Auslastung. Dieser Aspekt wird sich noch drastisch verstärken, wenn die immensen Offshore - Potenziale in Nord- und Ostsee erschlossen werden. So sieht ein Szenario des Bundesministeriums für Umwelt und Reaktorsicherheit (BMU) /5-2/ vor, bis zum Jahr 2030 mit ca. 25 GW installierter Windleistung rund 16% des deutschen Stromverbrauchs allein aus Offshore- Windenergie zu decken. Diese Leistungen können nur dann effektiv genutzt werden, wenn sie auch in die Verbrauchszentren, z.B. an Rhein und Ruhr, transportiert werden können (siehe Kap.5.3).

Trotz des Fortbestands des Hoch- und Höchstspannungs-Übertragungsnetzes werden sich demnach in einem zukünftigen, dezentral orientierten Versorgungssystem wesentliche Verschiebungen bei den Aufgaben ergeben:

Durch die verstärkte (regionale) Nutzung erneuerbarer Energien und den Einsatz anderer dezentraler Anlagen werden sich die Erzeugungskapazitäten am Mittelspannungsnetz weiterhin tendenziell erhöhen, während die bestehenden (konventionellen) größeren Erzeugungseinheiten am Höchstspannungsnetz sukzessive eher abnehmen werden. Dieser Prozess wird sich vermutlich so abspielen, dass alte, ausgediente Großkraftwerke am Höchstspannungsnetz nicht mehr durch entsprechend große Einheiten ersetzt werden, sondern kostengünstige, schnell regelbare Einheiten (auch) am Mittelspannungsnetz neu aufgebaut werden. Daneben werden sicherlich auch neu zu errichtende thermische Kraftwerke (z.B. GuD-Anlagen) am Übertragungsnetz als Backup-Kraftwerke zu großen Offshore- Windparks, die gleichermaßen an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, betrieben werden.

Hinsichtlich des Nutzungsgrads erneuerbarer Energien lassen sich bei dezentralen Versorgungskonzepten drei unterschiedliche Kategorien definieren:

- Regionen mit einem Überangebot an EE und entsprechendem Potenzial zum Strom-Export,

- Regionen mit einem Unterangebot an EE und entsprechender Notwendigkeit zum Strom-Import,
- Regionen mit einer nahezu ausgeglichenen EE- Bilanz.

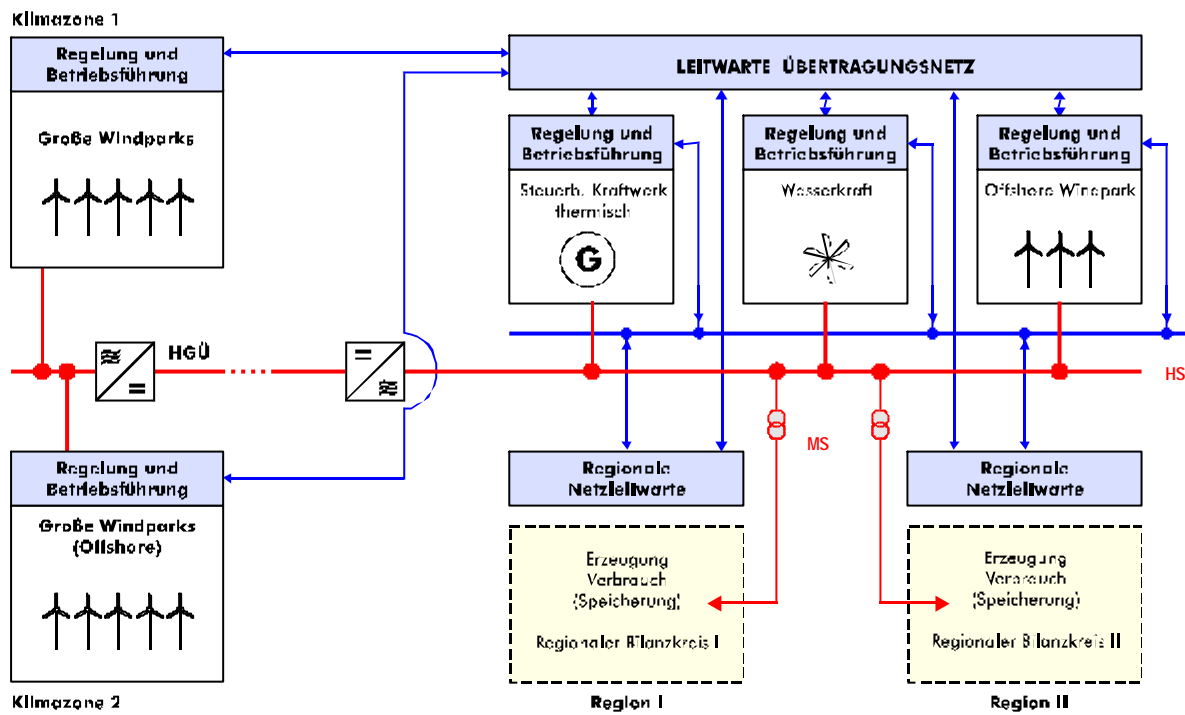


Abb.6-1: Versorgungsstruktur mit hohem EE- Anteil

Abbildung 6-1 skizziert eine Energieversorgungsstruktur mit hohem Anteil regenerativer Stromerzeugung. Sie setzt sich hier neben einer Vielzahl regionaler Versorgungseinheiten auf Mittelspannungsebene ebenso aus zentralen (Backup) Großkraftwerken und Offshore- Windparks zusammen, die z.B. über HGÜ- Techniken an das Übertragungsnetz angeschlossen sind. Auf die wachsende Bedeutung und die Aufgaben der regionalen Netzleitwarten zum Energiemanagement wird in Kap. 6.4 näher eingegangen.

6.2.2 Regionale Versorgungskonzepte

Als besonders umweltfreundliches Konzept könnten in nicht ferner Zukunft in ausgesuchten (besonders geeigneten) Regionen Vollversorgungen ausschließlich auf Grundlage erneuerbarer Energiequellen als dezentrale Versorgungslösungen realisiert werden. Diese Konzepte könnten sich zunächst auf die elektrische Energieversorgung beschränken und vorrangig Windenergie, Wasserkraft, Biomasse und Photovoltaik als Energiequellen berücksichtigen. Als besondere technische Herausforderung bei einer Vollversorgung aus erneuerbaren, dargebotsabhängigen Energiequellen gilt die Leistungsbereitstellung, wenn keine Einschränkungen an Sicherheit und Qualität der Versorgung in Kauf genommen werden sollen /6-2/ Diese lassen sich unter anderem durch

komplementäre Backup-Kraftwerke (z.B. auf Basis von Bio-Dieseln, Biogas-Mikroturbinen oder Brennstoffzellen) oder aber Speichersysteme und ein intelligentes Lastmanagement erreichen.

Auch hinsichtlich des notwendigen Einsatzes moderner Kommunikationsmittel ergeben sich bei stärker von dezentralen Elementen geprägten Energieversorgungssystemen an Erzeuger, Verbraucher und Netzleittechnik neue Herausforderungen und Möglichkeiten, einen wirtschaftlichen und gleichermaßen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Neben Entwurf und Realisierung von dezentralen, regionalen Energieversorgungssystemen auf hohem technischen Niveau ist für den nachhaltigen ökonomischen Erfolg eine hohe Akzeptanz der betroffenen Bevölkerung, der mitwirkenden privaten und industriellen Verbraucher und des den Netzbetrieb sicherstellenden Versorgers erforderlich. Dieser Gedanke legt die Erprobung einer größeren Anzahl dezentraler Versorgungseinheiten als regionales Gesamtkonzept mit hohem Identifikationsgrad nahe, bei dem die spezifischen Ressourcen der Regionen zur Versorgung weitestgehend genutzt und mögliche Erzeugungsüberschüsse über den Netzverbund an andere Regionen weitergeliefert werden könnten.

Mit derartigen Modellprojekten könnten folgende Ziele und Effekte erreicht werden:

- Nachweis der technischen, ökonomischen und sozialen Machbarkeit dezentraler Versorgungslösungen auf Grundlage erneuerbarer Energien,
- Gewinnung von Erfahrungen und Erkenntnissen für die Weiterentwicklung von Komponenten und Systemen,
- Verbesserung der ökonomischen Voraussetzungen beim Einsatz erneuerbarer Energien,
- Demonstration und Schaufensterwirkung für in- und ausländische Nachahmungsprojekte,
- Beitrag zur Ressourcenschonung und zur Reduktion von Schadstoffemissionen.

Während sich bisherige Arbeiten zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen bzw. dezentraler Versorgungslösungen in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung zumeist auf Potenzialstudien und gesamtwirtschaftliche Entwicklungs-Szenarien beschränkten, sollten die hier vorgeschlagenen Modellprojekte vorrangig die Aspekte der technischen Ausgestaltung der einzelnen Komponenten, ihres Zusammenwirkens mit einem intelligenten Energiemanagement sowie die konkrete Implementierung in geeigneten Versorgungsgebieten beinhalten.

6.3 Nutzung von großen, lokalen EE- Potenzialen

Neben der verbrauchernahen, regionalen Nutzung erneuerbarer Energien, sollten darüber hinaus auch die ausgesprochen großen EE- Potenziale an den Standorten genutzt werden, an denen keine unmittelbaren Verbraucher vorhanden sind. Dies gilt sowohl für die Nutzung der EE- Potenziale im europäischen wie im außer-europäischen Raum (z.B. im Sonnengürtel Afrikas) als auch für die Offshore-Windenergie in der deutschen, so genannten Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ).

6.3.1 Nutzung großer Offshore- Potenziale

Sollten z.B. im Rahmen der nationalen CO₂ Senkungsstrategien die gewaltigen Offshore- Windenergie Potenziale in der AWZ tatsächlich realisiert werden, so ist ein Transport über große Entfernungen (auch an Land) und demnach eine elektrische Anbindung ans Höchstspannungsnetz nahe liegend. Diese Einspeisungen im Gigawatt-Bereich würden mittel- bis langfristig die dort noch bestehenden thermischen Kraftwerkskapazitäten, zumindest teilweise, ersetzen. Als dargebotsabhängige Energiequelle ergeben sich dann jedoch besondere Anforderungen an die Betriebsweise dieser großen EE- Kraftwerke (siehe Kap.5.3). Besonders zu nennen wären dabei unter anderem:

- Regelbarkeit der abgegebenen Wirk- und Blindleistung (auch durch den zuständigen Netzbetreiber)
- Direkte Eingriffsmöglichkeit in Betriebsführung, z.B. für Wartungsarbeiten an WEA und Netz (auch durch den zuständigen Netzbetreiber)
- Einsatz leistungsfähiger Prognose-Programme für zu erwartende Energielieferungen
- Optimierte Fernüberwachung und -wartung
- Sicherstellung ausreichender Arbeits- und Lebensbedingungen für Betriebs- und Wartungspersonal (bewohnte Einrichtungen)
- Klärung rechtlicher Probleme im Zusammenhang mit Eigentumsfragen und notwendigem externen Zugriff auf Anlagenbetrieb durch Netzbetreiber.

6.3.2 Nutzung großer EE- Potenziale im interkontinentalen Netzverbund

Das Windenergieangebot ist bekanntlich großen saisonalen Schwankungen unterworfen. So befindet sich Europa klimatisch betrachtet in einer typischen Winterwindregion. Hier liegen z.B. die langfristigen Julimittelwerte der potenziellen Windstromerzeugung bei unter 40% der potenziellen Windstromerzeugung im Januar. Im Hinblick auf eine saisonal ausgeglichene Stromversorgung mit Windenergie kommen als Ergänzung besonders die Passatwindregionen Nordafrikas in Frage, da zwischen Passatwindregionen und Winterwindregionen eine deutliche Antikorrelation besteht. Ein weitgehender

jahreszeitlicher Ausgleich kann auf diese Weise schon durch die großräumige Nutzung von Standorten in derselben Hemisphäre erreicht werden.

Es stellt sich somit die Frage, welche Vorteile eine sehr großräumige (interkontinentale) Stromversorgung haben könnte. In einer Studie /6-3/ wurde die gleichzeitige Nutzung von 20 ausgewählten marokkanischen und algerischen Onshore- Gebieten sowie von 47 europäischen Offshore- Gebieten untersucht. Dabei wurde angenommen, dass sich 1/3 der installierten Leistung in Nordwestafrika und 2/3 offshore in Europa befinden. Die größte Leistungsvergleichmäßigung lässt sich erwartungsgemäß bei gemeinsamer Nutzung aller 67 Gebiete erzielen. Die Summenleistung unterschreitet dabei 20% der Nennleistung nur noch in 2% eines Jahres und die niedrigste Leistung, die erreicht wird, liegt bei 12%. Werte von über 70% sind jedoch fast vernachlässigbar. Eine gegenüber regionaler Nutzung erhöhte Minimalleistung hat zur Folge, dass der Windenergie ein größerer Teil der installierten Leistung als annähernd gesichert angerechnet werden kann. Mit dem dann steigenden Kapazitätseffekt reduziert sich auch die nötige Reserveleistung aus anderen Kraftwerken. Durch eine ergänzende, großräumige Nutzung der Windenergie lassen sich demnach die dargebotsabhängigen Eigenschaften einer regionalen Erzeugung deutlich vermindern.

6.4 Informationstechnologien in der zukünftigen Energiewirtschaft

Obwohl bereits heute ohne Einsatz moderner Informations- und Kommunikationstechnologien (ICT) der sichere Betrieb unseres zentralen Energieversorgungssystems nicht mehr denkbar ist, wird vermutlich der Übergang zu dezentralen Versorgungsstrukturen von einer noch stärkeren Nutzung der IC-Technologien geprägt sein. Es ist davon auszugehen, dass dabei die Energienetze immer stärker mit den Daten- und Informationsnetzen zusammenwachsen. Dieser Trend ergibt sich schon allein aus dem Umstand, dass die Anzahl der Energieerzeugungsanlagen, deren aktueller Betriebszustand überwacht werden muss, drastisch zunehmen wird, Energiemanagement-Aufgaben (einschließlich Laststeuerung) auf regionaler Ebene weiter zunehmen und Energiemengen in verstärktem Maße in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage an Börsen gehandelt werden. Das heißt, dass dezentrale Energieerzeugungsanlagen zunehmend über geeignete Schnittstellen verfügen müssen, um z.B. mit regionalen oder lokalen Betriebsführungseinheiten und Datenerfassungssystemen (SCADA), verteilten dezentralen Regelungseinheiten (DCS) sowie mit dem Internet bzw. einem Intranet kommunizieren zu können. Darüber hinaus sind zunehmend ICT-Lösungen im Bereich von Informationssystemen und Datenbanken, Betriebsüberwachung und Energieprognosen, Fernüberwachung und Ferndiagnose, Schalt- und Schutzeinrichtungen, Zähl- und Abrechnungswesen sowie standortspezifische Optimierungen der Betriebsführung notwendig.

6.4.1 Informationssysteme und Datenbanken

Um einen schnellen und sicheren Informationsaustausch zwischen Energieerzeugung, -übertragung, -verteilung und -handel zu ermöglichen, werden leistungsfähige Informationssysteme und Datenbanken eine wesentliche Rolle einnehmen. Damit werden zentrale Aufgaben zur Datenerfassung, -aufbereitung, -verarbeitung und -speicherung übernommen. Internet-Informationssysteme erlauben dabei einen Datenaustausch mit einfachen, standardisierten Protokollen und einen gleichfalls zuverlässigen Betrieb bei frei definierbaren Zugangsberechtigungen.

Besonders für die folgenden Aufgabenbereiche ist der verstärkte Einsatz von internetgestützten Informationssystemen und Datenbanken zu erwarten (siehe auch Abb.6-2) :

- Betriebsdatenerfassung, -auswertung, -verarbeitung und -speicherung von dezentralen Erzeugungsanlagen
- Produktinformationen über dezentrale Erzeugungsanlagen zur Unterstützung von Standortoptimierung, Wartung- und Instandsetzung sowie zum Kundenservice
- Internet gestützte Dienstleistungen für den Stromhandel mit tatsächlichen und prognostizierten Erzeugungsdaten
- Internet gestützte Dienstleistungen für Netzbetreiber zur Unterstützung bei Kraftwerkseinsatzplanung und Netzregelung (Erzeugungsprognosen).

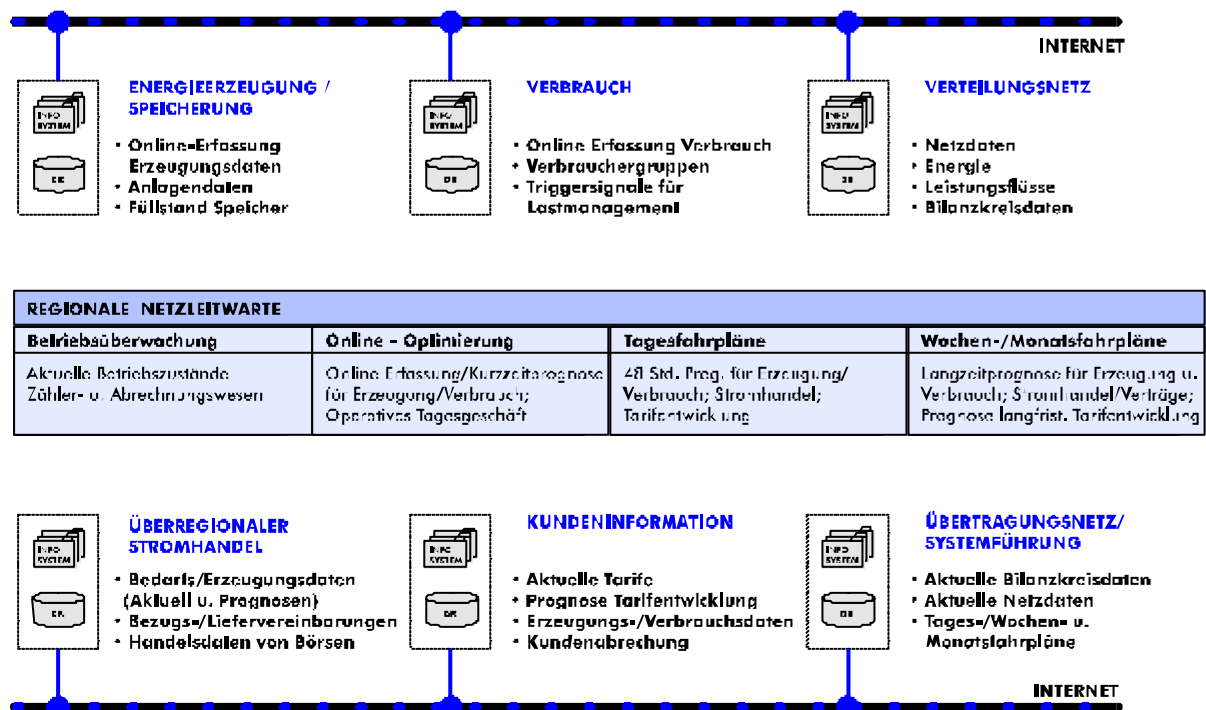


Abb.6-2: Regionale Netzelektroenergieerzeugung zum Energiemanagement

6.4.2 Onlineerfassung und Prognose der Energiebereitstellung

In einer von dezentralen Energieerzeugern dominierten Versorgungsstruktur werden sich zukünftig noch höhere Anforderungen an die Netzführung sowie die Planung und Bereitstellung ausreichender Kraftwerksreserven ergeben. Es wird darüber hinaus zunehmend darauf ankommen, die erforderliche Energie am Markt (u.a. am Spotmarkt) möglichst kostengünstig einzukaufen, ohne langfristige Liefervereinbarungen zu beeinträchtigen. Für eine optimierte Erzeugungs- und/oder Bezugsplanung wird somit die möglichst genaue Kenntnis aller Parameter und Randbedingungen für die Energiebereitstellung aus unterschiedlichen Quellen sowie über die aktuelle Energienachfrage verstärkt notwendig. So wird z.B. die weitere Nutzung der Windenergie in relevanten Größenordnungen in einem dezentralen Energieversorgungssystem insbesondere auch davon abhängen, wie genau die Erzeugungsbedingungen bekannt sind /6-4/. Abbildung 6-3 zeigt die Struktur zur zukünftigen Erfassung und Prognose der Windeinspeisung sowie der Betriebsparameter größerer Windpark-Cluster in den deutschen Regelzonen.

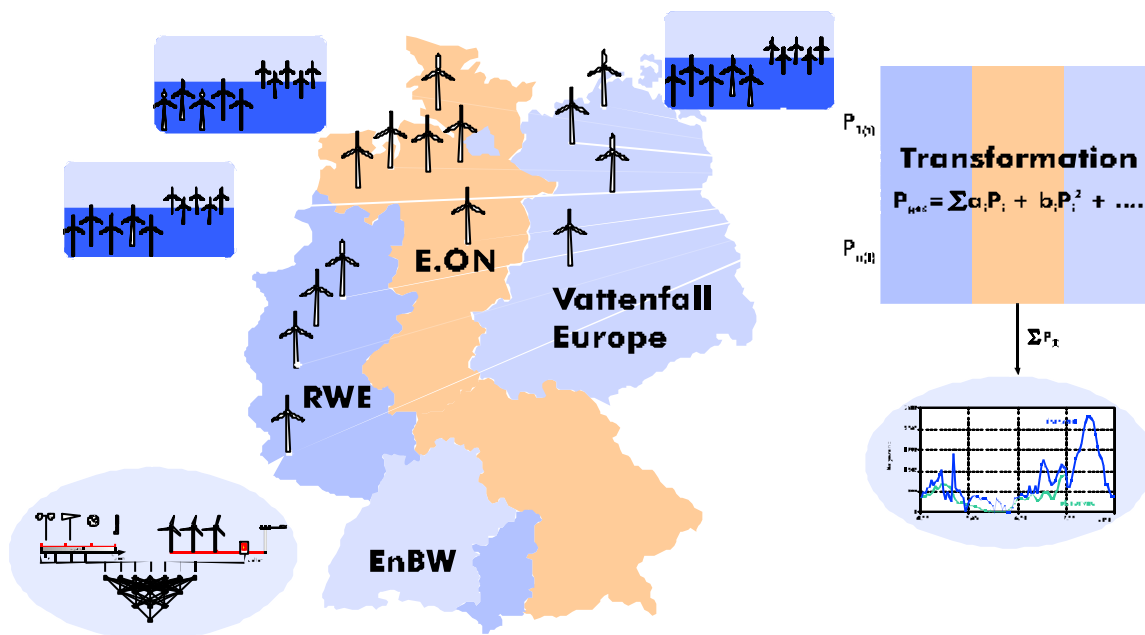


Abb.6-3: Windleistungsprognose und Betriebsparameter On- und Offshore

Online-Erfassung der eingespeisten Windleistung

Wichtige Ausgangsgrößen für die Kraftwerkseinsatzplanung sind neben meteorologischen Parametern die aktuelle bzw. zu erwartende Last, die Verfügbarkeit der Kraftwerke, die Bilanz des Stromaustausches mit anderen Versorgungsunternehmen sowie die Berücksichtigung der notwendigen Reserveleistungen. Die Online-Erfassung der abgegebenen Leistung aller in einem Versorgungsgebiet betriebenen

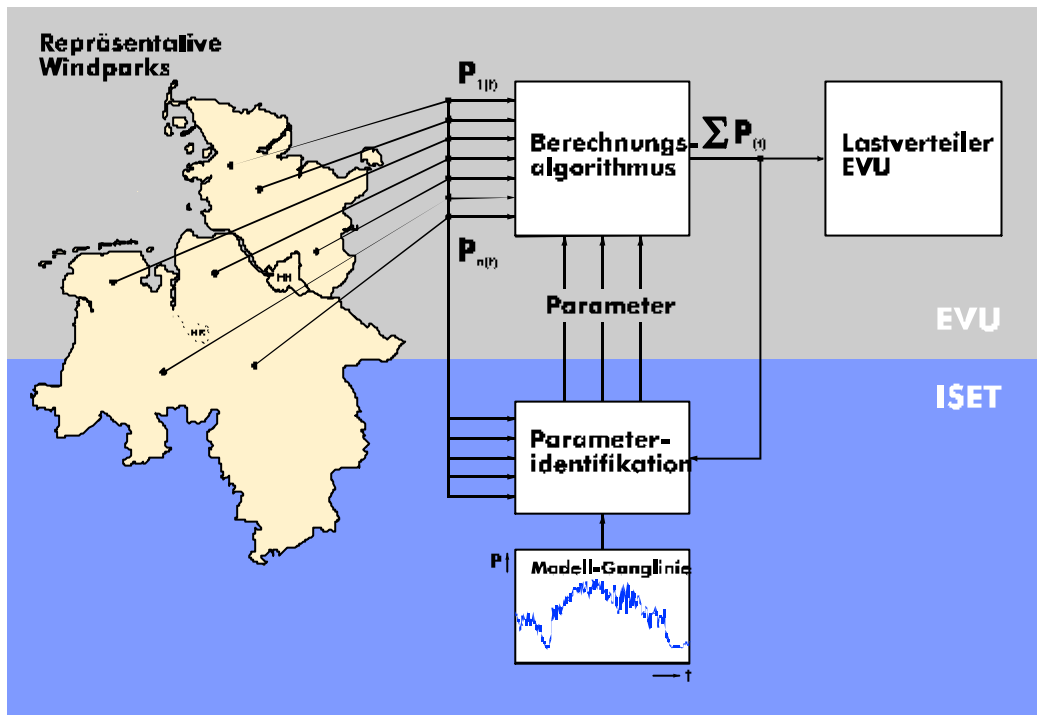


Abb.6-4: Online-Erfassung der eingespeisten Windleistung bei der E.ON Netz GmbH

Windenergieanlagen (WEA) kann als genauestes Verfahren zur Gewinnung von Basisdaten zur Erzeugungsprognose angesehen werden, wobei jedoch die messtechnische Ausstattung sämtlicher WEA unter den Bedingungen in Deutschland kaum zu realisieren ist. Die Online-Ermittlung macht demnach ein Berechnungsmodell notwendig, das die Übertragung von gemessenen Zeitverläufen der Leistung repräsentativer Windparks auf die Gesamteinspeisung aus Windenergieanlagen eines größeren Versorgungsgebietes ermöglicht (siehe Abb.6-4).

Auf diese Weise kann die aktuell eingespeiste Windleistung für das betreffende Versorgungsgebiet approximiert werden [6-5]. Die Messdaten der ausgewählten Windparks werden dazu über Standleitungen einer Leitwarte übermittelt. Die für den Lastverteiler online berechnete Summenganglinie wird rückwirkend in regelmäßigen Abständen mit einer über Extrapolation von Wind- und Leistungsdaten berechneten Summenganglinie verglichen und mittels Parameteroptimierung fortlaufend angepasst und verbessert.

Prognose der zu erwartenden Windleistung

Für eine betriebswirtschaftlich optimierte Einbindung der Windenergie ist vor allem eine Prognose der Windleistung für den Zeithorizont der kurzfristigen Einsatzplanung von 1 bis 7 Tagen erforderlich. Diese dient im Allgemeinen der Erstellung von Tagesfahrplänen für die thermischen Erzeugungsanlagen und zur Bestellung von Energiemengen (aus bestehenden Verträgen und in Zukunft zunehmend vom Markt). Durch eine möglichst genaue Vorhersagbarkeit der Windleistung kann deren Marktwert entscheidend erhöht werden. Der Kapazitätseffekt der Windenergie kann dann neu bewertet und durch die bessere Planbarkeit im Kraftwerksverbund vermutlich deutlich höher angesetzt werden.

Zusätzlich können die positiven Umweltauswirkungen der Windenergienutzung - die Reduzierung der CO₂ Emissionen - durch eine gesicherte Prognose der zu erwartenden Windeinspeisung verstärkt werden, wenn hierdurch eine optimale Fahrweise und ein optimaler Einsatz parallel betriebener, thermischer Kraftwerke geplant werden und so die vorzuhaltende Reserveleistung minimiert werden kann. Erforderlich hierfür ist vor allem die Momentanoptimierung für den Zeitraum von 5 bis 15 Minuten. Hierbei müssen die Sollwertvorgaben für die thermischen Kraftwerke an die tatsächliche Lastsituation und an die tatsächliche Energielieferung aus den dargebotsabhängigen Windenergieanlagen angepasst werden.

Ziel aktueller Forschungsarbeiten ist daher die Entwicklung, Erprobung und Demonstration eines computergestützten Modells zur Kurzzeitprognose (bis zu 48 Stunden) der Windeinspeisung für mittlere und größere Versorgungsgebiete. Damit werden sowohl Versorgungsunternehmen auf der Höchstspannungs- wie auch der Mittelspannungsebene angesprochen.

Die zu entwickelnden Modelle werden sich besonders durch folgende Eigenschaften auszeichnen /5-8/.

- kurze Berechnungszeit (online),
- hohe Flexibilität hinsichtlich des Einsatzes in verschiedenen Versorgungsgebieten und unterschiedlichen Anwendern (EVU, Netzbetreiber, IPP, etc.),
- hohe Genauigkeit der prognostizierten Einspeisung.

6.5 Definition des FuE Bedarfs und der notwendigen Strukturen

Während sich bisherige Arbeiten zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen bzw. dezentraler Versorgungslösungen in energiewirtschaftlich relevanter Größenordnung zumeist auf Potenzialstudien und gesamtwirtschaftliche Entwicklungs-Szenarien beschränkten, sollten die hier vorgeschlagenen Modellprojekte zur Vollversorgung ganzer Regionen mit erneuerbaren Energien vorrangig die Aspekte der technischen Ausgestaltung der einzelnen Komponenten, ihres Zusammenwirkens mit einer intelligenten Laststeuerung sowie die konkrete Implementierung, auch unter Berücksichtigung sozioökonomischer Aspekte, beinhalten.

Diese Modellprojekte würden demnach Konzeption, Aufbau und Betrieb von regionalen Energieversorgungssystemen mit ausschließlich dezentraler Erzeugung zur Demonstration der technischen, ökonomischen und sozialen Machbarkeit umfassen. Dazu müssten zunächst mittel- bis langfristige Realisierungskonzepte entwickelt und die Investitions- und Betriebskosten ermittelt werden. Darüber hinaus sind Aspekte wie Versorgungszuverlässigkeit, Energiebereitstellungskosten sowie umwelt- und klimaseitige Wirkungen mit zu betrachten.

Ein weiterer Schwerpunkt der Vorbereitungsarbeiten zur Realisierung erster, dezentraler, regionaler Versorgungskonzepte würde sich den Erfordernissen aus den rechtlichen und politischen Randbedingungen eines derartigen Konzeptes unter besonderer Berücksichtigung der nationalen sowie EU-weiten Liberalisierung der Energiemärkte widmen müssen.

Die ersten Modellprojekte werden sich nur realisieren lassen, wenn der für das jeweilige regionale Verteilungsnetz zuständige Netzbetreiber bzw. ein an Letztverbraucher in der Region liefernder Stromhändler in die konkrete Vorbereitung aktiv eingebunden wird und diese einen ökonomischen Nutzen im jeweiligen Modellprojekt erkennen können. Dies ist dann durchaus wahrscheinlich, wenn es gelingt, in der Bevölkerung ein hohes Maß an Identifikation mit der Idee zu erreichen, ihre Region so weit wie möglich regional aus erneuerbaren Energiequellen zu versorgen. Aus Sicht der EVU ließe sich so eine zuverlässige Kundenbindung erzielen.

Arbeitsschritte und -inhalte

Die ersten Modellprojekte sollten in mehreren Phasen durchgeführt werden und sich über mehrere Jahre hinziehen. Um möglichst bald konkrete Aussagen zur technischen Machbarkeit und den notwendigen finanziellen Aufwendungen und den damit verbundenen Risiken treffen zu können, sollten zunächst Machbarkeitsstudien angefertigt werden.

Diese Studien sollten auch dazu dienen, gezielt für die Projekte in den Regionen und darüber hinaus zu werben und die Grundlagen für die sich daran anschließende Planungsphase zu liefern. Nachfolgend werden die im Rahmen von Machbarkeitsstudien bzw. den sich anschließenden Realisierungsphasen der Modellprojekte zu klärenden wissenschaftlich technische Fragestellungen wiedergegeben:

Beschreibung der bestehenden elektrischen Energieversorgung der Region

- Netzstruktur
- Eigenerzeugungsanlagen
- Verbrauchsstruktur
- Lastgangkurven
- Tarifstruktur
- Ökonomische und ökologische Aspekte

Ermittlung der Potenziale und Dargebotseigenschaften regenerativer Energiequellen in der Region

- Ermittlung des Leistungsdargebots
- Ausgleichseffekte
- Komplementärkraftwerke und Speicher
- Prinzipielle Entwicklung von Regelungs- und Betriebsführungsstrategien
- Darstellung von Ausbaupotenzialen

Möglichkeiten zur regionalen Energiespeicherung

- Energiespeicherkapazität
- Leistungsaufnahme und -abgabe
- Investitionskosten
- Nebenbedingungen
- Batterien
- Elektrolyseur/Brennstoffzelle
- Kleine Pumpspeicher

Anforderungen an Struktur und Betriebsweise regionaler Versorgungssysteme

- Optimierungsziele

- Technische Anforderungen an dezentrale Systeme
- Räumliche Ausgleichseffekte verschiedener dezentraler Erzeuger
- Prognose der dezentralen Einspeisung
- Möglichkeiten eines optimierten Lastmanagements
- Möglichkeiten variabler Tarife
- Neue Kommunikationsmittel zur Betriebsführung dezentraler Erzeuger
- Dezentrale Komplementärkraftwerke
- Anforderungen an das Mittel- und Niederspannungsnetz
- Spannungs- und Frequenzhaltung

Entwurf dezentraler Energieversorgungssysteme

- Zieldefinition und Systembeschreibung
- Entwicklung von Ausbauszenarien
- Kraftwerke und regionales Verteilungsnetz
- Versorgungssicherheit
- Identifikation technischer Umsetzungsschritte
- Bewertung des Energie- und Leistungsbeitrags dezentraler Erzeuger
- Primärenergieeinsatz
- Emissionen
- Kostenaspekte
- Energiewirtschaftliche Einbindung
- Stromhandel, Strombörse
- Identifikation von Auswirkungen und Risiken

7 Windenergieanlagen in Hybridsystemen zur Elektrifizierung entlegener Gebiete

In zahlreichen Szenarien zur Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs wird analog zum exponentiellen Wachstum der Weltbevölkerung auch ein damit einhergehendes dramatisches Wachstum des weltweiten Energieverbrauchs prognostiziert. Dieses Wachstum, induziert durch die zu erwartende steigende Energienachfrage, wird vor allem die Schwellen- und Entwicklungsländer betreffen und die entsprechenden Volkswirtschaften vor große, bislang ungelöste Aufgaben im Bereich der Energieversorgung stellen. Aus Gründen des weltweiten Klima- und Umweltschutzes sowie der Ressourcenschonung ist es sinnvoll, so weit wie möglich, Windenergie, wie auch andere erneuerbare Energiequellen zur Deckung dieser wachsenden Energienachfrage heranzuziehen und gleichermaßen eine nachhaltige Anschubwirkung der wirtschaftlichen Entwicklung dieser Länder zu erreichen.

Für die Versorgung entlegener Gebiete werden bislang vorwiegend Dieselgeneratoren im Leistungsbereich von einigen kW bis zu mehreren MW eingesetzt. Die gesamte installierte Dieselgenerator-Leistung in Entwicklungsländern wird mit annähernd 60 GW angegeben. Durch den Betrieb dieser Anlagen - und insbesondere durch zu erwartende Neuinstallationen - werden die Zielsetzungen der internationalen Staatengemeinschaft hinsichtlich der Reduktion von Schadstoff-Emissionen und der Ressourcenschonung massiv in Frage gestellt.

Demgegenüber bietet gerade hier der notwendige Neubau oder Ersatz von fossilen Stromerzeugungsanlagen die Chance für einen grundlegenden Wechsel durch Einbindung erneuerbarer Energieträger. Generell stellt der Aufbau von Versorgungsstrukturen mit hohem Anteil an erneuerbaren Energien im Leistungsbereich von einigen kW bis zu mehreren MW weltweit ein Einsatzpotenzial dar, welches eine großmaßstäbliche Einführung der regenerativen Energien verspricht. Einen günstigen Ansatzpunkt hierfür bietet neben Kleinsystemen zur Basiselektrifizierung vor allem die lokale und regionale Energieversorgung von einzelnen kleinen Gewerbebetrieben bis hin zu mittleren Industrieparks, die als Ausgangspunkt zur sukzessiven Elektrifizierung sowie zur wirtschaftlichen Entwicklung ganzer Regionen dienen können /6-1/.

7.1 Weiterentwicklung der Anlagentechnik

Die elektrische Energieversorgung netzferner Gebiete oder einzelner Verbraucher ohne Anschlussmöglichkeit an die öffentliche Stromversorgung stellt eine gleichermaßen politische, ökonomische und technische Herausforderung dar. Wie bereits in Kapitel 2.2.4 kurz dargestellt, förderte das BMBF seit Beginn der 80er Jahre in mehreren Projekten

die Entwicklung der zum Aufbau hybrider Versorgungssysteme notwendigen Systemtechnik. Darüber hinaus wurden bereits erste Pilotanlagen, z.B. auf der irischen Insel Cape Clear oder der griechischen Insel Kythnos im Rahmen von FuE -Projekten unterstützt. Bei der Weiterentwicklung der verschiedenen Komponenten in Hybridsystemen lag seit den 90er Jahren der Schwerpunkt eher auf dem Gebiet der PV-Wechselrichter oder der Umkehrstromrichter zum Laden bzw. Entladen von Batterien, jedoch weniger auf der Entwicklung preiswerter, robuster WEA im Leistungsbereich zwischen 5 und 10 kW.

Die Marktpreise verfügbarer WEA im Leistungsbereich zwischen 1 und 10 kW bewegen sich in Gleichstromausführung, z.B. zum Laden von Batterien, im Bereich von rund 3.000 DM/kW oder in Wechselstromausführung zum Netzparallelbetrieb im Bereich von bis zu 10.000 DM/kW /3-20/, /3-21/. Damit liegen die Preise fernab von dem Niveau, das für marktgängige größere Anlagen bereits erreicht wird. Für die technische Reife der Kleinanlagen ist ein ähnlicher Unterschied zu unterstellen, konzentrierten sich doch die Entwicklungen der letzten Jahre ausschließlich auf größere Anlagen für den Netzparallelbetrieb. Der Grund hierfür liegt ganz einfach darin, dass durch die gesetzlichen Regelungen ein (geschützter) Markt für netzgekoppelte Anlagen mit entsprechender Nachfrage entstehen konnte. Dies war und ist für Kleinanlagen oder ganze Hybridsysteme zur Elektrifizierung entlegener Gebiete jedoch nicht der Fall. Hier gibt es zwar einen gewaltigen Bedarf an Elektrizität und zum Teil regional erheblich bessere Windbedingungen, aber keinen (geschützten) Markt mit entsprechender Nachfrage und Kaufkraft. Ziel zukünftiger Aktivitäten sollte es also sein, sowohl die Weiterentwicklung der Anlagentechnik zu betreiben, als auch durch geeignete Förderprogramme, z.B. im Rahmen der Entwicklungszusammenarbeit, für entsprechende Nachfrage zu sorgen. Wünschens- und erstrebenswert wäre dabei eine Gesamtentwicklung, wie sie bei den netzgebundenen größeren Anlagen bei Preis und Technik stattgefunden hat.

Technisches Entwicklungsziel hinsichtlich dazu einsetzbarer WEA sollte es sein, kleine, robuste, wartungsarme Anlagen zu entwickeln, die für nicht mehr als 2.000 DM/kW Nennleistung am Markt angeboten werden können. Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, sind Entwicklungen an beinahe allen WEA-Komponenten mit den folgenden Zielrichtungen notwendig:

- Einfach herstellbare und damit preiswerte Rotorblätter
- Möglichst am WEA Standort herstellbarer Turm
- Speziell für den Betrieb an schwachen Netzen geeignete Generatoren
- Regelung und Betriebsführung, die den Parallelbetrieb mit anderen EE-Stromerzeugern ermöglicht (Aufbau von Hybridsystemen).

Die auf diesem Gebiet in jüngster Zeit begonnenen industriellen Entwicklungen werden sicherlich zur erheblichen Kostenreduktion von Strom aus erneuerbaren Energien zur Versorgung netzferner Regionen beitragen können.

7.2 Internationales Kooperationsprojekt

Die technische Entwicklung einer preiswerten und zuverlässigen Anlagentechnik für Hybridsysteme zur Elektrifizierung entlegener Gebiete wird allein aber nicht dazu führen können, die Anlagen ohne Rückkoppelung aus (möglichst massenhaften) Anwendungen technisch so weiterzuentwickeln, dass dabei Kostenreduktionen der gewünschten Größenordnung erreicht werden können. Ähnlich dem Anfang der 90er Jahre aufgelegten „250 MW Wind“- Programm zur Demonstration und Vertrauensbildung für netzgekoppelte WEA, wäre auch ein vergleichbares Programm für hybride Versorgungssysteme notwendig.

7.2.1 Zielsetzung

Die übergeordnete Zielsetzung eines solchen Programms wäre die Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung von Schwellen- und Entwicklungsländern sowie der weltweite Umwelt- und Ressourcenschutz zur Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlage. Die Entwicklungsländer würden darin unterstützt, ihre energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen weitestgehend ökologisch verträglich zu gestalten und sich damit am globalen Umweltschutz zu beteiligen. Darüber hinaus könnte ein solches Programm dazu beitragen, die Rahmenbedingungen für deutsche Unternehmen hinsichtlich Präsenz und Wettbewerbsfähigkeit auf den Weltmärkten zu verbessern und damit zu einem wirkungsvollen Instrument einer ökologischen Wirtschaftspolitik werden.

Ein solches Programm zielt damit auf die Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung von Modellregionen mit anschaulicher Demonstration. Gezeigt werden kann, dass sich der steigende Energiebedarf in Schwellen- und Entwicklungsländern auch durch den Einsatz erneuerbarer Energien zuverlässig und gleichermaßen umweltschonend bereitstellen lässt. Hierzu könnten die folgenden Einzelziele erreicht werden:

- Beitrag zur wirtschaftlichen Entwicklung einer Region durch nachhaltige und sichere Energieversorgung auf der Basis regionaler Wertschöpfung (Nutzung natürlicher Ressourcen),
- Beschäftigungseffekte durch verbesserte Energieversorgung für Kleinbetriebe,
- Demonstration der Einsatzreife erneuerbarer Energien als Beitrag zum stark steigenden Energiebedarf in Schwellen- und Entwicklungsländern,

- Aufbau der notwendigen Infrastruktur für den weiteren Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien,
- Beschäftigungseffekte durch Aufbau und Erhalt der Infrastruktur,
- Impulswirkung für den deutschen Export,
- Technologietransfer und Aufbau industrieller Kooperationen,
- Aufbau von wissenschaftlichen Kooperationen,
- Erfolgreicher Langzeitbetrieb und Erkenntnisse zur Weiterentwicklung der Anlagentechnik.

7.2.2 Arbeitsprogramm

Ein derartiges Programm wäre in mehreren Abschnitten durchzuführen. Damit wäre gewährleistet, dass inhaltliche und zeitliche Anpassungen möglichst kurzfristig vorgenommen werden könnten.

Vorbereitende und begleitende Maßnahmen

- Durchführung eines Workshops und Initialisierung von wirtschaftlichen und wissenschaftlichen Kooperationen,
- Untersuchung der Rahmenbedingungen in den Ländern der Zielregion (energiewirtschaftlich, gesamtwirtschaftlich und politisch, infrastrukturell)

Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für den Einsatz deutscher Technik, dazu gehören

- der Abbau von rechtlichen, politischen und informellen Hemmnissen,
- Maßnahmen zum Technologietransfer und zum Industriebau in den Zielländern,
- Planungshilfen durch erfahrene Consulting Unternehmen und unabhängige Ingenieurbüros.

Forschung und Entwicklung zur weiteren technischen Ertüchtigung und Qualitätssicherung der einzusetzenden Anlagentechnik, insbesondere

- zur notwendigen Anpassung an klimatische und infrastrukturelle Rahmenbedingungen in den Zielländern,
- zur Berücksichtigung national unterschiedlicher technischer Vorgaben,
- Planung und Projektierung der ersten Demonstrationseinrichtungen,
- Öffentlichkeitsarbeit.

Bestimmung der Rahmenbedingungen für Export-Aktivitäten

- Untersuchung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in möglichen Zielländern,

- Energiebedarf und Energieversorgungsstruktur,
- Kosten der Energieerzeugung, Energiepreise,
- Energiepolitische Rahmenbedingungen,
- Bedingungen für Netzeinspeisung und eventuell Netzdurchleitung.

Untersuchung der gesamtwirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen

- Einfuhrbeschränkungen, Zölle und sonstige Hemmnisse,
- Währungsstabilität, und -konvertibilität,
- Kapitaltransferbestimmungen,
- Versicherung, Bürgschaften.

Untersuchung der infrastrukturellen Bedingungen

- Transportinfrastruktur (Häfen, Flughäfen, Haupttransportwege),
- Entfernungen zur vorhandenen Netzstruktur,
- Netzkapazitäten und Netzstabilität,
- Analysen des im Zielland vorhandenen Potenzials hinsichtlich einer möglichen Teilfertigung von Komponenten vor Ort.

Serien-Installation in einem ersten Zielland

- Aufbau der notwendigen Infrastruktur für Wartung und Instandsetzung,
- Auswahl der Zielbetriebe,
- Installation der Systeme,
- Wissenschaftliche Begleitung unter Einbeziehung der Partnerorganisationen in der gesamten Zielregion,
- Schaffung von Joint-Ventures, u.a. auch zum Ausbau der Infrastruktur,
- Verbreitung (Multiplikatoren-schulung; Training- und Weiterbildung),
- Zwischenevaluierung.

Regionale Erweiterung auf mehrere Länder

- Aufbau der notwendigen Infrastruktur für Wartung und Instandsetzung,
- Installation der Systeme,
- Verbreitung (Multiplikatoren-schulung; Training- und Weiterbildung).

Begleitende und abschließende Programm-Evaluierung

Technische Aspekte

- Anlagenzuverlässigkeit und technische Verfügbarkeit,
- Wartungs- und Instandsetzungsbedarf,
- Grad der Energie- und Leistungsbedarfsdeckung,
- Energiewirtschaftliche Einbettung.

Ökonomische Aspekte

- Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Anlagen aus Sicht des Betreibers,
- Herausarbeitung kostenmindernder Trends,
- Untersuchung der gesamtwirtschaftlichen Kosten in Relation zum ökologischen Nutzen und Vergleich mit technologischen Alternativen,
- Identifizierung von Multiplikatorwirkungen und selbsttragenden Effekten,
- Auswirkungen auf die Inlandsmärkte der Modellregion.

Gesamtbewertung des Vorhabens

- Zusammenfassung und Bewertung der anlagen- und betriebstechnischen Erfahrungen,
- Gesamtwirtschaftliche Bewertung in den jeweiligen Zielländern,
- Ökologische Wirkungsanalysen,
- Evaluierung aufgetretener Probleme und Hemmnisse,
- Identifizierung von besonders aussichtsreichen technischen Systemlösungen,
- Abschließende Bewertung der Impulswirkungen des Programms in Deutschland und in der Modellregion.

Auch bei diesem Anwendungsfeld der Windenergie kommt neben der Entwicklung der notwendigen Anlagentechnik der Demonstration mit ihrer Rückwirkung auf Forschung und Entwicklung und ihrem Beitrag zur Vertrauensbildung hinsichtlich einer späteren Markteinführung eine zentrale Rolle zu (Abb.7-1).

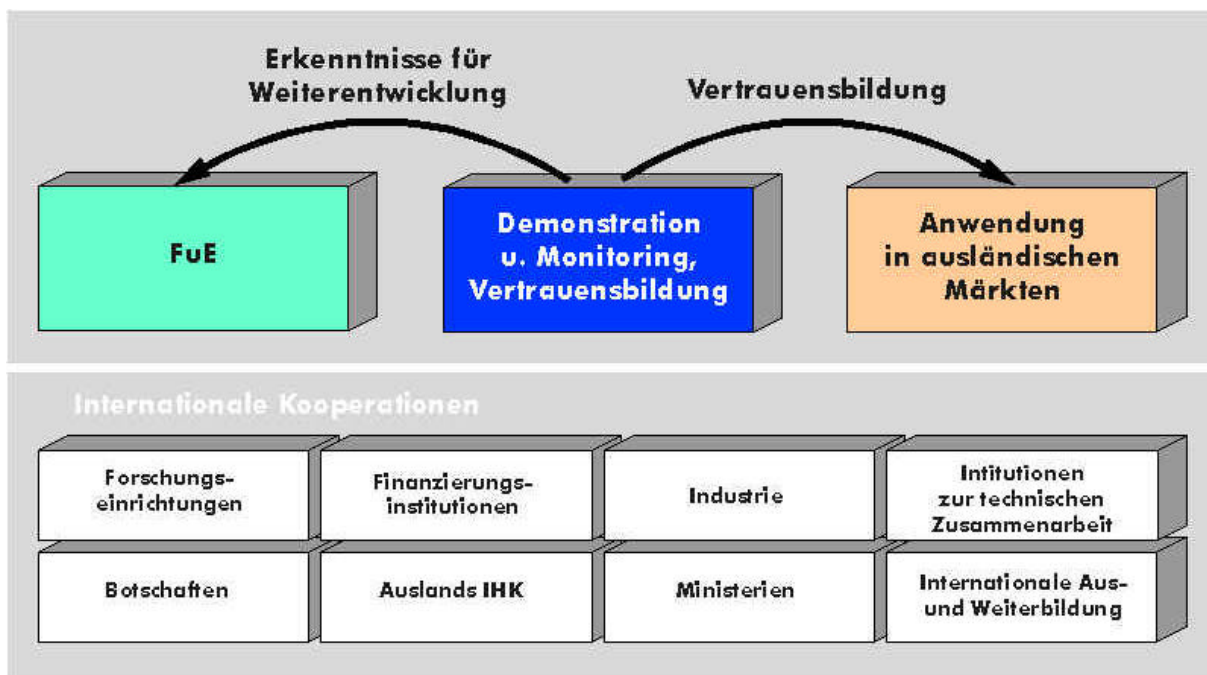


Abb.7-1: Struktur und Aufgaben eines internationalen Kooperationsprojektes zur Elektrifizierung in Schwellen- und Entwicklungsländern mit Einbindung der Windenergie

8 Zusammenfassung und Ausblick

Die Nutzung der Windenergie hat in Deutschland seit Beginn der 90er Jahre einen selbst von Insidern nicht für möglich gehaltenen Aufschwung genommen. In einem Zeitraum von nur 12 Jahren, also von Anfang 1990 bis Ende 2001, erhöhte sich die installierte Windleistung von ca. 18 MW auf über 8.600 MW. Allein im Jahr 2001 wurde mit 2.630 MW ein neuer Installationsrekord erreicht. Dies entsprach einem Zuwachs gegenüber dem Vorjahr von ca. 44%. Deutschland liegt damit bei der installierten Windleistung weltweit nach wie vor mit großem Abstand an der Spitze.

Diese rasante Entwicklung wurde zunächst durch Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprogramme des Bundes, wie dem „250 MW Wind“ – Programm vorbereitet, durch zusätzliche Landesförderungen massiv unterstützt, aber besonders durch gesetzgeberische Maßnahmen wie dem Stromeinspeisungsgesetz von 1991 und seit dem 01.04.2000 durch das Erneuerbare Energien Gesetz ermöglicht. Erwähnt werden muss hier noch die positive Wirkung der Kreditprogramme der Deutschen Ausgleichsbank.

Markt- und Preisentwicklung von WEA

In dieser Arbeit wurde gezeigt, dass durch größere Stückzahlen, optimierte Fertigungsverfahren, Lern- und Skaleneffekte sowie durch Weiterentwicklungen in der Anlagentechnik die Preise für Windenergieanlagen ausgehend von 1.261 €/kW bei 60 MW kumulierter installierter Windleistung Ende 1990 auf 911 €/kW bei 8.671 MW installierter Windleistung im Jahr 2001 gesenkt werden konnten. Damit sind im genannten Zeitraum die Preise für Windenergieanlagen je Verdoppelungsschritt der kumulierten installierten Leistung real um ca. 6 Prozent gefallen. Die Entwicklung der spezifischen Durchschnittspreise nach dieser Lernkurve zeigt jedoch seit 1996 keine weiteren Preisreduktionen, sondern einen nahezu konstanten Verlauf.

Um in der Darstellung der Preisentwicklungen auch den erzielten technischen Fortschritt in der Anlagentechnik zu berücksichtigen, wurde in der Arbeit auch die Entwicklung der spezifischen WEA- Preise in €/kWh Jahresenergieertrag untersucht. Danach zeigt sich zunächst eine Lernrate von insgesamt 9% gegenüber 6% bei der Darstellung in Abhängigkeit von der installierten Nennleistung. Für die Jahre ohne erkennbare weitere Preisreduktionen, also für die Jahre 1996 bis 2001, zeigt sich jedoch auch hier kein grundsätzlich anderer Verlauf. Beide Kurven legen die Vermutung nahe, dass aufgrund der gültigen Einspeisetarife und der dadurch bedingten großen Nachfrage, die Hersteller am Markt zu keinen weiteren Preissenkungen veranlasst wurden. An dieser Entwicklung lassen sich folglich auch die Grenzen von Mindestpreisregelungen ablesen. Gerade bei dieser Förderweise kommt es offenbar darauf an, eine fortlaufende Überprüfung der Einspeisetarife zu gewährleisten.

Ein Vergleich der Kostenkurven mit den zu erwartenden mittleren Einspeisevergütungen hat darüber hinaus ergeben, dass die Absenkung der Vergütungssätze nach dem Erneuerbare Energien Gesetz in Abhängigkeit von der Standortgüte nicht in dem Masse erfolgt, wie es die Kostenkurve eigentlich erfordern würde. Weiterhin legen die durchgeführten Berechnungen der Stromgestehungskosten nahe, die Grenze, ab der eine reduzierte Einspeisevergütung gewährt wird, neu zu definieren. Es ist jedoch zu erwarten, dass im Rahmen der für Ende 2003 geplanten Novellierung eine Korrektur entsprechend den hier dokumentierten Ergebnissen erfolgen wird.

Verausgabte Fördermittel

Der wesentliche Durchbruch gelang der Windenergienutzung ab 1989/90 als erstmals mit dem „250 MW Wind“- Programm langfristig, das heißt für 10 Jahre gesicherte „Aufschläge“ (8 Pf/kWh) zur damals gültigen Einspeisevergütung von durchschnittlich 8,66 Pf/kWh gezahlt wurden. Flankiert wurde dieses Programm durch Länderförderungen in beträchtlicher Höhe, mit denen die einzelnen Bundesländer versuchten, möglichst viel von den vom Bund bereitgestellten Mitteln in „ihr“ Bundesland zu ziehen. Die wichtigste Wirkung des „250 MW Wind“- Programms war jedoch die ab 1989 gegebene Planungssicherheit der WEA-Hersteller hinsichtlich der Absatzzahlen für Anlagen in diesem Programm und das stark wachsende Vertrauen in die WEA-Technik durch die Veröffentlichung der WEA-Betriebsergebnisse im begleitenden Messprogramm WMEP. Vor diesem Hintergrund konnten sich dann das Stromeinspeisungsgesetz ab 1991 und das Kreditprogramm der Deutschen Ausgleichsbank sehr erfolgreich entfalten.

Weiterhin konnte herausgearbeitet werden, dass im Rahmen sämtlicher Fördermaßnahmen für die Entwicklung und Nutzung der Windenergie in Deutschland von 1975 bis einschließlich 2001 Mittel in Höhe von insgesamt 2.277 Mio. € aufgewendet wurden. Im Zeitraum von 1990 bis 2001 fielen entsprechend den angestellten Untersuchungen die spezifischen Stromgestehungskosten pro kWh Jahresreferenzertrag von 0,84 €/kWh auf 0,78 €/kWh, wobei die wesentliche Reduktion im Zeitraum bis 1996 stattfand. Bei der Bewertung der verausgabten Fördermittel seit 1975 in Höhe von 2.277 Mio. € muss auch die Relation zu den 35.000 Arbeitsplätzen bedacht werden, die in Deutschland mittlerweile von der Windenergienutzung abhängen. Setzt man die insgesamt stimulierten Investitionen in Höhe von 9,884 Mrd. € (8.671.000 kW installierte Windleistung mal 1.140 €/kW spezifische Investitionskosten) in Relation zu den verausgabten Fördermitteln in Höhe von 2,277 Mrd. €, so ergibt sich immerhin ein Faktor von 4,3.

Bei einer zeitlichen Betrachtung der Entwicklung hat die Arbeit gezeigt, dass die größten Veränderungen im Jahr 1990 auftraten, in dem der Schwerpunkt der BMBF- Förderung von FuE auf ein größeres Demonstrations- und Monitoring- Programm verlagert wurde und auch die Bundesländer ihre Projektförderungen massiv ausbauten. Mittlerweile (2001) wird der überragende Beitrag (85%) der jährlichen Windenergieförderung

aus den Förderäquivalenten der gezahlten Mindestvergütungen nach dem EEG erbracht. Der zweite wichtige Beitrag kommt mit 11% aus den vermiedenen Zinskosten durch Nutzung der Kreditprogramme der Deutschen Ausgleichsbank.

Bedeutung von Demonstrations- und Monitoring- Programmen

Als weiterer wesentlicher Aspekt konnte in dieser Arbeit gezeigt werden, wie in einem föderalen Fördersystem eine wirkungsvolle Kombination aus FuE und Markteinführung (auf Basis von gesicherten Einspeisevergütungen) entstehen kann und welche zentrale Bedeutung dabei begleitenden Demonstrations- und Monitoring- Vorhaben zukommt. Diese werden benötigt, um Erkenntnisse aus dem praktischen Betrieb für gezielte technische Weiterentwicklungen in FuE-Programme einfließen zu lassen, aber beispielsweise auch, um die Parameter für die Berechnung der notwendigen Einspeisevergütungen fortlaufend neu festlegen zu können. Die im Rahmen der Arbeit dokumentierten Fehlentwicklungen und Hinweise auf zu erwartende Anpassungen sind dafür ein gutes Beispiel.

Darüber hinaus wurde herausgestellt, dass die größte Dynamik in der Weiterentwicklung der Anlagentechnik erst dann einsetzte, als Windenergieanlagen in einer Größe zur Verfügung standen, die für private Investoren (in der Anfangszeit zumeist Landwirte) erschwinglich waren und dazu parallel, die frühere Herstellerförderung umgestellt wurde auf eine Betreiberförderung. Dadurch entstand eine steigende Nachfrage und die WEA-Hersteller hatten durch quasi gesicherte Stückzahlen ab 1990 über geförderte Projekte im „250 MW Wind“- Programm und durch die Aussicht auf das angekündigte Stromerzeugungsgesetz den notwendigen kommerziellen Ansporn, schnell weitere technische Entwicklungen einzubringen und die notwendigen Erweiterungen der Produktionskapazitäten zu planen und schließlich auch vorzunehmen. Außerdem hatte sich durch die Förderung neuer, kleiner, hauptsächlich windanlagenorientierter Unternehmen eine völlig andere Herstellerstruktur entwickelt, als dies bei den Großanlagen zuvor der Fall war. Stark unterstützt wurde diese Entwicklung dadurch, dass im begleitenden Messprogramm WMEP zur Fördermaßnahme „250 MW Wind“, die Betriebsergebnisse der Anlagen kontinuierlich veröffentlicht wurden und potenzielle Betreiber sich von der Leistungsfähigkeit der unterschiedlichen Anlagentypen überzeugen konnten. Diese Vertrauensbildung wirkte dann auch zunehmend gegenüber Banken, Versicherungen sowie schließlich auch gegenüber Energieversorgungsunternehmen und der Politik. Außerdem wurden von den Anlagen mit schlechten (unterdurchschnittlichen) Betriebsergebnissen zunehmend weniger Anlagen gekauft und so einer gewissen Marktberreinigung Vor-schub geleistet.

Forschung und Entwicklung

Es wurde in der Arbeit weiterhin gezeigt, dass sich während der 90er Jahre die für FuE aufgebrauchten öffentlichen Mittel reduzierten und es hinsichtlich der Weiterentwicklung der WEA- Anlagentechnik eine Konzentration auf wenige Entwicklungslinien gab, die sich schließlich auch am Markt durchsetzen konnten. Wesentlich ist jedoch, dass insgesamt betrachtet in den 90er Jahren die größten Verbesserungen in der Anlagentechnik (z.B. technische Verfügbarkeit), Preisreduktionen sowie die meisten Innovationen (z.B. getriebelose WEA, auch im MW-Bereich) eingebracht wurden, als die staatlichen Mittel für FuE am geringsten waren. Diese Entwicklungen wurden durch die große Dynamik des wachsenden Windenergiemarktes induziert und im Wesentlichen durch die beteiligten Firmen auch selbst finanziert. Hier gibt es also eine starke Rückkoppelung mit den Einflüssen des geschützten Marktes. Allerdings darf man nicht den Schluss ziehen, der Staat könne sich zukünftig aus Forschung und Entwicklung zurückziehen, denn diese intensive industrielle Umsetzungsphase konnte durchaus auf vorher gewonnene Forschungsergebnisse und erkannte Schwierigkeiten aufbauen.

Bei den derzeitigen Rahmenbedingungen ist es offensichtlich aber grundsätzlich richtig, wenn die Weiterentwicklungen der WEA- Anlagentechnik im Wesentlichen durch die Hersteller selbst erfolgen. Andererseits bleibt zu bedenken, ob nicht durch eine Akzentverschiebung staatlicher Förderpolitik in Richtung Forschung und Entwicklung die enormen Anforderungen an neue Anlagengenerationen, unter anderem für den Offshore-Einsatz, wirkungsvoller gemeistert werden können.

Ein Aspekt mit wachsender Bedeutung für die Industrie im Bereich der Forschungsförderung ist die Vertraulichkeit und Exklusivität an gewonnenen Erkenntnissen. So ist es auch nicht verwunderlich, dass nur sehr wenige FuE- Aktivitäten von verschiedenen Herstellern gemeinsam durchgeführt werden. Fraglich ist, ob auf diese Weise der schnellstmögliche technische Fortschritt und entsprechende Kostenreduktionen erreicht werden können.

Neben den anlagentechnischen Weiterentwicklungen in den Herstellerfirmen hat die Arbeit gezeigt, dass es eine Vielzahl an windenergierelevanten Forschungsaktivitäten gab, die außerhalb von firmeneigenen Labors, in universitären und außeruniversitären Forschungseinrichtungen, angesiedelt waren. Dies waren z.B. Aktivitäten in den Materialwissenschaften, der Aerodynamik, der elektrischen Energieversorgungstechnik, der Mess- und Regelungstechnik, der Informations- und Kommunikationstechnik sowie der Meteorologie, die sowohl in die Weiterentwicklung der Anlagentechnik, als auch in angrenzende Bereiche, wie der Windpotenzialermittlung, der Standortfindung (z.B. im komplexen Gelände) oder der Integration von WEA in elektrische Versorgungsstrukturen eingeflossen sind. Wie gezeigt, sind diese Aktivitäten auch weiterhin für die Ent-

wicklung der Windenergie von großer Bedeutung und bedürfen zweifellos staatlicher Förderung in Gestalt von FuE-Projekten.

Im Rahmen der Arbeit wurden drei wesentliche Bereiche für zukünftige FuE-Arbeiten definiert, die sich aus unterschiedlichen Anwendungsfeldern ableiten lassen. Dies sind die großtechnische Offshore-Windenergienutzung, die dezentrale, netzgebundene Energieversorgung und der Bereich Windenergieanlagen in Hybridsystemen zur Elektrifizierung entlegener Gebiete. Bei den beiden netzgebundenen Anwendungsfeldern kommt mit zunehmendem Durchdringungsgrad der Regelung und Betriebsführung der Anlagen hinsichtlich des Zusammenspiels mit konventionellen Kraftwerken eine wachsende Bedeutung zu. Aus Sicht der Netzbetreiber wird es verstärkt darauf ankommen, den WEA Eigenschaften zuzuweisen, die denen konventioneller Kraftwerke mehr und mehr entsprechen. Andererseits wird es im Sinne einer möglichst kostengünstigen Integration großer Windleistungen bedeutungsvoller werden, den bestehenden Kraftwerkspark und seine Betriebsweise an die Dargebotsabhängigkeit der WEA anzupassen. Dieser Prozess wird sich sicherlich über mindestens eine Dekade erstrecken und davon abhängen, wie sich die förderpolitischen Bedingungen zukünftig entwickeln. Die Arbeit hat insbesondere gezeigt, dass eine mittel- bis langfristige Strategie zur Offshore-Windenergienutzung erforderlich ist, um die notwendigen Investitionsentscheidungen für einen Netzausbau unter den richtigen Randbedingungen treffen zu können. Wichtig wird es dabei sein, zu klären, welche gesetzlichen Randbedingungen der Gesetzgeber vorgeben möchte, oder anders gesagt, in wie weit der Staat regelnd in die Erschließung der Offshore-Potenziale eingreifen will (und darf).

Weiterhin wird in der Arbeit wiedergegeben, wie die oben bereits erwähnten zukünftigen Eigenschaften von WEA mit Hilfe übergeordneter Betriebsführungseinheiten technisch umgesetzt werden könnten. Diese Betriebsführungseinheiten müssten sowohl eine Energie- und Leistungsregelung als auch eine Blindleistungsbreitstellung auf Anforderung ermöglichen, um hiermit vergleichbare Eigenschaften wie konventionelle Kraftwerkstypen zu erlangen. Folgende Betriebsmodi sind dabei zu fordern: Unbeeinflusster Betrieb, Maximalleistungsbegrenzung entsprechend Vorgabe, energetische Plantreue, konstante Leistung und Bereitstellung von Regelleistung. Durch Einbringen dieser Betriebsmodi lässt sich der energiewirtschaftliche Nutzen der Windenergie deutlich erhöhen.

Hinsichtlich der Weiterentwicklung von Hybridsystemen mit Windenergieanlagen wird in der Arbeit besonders auf die Notwendigkeit eines internationalen Demonstrationsprogramms eingegangen. Die übergeordnete Zielsetzung eines solchen Programms ist die Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung von Schwellen- und Entwicklungsländern sowie der weltweite Umwelt- und Ressourcenschutz zur Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlage. Die Entwicklungsländer sollen darin unterstützt werden, ihre energie-

wirtschaftlichen Rahmenbedingungen weitestgehend ökologisch verträglich zu gestalten und sich damit am globalen Umweltschutz zu beteiligen. Darüber hinaus soll ein solches Programm dazu beitragen, die Rahmenbedingungen für deutsche Unternehmen hinsichtlich Präsenz und Wettbewerbsfähigkeit auf den Weltmärkten zu verbessern und damit zu einem wirkungsvollen Instrument einer ökologischen Wirtschaftspolitik zu werden.

Ein derartiges Elektrifizierungsprogramm zielt damit auf die Förderung der wirtschaftlichen Entwicklung von Modellregionen mit anschaulicher Demonstration. Gezeigt werden soll, dass sich der steigende Energiebedarf in Schwellen- und Entwicklungsländern auch durch den Einsatz erneuerbarer Energien zuverlässig und gleichermaßen umweltschonend bereitstellen lässt.

9 Literaturhinweise

/1-1/ Deutscher Bundestag, 7. Wahlperiode: „Die Energiepolitik der Bundesregierung“, Drucksache 7/1057 vom 3.10.1973

/1-2/ Deutscher Bundestag, 12. Wahlperiode: „Das energiepolitische Gesamtkonzept der Bundesregierung - Energiepolitik für das vereinte Deutschland“, Drucksache 12/1799 vom 11.12.1991

/1-3/ BMBF: „Energieforschung und Energietechnologien, Erneuerbare Energiequellen, Rationelle Energieverwendung“, Jahresbericht 1995

/1-4/ BMWi: Energiebericht "Nachhaltige Energiepolitik für eine zukunftsfähige Energieversorgung", Broschüre, November 2001

/1-5/ Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG) vom 29.03.2000 (BGBl. I 2000 S. 305). www.bmu.de

/1-6/ M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf, A. Voß, G. Weinrebe: „Entwicklung eines Konzeptes zur Förderung erneuerbarer Energien durch die deutsche Elektrizitätswirtschaft“, VDEW-Verlag, Frankfurt 1998

/1-7/ V. Oschmann: „Das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen (ET), Heft 6 2000, S. 460-464

/1-8/ M. Durstewitz, C. Ensslin, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: „Windenergie Report Deutschland 2002“, ISET, 2002

/2-1/ Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT): „Energieforschung und Energietechnologien - Förderschwerpunkte der Bundesregierung“, Bonn, 1993

/2-2/ Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF): „4. Programm Energieforschung und Energietechnologie“, Bonn, 1996

/2-3/ J. Hemmelskamp: „Umweltpolitik und technischer Fortschritt“, Physica-Verlag, Heidelberg, 1999

/2-4/ M. Durstewitz, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, C. Nath, V. Köhne: „Offshore-Windenergienutzung in der AWZ“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Kassel, 2001

- /2-5/ S. Heier, W. Kleinkauf: „Regelung einer großen Windenergieanlage“, Abschlußbericht Teil III, Wirkleistung- Drehzahlregelung, Kassel, 1978
- /2-6/ P. Albrecht, G. Cramer, P. Drews, M. Grawunder, S. Heier, W. Kleinkauf, W. Leonhard, W. Speckheuer, J. Thür, W. Vollstedt, R. Wettlaufer: „Betriebsverhalten von Windenergieanlagen“, Abschlußbericht BMFT-Vorhaben 84-154, Karlsruhe, 1984
- /2-7/ W. Kleinkauf et al. „Windenergieanlagen im Verbundbetrieb“, BMFT-Abschlussbericht, Kassel, 1986
- /2-8/ M. Durstewitz, S. Heier, H. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf: „Messtechnische Untersuchungen am Windpark Westküste“, BMFT-Abschlussbericht , Kassel, 1992
- /2-9/ M. Durstewitz, S. Heier, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf, J. Sachau : „Elektrische Energieversorgung mit Windenergieanlagen - Auslegung und Regelung von verbraucherorientierten Versorgungseinheiten und Inselnetzen“, in: Statusreport 1990 Windenergie, Hrsg.: Forschungszentrum Jülich GmbH - Projektträger BEO, Heide/Holstein 1990
- /2-10/ H. Råde: „Eldorado Wind, ein Feldtest und Demonstrationsprogramm des BMBF“, 16. FGW-Workshop, 30.08.1990, Hamburg, 1990
- /2-11/ Forschungszentrum Jülich, PTJ: „Jahresbericht Energieforschung 1998“, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Karlsruhe, 1999
- /2-12/ Forschungszentrum Jülich, PTJ: „Jahresbericht Energieforschung 1999“, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Karlsruhe, 2000
- /2-13/ Forschungszentrum Jülich, PTJ: „Jahresbericht Energieforschung 2000“, Fachinformationszentrum Karlsruhe, Karlsruhe, 2001
- /2-14/ R. Döpfer, C. Ensslin, G. Füller, M. Hoppe-Kilpper, H. Koch, C. Meyer, K. Rohrig: „Das Wissenschaftliche Mess- und Evaluierungsprogramm (WMEP) zum Breitentest „250 MW Wind““, in: Sonnenenergie & Wärmepumpe 15 (1990) 6, 19-21
- /2-15/ C. Ensslin, G. Füller, M. Hoppe-Kilpper, C. Meyer, T. Schott: „Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP) in the German '250 MW Wind Programme““, in: Proceedings of the Biennial Solar World Congress in Denver, Hrsg.: M.E. Arden, S. Burley, M. Coleman, New York 1991

/2-16/ C. Ensslin, G. Füller, M. Hoppe-Kilpper: „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm des Breitentests "100 MW Wind" - Installierung der messtechnischen Ausrüstung - Datenerfassung und -übertragung - Zentrale Auswertung“, in: Statusreport 1990 Windenergie Hrsg.: Forschungszentrum Jülich GmbH - Projektträger BEO, Heide/Holstein 1990

/2-17/ C. Ensslin, G. Füller, M. Hoppe-Kilpper, C. Meyer, T. Schott: „Start für die automatische Fernüberwachung deutscher Windkraftanlagen“ in: Tagungsband Husumer Windenergietage 1991, Hrsg.: Deutsche Gesellschaft für Windenergie e. V. - DGW, Fördergesellschaft Windenergie, Hannover 1991

/2-18/ C. Ensslin, G. Füller, M. Hoppe-Kilpper, C. Meyer, T. Schott: „The "Scientific Measurement and Evaluation Programme (WMEP)" in the German "250 MW Wind" Programme“, in: Wind Energy - Technology and Implementation, Proceedings of the European Wind Energy Conference EWEC '91 in Amsterdam, Hrsg.: F.J.L. Van Hulle, P. T. Smulders, J. B. Dragt, Amsterdam 1991

/2-19/ M. Durstewitz, C. Ensslin, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf: „Wind Energy Development in Germany - Results from the 250 MW Programme“ in: EWEC 1994 - 5th European Wind Energy Association Conference and Exhibition - Thessaloniki-Macedonia-Greece - Conference Proceedings, Hrsg.: J.L. Tsipouridis, European Wind Energy Association – EWEA, Thessaloniki 1995

/2-20/ C. Ensslin, G. Füller, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: „The Scientific Measurement and Evaluation Programme in the German "250 MW Wind" Programme“, in: European Community Wind Energy Conference - Proceedings of the International Conference held at Lübeck-Travemünde, Germany, 8-12 March 1993, Hrsg.: A.D. Garrad, W. Palz, S. Scheller, Commission of the European Communities, Brüssel 1993

/2-21/ M. Durstewitz, C. Ensslin, S. Heier, M. Hoppe-Kilpper: „Wind Farms in the German "250 MW Wind"-Programme“, in: The Potential of Wind Farms, Proceedings of the EWEA Special Topic Conference '92 in Herring, Hrsg.: The Association of Danish Windmill Manufactures, Herring, 1992

/2-22/ M. Durstewitz, C. Ensslin, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: „Selected Field Experience from the German 250 MW Wind Programme“, in: Wind Conditions for Wind Turbine Design - 1st Symposium - Hamburg, June 27-28, 1994 - IEA Joint Action, Hrsg.: IEA, Germanischer Lloyd, B. Maribo Pedersen (DTU), Hamburg 1994

/2-23/ S. Heier: „Windkraftanlagen im Netzbetrieb“, B. G. Teubner Verlag, Stuttgart, 1996

- /3-1/ E. Hau: "Windkraftanlagen"; Springer; Berlin, Heidelberg, New York; 1996.
- /3-2/ H. Dörner: „Drei Welten – Ein Leben. Professor Dr. Ulrich Hütter. Hochschullehrer, Konstrukteur, Künstler“; Institut für Flugzeugbau; Uni Stuttgart; 1995.
- /3-3/ G. Czisch, M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf: „Windenergie gestern, heute und morgen“ in: Tagungsband Husum Wind '99, Hrsg.: Husumer Wirtschaftsgesellschaft, September 1999
- /3-4/ M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, J. Schmid, N. Stump, R. Windheim: „Experience with 3000 MW Wind Power in Germany“. Europäische Windenergiekonferenz – EWEC '99, 1.-5. März 1999, Nizza, Frankreich
- /3-5/ M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, unter Mitwirkung von G. Czisch und B. Hahn: „Markt- und Kostenentwicklung bei der Windenergie“, Studie im Auftrag des BMWi, Kassel, 2002
- /3-6/ M. Durstewitz, C. Ensslin, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: „Windenergie Report Deutschland 2001“, ISET, 2001
- /3-7/ M. Hoppe-Kilpper: „Entwicklung und Perspektiven der Windenergienutzung in Deutschland“ in: „Der Beitrag der Windenergie zur Stromversorgung“, Hrsg.: Deutsch-Japanischer Kooperationsrat im Wissenschaftszentrum Bonn, 2000
- /3-8/ M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf: „Windenergietechnik – Entwicklung und Beitrag zur Stromversorgung“, Rundgespräch der Kommission für Ökologie der Bayerischen Akademie der Wissenschaften, in: Bd. 19 „Zur Ökonomie und Ökologie“, München 2000
- /3-9/ M. Hoppe-Kilpper: „Nachhaltige Nutzung der Windenergie“ in: TA-Datenbanknachrichten, Nr.3, 10. Jahrgang, Hrsg.: Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse im FZ- Karlsruhe, 2001
- /3-10/ J. Schmid, W. Kleinkauf, M. Hoppe-Kilpper, M. Durstewitz, U. Krengel: „Windenergie und Photovoltaik / Erfolge und Perspektiven“, in: Tagungsband des ETG-Fachkongress „Verteilungsnetze mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen“, Mannheim, Oktober 1999
- /3-11/ W. Kleinkauf, M. Hoppe-Kilpper: „Windenergie: Entwicklung und Beitrag zur Stromversorgung (Teil II)“, Wirtschaftswelt Energie 2 (2000)

/3-12/ P. Caselitz, J. Giebhardt, M. Mevenkamp, M. Reichardt: „Einsatz von Fehlerfrüherkennungssystemen zur effektiven Instandhaltung von Windkraftanlagen“; Deutsche Windenergie Konferenz DEWEK 1998; Wilhelmshaven, 1998.

/3-13/ M. Hoppe-Kilpper: „Zuverlässigkeit von Windkraftanlagen im Förderprogramm 250 MW-Wind“, in: Windkraft nutzen - Ratgeber für Technik und Praxis, Hrsg.: T. Rotarius, Cölbe 1993

/3-14/ M. Hoppe-Kilpper: „Windkraftanlagen zeigen nur selten Störungen“ in: VDI-Nachrichten 42 (1997)

/3-15/ P. Jamieson: “The Development and Future Shape of Large Wind Turbines”, IEE Symposium on Wind power, Durham University, 1999

/3-16/ P. Christiansen et. al.: “WEGA-II Large Wind Turbine Scientific Evaluation Project”, European Wind Energy Conference, Dublin, 1997

/3-17/ E. v. Vries: “New Multi Megawatt Offshore Player”, Wind Stats Newsletter, Vol 11, No. 3, 1998

/3-18/ S. Siegfriedsen et. al.: “Multibrid Technology - A Significant Step to Multi-Megawatt Wind Turbines”, European Wind Energy Conference, Nizza, 1999

/3-19/ T. Cockerill, R. Harrison, M. Kühn, G. J. W. van Bussel: „OPTI-OWEC Final Report, Volume 3, Cost Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites“, Delft University of Technology, Niederlande, 1998.

/3-20/ „Windenergie 2001, Marktübersicht“, Bundesverband WindEnergie, BWE Service GmbH, Osnabrück, 2001

/3-21/ „Windenergie 2002, Marktübersicht“, Bundesverband WindEnergie, BWE Service GmbH, Osnabrück, 2002

/3-22/ M. Hoppe-Kilpper: „Performance Indicators for Wind Power Operation“ in Performance of Generating Plants, Hrsg.: World Energy Council, London, 2001

/3-23/ “Energy Technology Indicators, Wind Energy Technologies”, European Commission, DG Research, 26.06.2002

ftp://ftp.cordis.lu/pub/eesd/docs/indicators_019b_wind.pdf

/3-24/ Ad-hoc-Ausschuss Großwindanlagen beim Bundesministerium für Forschung und Technologie: „Abschlussbericht“, BMBF, Bonn, 1992 (unveröffentlicht)

- /4-1/ M. Hoppe-Kilpper, V. Klose, V. Litzka, W. Rieß: „Untersuchung zur Förderung und Weiterentwicklung von Windkraftanlagen in Deutschland und Europa“ – Abschlußbericht. Hrsg.: Fördergesellschaft Windenergie e. V. – FGW, 1995
- /4-2/ F. Staiß: „Jahrbuch Erneuerbare Energien“, Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein-Fachbuchverlag, Radebeul, 2001
- /4-3/ N. Krzikalla: „Auswirkungen des EEG und des KWK Gesetzes auf die Endkundenpreise“, Studie des Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH BET, Aachen, Mai 2001
- /4-4/ S. Heier, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf: „Research and Development Themes for Wind Energy Use - Control and Electrical Grid Connection“ , in: 27th Meeting of Experts: Current R&D Needs in Wind Energy Technology, Hrsg.: International Energy Agency – IEA, Utrecht 1995
- /4-5/ M. Durstewitz, S. Heier, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf: „Ausbaustrategien für die Windenergienutzung in Deutschland“ in: Jahrestagung FORSCHUNGSVERBUND SONNENENERGIE, Themenheft, Bonn 1998
- /4-6/ M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf, N. Stump, R. Windheim: „Technical and Economical Aspects of Wind Energy Applications in Germany“ in: Proceedings of EWEA Special Topic Conference '95 - The Economics of Wind Energy, Hrsg.: EWEA, Finnish Wind Power Association, Helsinki 1995
- /4-7/ K. Rehfeldt, B. Schwenk: „Entwicklung der Energieerzeugungskosten von Windenergieanlagen“, DEWI-Magazin Nr. 8 (1996)
- /4-8/ M. Hoppe-Kilpper, K. Rehfeldt: „Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten“, in: Neue Energie 1 (1997) 6-9
- /4-9/ M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf: „Allgemeine Entwicklung der Kosten der Windstromerzeugung in Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE), 1997
- /4-10/ M. Hoppe-Kilpper: „Frankfurter Technikvorlesungen - Wind als Beispiel für regenerative Energie“ in: Frankfurter Rundschau 254 (01.11.1997)
- /4-11/ M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper: „Wind Energy Experience Curve from the German 250 MW Wind“-Programme“ in: Tagungsband des IEA International Workshop on Experience Curves for Policy Making – The case of energy technologies, Hrsg.: Institut für Energiewirtschaft (IER) der Universität Stuttgart, 1999

/4-12/ M. Hoppe-Kilpper, J. Nitsch, F. Staiß, F. Trieb: „Stromerzeugung aus Sonne und Wind - Marktchancen aus deutscher Sicht“ in: FORSCHUNGSVERBUND SONNENENERGIE - Themen 96/97 - Strom aus Sonne und Wind, Köln 1997

/4-13/ „Bericht über den Stand der Markteinführung und der Kostenentwicklung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (Erfahrungsbericht zum EEG)“, BMWi, Berlin, Juni 2002

/5-1/ H.G. Matthies, C. Nath, T.E. Schellin, M. Scherweit, T. Siebers, A.D. Garrad, M.A. Wastling, D.C. Quarton, J. Wie: „Study of Offshore Wind Energy in the EC“, Joule I (Jour 0072) – Project Verlag Natürliche Energie, Brekendorf, 1995

/5-2/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Windenergienutzung auf See - Positionspapier des BMU“, Internetseite www.bmu.de/erneuerbare-energien, Berlin, 2001

/5-3/ B. Buchholz, R. Voelzke: “Advanced Methods of the Power System In Feed of Renewable Energy”, Siemens AG, 2001

/5-4/ Niedersächsische Energieagentur, Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung, Deutsches Windenergie- Institut: „Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen“, im Auftrag des Niedersächsischen Umweltministeriums, Projekt- Nr. 2930 Hannover, 2001

/5-5/ Fichtner, Deutsches Windenergie- Institut: „Von Onshore zu Offshore - Randbedingungen für eine ökonomische und ökologische Nutzung von Offshore- Windenergieanlagen in Deutschland“, im Auftrag des VDMA, Fachverband Kraftmaschinen, Frankfurt, 2001

/5-6/ C. Ensslin, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: „Wind Power Integration in Power Plant Scheduling Schemes“ in: Proceedings of the EWEA Special Topic Conference “Wind Power for the 21st Century”, Hrsg.: WIP München, September 2000

/5-7/ C. Ensslin, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig: „Windenergie in der Kraftwerkseinsatzplanung“ in: Wirtschaftswelt Energie, Juli / August 2000

/5-8/ K. Rohrig, B. Ernst: “Online Supervision and Prediction of Wind Power”, EWEA Special Topic Conference, Kassel, 2000

/5-8/ K. Rohrig: „Online-Monitoring and Short-Term Prediction of 2400 MW Wind Power in an Utility Supply Area“; IEA Expert Meeting “Wind Forecasting Techniques“; Boulder; USA

/5-9/ K. Rohrig: „Prognose der Windenergie im Versorgungsgebiet der E.ON Netz“, Jahrestagung Forschungsverbund Sonnenenergie, Potsdam, 2001

/5-10/ Facts about The Horns Rev Wind Farm: www.hornsrev.dk

/5-11/ Bonefeld et al: “Status of the Horns Rev Offshore Project”, European Wind Energy Conference, Copenhagen, 2001

/6-1 W. Kleinkauf, F. Raptis, O. Haas: “Elektrifizierung mit erneuerbaren Energien“; in: Themenheft 96/97; Forschungsverbund Sonnenenergie (FVS); Köln; 1997

/6-2/ C. Ensslin, M. Hoppe-Kilpper: „Elektrische Energieversorgung mit hohem Anteil dezentraler und regenerativer Stromerzeugung“; Studie im Auftrag des Deutschen Bundestags – Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung; ISET, Kassel, 2000

/6-3/ G. Czisch, S. Kronshage, F. Trieb: „Interkontinentale Stromverbünde – Perspektiven für eine regenerative Stromversorgung“, Themenheft 2001, Forschungsverbund Sonnenenergie (FVS), Berlin, 2002

/6-4/ H. Bouillon: „Windenergienutzung und Kraftwerkseinsatzplanung“, Kasseler Symposium “Energie-Systemtechnik 1997“, ISET, Kassel, 1998

/6-5/ C. Ensslin, B. Ernst, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf, K. Rohrig: „Online Monitoring of 1700 MW Wind Capacity in an Utility Supply Area“, 1999 European Wind Energy Conference, Nice, 1999

10 Abkürzungsverzeichnis

AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BMBF	Bundesministerium für Forschung und Technologie
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
DCS	Decentralized Control System
DEWI	Deutsches Windenergie Institut
DIN	Deutsche Industrie Norm
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ERP	European Recovery Programme
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FGW	Fördergesellschaft Windenergie e. V.
GIL	Gas Insulated Transmission Line
GuD	Gas und Dampf Kraftwerk
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
IPP	Indipendent Power Producer
KNN	Künstliches Neuronales Netz
MEASNET	Network of European Measuring Institutes
p.a.	pro Jahr
RAW	Reichsarbeitsgemeinschaft Windkraft
SCADA	System Control and Data Acquisition
StrEG	Stromeinspeisungsgesetz
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports elektrischer Energie
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDEW	Verband Deutscher Elektrizitätswerke
WEA	Windenergieanlage
WMEP	Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm
ZIP	Zukunfts-Investitions-Programm