



## Inhaltsangabe Anhang

Dänemark .....	2
Deutschland.....	9
Frankreich.....	14
Großbritannien .....	18
Irland .....	26
Italien.....	30
Die Niederlande.....	35
Österreich .....	39
Spanien .....	43
Entwicklung in Kalifornien und den USA .....	47
Literatur:.....	52



## **Anhang : Historische Entwicklung der Fördermodelle in den einzelnen Ländern**

### **Dänemark**

Förderung: Einspeisevergütung, Quotenmodell (Zertifikatshandel geplant, aber auf unbestimmte Zeit verschoben).

Bereits im Jahr 1976 ermöglichte der „Electricity Supply Act“ weit gehende Eingriffe in die Stromversorgung durch den Staat, z.B. verpflichtende Vorgaben zu nutzender Energiequellen für die EVU. Zur gezielten Förderung der Windenergie wurde ab dem Jahr 1979 ein Investitionskostenzuschuss von 30% gewährt.

Am Ende des Jahres 1983 wurde beschlossen, den Betreibern von Windkraftanlagen einen Teil der Stromsteuer mittels einer Rückvergütung auszuzahlen. Anfänglich waren dies 1,85 €cent/kWh (15,5 Øre/kWh), der Betrag stieg jedoch mit der Stromsteuer auf 2,82 €cent/kWh (23 Øre/kWh) im Jahr 1989. [Hantsch; 1998]

Eine 1984 getroffene freiwillige Vereinbarung zwischen den WEA Betreibern und den EVU sah vor, dass 35% der Anschluss- und Netzausbaukosten von den EVU getragen wurden. Ferner beinhaltete die Vereinbarung eine festgesetzte Einspeisevergütung von 70% des Strompreises für Haushalte bei Überschusseinspeisung und 85% des Strompreises bei ausschließlicher Einspeisung des Windstroms in das öffentliche Stromnetz. Der seit 1979 gewährte Investitionskostenzuschuss wurde ab 1987 stufenweise zunächst auf 15% und später auf 10% reduziert, bevor er dann ab 1990 vollständig entfiel.

Im Jahr 1992 (Law no. 837, 7. Oktober 1992) wurde die Fortführung des Tarifschemas für die Zeit nach 1994 durch eine Gesetzesregelung, die dem Staat weitergehende Eingriffsmöglichkeiten gewährte, gesichert. Die Netzbetreiber wurden dazu verpflichtet den notwendigen Ausbau der Netzinfrastruktur durchzuführen, im Gegenzug hatten nun die WEA-Betreiber die Anschlusskosten in voller Höhe zu entrichten. Die Methodik der Vergütung des Windstroms wurde dahingehend modifiziert, dass den Betreibern keine Steuerrückvergütung mehr gezahlt wurde, sondern private Betreiber einen Zuschuss von 3,52 €cent/kWh (27 Øre/kWh) erhielten, der sich aus einer direkten Bezuschussung des Windstroms und einer Erstattung der CO<sub>2</sub>-Steuer zusammensetzte. EVU erhielten für den von ihnen produzierten Windstrom 1,3 €cent/kWh (10 Øre/kWh), was der Höhe der CO<sub>2</sub>-Steuer entspricht.

Ebenfalls im Jahr 1992 wurden alle Gemeinden zur Ausarbeitung von Flächennutzungsplänen für die Windenergie aufgefordert, um einen stetigen Ausbau der Windenergie zu gewährleisten. Aufgrund von Verzögerungen bei der Ausarbeitung der kommunalen Planung kam es in der Folgezeit zu einem deutlichen Rückgang der Neuinstallationen.



1996 wurde die Aufteilung des elektrischen Versorgungssystems in Erzeugung, Verteilung und Transport beschlossen und in den „Electricity Supply Act“ aufgenommen. Gleichzeitig wurde eine Teilliberalisierung durchgesetzt und eine Abnahmepflicht für erneuerbar erzeugten Strom durch die Netzbetreiber eingeführt. Der langfristige Energieplan Dänemarks, Energie 21 genannt, setzte eine Zielmarke von 20% des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2003.

Ab 1999 wurde die Einführung eines Quotenmodells mit Zertifikathandel zum Jahr 2000 hin diskutiert, bislang wurde die Einführung jedoch immer wieder verschoben. In der zuletzt getroffenen Vereinbarung wird die Einführung eines Quotemodells nicht mehr erwähnt, so dass davon auszugehen ist, dass es in Dänemark nicht zu einem Umstieg auf ein Quotenmodell kommen wird.

In der Veröffentlichung der „Wind Turbine Order“ aus dem Mai 2003 ist eine Regelung für die weitere Vergütung des Windstroms aus bereits existierenden Anlagen formuliert. Bereits existierende Anlagen, die vor Ende 1999 erworben oder gemeldet wurden und Anlagen, für die vor dem 31. August ein Netzanschluss beantragt wurde, erhalten ab Inbetriebnahme für 10 Jahre eine Einspeisevergütung von 5,77 €cent/kWh (43 Øre/kWh) und einen weiteren Zuschuss von 2,29 €cent/kWh (17 Øre/kWh), der nach Anzahl der Volllaststunden und Anlagengröße gestaffelt erfolgt.

Leistung (kW)	Zuschuss von 2,29 €cent/kWh (17 Øre/kWh) für
Bis 200 kW	25.000 äquivalente Volllaststunden
Von 201 bis 599 kW	15.000 äquivalente Volllaststunden
600 kW oder mehr	12.000 äquivalente Volllaststunden

Tabelle 1) Staffelung der Zuschüsse für Windstrom aus existierenden Anlagen in Dänemark, Mai 2003.

Eine weitere Voraussetzung ist, dass der Netzanschluss der Anlagen bis spätestens zum Ende des Jahres 2002 erfolgte.

Wird die äquivalente Volllaststundenzahl innerhalb der Zehnjahresfrist nicht erreicht, wird weiterhin ein Zuschuss von 1,35 €cent/kWh (10 Øre/kWh) gezahlt, bis die Volllaststundenzahl erreicht ist. Ferner soll für solche Anlagen nach Überschreitung der Zehnjahresfrist der Strom auf stündlicher Basis und zu Spot-Markt Preisen abgerechnet werden. Dabei soll die Gesamtvergütung (Spot-Markt Preis zuzüglich Zuschuss für Windstrom) lt. „wind turbine order“ aus dem Frühjahr 2003 auf maximal 8,1 €cent/kWh (60 Øre/kWh) begrenzt werden.

Für Neuanlagen, als solche gelten Anlagen deren Netzanschluss nach dem 31. Dezember 2002 erfolgte, werden 4,44 €cent/kWh (33 Øre/kWh) für 22.000 äquivalente Volllaststunden



bzw. 10 Jahre bei Offshore-Anlagen gezahlt. Bis zur Einführung der Zertifikate für grünen Strom soll ein Zuschuss von 1,35 €cent/kWh (10 Øre/kWh) gewährt werden.

Kleinanlagen (bis 25kW Leistung) in Privatbesitz, die nur den Überschussstrom einspeisen, erhalten zusätzlich zu den 4,44 €cent/kWh (33 Øre/kWh) einen Zuschlag von 3,63 €cent/kWh (27 Øre/kWh).

Dr. Preben Maegaard nennt für 2004 hier eine Deckelung der Vergütung bei maximal 4,8 cent/kWh (36 Øre/kWh), was zu der Kritik führte, dass der Preis für Windstrom zwar durchaus mit dem Spot-Markt Preis auf 0 €cent/kWh fallen kann, ein Erlös von mehr als 4,8 €cent/kWh jedoch auch dann ausgeschlossen ist, wenn am Spot-Markt höhere Preise erzielt werden.

Diese Deckelung ist Bestandteil des Energy policy statement 2004 aus dem April 2004. Als Bestandteil der politischen Vereinbarung wird darin auch die Aufhebung der Abnahmeverpflichtung für Strom aus Windkraft genannt [Danish Energy Authority; 2004].

Die für Windstrom gezahlte Vergütung blieb trotz eines Anstiegs der Haushaltsstrompreise von 1992 bis jetzt beinahe konstant (ca. 74 €/MWh in 1992 u. ca. 78 €/MWh in 2002)<sup>1</sup>. Die Energieversorgungsunternehmen setzten im Lauf der Jahre die Anrechnung höherer Netzbetriebskosten durch, weshalb der Anstieg der Vergütung für Windstrom hinter der Strompreisentwicklung zurück blieb. Erst für die ab 2003 neu errichteten Anlagen sollen niedrigere Vergütungssätze von ca. 58 €/MWh gelten (44 €/MWh Vergütung zuzüglich 13,5 €/MWh Zuschuss bis zu Einführung der Zertifikate für grünen Strom).

Die in Dänemark installierte Windleistung erreichte Ende 2004 einen Wert von 3.117 MW, davon bereits einige hundert MW offshore.

In der Entwicklung des jährlichen Zubaus in Dänemark fand von 1993 bis 2000 ein kontinuierliches Wachstum statt. Zu einem starken Einbruch kam es im Jahr 2000. Dieser Einbruch lässt sich aus der Diskussion über einen Wechsel des Fördersystems und der daraus resultierenden Unsicherheit seitens der Investoren erklären. Auch bis Ende 2003 herrschte noch keine Klarheit über den Fortgang der Förderung, was sich in schwankenden Zubauraten niederschlägt.

Die Entwicklung der insgesamt installierten Leistung der Windenergie zeigt ein exponentielles Wachstum, das auch in anderen Ländern mit dem Modell der garantierten Einspeisevergütung beobachtet werden kann. Erkennbar ist aber die Abschwächung aufgrund der seit 2000 unsicheren Zukunft der Einspeisevergütung.

Während der Markt in 2002 wieder anzog – bis Dezember 2002 existierte ein Repowering-Programm zum Ersatz kleiner Anlagen bis 150 kW, in dessen Rahmen 1 kW Leistung alter Anlagen durch 3 kW Leistung in neuen Anlagen ersetzt werden konnte und wofür eine Vergütung von etwa 8,3 €cent/kWh für die ersten 12.000 Vollaststunden gewährt wurde - war 2003 ein erneuter Rückgang zu verzeichnen.



Für das Jahr 2004 wurde mit einer Marktbelebung gerechnet, da die zuletzt getroffene Vereinbarung aus dem Frühjahr 2004 die Schaffung von 2 x 200 MW neuer Offshore-Kapazität vorsah und ein zweites Repowering-Programm beinhaltete, im Zuge dessen 450 Altanlagen mit einer Einzelleistung von bis zu 450 kW durch 175 neue Großanlagen ersetzt werden durften. Dabei darf für jedes in einer Altanlage installierte Kilowatt eine Leistung von 2 kW neu installiert werden. Insgesamt war durch die Planung (offshore und onshore) die Schaffung von 750 MW zusätzlicher Windleistung vorgesehen. Die Höhe der Vergütung im Rahmen des zweiten Repowering Programms sollte voraussichtlich etwa 6,5 €/kWh betragen.

Entgegen den Erwartungen blieb jedoch mit zusätzlich installierten 7 MW Windleistung ein wahrnehmbarer Ausbau in 2004 aus.

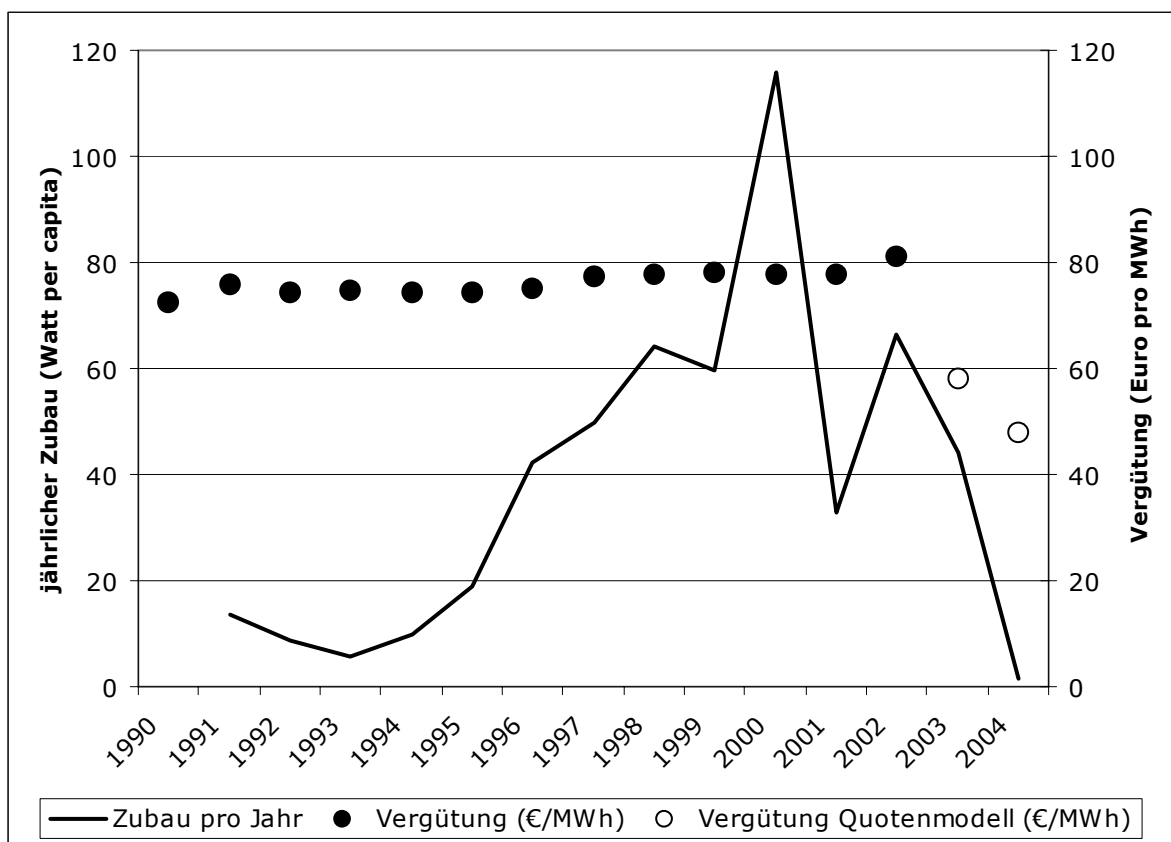


Abb. Anh. 1) Entwicklung des jährlichen Zubaus der Windenergie und der Vergütung in Dänemark.

Für die Jahre 2002 und 2004 wurden die im Rahmen der Repowering-Programme gültigen Vergütungen angegeben.

<sup>1</sup> Die Höhe der Vergütung wurde mit dem Referenzkurs des Euro bzw. ECU des jeweiligen Jahres berechnet.

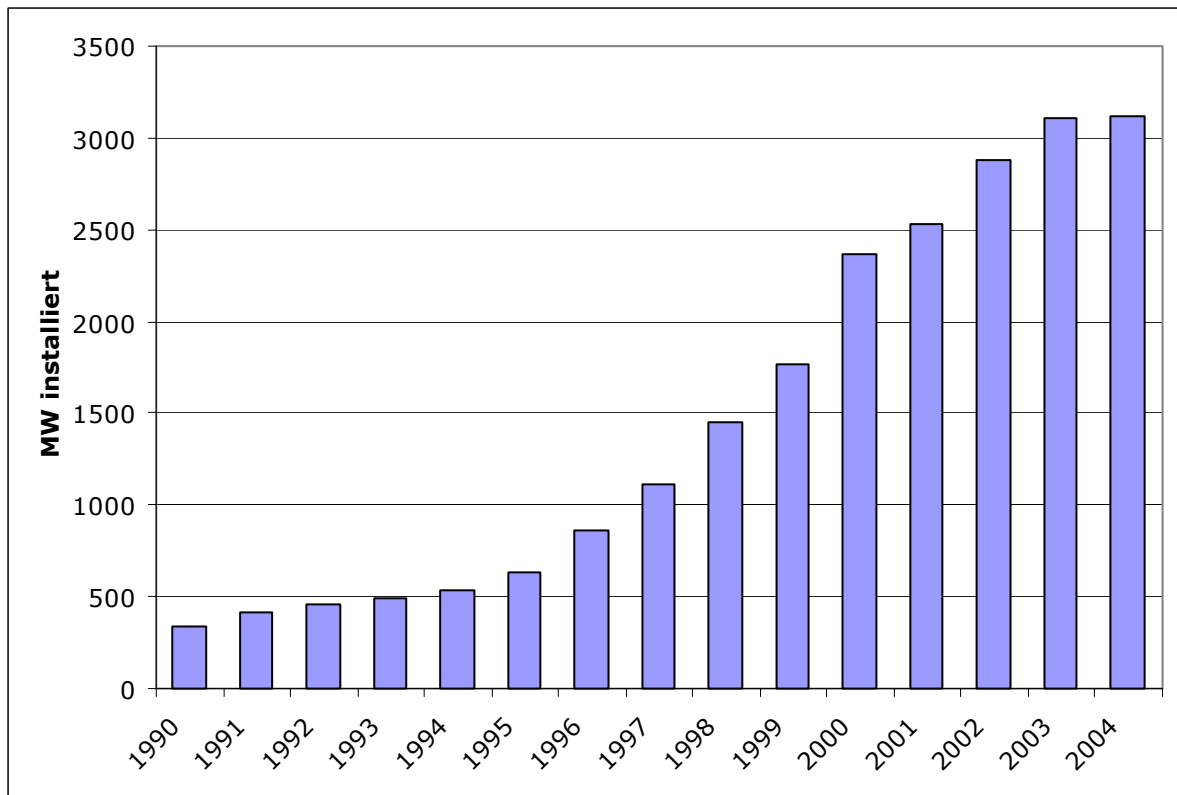


Abb. Anh. 2) Abbildung: Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie in Dänemark. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

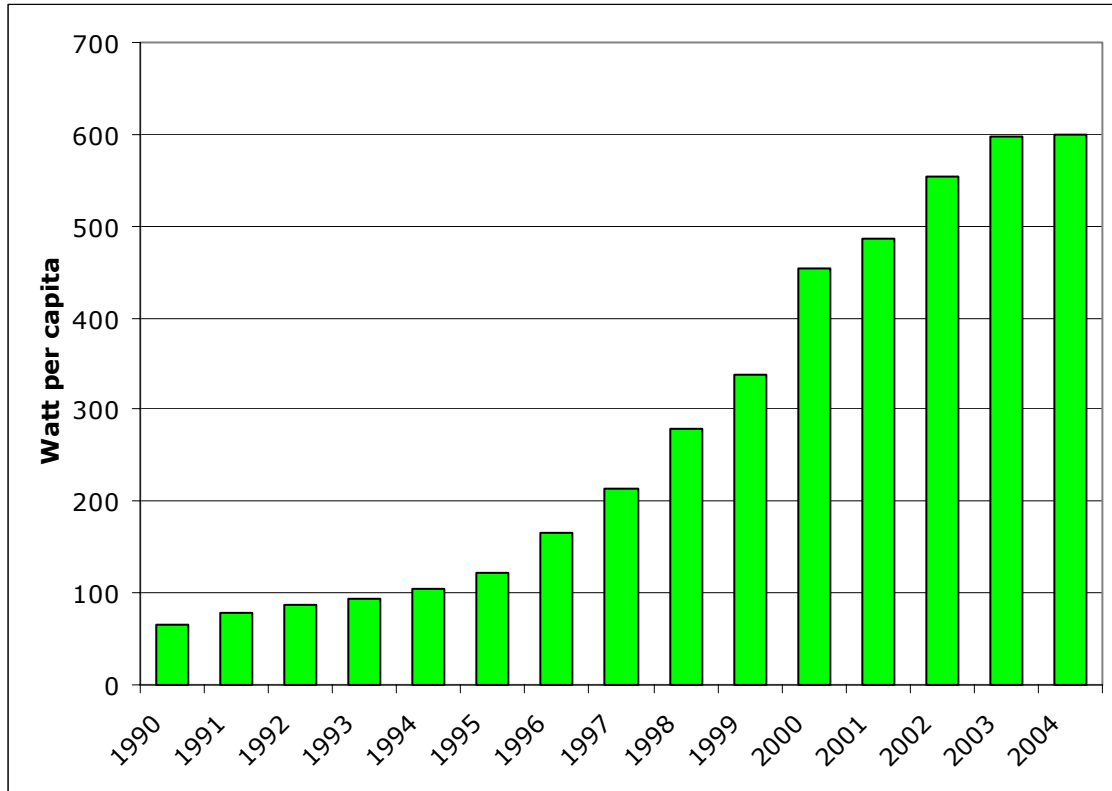


Abb. Anh. 3) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie per capita. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004].

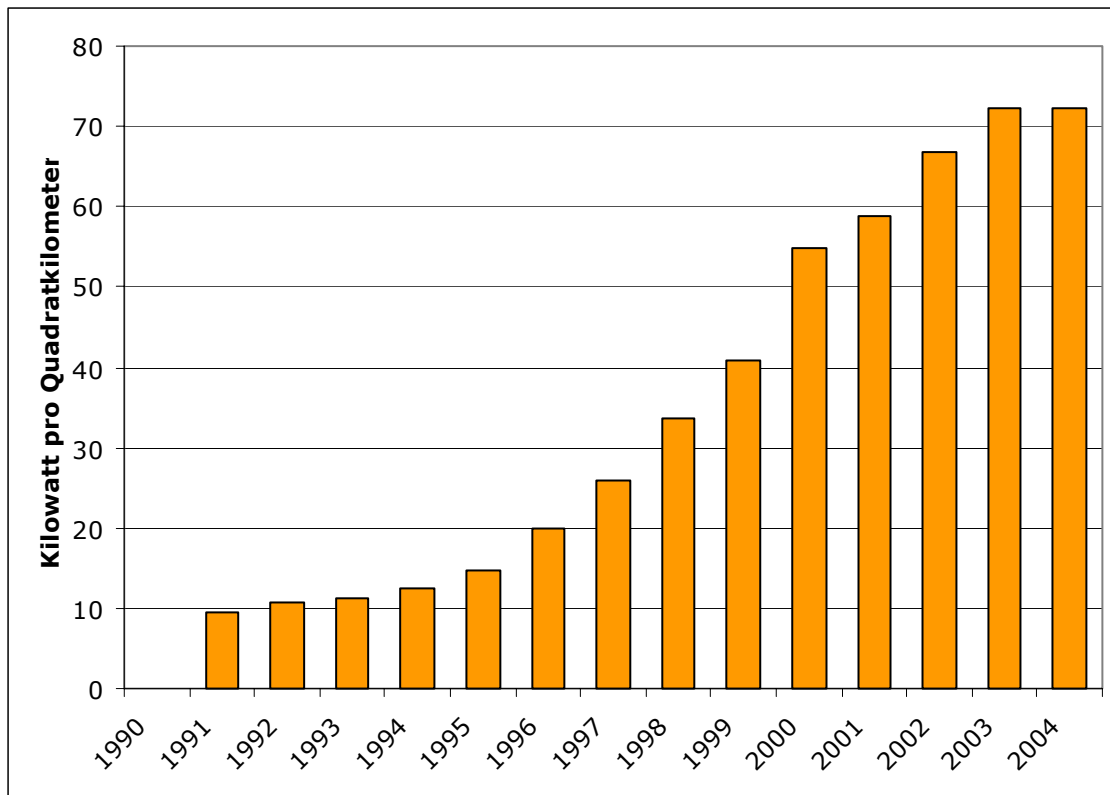


Abb. Anh. 4) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie pro Quadratkilometer Landesfläche. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004].

### Kosten der Förderung der Windenergie

Ab 1977 wurde die Forschung an WEA mit staatlichen Mitteln gefördert. In der ersten Phase - von 1976 – 1977 flossen etwa 2 Mio. €<sub>1979</sub> (14,3 Mio DKK) Forschungsgelder in die Windenergie (von insgesamt ca. 7 Mio. €<sub>1979</sub> bzw. 50 Mio. DKK für die Energieforschung). In der darauf folgenden Zeit – bis 1980 – beliefen sich die Forschungsaufwendungen für die Windenergie auf ca. 19,1 Mio. DKK (insgesamt ca. 185 Mio. DKK für Energiebereich).

Von 1977 bis 1986 gab der Staat etwa 15 Mio. €<sub>1986</sub> (125 Mio. DKK) für die Windenergieforschung aus, von denen etwa die Hälfte an Groß-Anlagen ging [Hantsch; 1998].

Insgesamt wurden mit der seit 1979 gewährten Investitionsförderung von 30% des Anschaffungspreises und der Installationskosten bis zum Jahr 1989 etwa 2550 private Windräder mit ca. 34 Mio. €<sub>1989</sub> (275 Mill. DKK) unterstützt [IEA 1996, 39], [Hantsch; 1998].

Kumuliert man diese Angaben, so kann davon ausgegangen werden, dass von 1977 bis 1989 mindestens 49 Mio. €, 1989 (400 Mio. DKK) für Forschung und Förderung der Windenergie in Dänemark ausgegeben wurden.

Zur Ermittlung der aus der Einspeisevergütung resultierenden Zahlungen für die Windenergie werden diese im Folgenden aus den verfügbaren Daten zu den Einspeisetarifen und den



eingespeisten Strommengen berechnet.

Die vorliegenden Daten zur Höhe der Einspeisevergütung - seit 1984: 5,35 bis 6,09 €cent<sub>1984</sub>/kWh (43,5 bis 49,5 Øre/kWh), Steigerung auf 6,26 bis 6,99 €cent<sub>1989</sub>/kWh (51 bis 57 Øre/kWh) in 1989, aufgrund gestiegener Stromsteuer und eine durchschnittliche Vergütung von 7,73 €cent<sub>1997</sub>/kWh (58 Øre pro kWh) 1997 – werden hierbei nicht interpoliert, sondern bis zu dem Jahr, für das Daten zur Höhe der Vergütung vorliegen, konstant gehalten. Die auf diese Weise ermittelten Summen sind demnach als Minimalwerte zu verstehen. Die Umrechnung von Dänischer Krone in EURO erfolgte mit dem Referenzkurs des jeweiligen Jahres.

Insgesamt wurden in Dänemark von 1984 bis zum Ende des Jahres 2001 etwa 24,3 TWh Strom aus Windkraft in das Netz eingespeist, deren Vergütung sich insgesamt auf mindestens 1.8 Mrd. € belief.

Wird, analog zu der Betrachtung für Deutschland und Großbritannien – von einem „Wert“ des Stroms aus Windenergieanlagen von 4,7 €cent/kWh ausgegangen, so können etwa 679 Mio. € der gesamten Vergütungszahlungen als Förderung der Windenergie angesehen werden.

Unter Berücksichtigung der Daten zur Förderung der Windenergie durch Forschung und Investitionszuschüsse ergibt sich so insgesamt eine Fördersumme von mindestens 728 Mio. €.

### **Netzanschlussbedingungen**

In Dänemark sind die Netzbetreiber zum Anschluss der Offshore-Windkraftanlagen in ausgewiesenen Vorranggebieten und zur Schaffung und Finanzierung der notwendigen Seekabel verpflichtet. Außerhalb der ausgewiesenen Vorranggebiete sind diese Kosten von den Betreibern zu tragen. Eventuell notwendige Verstärkungen des Netzes müssen von den Netzbetreibern durchgeführt und finanziert werden. [Ministry of Economic Affairs, Trade and Industry; 2003]. Eine im März 2004 zwischen der dänischen Regierung und den Oppositionsparteien getroffene Vereinbarung sieht die Verstaatlichung des Hochspannungsnetzes (oberhalb 132 kV) vor, um so einen gleichberechtigten Netzzugang für alle Nutzer zu gewährleisten. [Maegaard (WWEA); 2004]

Soweit nicht explizit angegeben basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Nachrichtlich Preben Maegaard; Mai 2004], [Hantsch; 1998], [IEA; 2001], [Verband der dänischen Windkraftindustrie; 2004], [energynet.de; 2004], [Lenz/Pfaffenberger, 1999]



## **Deutschland**

Förderung: Einspeisevergütung, zeitweise mit Zuschüssen

Von Januar 1991 bis März 2000 wurde die Abnahme und Vergütung regenerativ erzeugten Stroms durch das Stromeinspeisungsgesetz geregelt. Die Vergütung war für verschiedene Technologien unterschiedlich geregelt. Strom aus Wasserkraft, Biomasse und Deponie- und Klärgas wurde mit 80% des Endverbraucherpreises vergütet, während für Strom aus Wind- und Sonnenenergie 90% des Endverbraucherpreises gezahlt wurden. Zusätzlich wurden bis 1996 noch Zuschüsse aus Landes- bzw. Bundesprogrammen gezahlt. Das Stromeinspeisungsgesetz verpflichtete Versorgungsunternehmen/Netzbetreiber zur Abnahme regenerativ erzeugten Stroms.

Im April des Jahres 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) abgelöst. Die Kopplung an die Strompreisentwicklung wurde durch die Einführung einer festen, meist degressiv angelegten Einspeisevergütung für die verschiedenen Technologien aufgehoben.

Die Netzbetreiber wurden dazu verpflichtet, erneuerbaren Erzeugungsanlagen einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewährleisten. Ferner wurde eine vorher existierende 5% Deckelung für den Anteil der Erneuerbaren aufgehoben. Die Mehrkosten der regenerativen Erzeugung werden auf alle Endverbraucher umgelegt.

In Deutschland richtet sich die Dauer der Förderung nach dem Ertrag der Anlagen. Ertragsschwächere Anlagen erhalten nach dieser Regelung über einen längeren Zeitraum hinweg Förderung mit erhöhten Vergütungssätzen, als solche an ertragsstarken Standorten. Die Höchstdauer für die zugesicherte Einspeisevergütung beläuft sich auf 20 Jahre.

Für die ersten fünf Jahre wird ein erhöhter Vergütungssatz gewährt. Unterschreitet der Ertrag der Anlagen 150% des Referenzertrages, so verlängert sich die Gewährung der erhöhten Vergütung um jeweils zwei Monate für jedes 0,75% des Referenzertrages, um den der tatsächliche Anlagenenertrag 150% vom Referenzertrag unterschreitet. Diese Referenzregelung hat auch in der Neuregelung des EEG Fortbestand.

Im Laufe der Entwicklung reduzierte sich die Einspeisevergütung für Windstrom von 184 €/MWh in 1991 auf 83 €/MWh in 2003. Der hohe Preis für 1991 erklärt sich aus der Zahlung von Zuschüssen aus Landes- bzw. Bundesmitteln. Diese wurden bis 1995 kontinuierlich reduziert und entfielen schließlich ab 1996.

Von 1991 bis 2002 fand bei dem jährlichen Zubau der Windenergie in Deutschland, mit Ausnahme des Jahres 1996, ein permanentes Wachstum statt. Ein erster deutlicher Rückgang ist im Jahr 2003 zu beobachten. In 2004 kam es zu einem weiteren Rückgang der zugebauten Leistung. Mit 2020 MW Zubau (leicht geringer als der Zubau in Spanien in 2004) erreichte die insgesamt installierte Leistung der Windkraftanlagen in Deutschland 16629 MW.

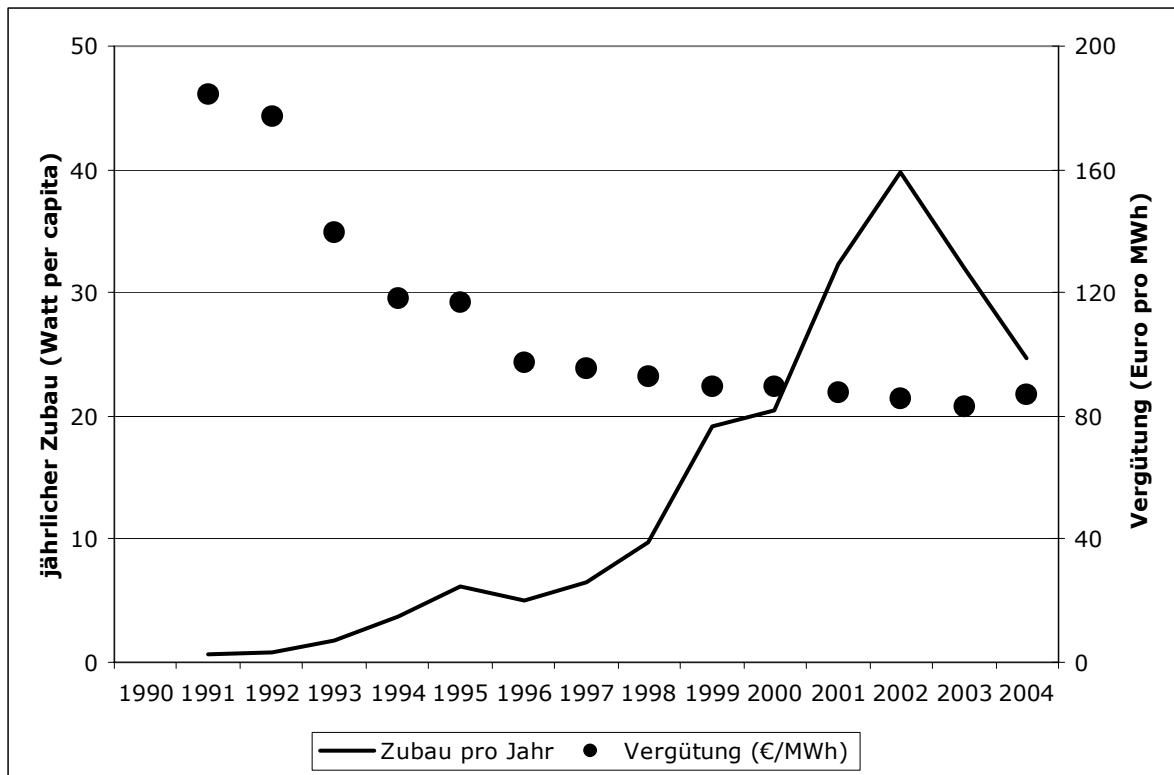


Abb. Anh. 5) Entwicklung des jährlichen Zubaus der Windenergie und der Vergütung In Deutschland. Quelle: [BWE; 2004].

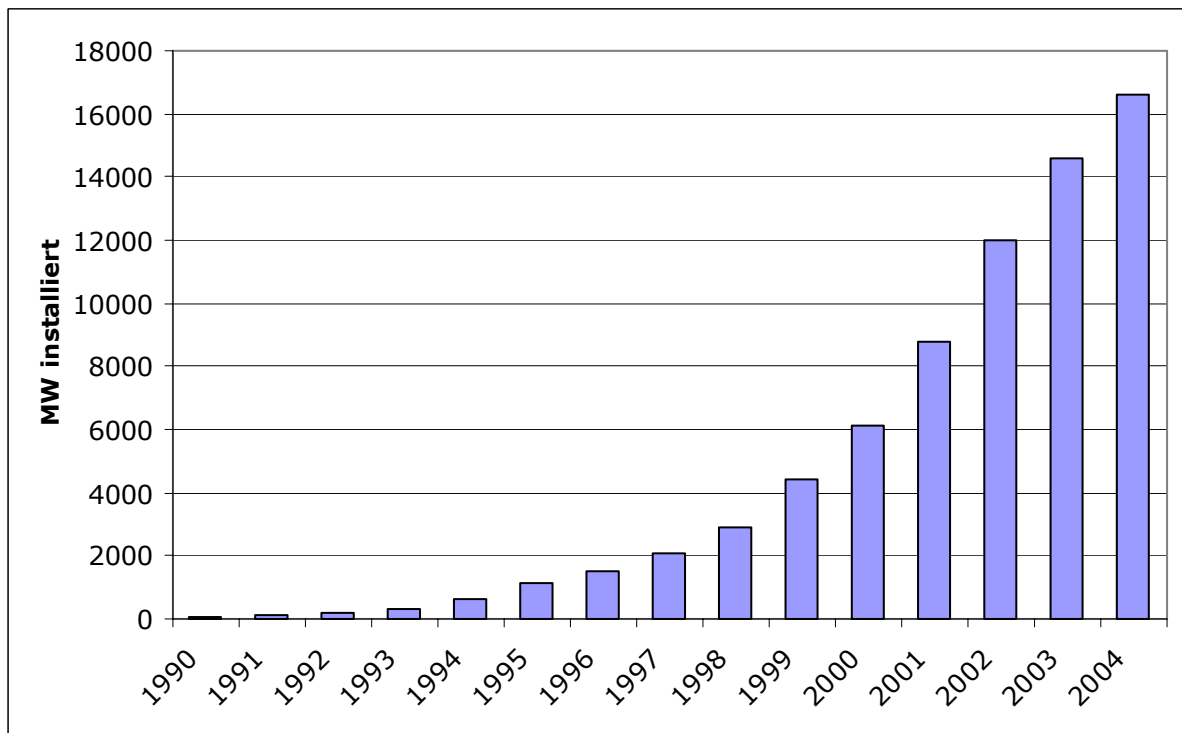


Abb. Anh. 6) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie in Deutschland. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004].

Die Entwicklung der Preise für Windstrom ist durch einen kontinuierlichen Rückgang geprägt. Die Entwicklung der Jahre 1991 bis 1996 zeigt deutlich die stufenweise Reduzierung der Zuschüsse.



Über die gesamte Zeit, von 1990 bis 2003, zeigt die insgesamt installierte Kapazität der Windenergie ein exponentielles Wachstum mit einem rückläufigen Trend seit 2003.

Es wird erwartet, dass Deutschland auch in 2005 einen der bedeutendsten Märkte für Windenergie darstellt, mit dem Einstieg in die Offshore-Nutzung wird mit einer erneuten Marktbelebung gerechnet. Vgl.: Vestas Wind Systems A/S, Stock exchange announcement no. 15/2005, Quarterly information – 1st Quarter 2005, 05/2005.

Die heutige Größe der deutschen Windindustrie ist auf diese Kontinuität des Wachstums zurückzuführen.

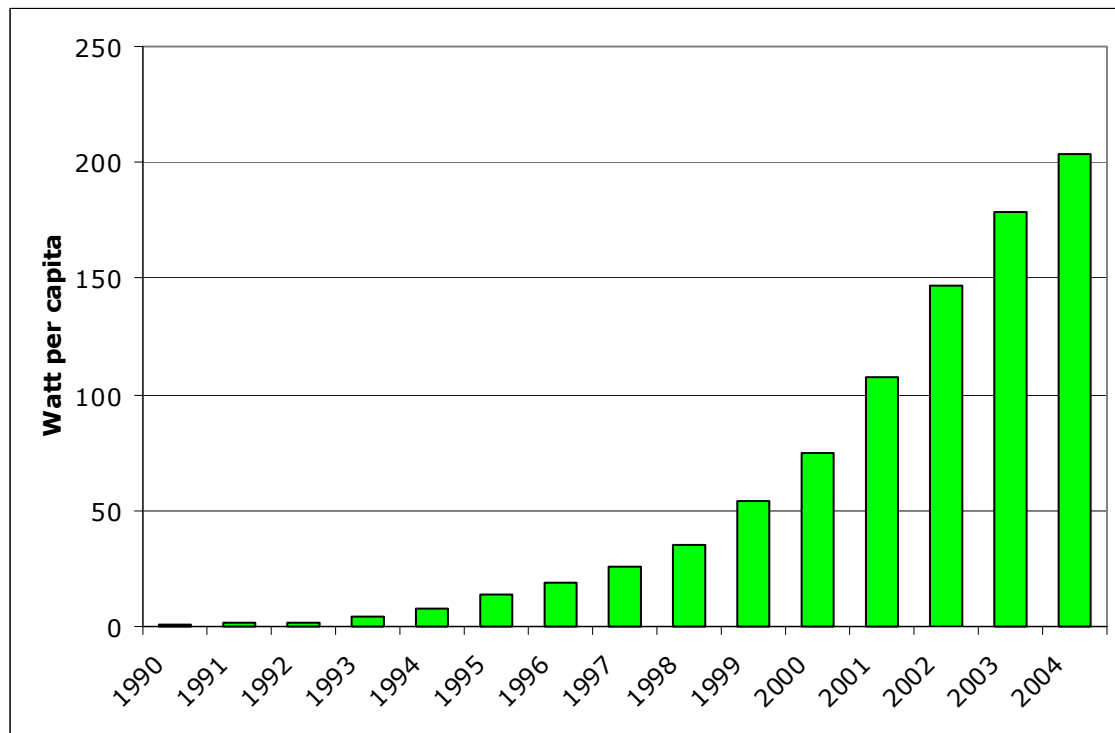


Abb. Anh. 7) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie per capita in Deutschland. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004].

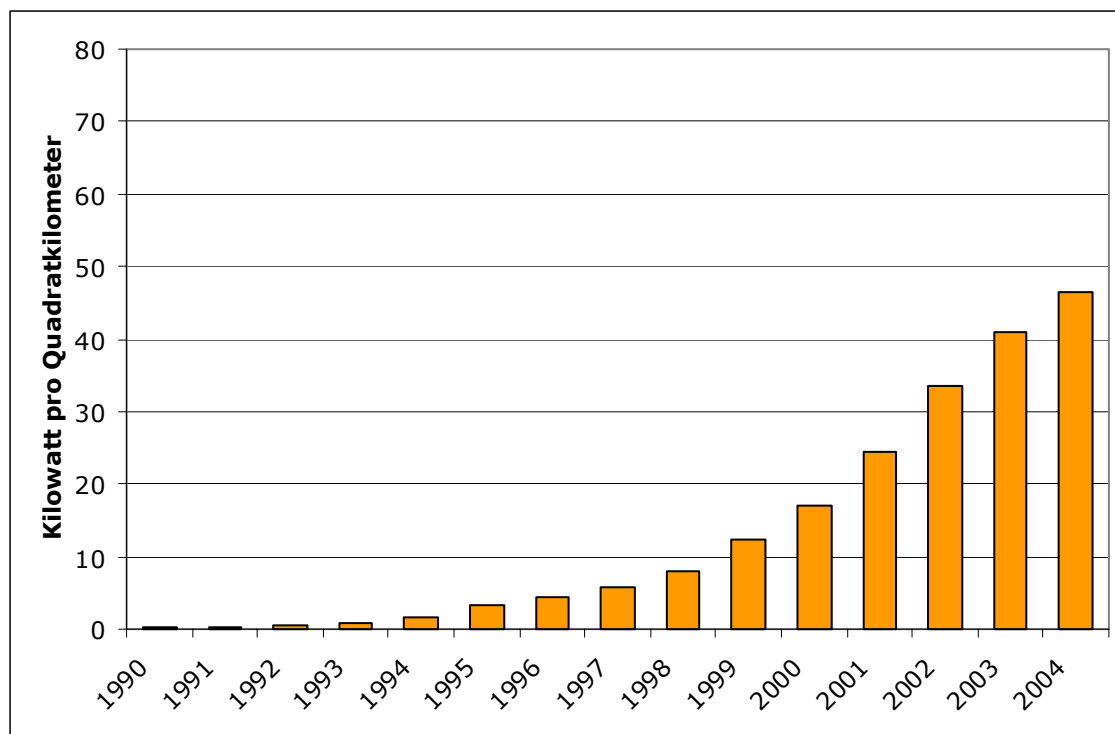


Abb. Anh. 8) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie pro Quadratkilometer Landesfläche in Deutschland. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004].

### **Gesamte Kosten der Windenergie-Förderung**

Eine umfassende Ermittlung der Förderkosten der Windenergie wurde 2004 von Martin Hoppe-Kilpper veröffentlicht. Seinen Untersuchungen zu Folge wurden in Deutschland von 1975 bis 2001 insgesamt etwa 349 Mio. Euro im Bereich der Forschung und Entwicklung sowie den Markteinstieg durch das 250 MW (ca. 152 Mio €) Wind Programm für die Windenergie ausgegeben [Hoppe-Kilpper; 2004].

### **Wert der Windenergie**

Oftmals werden die Stromerzeugungskosten der Windenergie an den Erzeugungskosten der bereits bestehenden konventionellen Kraftwerke gemessen. Dieser Vergleich beinhaltet jedoch größere Verzerrungen zu Gunsten der konventionellen Kraftwerke, da diese in der Mehrzahl bereits abgeschrieben sind und somit Strom zu den Grenzkosten liefern können. Da es sich bei den Windkraftanlagen um neu errichtete Kraftwerke handelt, müssen deren Stromerzeugungskosten auch mit den Vollkosten der konventionellen Stromerzeugung, den Stromerzeugungskosten neu zu errichtender konventioneller Kraftwerke also, verglichen werden.

Dabei spielen jedoch auch noch einige weitere Faktoren eine entscheidende Rolle, wie z.B. der zugrunde gelegte Kraftwerksmix, die durch die Dezentralität der Windenergie vermiedenen Kosten für Infrastruktur (Netzausbau), vermiedene Durchleitungsgebühren und die verringerten externen Kosten der Stromerzeugung. In einer Studie aus dem Jahr 2001



werden die Vollkosten für einen Erzeugungsmix aus Braunkohle, Steinkohle und Erdgas GuD mit etwa 5,3 €cent pro kWh angegeben.

Bezug nehmend auf die Struktur der regenerativen Stromerzeuger in Deutschland im Jahr 2000 wird in dieser Studie ein „Wert“ des regenerativ erzeugten Stroms von ca. 4,7 €cent/kWh angegeben, der sich aus Einsparungen von variablen und Fixkosten in der konventionellen Stromerzeugung und vermiedenen Netznutzungsgebühren ergibt [N. Krzikilla; 2001].

Die Differenz dieses „Wertes“ des regenerativen Stroms und der gezahlten Einspeisevergütung kann als Förderung der regenerativen Erzeugung über das Stromeinspeisegesetz oder das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) angesehen werden.

### **Gesamte Förderung der Windenergie und Herkunft der Fördermittel**

Kumuliert man diese Förderung und die Förderung der Windenergie in anderen Bereichen (FuE, 250 MW Wind Programm, Investitionsförderung, Landesprogramme), so kann insgesamt ein Fördervolumen von etwa 2.277 Mio € für die Zeit von 1975 bis 2001 abgeschätzt werden, wovon etwa 1.450 Mio. € auf die Förderung durch das StrEG und das EEG entfallen. [Hoppe-Kilpper; 2004].

Die Anteile der verschiedenen Fördermaßnahmen haben sich mit dem starken Ausbau der Windenergie stetig hin zu höheren Anteilen aus StrEG und EEG entwickelt. Aufwendungen für Forschung und Entwicklung wurden im Verlauf der 1990er Jahre stetig verringert, so dass der Großteil der technischen Entwicklung von den Herstellern geleistet wurde. Auch die aus Länderprogrammen aufgebrauchten Fördermittel fielen innerhalb dieser Zeit deutlich.

Im Jahr 1992 lag der auf das StrEG entfallende Anteil der Förderung der Windenergie noch bei knapp 20% der gesamten Förderung. Ähnliche Anteile entfielen auf die Bereiche FuE und das 250 MW Wind Programm. Der bei weitem größte Teil der Fördermittel stammte zu dieser Zeit aus Länderprogrammen (ca. 41%), auf die Vergabe zinsgünstiger Kredite entfielen lediglich ca. 2,5%. Bis zum Ende des Jahres 2001 verschoben sich die Anteile deutlich hin zu Fördermitteln aus dem EEG (ca. 85%) und aus Kreditprogrammen (ca. 11%) [Hoppe-Kilpper; 2004].

### **Netzanschlussbedingungen**

In Deutschland existiert derzeit keine spezielle Regelung für den Offshore-Netzausbau. Die Netzbetreiber sind jedoch zum notwendigen Ausbau der Übertragungsnetze onshore verpflichtet. Die Kosten dieser Maßnahmen sind durch die Umlage auf die Netznutzungsentgelte refinanzierbar. [Deutscher Bundestag; 2004], [B.U.N.D.; 2001]

Soweit nicht explizit angegeben basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Hantsch; 1998], [IEA; 2001], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [BMU; 2002]



## **Frankreich**

Förderung: Ausschreibungsmodell, Einspeisevergütung

Im Jahr 1996 wurde in Frankreich, mit dem „EOLE 2005“ Programm, ein Ausschreibungsmodell zur Förderung der Windenergie in Kraft gesetzt, mit dem 250 – 500 MW installierter Windleistung bis 2005 erreicht werden sollten. Wie bei der NFFO in Großbritannien wurde den Anbietern eine feste Einspeisevergütung über eine Laufzeit von 15 Jahren in Aussicht gestellt. Bis einschließlich 1999 fanden vier Bietrunden statt, in denen 52 Projekte mit insgesamt 325 MW Erzeugungsleistung den Zuschlag erhielten. Einzelne Projekte waren auf maximal 8 MW Leistung begrenzt.

Im Februar 2000 trat das „Gesetz zur Modernisierung und Entwicklung des Elektrizitätssektors“ in Kraft, in dem die Netzbetreiber verpflichtet wurden, Strom aus erneuerbaren Energien von solchen Standorten abzunehmen, deren Leistung 12 MW nicht überschritt. Im darauf folgenden Jahr (Juni 2001) wurde ein dem deutschen EEG ähnliches Modell in Kraft gesetzt, das auf festen, degressiv angelegten Vergütungssätzen basiert.

Für Projekte über 12 MW Erzeugungsleistung wurde das Ausschreibungsmodell beibehalten.

Die bis zum Ende des Jahres 2000 erreichte installierte Windkraftleistung betrug etwa 62MW. Nach Einführung der Einspeisevergütung im Juni 2001 stieg die installierte Kapazität auf 239 MW zum Ende des Jahres 2003 an.

Im Rahmen der Ausschreibungen konnte eine Reduktion der zugesicherten Vergütung für Windenergie von 63 €/MWh (1994) auf 45 €/MWh (1998) erreicht werden. Die neue Regelung sieht eine feste Einspeisevergütung von 83,3 €/MWh vor.

Auch die Entwicklung des jährlichen Zubaus in Frankreich (Abbildung unten) zeigt einen offensichtlich für Ausschreibungsmodelle typischen fluktuierenden Verlauf, der hier aber auf niedrigem Niveau stattfand.

Ein deutlich verstärkter Zubau erfolgte im Jahr 2000. In diesem Jahr wurden die Netzbetreiber verpflichtet regenerativen Strom von Standorten mit einer Gesamtleistung von bis zu 12 MW abzunehmen. Der Rückgang des Zubaus in 2001 und 2002 fällt zeitlich mit der Umstellung auf die Einspeisevergütung zusammen und kann wohl der daraus resultierenden Unsicherheit unter den Marktteilnehmern zugeschrieben werden. Dafür spricht vor allem der sprunghafte Anstieg des Zubaus in 2003.

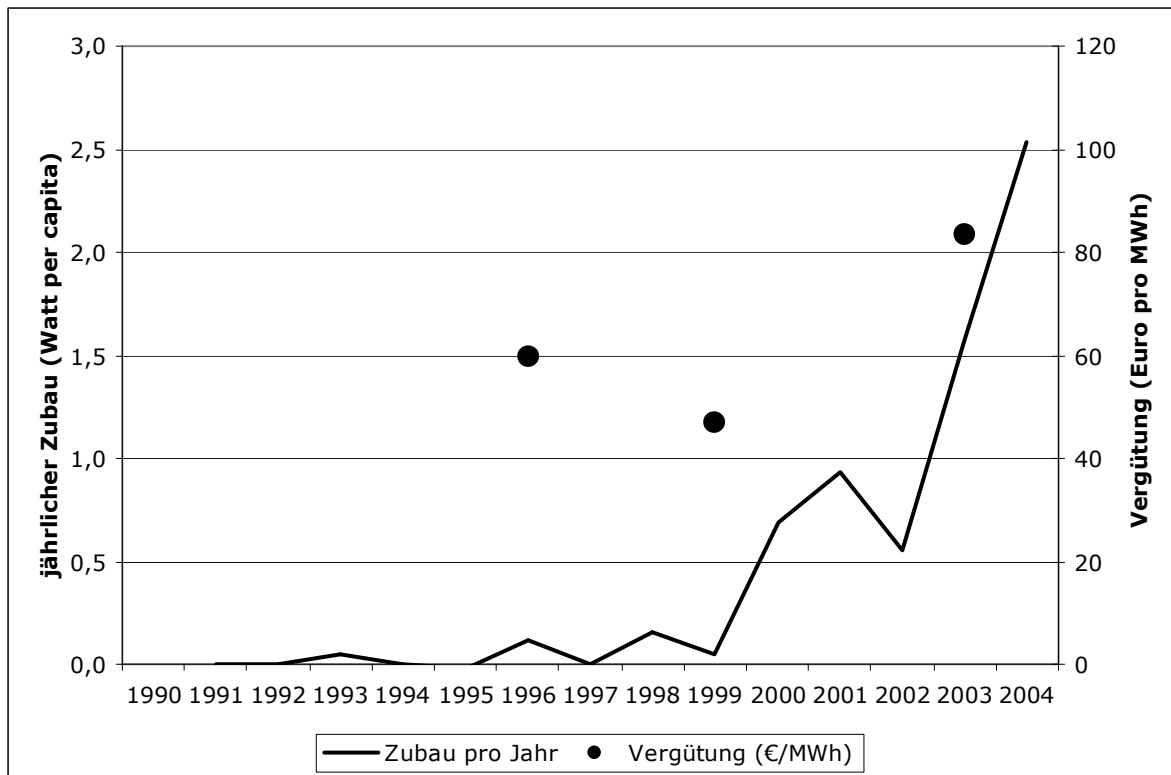


Abb. Anh. 9) Entwicklung des jährlichen Zubaus der Windenergie und der Vergütung in Frankreich.

Erste deutliche Zuwächse der installierten Kapazität sind im Jahr 2000 zu beobachten (Abbildung unten). Nachdem sich der Zubau im Jahr 2001 nochmals verstärkt hatte, kam es in 2002 zu einem erneuten Rückgang. Doch auch dann blieb der Zubau bei weitem über den im Ausschreibungsmodell erreichten Werten. Der bei weitem größte Zuwachs wurde in 2004 erzielt, nachdem zuvor schon das Jahr 2003 einen neuen Spitzenwert markiert hatte.

Bis zur Mitte des Jahres 2001 galt das Ausschreibungsmodell, danach wurde zur Einspeisevergütung gewechselt. Schlägt man die Hälfte des Zubaus in 2001 noch dem Ausschreibungsmodell zu, so zeigt sich, dass in der dreieinhalb jährigen Entwicklung unter dem Einfluss der Einspeisevergütung die insgesamt installierte Kapazität mehr als vervierfacht werden konnte.

Soweit nicht explizit angegeben basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Ministere de l'économie de finances et de l'industrie; 2002], [Direction Generale de l'Énergie et des Matières; 2003], [Abo Wind AG; 2002], [Sonne, Wind & Wärme; 4/2003], [Umweltkontor; 2002],

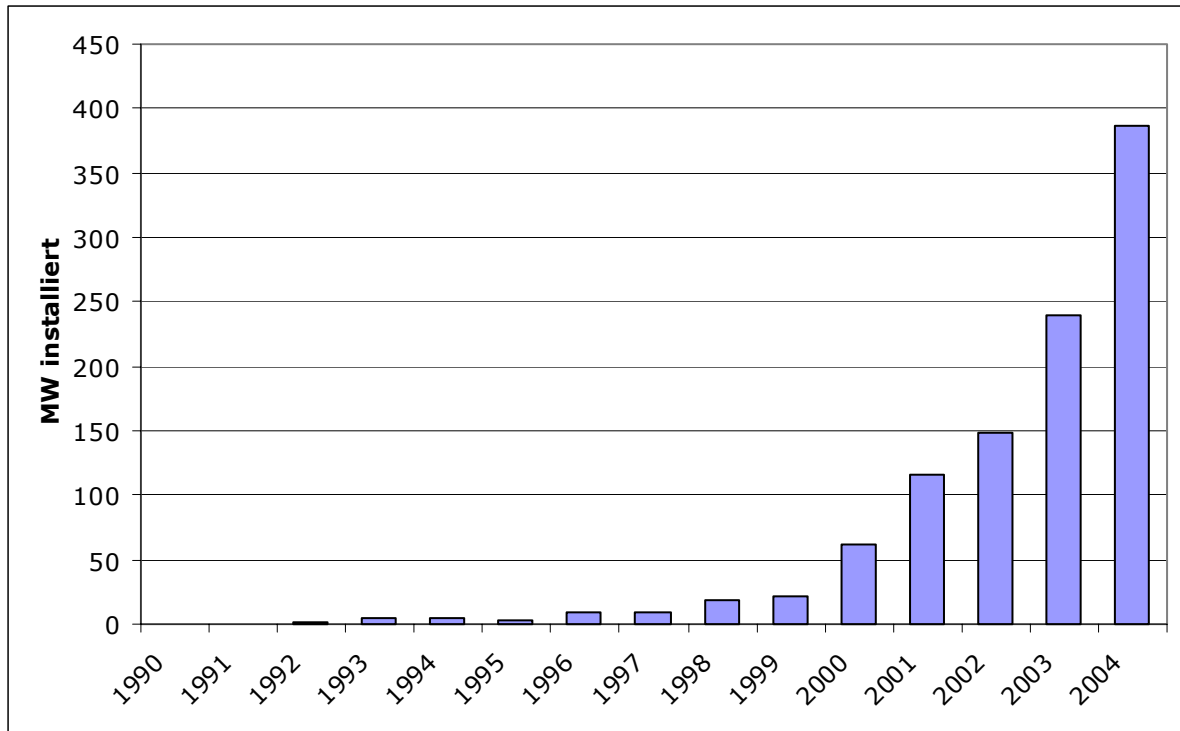


Abb. Anh. 10) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie in Frankreich. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004].

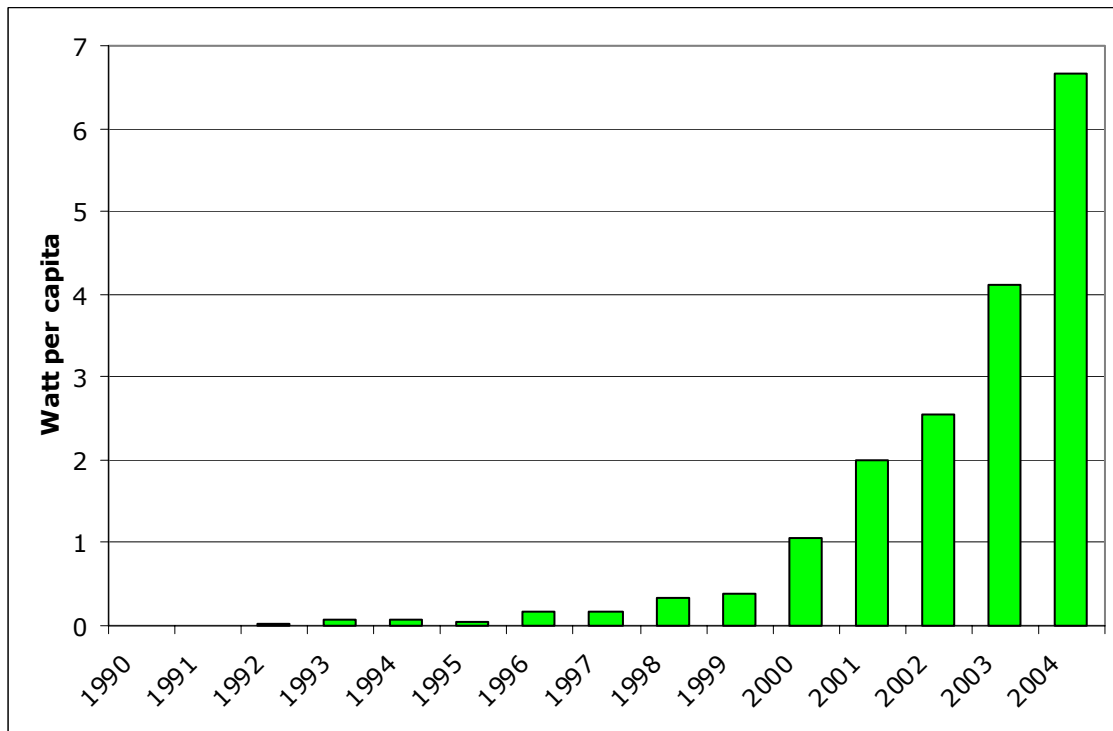


Abb. Anh. 11) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie per capita. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004].

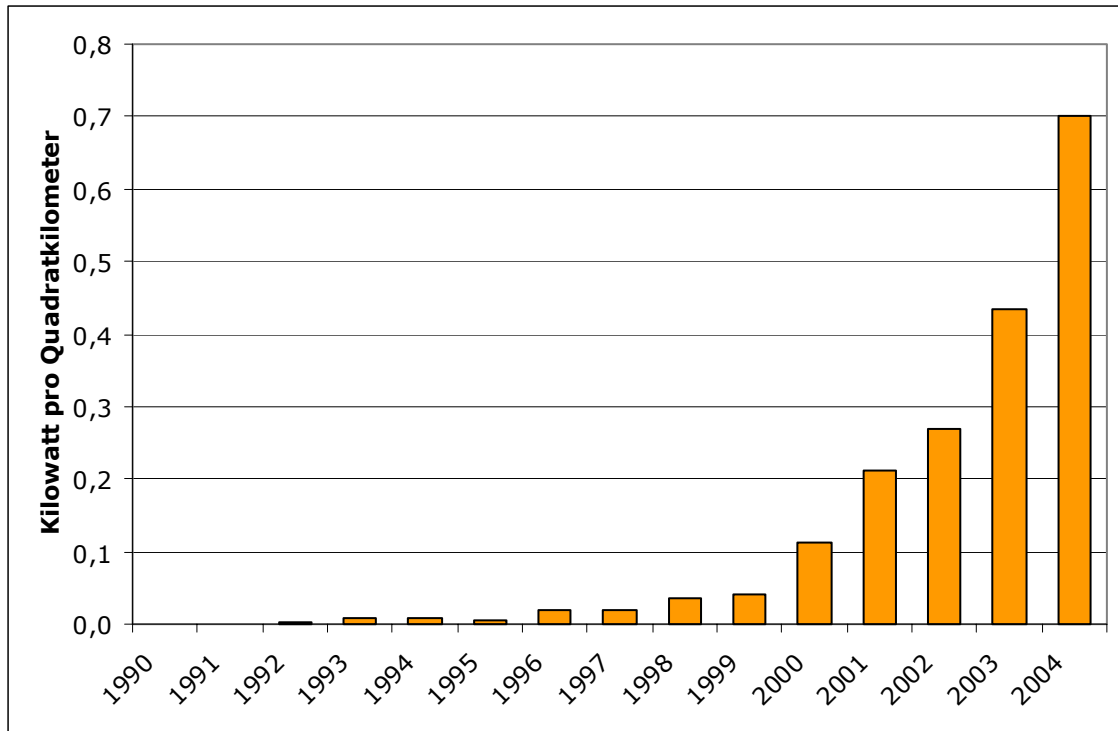


Abb. Anh. 12) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie pro Quadratkilometer Landesfläche. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004].



## **Großbritannien**

Förderung: Ausschreibungsmodell, Quotenmodell

Im Jahr 1989 wurde im Vereinigten Königreich ein Ausschreibungsmodell, die sog. Non Fossil Fuel Obligation (NFFO), zur Förderung nicht-fossiler Stromerzeugung verabschiedet. Die für die Förderung notwendigen Finanzmittel wurden durch eine Stromsteuer (Fossil Fuel Levy) aufgebracht, die anfänglich 10% betrug und bis 1999 auf 0,3% reduziert wurde. Dabei entfiel gleichzeitig die Förderung der Kernenergie aus dieser Steuer, so dass sie seit April 1998 ausschließlich der Förderung erneuerbarer Energien dient.

In der Zeit von 1991 bis 1998 fanden insgesamt fünf Bietrunden statt, in denen Angebote für die ausgeschriebenen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten eingereicht werden konnten. Teils unterschieden sich die einzelnen Bietrunden in ihren Modalitäten (Preisbildung, Vertragslaufzeiten). Den in den ersten beiden Bietrunden (1990 u. 1991) unter Vertrag genommenen Projekten wurde eine Vertragslaufzeit bis 1998 gewährt. In den darauf folgenden Ausschreibungsrunden wurde diese auf 15 Jahre festgesetzt.

Im April 2002 wurde die NFFO durch ein Quotenmodell (Renewables Obligation) mit Zertifikathandel abgelöst. Bei Nichterfüllung der Quote besteht die Möglichkeit, sich durch eine Zahlung von 30 Pfund pro MWh (ca. 44€/MWh) aus der Verpflichtung freizukaufen (buy out).

Seither wurde die gesetzliche Regelung für den Offshore-Bereich verbessert, indem Rechtssicherheit für die Erschließung von Seegebieten außerhalb der 12 Meilen-Zone geschaffen wurde. [Energy Act 2004; 2003] [The United Kingdom Parliament; 2003].

Mit der Renewable Obligation Order 2005 wurde die Gültigkeit der Renewable Obligation auf Nordirland ausgeweitet um einen gegenseitigen Handel mit Zertifikaten zu ermöglichen. [BWEA 2005a].

Großbritannien setzt verstärkt auf den Offshore-Ausbau der Windenergie. Die ersten beiden großen Offshore-Windparks (North Hoyle und Scroby Sands, installierte Kapazität je 60 MW) wurden mit jeweils 10 Millionen GBP an Investitionsbeihilfen gefördert, was dem Förderhöchstbetrag für einzelne Projekte entspricht.

Seit August 2003 wurden die Planungs- und Genehmigungsrichtlinien verbessert (PPS 22, „Policy Planning Statement on renewable energies“). Darin werden die zuständigen Behörden angewiesen, im Zuge von Planungs- und Genehmigungsverfahren für erneuerbare Energieerzeuger im Sinne einer Förderung der regenerativen Erzeugung zu entscheiden, statt – wie oftmals in der Vergangenheit – einem eher restriktiven Grundansatz zu folgen. [BWEA; 2004a].

Zielsetzung der britischen Energiepolitik ist ein 10% Anteil der regenerativen Energien an der Stromerzeugung bis 2010 und 15% bis 2015.



Insgesamt wurden im Rahmen der NFFO 3.271 MW Erzeugungskapazität vertraglich zugesichert. Die installierte Kapazität betrug 649 MW am Ende des Jahres 2003. Die durchschnittlich erzielten Vergütungen für Strom aus Windenergie fielen im Verlauf der Bietrunden von anfänglich 138 €/MWh auf 45 €/MWh (in der zweiten Bietrunde wurde mit 156 €/MWh der höchste Preis erzielt).

UK Windenergie	Preise der Ausschreibungen in €/MWh	
	von	bis
1991	156	
1994	53	79
1997	44	70
1998	37	70

Tabelle 2) Seit 1991 in den NFFO Ausschreibungsrunden vertraglich zugesicherte Vergütungen der Windenergie (akzeptierte Projekte).

Die Vergütung für Windstrom innerhalb des neuen Quotenmodells lag 2003 bei etwa 94 €/MWh (Strompreis zuzüglich Zertifikatspreis).

Zweimal jährlich führt die Non Fossil Fuels Purchasing Agency Auktionen für grünen Strom durch. Die im Rahmen dieser Auktionen ausgehandelten Preise beinhalten – neben dem eigentlichen Strompreis – auch die Anteile aus der Climate Change Levy und den Renewable Obligation Zertifikate (ROC, grüne Zertifikate). In der Zeit von Februar 2003 bis August 2004 stiegen die für Windenergie erzielten Preise von 6,41 p/kWh (ca. 9,4 €ct./kWh) auf 7,31 p/kWh (ca. 10,8 €ct/kWh). In der bislang letzten Auktion (Februar 2005) wurde ein Preis von 6,75 p/kWh (ca. 9,9 €ct/kWh) erzielt [NFPA 2005].<sup>2</sup>

Der in 2004 erzielte Durchschnittspreis für die Kilowattstunde Windstrom (Auktionen der NFPA im Februar und August) lag damit bei ca. 10,0 €ct.kWh.

Im Verlauf des Handels mit ROC zeigte sich, dass der vorgesehene „buy out“ Preis, die Strafzahlung bei Quotenverfehlung also, keineswegs als Obergrenze für die Zertifikatspreise fungiert. Im Verlauf der Auktionen (von Februar 2002 bis April 2005) wurden durchweg Preise oberhalb von 45 GBP/MWh (ca. 66,2 €/MWh) erzielt mit einem Maximalpreis von ca. 52 GBP/MWh (ca. 76,5 €/MWh) im Juli 2004. [NFPA 2005]. Dies ist dadurch erklärbar, dass die Strafzahlung (buy out) der Marktteilnehmer, welche die Quote nicht erfüllen konnten, am Ende des Abrechnungszeitraums anteilig unter den Besitzern von ROC's aufgeteilt wird. Im Jahr 2003 führte dies dazu, dass Besitzer von ROC's für den Abrechnungszeitraum 2002/2003 pro in ihrem Besitz befindlichen ROC eine Rückzahlung von ca. 16 GBP (ca. 23,4 €) erhielten.

Der jahresdurchschnittliche Preis für ein ROC lag in 2003 bei ca. 69,25 €/MWh und stieg in 2004 auf ca. 71,6 €/MWh.



Eine exakte Berechnung der jahresdurchschnittlichen Vergütung für Windstrom ist, aufgrund der Volatilität der Strompreise am Spot Markt, nicht möglich. Allein von September 2004 bis Oktober 2004 variierte der Strompreis an der UKPX zwischen 20 GBP (ca. 29,41 €) und 30 GBP (ca. 44,12 €) pro Megawattstunde [NOWAP; 2005]. Unter der Annahme eines jahresdurchschnittlichen Strompreises von 29,41 €/MWh für 2004 ergibt sich, bei einem jahresdurchschnittlichen ROC Preis von 71,6 €/MWh, eine Windstromvergütung von 10,1 €ct. pro Kilowattstunde, also dem auch in den Auktionen der NFPA erzielten Durchschnittserlös für 2004.

Die Abbildung unten zeigt den Verlauf des jährlichen Zubaus an Windleistung in Großbritannien (England und Wales) und die in den jeweiligen Ausschreibungsrunden erzielten mittleren Preise der Windenergie bzw. - für 2003 und 2004 – den aus dem Quotenmodell mit Zertifikathandel resultierenden Preis.

Anhand der als Punkte dargestellten Preise (Zeitpunkte der Ausschreibungsrunden) ist gut erkennbar, dass ein Zubau an Kapazitäten stets erst mit einer zeitlichen Verzögerung zu den jeweiligen Ausschreibungen erfolgte. Ein konstantes Wachstum konnte aber – zumindest bis 1999, ein Jahr nach der letzten Ausschreibung der NFFO - nicht erzielt werden.

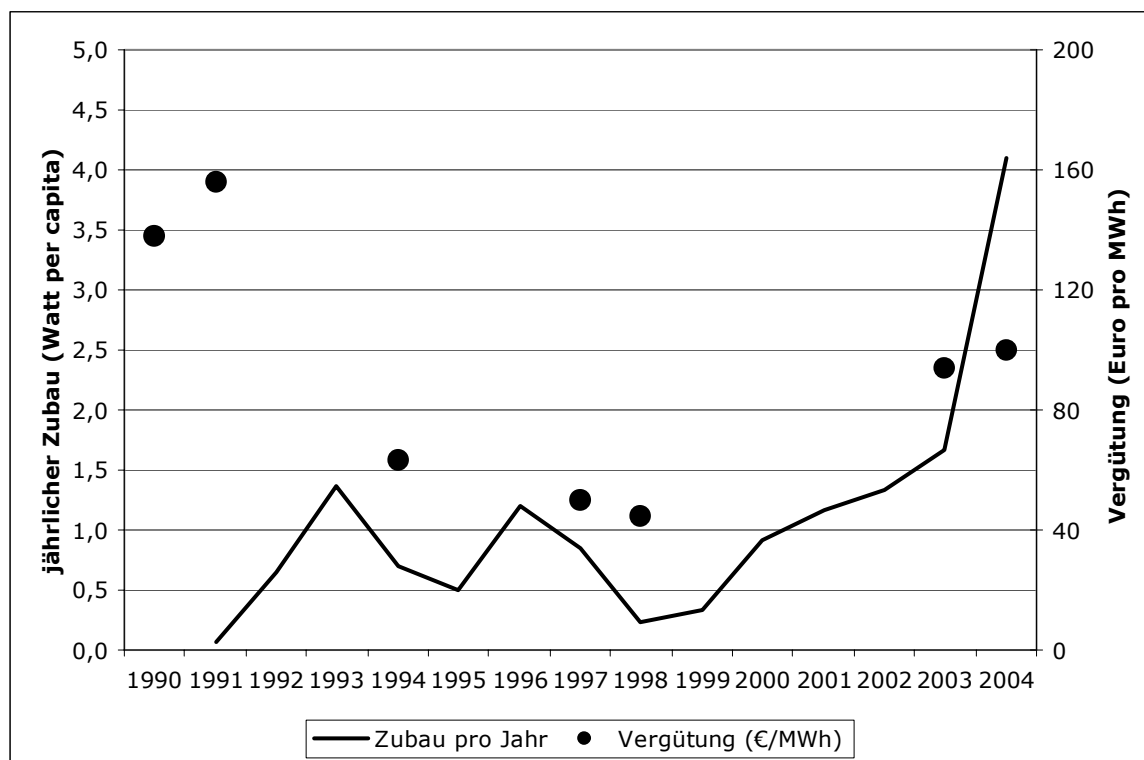


Abb. Anh. 13) Entwicklung des jährlichen Zubaus der Windenergie und der Vergütung in Großbritannien.

In obiger Abbildung kommt der offensichtlich durch das Ausschreibungsverfahren entstehende fluktuierende Charakter des Zubaus in Großbritannien sehr deutlich zur Geltung. Das Ausschreibungsmodell bot den Anbietern die Möglichkeit, die Projektumsetzung lange

<sup>2</sup> Wechselkurs: 1GBP = 1,4706 €



hinauszuzögern. Dadurch konnten sie in der Kalkulation des von ihnen eingereichten Angebots bereits die zukünftig erwartete Kostenreduktion der Anlagentechnik einpreisen und so, zum Zeitpunkt der Biетrunden, unrealistisch niedrige Preise veranschlagen.

Die ausgeprägte Diskontinuität des britischen Windenergiemarktes binnen der neunziger Jahre stand dem erstrebten Aufbau einer starken heimischen Windindustrie entgegen.

Seit 2002, der Einführung des Quotenmodells, kam es zu einer deutlichen Belebung und – bislang – auch zu einer Verstetigung des Zubaus. Das Jahr 2004 markiert mit einem Zubau von über 4 W/cap. den höchsten bisher erreichten Zubau (mehr als eine Verdoppelung gegenüber 2003, dem bisherigen Spitzenjahr).

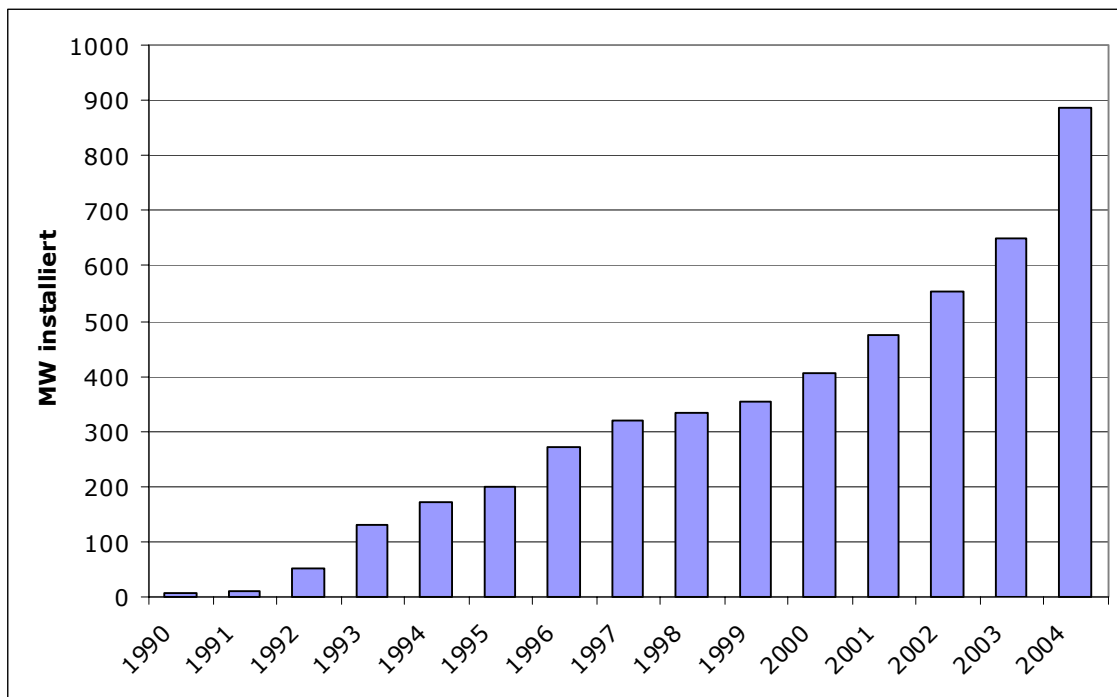


Abb. Anh. 14) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie im Vereinigten Königreich. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

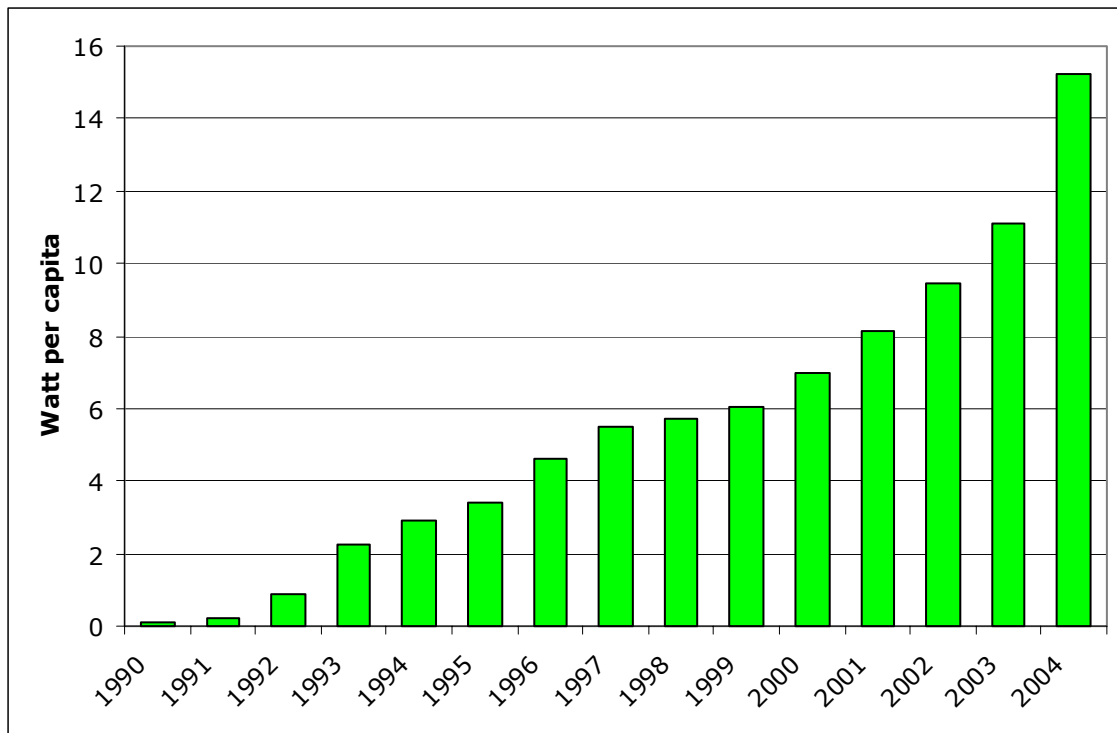


Abb. Anh. 15) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie per capita. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

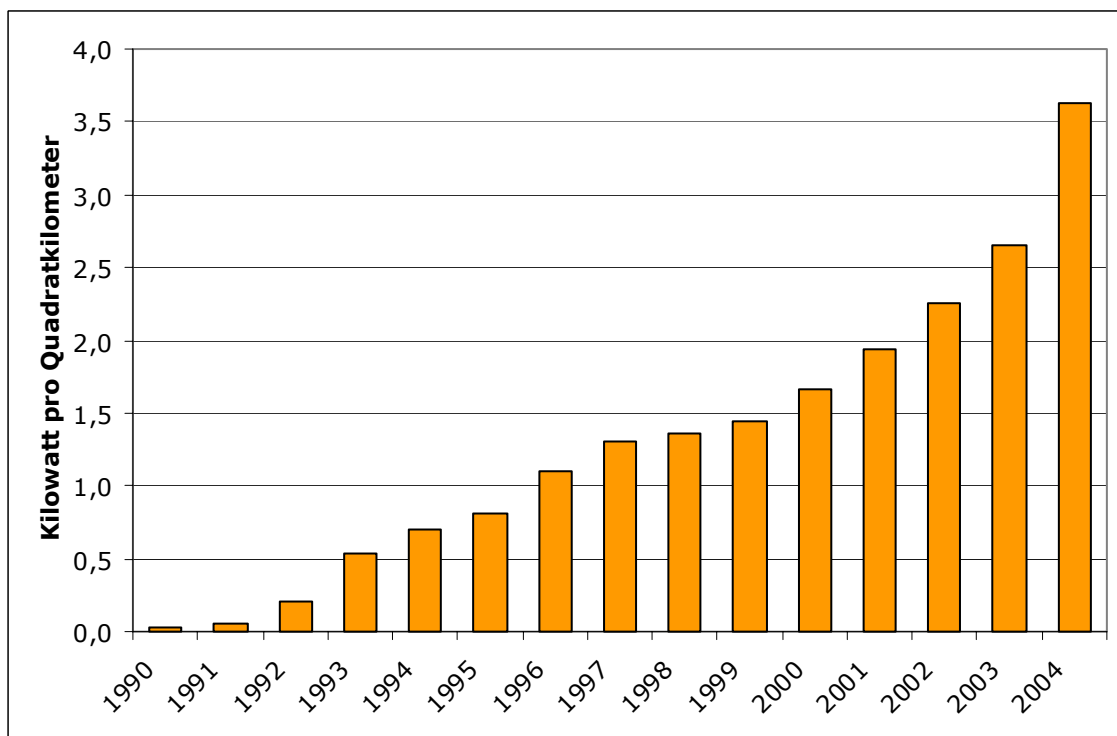


Abb. Anh. 16) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie pro Quadratkilometer Landesfläche. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

Das gesamte Ausmaß des jährlichen Zubaus bewegte sich vor 2004 stets in einem Rahmen unterhalb von 100 MW pro Jahr. Im bislang besten Jahr für die Windenergie (2003) wurde eine zusätzliche Kapazität von 97 MW installiert (etwa 3,7% des Zubaus in Deutschland in



diesem Jahr). In 2004 fand ein sprunghafter Anstieg der neu installierten Kapazität auf 239 MW statt.

2003/2004 gelang mit der Umsetzung von 2 Projekten von je 60 MW der Einstieg in die Offshore-Nutzung der Windenergie. Projekte mit mehr als 1 GW sind bereits bewilligt und im Zuge einer weiteren Bietrunde für Offshore-Gebiete wurden Pachtverträge für Flächen ausgeschrieben, die eine Installation von bis zu 7,2 GW bieten. Drei von diesen ausgeschrieben Gebieten befinden sich außerhalb der 12 Meilen Zone. [BWEA 2005].

### **Abschätzung der Förderkosten**

Aufgrund des in Großbritannien gewählten Fördermodells und den dazu verfügbaren Daten lassen sich die auf die Windenergie entfallenden Kosten der Förderung erneuerbarer Energien nur abschätzen.

Seit 1980 sind in Großbritannien etwa 357 Mio. Pfund (ca. 597 Mio €2000) für Forschung und Entwicklung erneuerbarer Energien von staatlicher Seite aufgewendet worden. Der auf die Windenergie entfallende Anteil lag im Jahr 1999 bei knapp über 9%. Auch hier kann davon ausgegangen werden, dass die Förderung im Bereich der Windenergie im Verlauf der 1990er Jahre zurückgeführt wurde. Vereinfachend wird hier zur Ermittlung der Aufwendungen für FuE im Bereich der Windenergie von einem Anteil von 10% an den gesamten Fördermitteln ausgegangen. Diesem Ansatz folgend kann, als niedrige Abschätzung, insgesamt (1980 bis 2000) ein Betrag von etwa 36 Mio. Pfund (ca. 60 Mio €2000) der Erforschung und Entwicklung der Windenergie zugeschlagen werden. [Renew On Line; 2002], [The United Kingdom Parliament; 2002].

Ein weiterer Teil der Förderung resultiert aus den Vergütungen des regenerativ erzeugten Stroms der im Rahmen der NFFO-Ausschreibungen unter Vertrag genommenen Erzeugungsanlagen. Diese belaufen sich insgesamt – unter Einbeziehung aller regenerativen Technologien zur Stromerzeugung – auf ca. 753 Mio. Pfund (ca. 1.257 Mio. €2000).

Die Daten zu den Zahlungen im Rahmen der NFFO sind nicht nach Einzeltechnologien aufgeschlüsselt verfügbar. Eine Abschätzung des Anteils der Windenergie lässt sich aber aufgrund der eingespeisten Strommengen und der Zuordnung der Anlagen zu den verschiedenen Ausschreibungsrunden (mit jeweils unterschiedlichen garantierten Vergütungen) vornehmen.

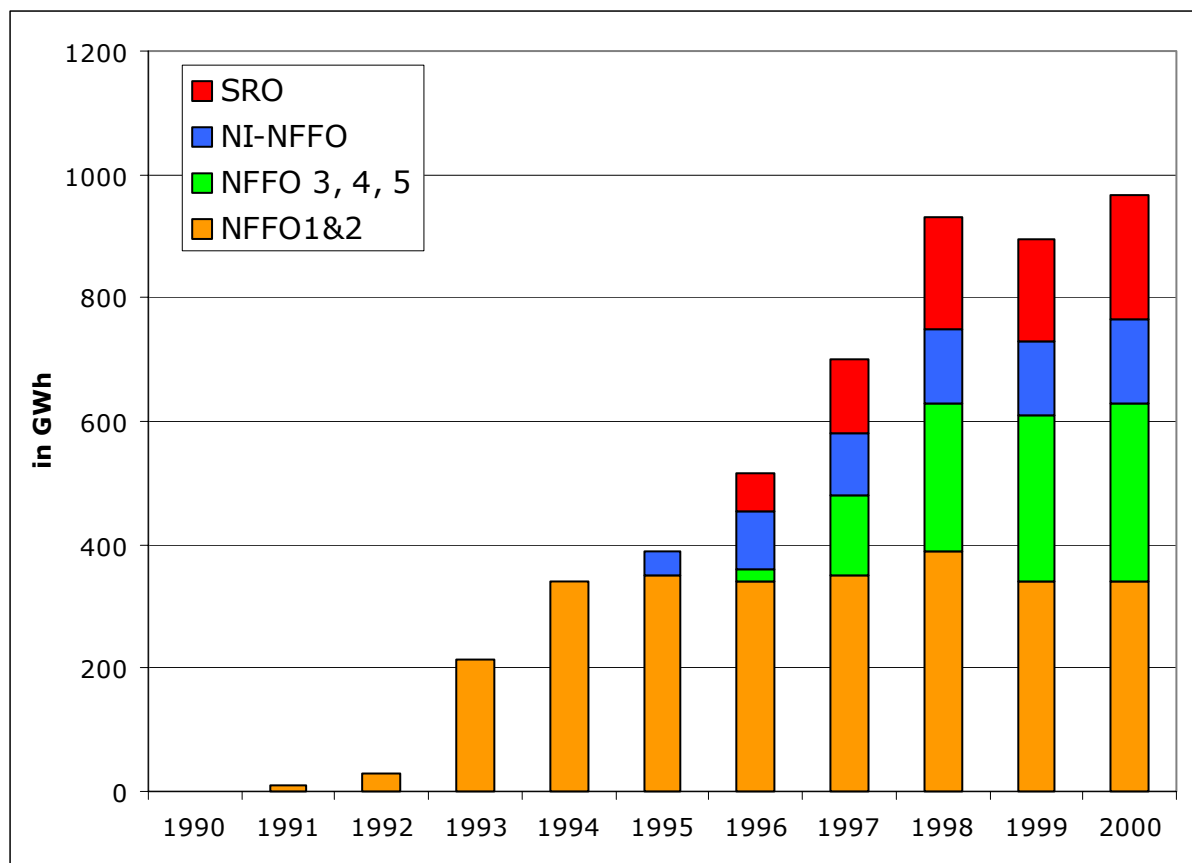


Abb. Anh. 17) Windstromerzeugung in Großbritannien, aufgegliedert nach Ausschreibungen der NFFO und der SRO (Scottish Renewables Obligation). Quelle: [DTI; 2001].

Aus den Angaben der in den Ausschreibungen akzeptierten Preise und der Zuordnung dieser zu den tatsächlich in Folge der jeweiligen Ausschreibungsrunden installierten Kapazitäten wurden gewichtete Durchschnittskosten für die Anlagen gebildet. Anschließend wurden aus den ermittelten Preisen pro kWh und den erzeugten Strommengen die Gesamtkosten der Windstromerzeugung berechnet.

Diesem Ansatz folgend wurde für die Windenergie im Vereinigten Königreich insgesamt eine Vergütung von etwa 545 Mio. € gezahlt. Unter der Annahme, dass der „Wert“ der Windenergie in Großbritannien dem in Deutschland vergleichbar ist (4,7 €/kWh), ergibt sich demnach eine aus der Vergütung des Windstroms resultierende Förderung von etwa 310 Mio. € in der Zeit von 1980 bis 2000.

Insgesamt ergibt sich für die Zeit von 1980 bis 2000 eine Förderung der Windenergie von etwa 370 Mio. €.

### Netzanschlussbedingungen

In Großbritannien existiert derzeit keine Regelung für den Aufbau der notwendigen Offshore-Netzinfrastruktur. Der Vorschlag des Department of Energy and Trade (DTI) lautet, einen privatwirtschaftlichen Ausbau vorzusehen. Eine abschließende Regelung dieses



Themenkomplexes soll erst nach Schaffung europäischer Richtlinien in Angriff genommen werden [DTI; 2002].

Soweit nicht explizit angegeben, basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Michaelowa, A.; 2001], [IEA; 2002], [Drillisch et al.; 2001], [BWEA, 2003a], [DTI; 2001], [EREF; 2003], [ffu; 2000], [The United Kingdom Parliament; 2002], [Europäische Kommission, 2002uk], [Europäische Kommission, 2003uk]. [www.platts.com; 2004]



## **Irland**

Förderung: Ausschreibungsmodell, Einspeisevergütung geplant

Das irische Ausschreibungsmodell ist mit der Non Fossil Fuel Obligation des Vereinigten Königreichs vergleichbar. Im Zuge des „Alternative Energy Requirement (AER)“ genannten Verfahrens fanden von 1994 an bislang sechs Ausschreibungsrunden zur Förderung von Windenergie, Biomasse, Kraft-Wärme-Kopplung und kleinen Wasserkraftwerken statt. Den erfolgreichen Bietern wird über das sog. „Power Purchase Agreement“ die Stromabnahme zu festgesetzten Einspeisevergütungen über einen Zeitraum von 15 Jahren gewährt.

In der sechsten Ausschreibung (Februar 2003) wurden erstmals auch gesondert Erzeugungskapazitäten für Offshore-Windenergie und Biomassenutzung in Kraft-Wärme-Kopplung sowie mittels anaerober Biogasgewinnung ausgeschrieben.

Insgesamt wurden in den sechs Bietrunden etwa 1.000 MW regenerativer Erzeugungsleistung unter Vertrag genommen. Zum Ende des Jahres 2003 waren in Irland 186 MW regenerativer Leistung installiert.

Offensichtlich war das für die Ausschreibungen zuständige Department of Communications Marine and Natural Resources mit dem Verlauf der sechsten Ausschreibungsrunde nicht zufrieden. Im Dezember 2004 kündigte der dem Department vorstehende Minister, Noel Dempsey, staatliche Unterstützung für weitere 235 MW regenerativer Erzeugungskapazität an. [DCMNR; 2005].

Bereits zuvor war vom Ministerium Unzufriedenheit mit der Projektumsetzung im Rahmen des AER Programms ausgedrückt worden. In einer Veröffentlichung des Jahres 2003 war klargestellt worden, dass die Umsetzung der unter Vertrag genommenen Projekte weitgehend von sekundären Fördermaßnahmen, hauptsächlich Investitionsbeihilfen, abhängt. Nachdem seit 2003 alle verfügbaren Optionen für eine zukünftige Förderung der Windenergie geprüft wurden - sowohl die Weiterführung des AER Programms, als auch der Umstieg auf ein Einspeisemodell oder der Wechsel zu einem Quotenmodell, mit oder ohne Zertifikathandel standen zur Diskussion – sieht die aktuelle Planung einen Umstieg auf ein Modell mit Einspeisevergütung vor. [DCMNR;2993a], [Vestas; 2005].

Die zugesicherten Vergütungen für die Windenergie stiegen von 51 €/MWh in 1994 auf bis zu 84€ MWh für Offshore-Windenergie in 2003 (52 €/MWh bis 57 €/MWh für Onshore-Projekte, abhängig von der Projektgröße) [www.renewable-energy.policy.info; 2005ir].

Analog zu der Entwicklung in Großbritannien führte auch das Ausschreibungsmodell in Irland zu einem stark fluktuierenden Verlauf der jährlichen Zubauraten der Windenergie.

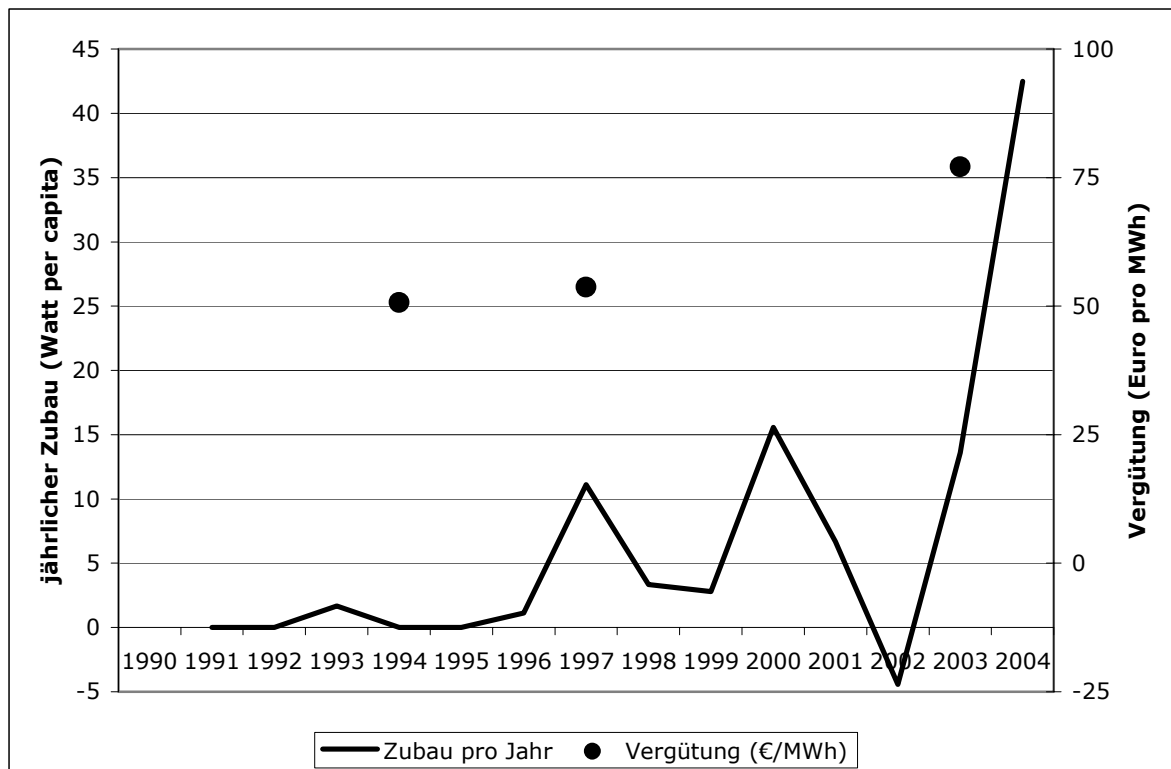


Abb. Anh. 18) Entwicklung des jährlichen Zubaus der Windenergie und der Vergütung in Irland.

Aus der Abbildung oben ist deutlich zu ersehen, dass auch hier die Zubautätigkeit erst mit erheblicher Verzögerung zu den Ausschreibungen in Gang kam. Zudem kam es immer wieder zu starken Einbrüchen, die im Jahr 2002 sogar zu einem Abbau an pro Kopf installierter Leistung führte. Um dem Problem der mangelnden Umsetzung der unter Vertrag genommenen Projekte zu begegnen, wurden im Verlauf der irischen Ausschreibung deutlich mehr Kapazitäten akzeptiert, als ursprünglich vorgesehen. Damit sollte eine gewisse Ausfallsicherheit erreicht werden.

Im Jahr 2004 kam es zum stärksten jemals in Irland erreichten Zubau an installierter Leistung. Mit einem Zuwachs von 153 MW wurde Ende des Jahres 2004 insgesamt eine installierte Leistung von 339 MW erreicht.

Soweit nicht explizit angegeben, basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [DCMNR; 2003], [DCMNR; 2004], [Irish Energy Center; 2001]

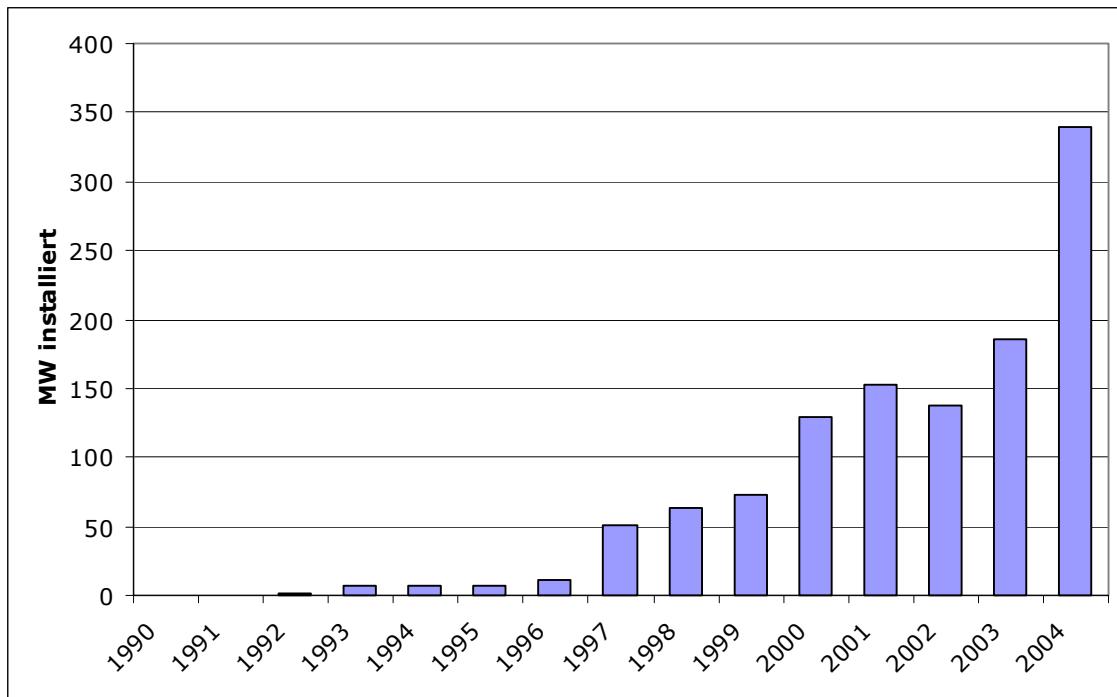


Abb. Anh. 19) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie in Irland. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

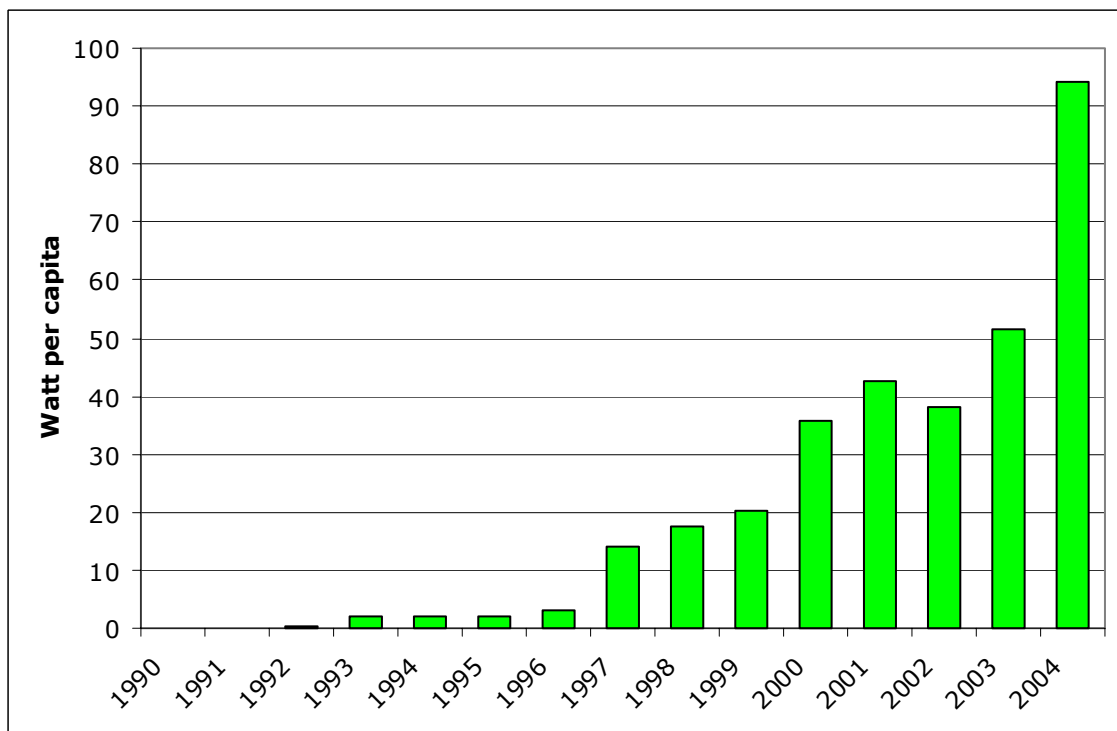


Abb. Anh. 20) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie per capita. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

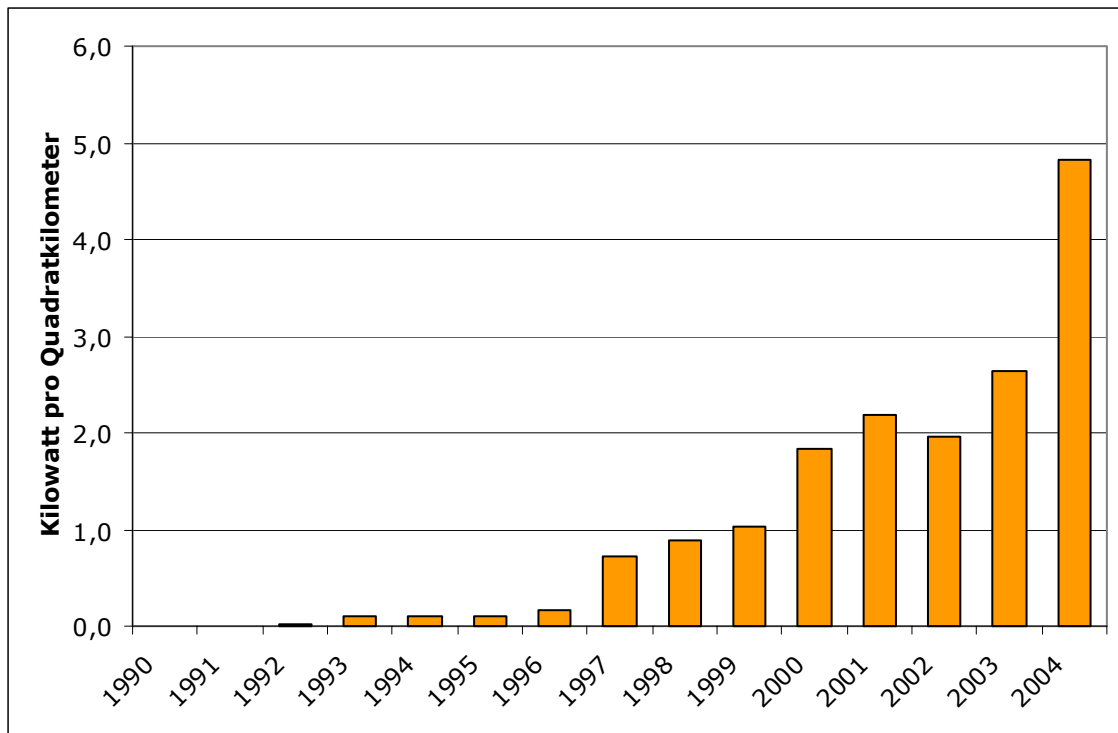


Abb. Anh. 21) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie pro Quadratkilometer Landesfläche. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].



## **Italien**

Förderung: Einspeisevergütung, Quotenmodell

In Italien wurden 1992 die gesetzlichen Grundlagen für die Einführung einer Einspeisevergütung für erneuerbare Energie geschaffen. Zur Bestimmung der Höhe der Einspeisevergütung wurden die vermiedenen Kosten (Transport, Verteilung) und die höheren Investitionskosten für regenerative Technologien berücksichtigt.

Für die regenerativen Erzeuger wurden zwei Kategorien geschaffen. Eine Kategorie umfasste Erzeuger, die entweder ihre gesamte Produktion in das Netz einspeisen oder über eine gleich bleibende Leistungsabgabe verfügten. In die zweite Kategorie fielen Erzeuger, die lediglich ihren überschüssigen Strom in das Netz einspeisten. Bei Erzeugern der zweiten Kategorie erfolgte die Vergütung in Abhängigkeit von der Tageszeit.

Windstromproduzenten der zweiten Kategorie (Überschuss-Einspeisung) erhielten Preise von etwa 122 €/MWh zu Spitzenlastzeiten und etwa 25 €/MWh zu Schwachlastzeiten. Zu den Schwachlastzeiten zählten nächtliche Stromlieferungen sowie Stromlieferungen an Wochenenden und im gesamten August. Damit lässt sich ein Mittelwert von etwa 57 €/MWh abschätzen.

Die den EVU entstehenden Mehrkosten wurden aus einem nationalen Kompensationsfond erstattet. Die notwendigen Finanzmittel wurden durch die Erhebung der sog. „thermo levy“ (Steuer auf den Verbrauch fossiler Energieträger) und eine Steuer für neue erneuerbare Erzeuger - die beide bei den Stromverbrauchern erhoben wurden - aufgebracht.

In 1999 wurde die Einführung eines Quotenmodells mit Zertifikathandel beschlossen, das dann mit Beginn des Jahres 2002 in Kraft trat. Die Vergütung im Rahmen des neuen Modells erfolgt für alle Anlagen, die seit 1999 neu errichtet wurden. Altanlagen wurden weiterhin im Rahmen der vorher gültigen Regelung behandelt. Als erste verbindliche Quote für das Jahr 2002 wurde das Erreichen eines 2% Anteils regenerativ erzeugten Stroms (ohne Wasserkraft) festgesetzt.

Die grünen Zertifikate werden für acht Jahre ausgegeben und haben für alle als regenerativ angesehenen Technologien den selben Wert. Die Preisbildung für die Zertifikate findet nicht durch Marktmechanismen statt. Stattdessen wird ein Preis festgesetzt, der sich an den Vergütungssätzen der noch im Rahmen des Einspeisemodells vergüteten Anlagen orientiert. Für die Jahre 2002 und 2003 wurden Zertifikatspreise von 8,42 €/kWh (2002) und 8,24€/kWh (2003) festgesetzt. Zu den Zertifikatspreisen muss der Erlös aus dem Stromverkauf addiert werden, der in den Jahre 2002 und 2003 zwischen 5 €/kWh und 6 €/kWh lag. Damit lässt sich (mit dem mittleren Strompreis von 5,5 €/kWh) der Preis für Windstrom im aktuell gültigen Quotensystem mit Zertifikathandel zu ca. 13,9 €/kWh in 2002 und ca. 13,7 €/kWh in 2003 bestimmen.



Ein einheitlicher Wert für die Vergütung von Windstrom lässt sich für das Jahr 2003 nicht angeben, da ein relativ großer Teil der Anlagen noch im Rahmen des vorherigen Einspeisemodells vergütet wurde. Bemerkenswert ist jedoch, dass diese deutlich geringere Strompreise erzielten, als die im Rahmen der neuen (Quoten)Regelung vergüteten Anlagen (ca. 5 €/kWh – ca. 5,8 €/kWh für Anlagen, die länger als acht Jahre in Betrieb sind und 6,8 – 9,5 €/kWh für Anlagen mit geringerer Betriebszeit in 2003) [DCMNR;2003a], [IEA; 2004].

Mit dem Legislative Decree 387/03, das am 15. Februar 2004 in Kraft trat, wurde beschlossen, die Quotenverpflichtung für regenerativen Strom in der Zeit von 2004 bis 2006 um 0,35% pro Jahr anzuheben und gleichzeitig wurden Fristen für die Festlegung der Quoten für die Zeiträume von 2007 bis 2009 und von 2010 bis 2012 gesetzt. [Europäische Kommission; 2004], [JREC; 2005], [IEA; 2004].

Erst mit dem Jahr 1997 setzte in Italien ein ausgeprägter Zubau der Windenergie ein, der bis Ende 2001 ein deutliches Wachstum zeigte (Abbildung unten). Trotz der finanziellen Besserstellung der Windstromproduktion im Rahmen des neu eingeführten Quotenmodells kam es nach dessen Einführung zu einem starken Einbruch des jährlichen Zubaus an Kapazitäten. Es gibt zwei Gründe, durch die der stark rückläufige Zubau der Windenergie in 2002 erklärbar ist: 1. die für 2002 festgesetzte Quote für den Anteil regenerativ erzeugten Stroms für 2002 (2%) wurde bereits 2001 erreicht und 2. Unter den Marktteilnehmern herrsche große Unsicherheit bezüglich der Zertifikatspreise und somit der Lukrativität von Windprojekten.

Interessant ist die Entwicklung der für Windstrom gezahlten Preise. Durch die Verbesserungen beim Einspeisetarif kam es 1998 zu einer deutlichen Erhöhung der Vergütung für Windstrom (ca. 96 €/MWh über einen Zeitraum vom acht Jahren und anschließend ca. 50 €/MWh). Durch das Überschreiten der 8-Jahresgrenze fielen die durchschnittlichen Vergütungen in der Folgezeit jedoch wieder. Durch die Einführung des Quotenmodells wurde die rückläufige Preisentwicklung jedoch konterkariert, da die für Windstrom erzielten Preise nochmals deutlich anstiegen (ca 139 €/MWh in 2002 und ca. 137 €/MWh in 2003).

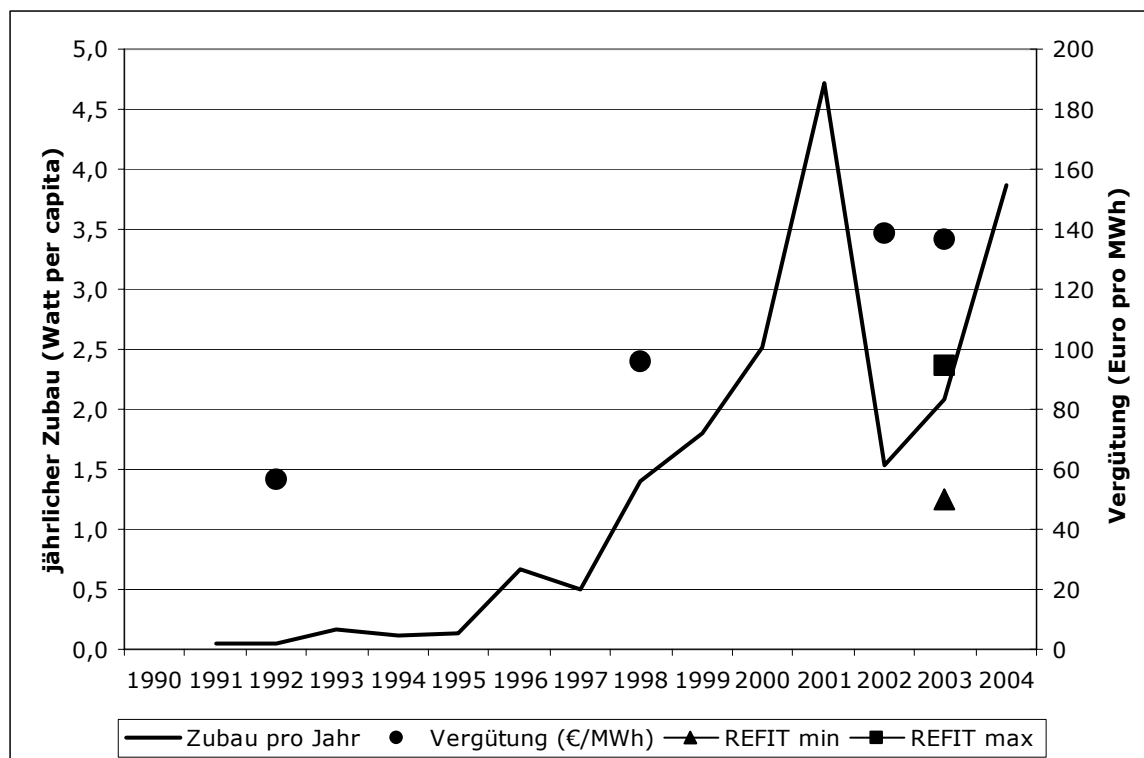


Abb. Anh. 22) Entwicklung des jährlichen Zubaus der Windenergie und der Vergütung in Italien.

Bis zum Ende des Jahres 2001 zeigte der italienische Windmarkt ein exponentielles Wachstum, das aber unter dem Einfluss des 2002 eingeführten Quotenmodells ein abruptes Ende fand.

Die leichte Erholung in 2003 deutet darauf hin, dass die finanziellen Risiken bezüglich der zukünftig erzielbaren Erlöse für Windstrom von Investoren und Betreiber überschätzt wurden. Der folgende starke Anstieg des Zubaus in 2004 ist wohl auf die hohen Erlöse im neuen Modell und die Quotenerhöhungen im Frühjahr 2004 bei gleichzeitigem Festhalten an den Zielen für 2006 (1400 MW) und 2008 – 2012 (2500 MW) zurückzuführen.

Bis zum Ende des Jahres 2004 waren in Italien 1125 MW Windleistung installiert (Zubau in 2004: 221 MW).

Soweit nicht explizit angegeben, basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [IEA; 2002], [Eurostat; 2003], [Nordex; 2003], [Europäische Kommission, 2004it]

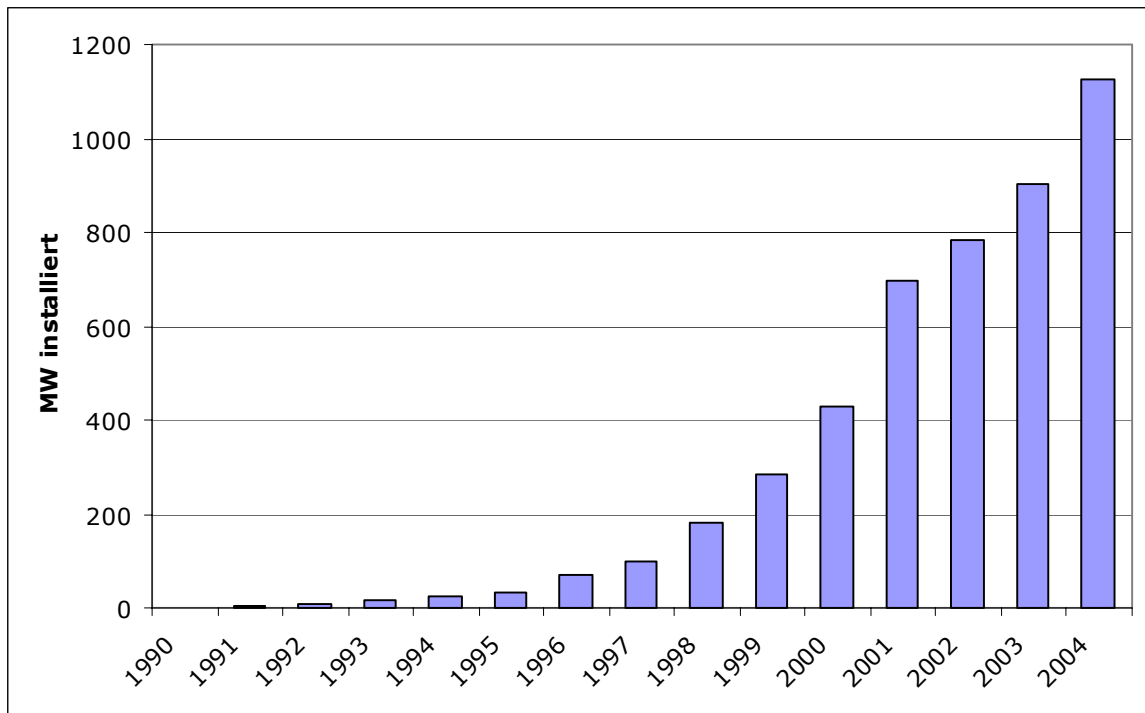


Abb. Anh. 23) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie in Italien. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

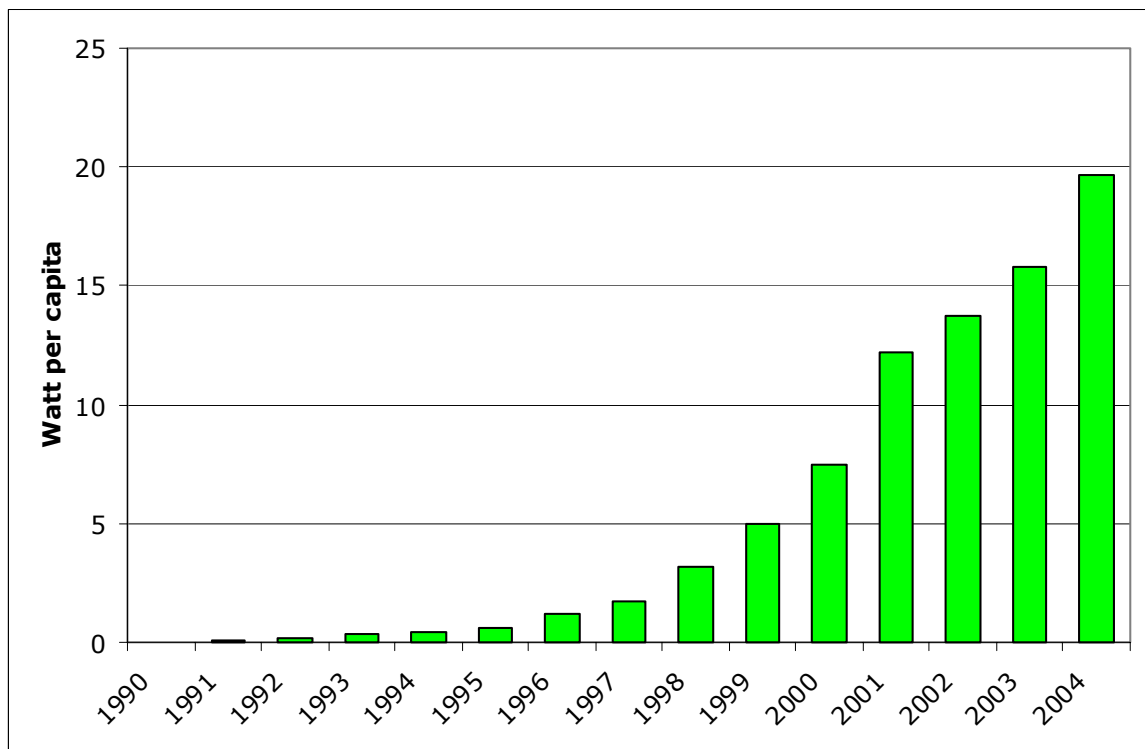


Abb. Anh. 24) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie per capita in Italien. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

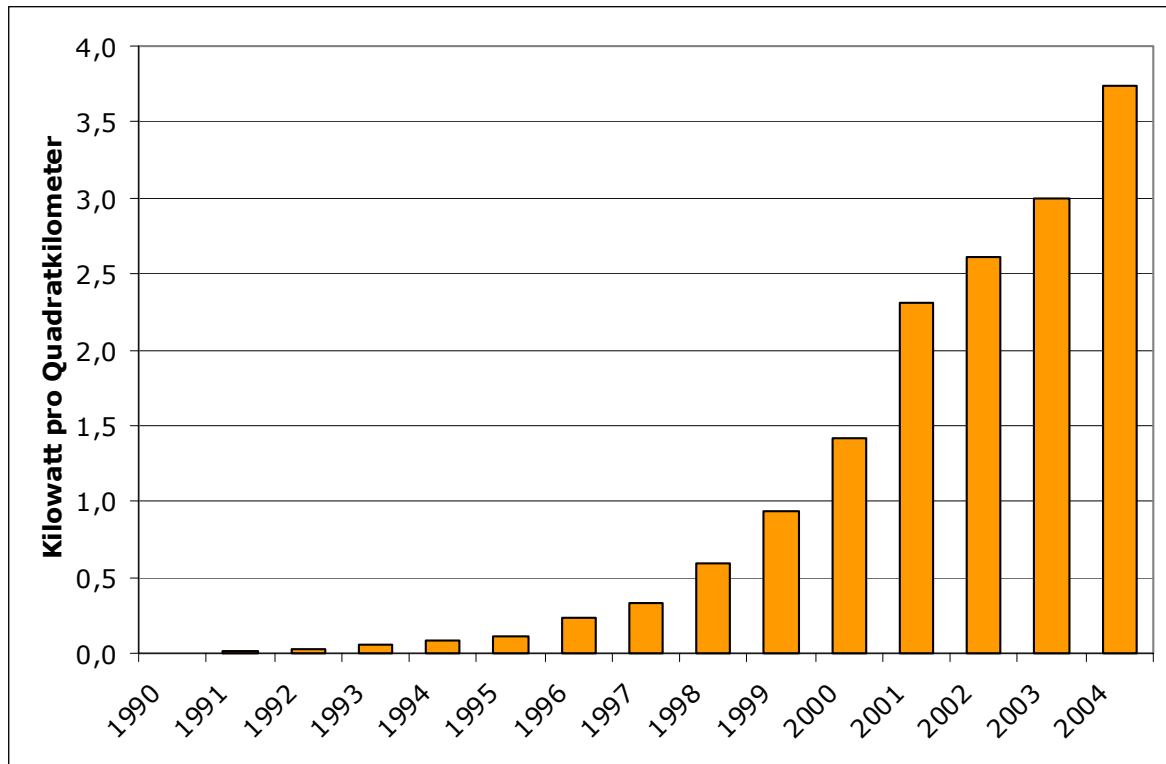


Abb. Anh. 25) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie pro Quadratkilometer Landesfläche.

Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].



## **Die Niederlande**

Förderung: Quotenmodell, Einspeisevergütung

Seit 1995 existierte in den Niederlanden ein Fördermodell für erneuerbare Energien, das hauptsächlich auf steuerrechtlichen Instrumenten basierte. Mit diesem Modell sollte der Anteil erneuerbarer Energien auf 3% des Stroms im Jahr 2000 gesteigert werden. Neben verkürzten Abschreibungsfristen und einer Steuerbegünstigung, die in etwa einer 15 – 20%igen Subventionierung entsprach, wurden sog. „Green Funds“ zur Vergabe steuerbefreiter und zinsgünstiger Kredite (1,5% Zins) eingerichtet.

Im darauf folgenden Jahr wurde zusätzlich eine Besteuerung des Stromverbrauchs für private Haushalte sowie kleine und mittlere Unternehmen eingeführt, die als Strompreisaufschlag von den Versorgungsunternehmen eingezogen wurde.

Basierend auf einer Selbstverpflichtung der Stromverteilungsunternehmen wurde in den Niederlanden 1998 ein Quotenmodell zur Förderung regenerativer Energieerzeugung eingeführt. Die Höhe der Quote wurde aus den Emissionsminderungspotentialen der regenerativen Stromerzeugung abgeleitet und betrug 1,7 TWh pro Jahr. Die Mehrkosten der regenerativen Erzeugung wurden durch einen Aufschlag auf den Strompreis von 2,5%, einen Steuerbonus für regenerativen Strom, eine Steuerbefreiung für den Bezug regenerativen Stroms und einen Markt für grünen Strom gedeckt. Zum Nachweis der Quotenerfüllung dienten handelbare Zertifikate (Groen Labels), die für je 10.000 kWh regenerativ erzeugten Stroms vergeben wurden. Im Jahr 2000 wurde erstmals eine Strafzahlung für die Nichterfüllung der Quote eingeführt.

Die Ökosteuern auf Strom wurden bis zum Jahr 2001 besonders für kleine und mittlere Verbraucher drastisch angehoben. Im Gegenzug wurde der Bezug grünen Stroms steuerfrei gestellt und den besonders betroffenen Verbrauchergruppen ermöglicht, zu Ökostromanbietern zu wechseln.

Im Jahr 2003 wurde für die Windenergie eine Regelung mit fester Einspeisevergütung eingeführt.

Die in den Niederlanden installierte Windleistung erreichte Ende 2003 einen Wert von 873 MW. Die für Windstrom zu zahlende Vergütung stieg zunächst von 65 €/MWh in 1998 auf etwa 77 €/MWh in 2000 an. Im Rahmen des neu eingeführten Fördermodells wurde 2003 eine feste Einspeisevergütung von 49 €/MWh für Onshore-Anlagen und 68 €/MWh für Offshore-Anlagen eingeführt.

Hinzu kommt ein Steuerbonus von 29 €/MWh, so dass sich eine Gesamtvergütung von 78 €/MWh onshore und 97 €/MWh offshore ergibt. Die ausgestellten grünen Zertifikate dienen der Überprüfung der Strommengen. [[www.renewable-energy.policy.info](http://www.renewable-energy.policy.info); 2005nl]

In den Jahren von 1991 bis 2001 fand ein un stetiger Ausbau der Windenergie statt, der in seinem Ausmaß dennoch über dem vieler anderer europäischer Länder lag. Der Spitzenwert



innerhalb dieses Zeitrahmens wurde im Jahr 1995, dem Jahr der Einführung der steuerlichen Förderung der erneuerbaren Energien, erreicht. Das 1998 eingeführte Quotenmodell mit Zertifikathandel konnte dem Marktgeschehen keine Impulse verleihen.

Erst in 2002 ist ein sprunghafter Anstieg der Zubautätigkeit zu beobachten. Ausgelöst wurde dieser wohl durch eine Änderung der Strombesteuerung. In 2001 kam es zu einer erneuten deutlichen Anhebung der Stromsteuer, die ferner auch auf Klein- und Kleinstverbraucher ausgedehnt wurde (vorher war ein Verbrauch bis 800 kWh/a Strom bzw. 800 m<sup>3</sup>/a Gas steuerlich freigestellt). Parallel dazu wurde eine Teilliberalisierung des Strommarktes durchgesetzt, die es den besonders von der Stromsteuer betroffenen Verbrauchergruppen ermöglichte, den Stromlieferanten zu wechseln. In der Folgezeit war ein starker Anstieg der Nachfrage grünen Stroms zu beobachten.

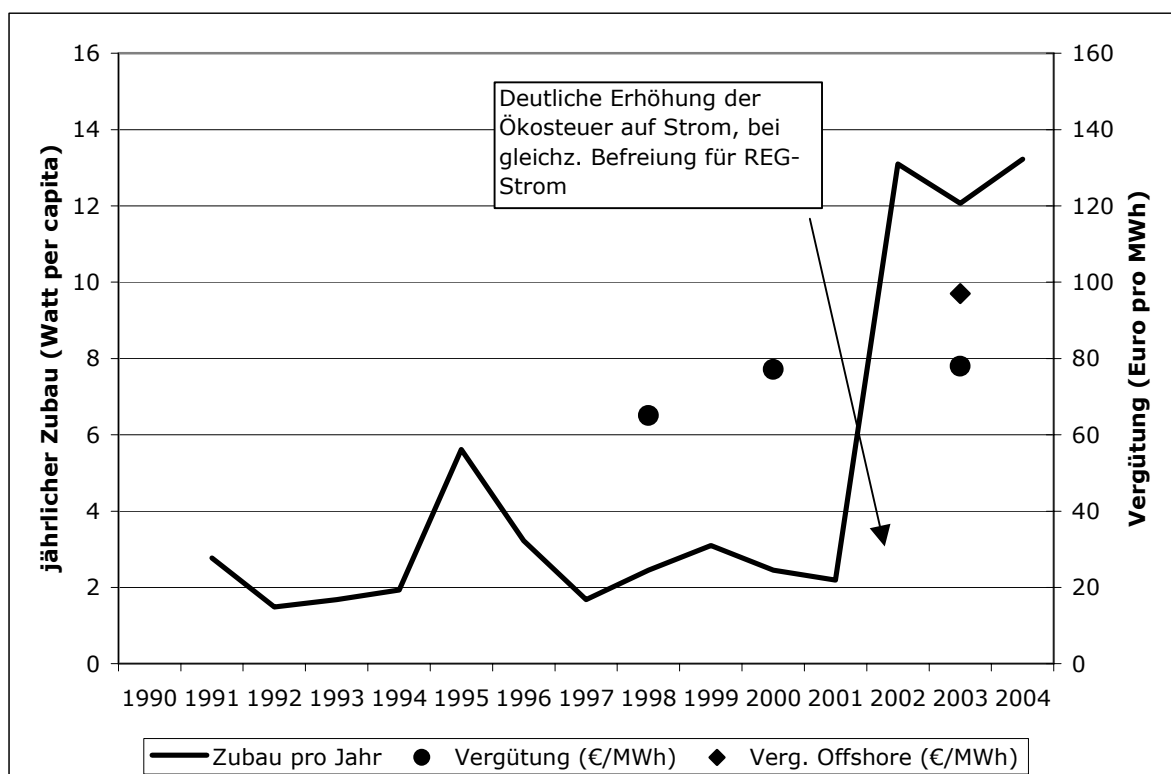


Abb. Anh. 26) Entwicklung des jährlichen Zubaus der Windenergie und der Vergütung in den Niederlanden.

Das 2001 durch Anhebung der Ökosteuer auf Strom und gleichzeitige Teilliberalisierung des Energiemarktes hervorgerufene Wachstum der erneuerbaren Energien zeigt sich auch deutlich in der Betrachtung der installierten Kapazitäten der Windenergie (Abbildung unten). Vom Ende des Jahres 2000 bis Ende 2004 konnte die installierte Leistung mehr als verdoppelt werden.

Soweit nicht explizit angegeben, basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Drillisch et al.; 2001], [IEA; 2002], [Lenz/Pfaffenberger; 1999], [Europäische Kommission; 2004n]

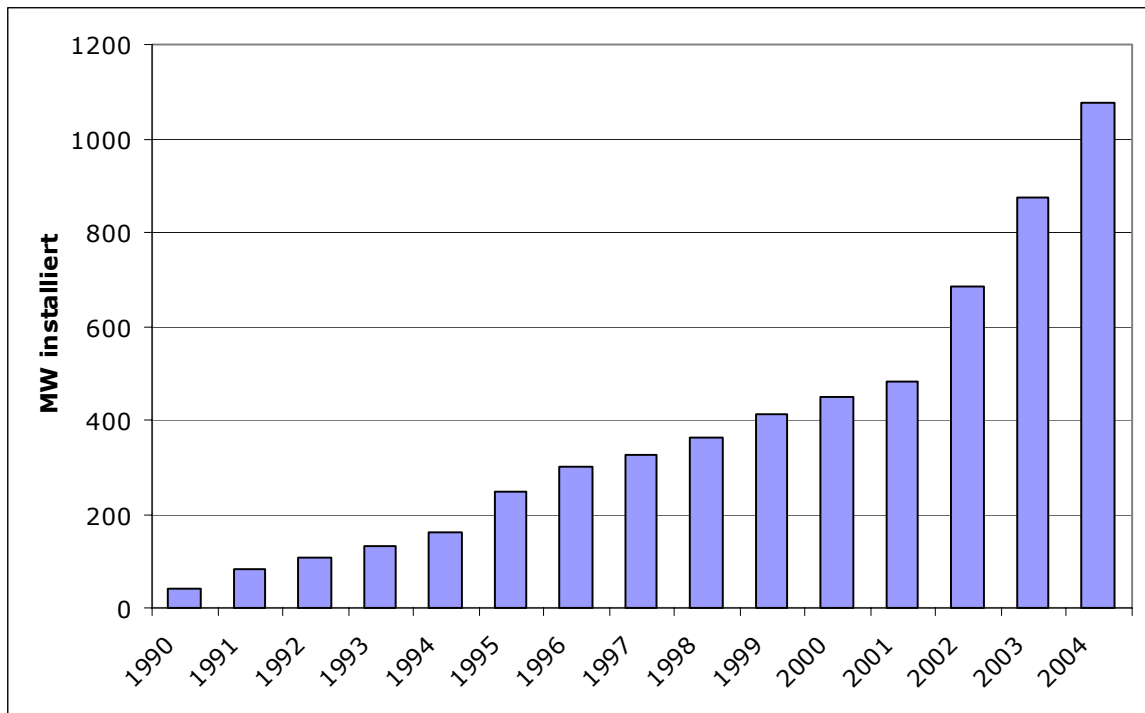


Abb. Anh. 27) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie in den Niederlanden.  
 Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004],  
 [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

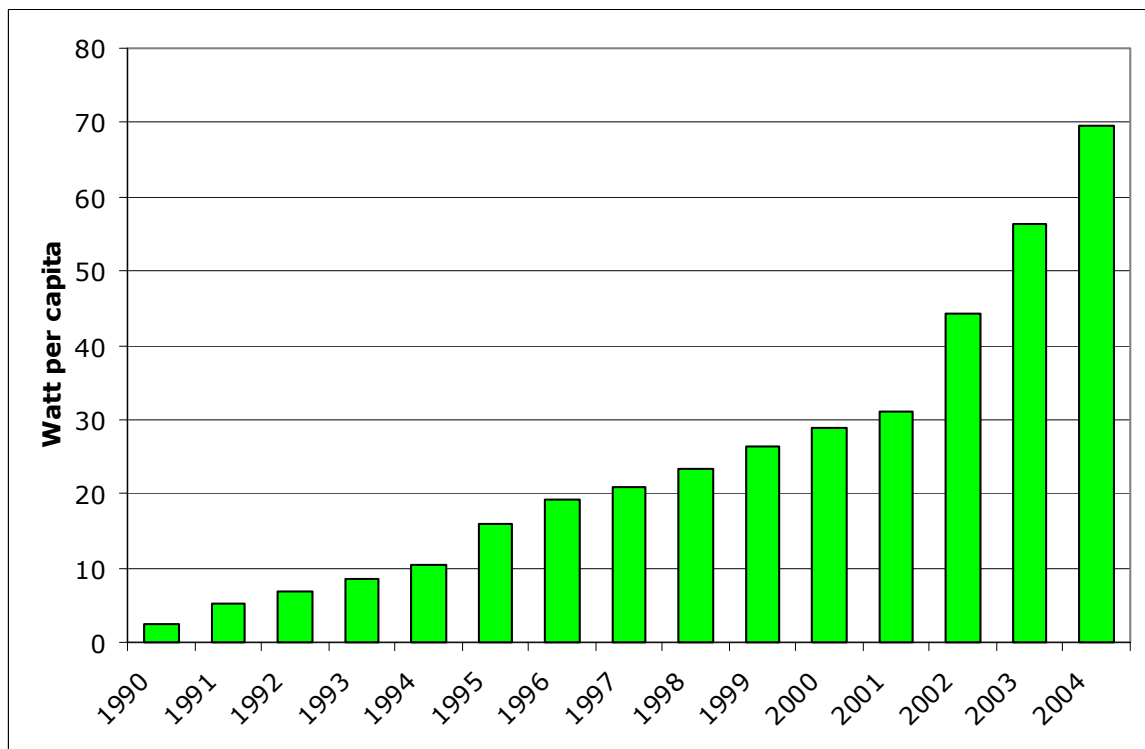


Abb. Anh. 28) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie per capita.  
 Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004],  
 [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

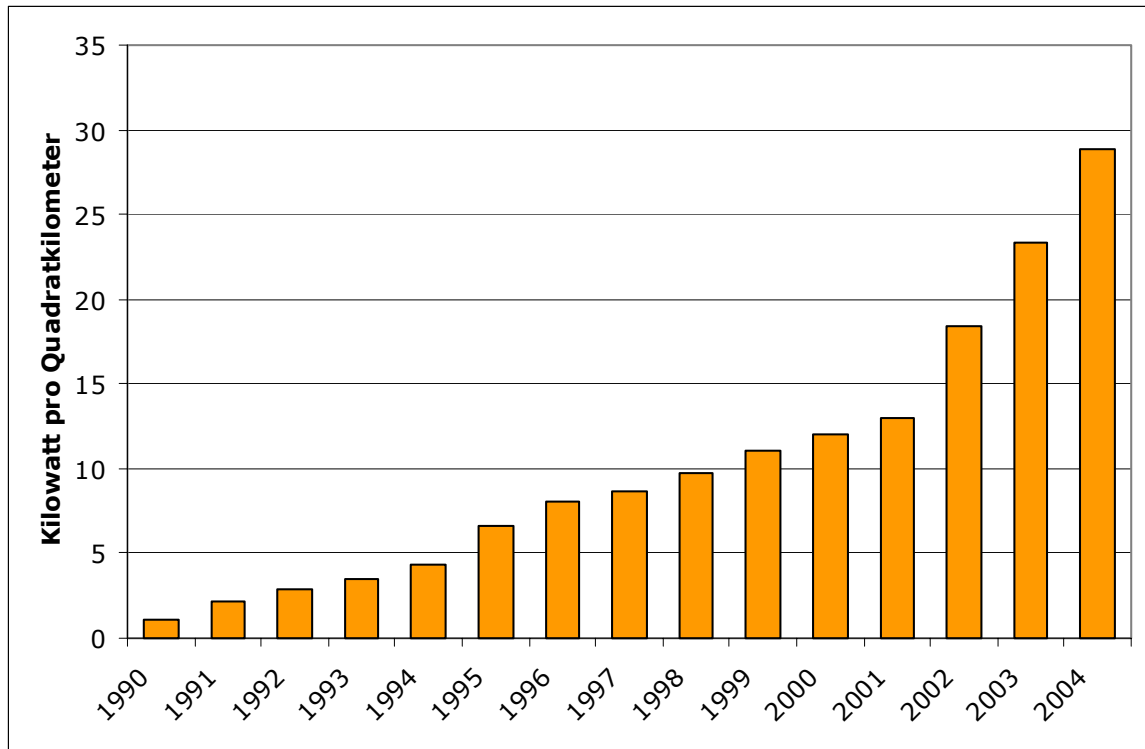


Abb. Anh. 29) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie pro Quadratkilometer Landesfläche.

Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].



## Österreich

Wie in vielen anderen Ländern auch, erstarkte in Österreich das Interesse an erneuerbaren Energien in der Folge der Energiekrise der 1970er Jahre. Staatliche Forschungsprogramme kamen zunächst in Gang, kamen jedoch gegen Ende der 1980er Jahre wieder zum Erliegen ohne größere Erfolge erbracht zu haben. Auch privatwirtschaftliche Forschung erfolgte und im Jahr 1986 stellte ein österreichisches Unternehmen (VILLAS Styria AG) eine drehzahlvariable Windkraftanlage mit 500 kW bzw. 600 kW Leistung vor, die in Kalifornien bis 1991 erfolgreich erprobt worden war.

Von 1991 an wurden Verhandlungen über Einspeisetarife für regenerative Energien zu marktkonformen Preisen geführt, die 1994 zu einer Förderregelung führte, die regenerativen Stromerzeugern das Doppelte des Verbundtarifs für die Dauer von drei Jahren gewährte. Windkraftanlagen konnten zusätzlich im Rahmen einer Ausschreibung durch die Österreichische Kommunalkredit AG einen 30%igen Investitionskostenzuschuss bekommen.

Nach Auslaufen der Förderung in 1996 wurde erst 1998 durch das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (EIWOG) eine Anschlussregelung geschaffen, in der eine Abnahmepflicht zu einem festgesetzten Einspeisetarif für erneuerbare Energien außer Kleinwasserkraft eingeführt wurde. Gleichzeitig wurde ein Ziel von 3% für den Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung (Wasserkraft war hierin ausgenommen) an der Gesamterzeugung für 2005 festgesetzt. Ab 1999 wurden auf Basis dieser gesetzlichen Regelung in den neun Bundesländern unterschiedliche Verordnungen mit unterschiedlichen Einspeisetarifen erlassen.

Im Jahr 2000 fand eine Novellierung des EIWOG statt, in der den Bundesländern vorgegeben wurde, die durchschnittlichen Kosten der regenerativen Stromerzeugung als Orientierungswert zur Festlegung der Einspeisetarife zu verwenden. Die Mehrkosten konnten nun von den Netzbetreibern aus einem Zuschlag auf den Systemnutzungstarif gedeckt werden. Zusätzlich wurden den Netzbetreibern verbindliche Quoten für den Anteil regenerativen Stroms auferlegt (mind. 1% ab Oktober 2001, mind. 2% ab Oktober 2003 und mind. 3% ab Oktober 2007). Nichterfüllung der Quote sollte durch eine zu entrichtende Ausgleichsabgabe geahndet werden.

Auch die Novellierung des EIWOG schuf keine einheitlichen Bedingungen für die Betreiber regenerativer Stromerzeuger, da sich die Tarife in den Bundesländern teils deutlich unterschieden.

Mitte des Jahres 2002 wurde ein Ökostromgesetz beschlossen, das für eine einheitliche Tarifregelung innerhalb Österreichs sorgte. Das neue Gesetz bekräftigte die Zielsetzung des EIWOG und erweiterte diese darüber hinaus auf einen 4% Anteil der Erneuerbaren, außer Wasserkraft, an der gesamten Stromerzeugung bis 2008; Kleinwasserkraftwerke sollen bis dahin 9% zur allgemeinen Stromversorgung beitragen. Insgesamt soll dadurch ein 78,1%iger Ökostromanteil in Österreich erreicht werden.



Die Einspeisetarife für regenerativ erzeugten Strom werden von den Wirtschafts- und Umweltministerien festgesetzt und den Betreibern für zehn Jahre garantiert. Vorgabe für die Tarifgestaltung ist ein Deckelung der Mehrkosten für Endverbraucher bei 0,22 cent/kWh (Erneuerbare ohne Wasserkraft) und 0,16 cent/kWh für Strom aus Kleinwasserkraft. Konkret festgelegt wurde letztlich ein einheitlicher Einspeisetarif von 7,8 cent/kWh, der für 13 Jahre garantiert wird. Altanlagen erhalten weiter den vorher im Rahmen des EIWOG festgelegten Tarif.

Die weitere Förderung mittels Investitionskostenzuschüssen wurde weit gehend abgeschafft. So sind z.B. bei Windkraftanlagen nur noch einzelne Anlagenteile bezuschussungsfähig.

Aufgrund der uneinheitlichen Tarifgestaltung in den Bundesländern Österreichs kann kein Preis für Windstrom vor 2003 angegeben werden (Abbildung unten). In den meisten der Bundesländer wurde jedoch vor in Kraft treten des Ökostromgesetzes eine höhere Vergütung gezahlt [IG Windkraft; 2004].

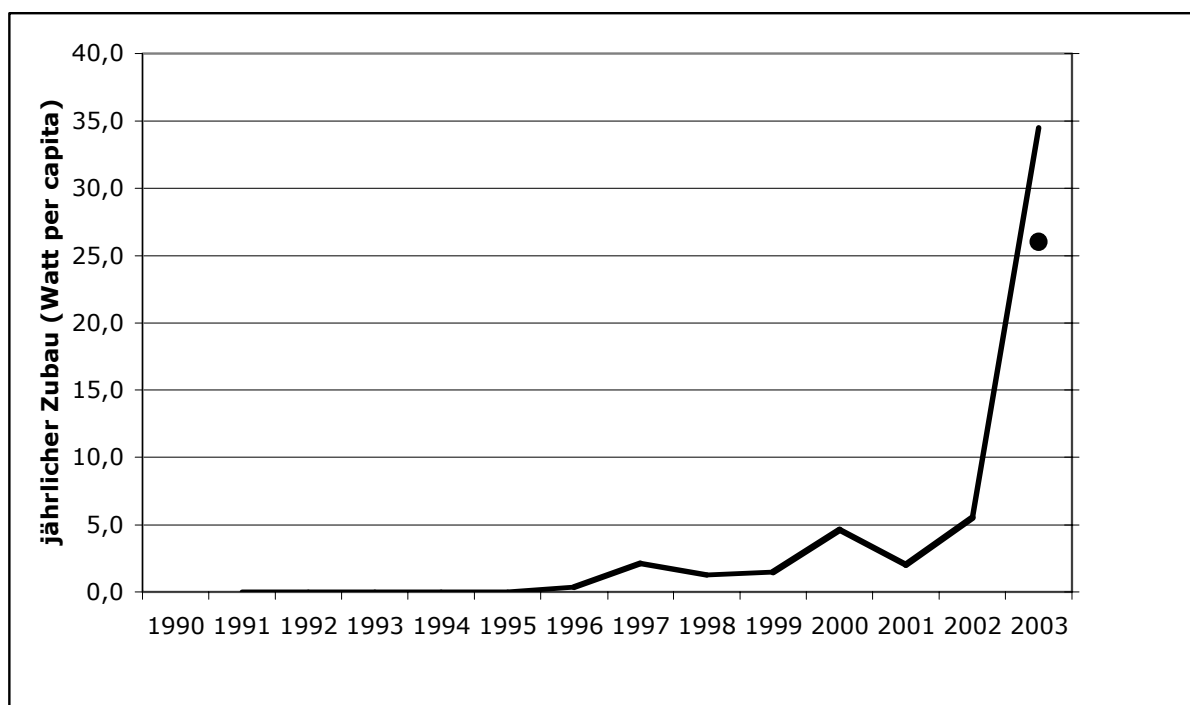


Abb. Anh. 30) Entwicklung des jährlichen Zubaus der Windenergie und der Vergütung in Österreich. Quellen: [Langraf/Kellner; 2000], [IG Windkraft; 2004].

Ein rasanter Anstieg des Zubaus fand nach Einführung der einheitlichen nationalen Regelung für Einspeisevergütung und Gewährleistungszeitraum für regenerativ erzeugten Strom statt. Der Zubau des Jahres 2003 betrug das Siebenfache des Wertes des bislang besten Jahres (2002). Insgesamt wurde in Österreich zum Ende des Jahres 2003 eine installierte Leistung der Windenergie von ca. 415 MW erreicht, was, bezogen auf das Vorjahr, beinahe eine Verdreifachung darstellt. Die positive Entwicklung konnte in 2004, wenn auch auf geringerem Niveau, fortgesetzt werden. Durch den Zubau weiterer 191 MW wurde Ende 2004 eine insgesamt installierte Windkapazität von 606 MW erreicht.



Soweit nicht explizit angegeben, basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Hantsch; 1998], [Drillisch et al.; 2001], [IG Windkraft; 2004 u. 2002], [Europäische Kommission; 2003a]

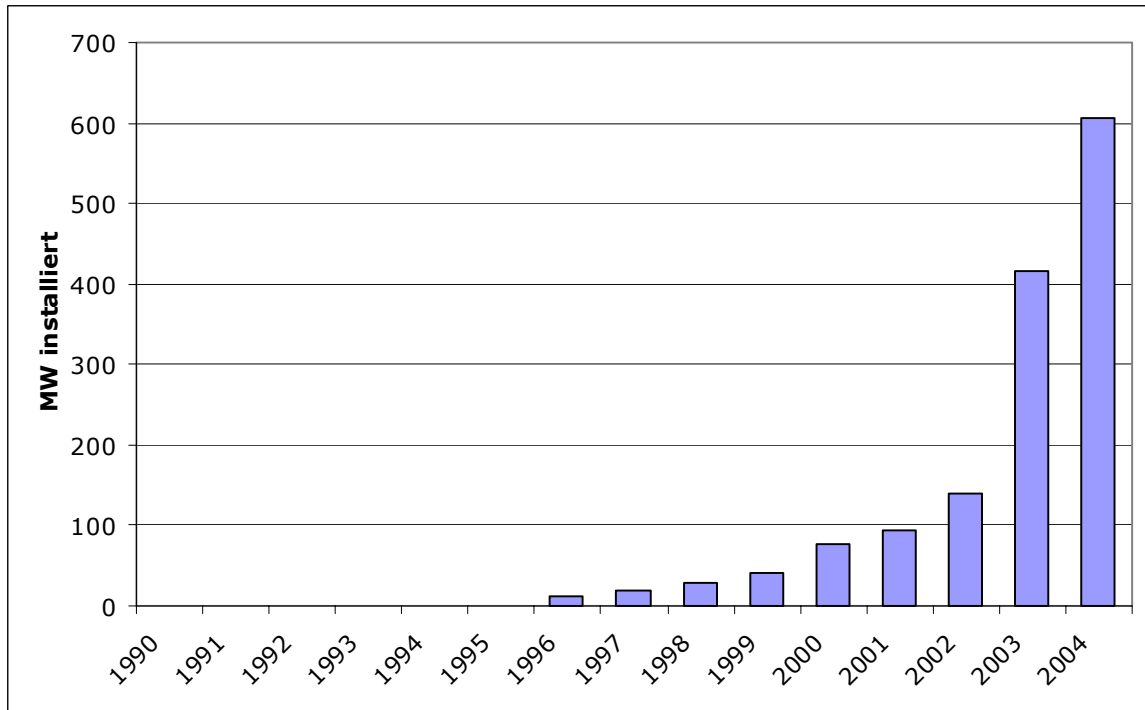


Abb. Anh. 31) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie in Österreich.  
Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [IG Windkraft; 2004], [EWEA; 2005].

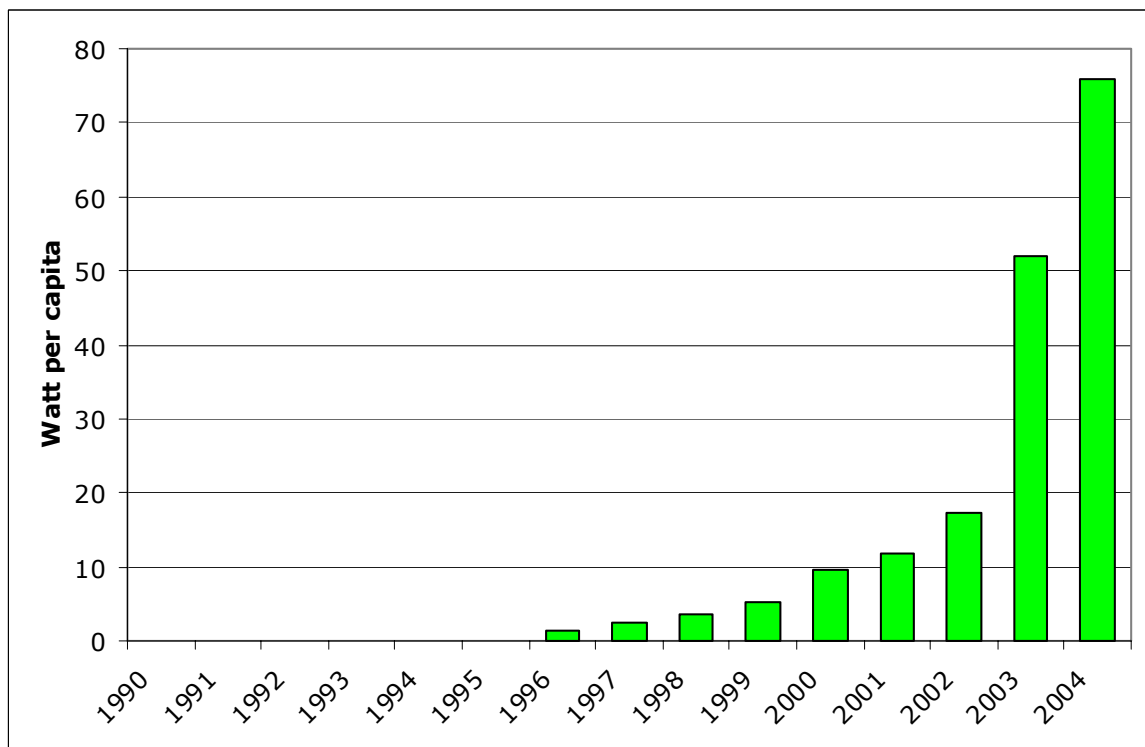




Abb. Anh. 32) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie per capita in Österreich. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [IG Windkraft; 2004], [EWEA; 2005].

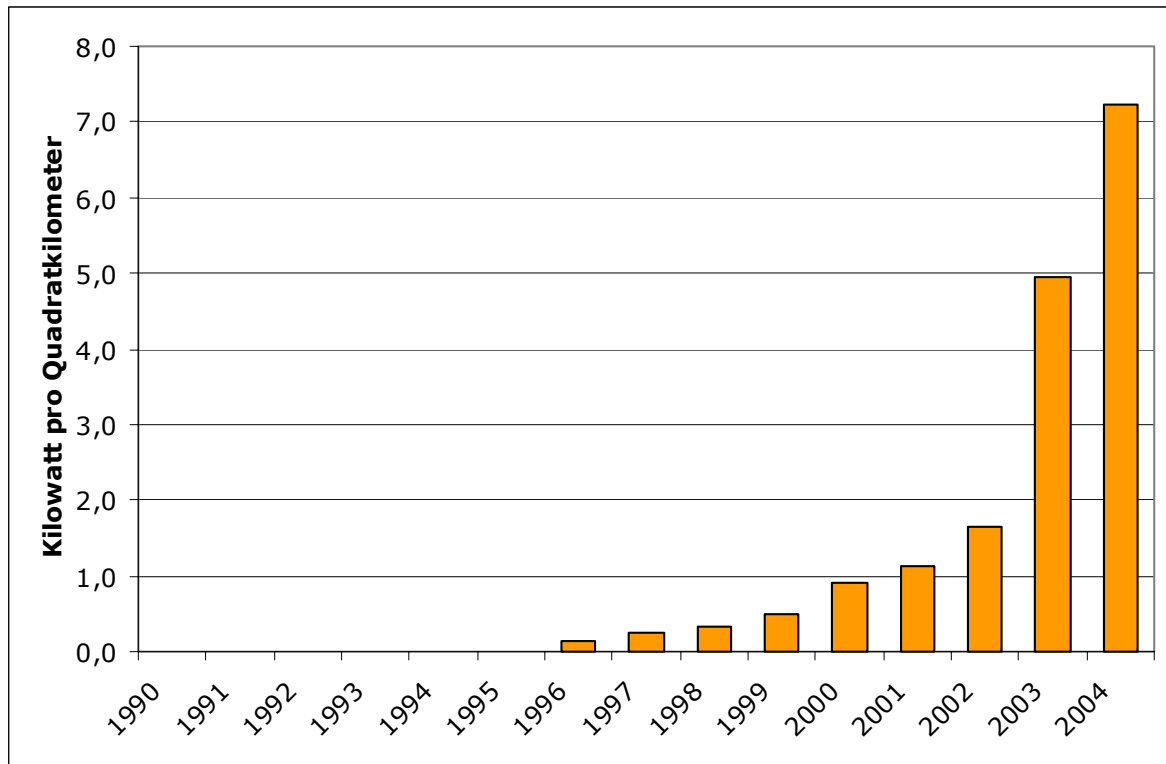


Abb. Anh. 33) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie pro Quadratkilometer Landesfläche. Quellen: [IG Windkraft; 2004], [Langraf/Kellner; 2000], [EWEA; 2005].



## Spanien

Förderung: Einspeisevergütung

Die gesetzliche Grundlage für die in Spanien gewährten Einspeisevergütungen für regenerative Erzeuger bis zu 100 MW Leistung wurde 1994 durch das Inkrafttreten des „Royal Decree 2366/1994“ geschaffen. Die hierin definierten sechs Kategorien wurden anhand der verwendeten Technologie und der Anlagengröße unterschieden. Bei der Festlegung der Vergütungssätze wurden die vermiedenen Kosten für Erzeugung, Transport und Verteilung berücksichtigt.

Eine Neuregelung für Anlagen bis 50 MW Leistung, der zufolge der Strom von den Netzbetreibern zu 80 – 90% des durchschnittlichen Strompreises abgenommen werden musste, wurde im Jahr 1997 getroffen. Darüber hinaus erhielten Windstromproduzenten vom spanischen Staat Steuererleichterungen und Zuschüsse bis zu einer gesamten Projektgröße von maximal 20 MW.

Seit Januar 1999 existierte eine gesetzliche Regelung, die den Betreiber von Windkraftanlagen die Wahl zwischen einer festen Einspeisevergütung und einer Prämie auf den Marktpreis für Strom ließ. Im Jahr 2002 lag die Einspeisevergütung bei 62,8 €/MWh, alternativ wurde eine Prämie von 29 €/MWh auf den Marktpreis gewährt. Der durchschnittliche Marktpreis für Strom lag in Spanien in 2001 bei ca. 38 €/MWh. In den Jahren 2002 bis einschließlich 2004 fiel der Strompreis am freien Markt von jahresdurchschnittlich 43,3 €/MWh in 2002 über 34,7 €/MWh in 2003 auf 32,8 €/MWh im Jahr 2004. Für Betreiber, die eine Prämie auf den Marktpreis als Vergütungsmodell wählten, ergaben sich demnach Windstromerlöse von etwa 72,3 €/MWh in 2002, 63,7 €/MWh in 2003 und 61,8 €/MWh in 2004. Die Einspeisevergütung lag in 2003 bei 63,8 €/MWh. [Sonne Wind & Wärme; 1/2003], [Greenpeace; 2004], [Ministry of Industry and Energy; 1998], [www.renewable-energy.policy.info; 2005es], Strompreise: [OMEL; 2005].

Die neue spanische Regierung scheint noch entschlossener, den Ausbau der Windenergie weiter voranzutreiben, als die vorherige konservative Regierung. So erhöhte die jetzige Regierung das Ziel für den Ausbau der Windenergie von vorher 13.000 MW bis 2010 auf 20.000 bis 23.000 MW in 2010.

Im Zuge der Neuregelung der Einspeisevergütung durch das Royal Decree 436 aus dem März 2004 wurde eine zeitliche Staffelung der Kopplung der Windstromvergütung an den vom Endverbraucherpreis abhängigen Referenzpreis eingeführt. Gewährt wird nunmehr eine Einspeisevergütung von 90% des Referenzpreises für die ersten 5 Betriebsjahre, 85% für weitere 10 Jahre und anschließend, ab dem 16. Betriebsjahr, 80% des Referenzpreises. Für Windparks mit weniger als 5MW Leistung sollen 90% des Referenzpreises für die ersten 15 Betriebsjahre gezahlt werden. Durch diesen Mechanismus steigt die Einspeisevergütung mit der Erhöhung der Endverbraucherpreise für Strom. Vorgesehen ist eine Erhöhung des Referenzpreises um jährlich 1,4% bis 2% bis zum Jahr 2010.



Ab 2006 – und danach alle vier Jahre – soll das Gesetz einer Überprüfung unterzogen werden. Etwaige Änderungen betreffen jedoch nur Neuanlagen.

Des Weiteren wurde mit dem Royal Decree 436 eine verpflichtende Prognoseerstellung für erneuerbare Erzeuger mit mehr als 10 MW Erzeugungsleistung zum 01.01.2005 eingeführt. Deutliche Abweichungen von der prognostizierten Erzeugung (mehr als 20% Abweichung) werden mit Strafzahlungen belegt.

Die unter der neuen Regelung erzielten Einspeisevergütungen betragen 64,9 €/MWh in 2004 und 66 €/MWh in 2005 [Böhm/Weyer; 2005], [SREA; 2004].

Ende 2004 waren in Spanien insgesamt 8.263 MW Windleistung installiert. Die Einspeisevergütung für Windstrom fiel von 1994 bis 2003 von anfänglich 76 €/MWh auf knapp 64 €/MWh und stieg durch die Neuregelung bis 2005 wieder auf 66 €/MWh an.

Auch in Spanien zeigt sich von 1991 bis 1999 ein exponentielles Wachstum des jährlichen Zubaus der Windenergie. Der sprunghafte Anstieg in 1999 zeigt deutlich die Auswirkungen der finanziellen Besserstellung der Windkraft durch den von da an gewährten Zuschlag von 2,9 €/kWh. Der Einbruch im Folgejahr und der erneute Anstieg in 2002 deuten auf eine Überreaktion des Marktes aufgrund des gewährten Zuschlags hin. In der Folgezeit stiegen die Installationsraten wieder deutlich an und erreichten im Jahr 2004 das bisherige Allzeithoch.

Damit überstieg der Zuwachs an Windenergie in Spanien – auch in absoluten Zahlen – erstmals den Zubau in Deutschland. Bezogen auf die Installation per capita betrug der spanische Zubau in 2004 etwa das Doppelte des deutschen, womit Spanien am Ende des Jahres 2004 mehr Windkraftleistung pro Kopf installiert hatte als Deutschland.

Soweit nicht explizit angegeben, basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [IEA; 2002], [Abo Wind AG; 2002a], [Europäische Kommission; 2004esp]

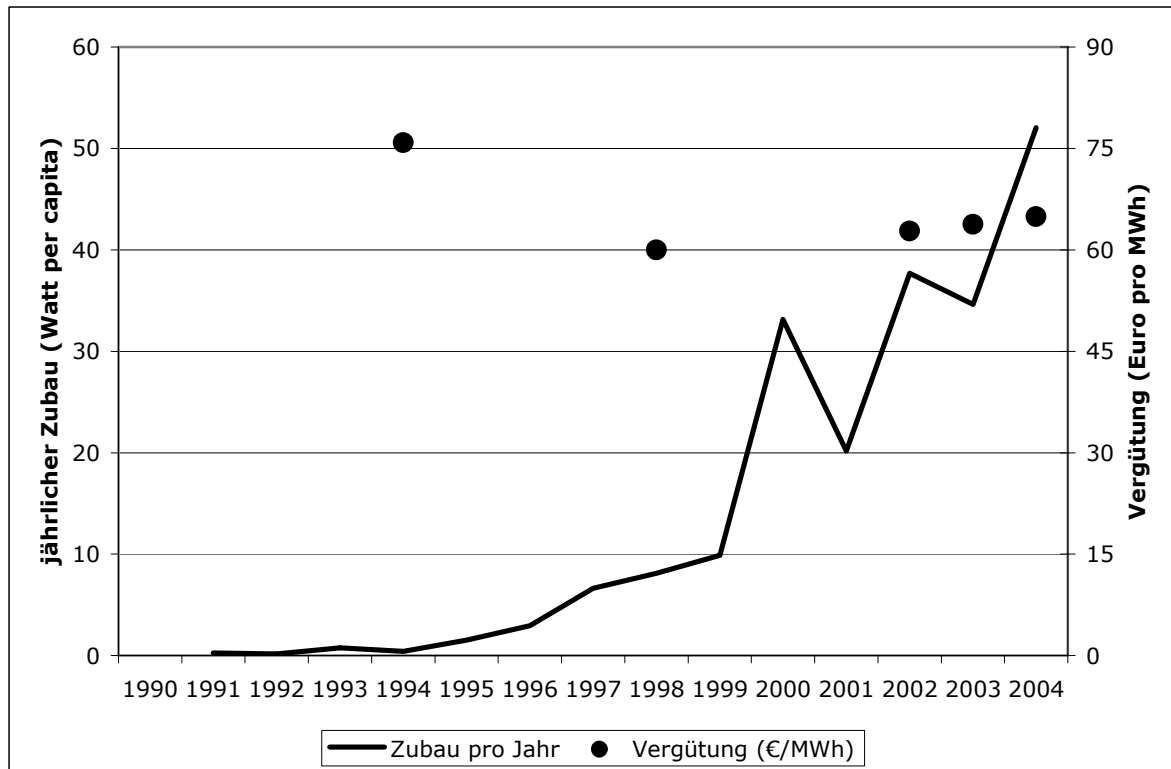


Abb. Anh. 34) Entwicklung des jährlichen Zubaus der Windenergie und der Vergütung in Spanien.

Die Betrachtung der insgesamt installierten Windleistung zeigt über die gesamte Zeitspanne hinweg ein exponentielles Wachstum, das sich nach 1999 und erneut in 2004 deutlich verstärkte.

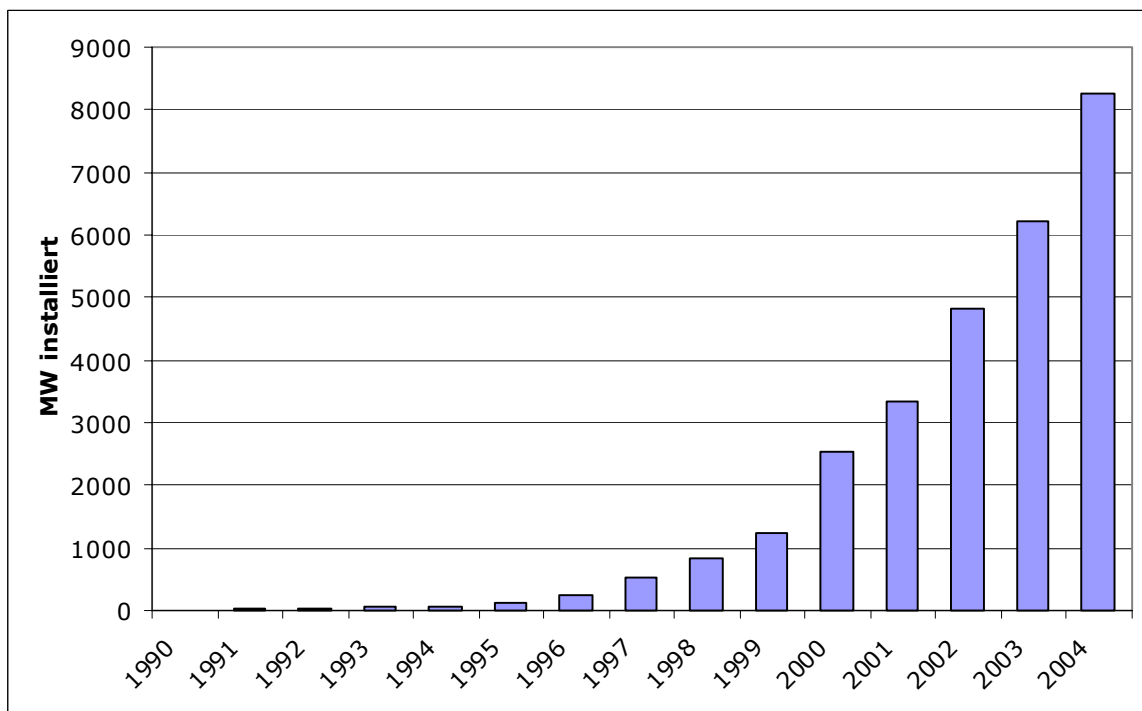


Abb. Anh. 35) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie in Spanien.  
 Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

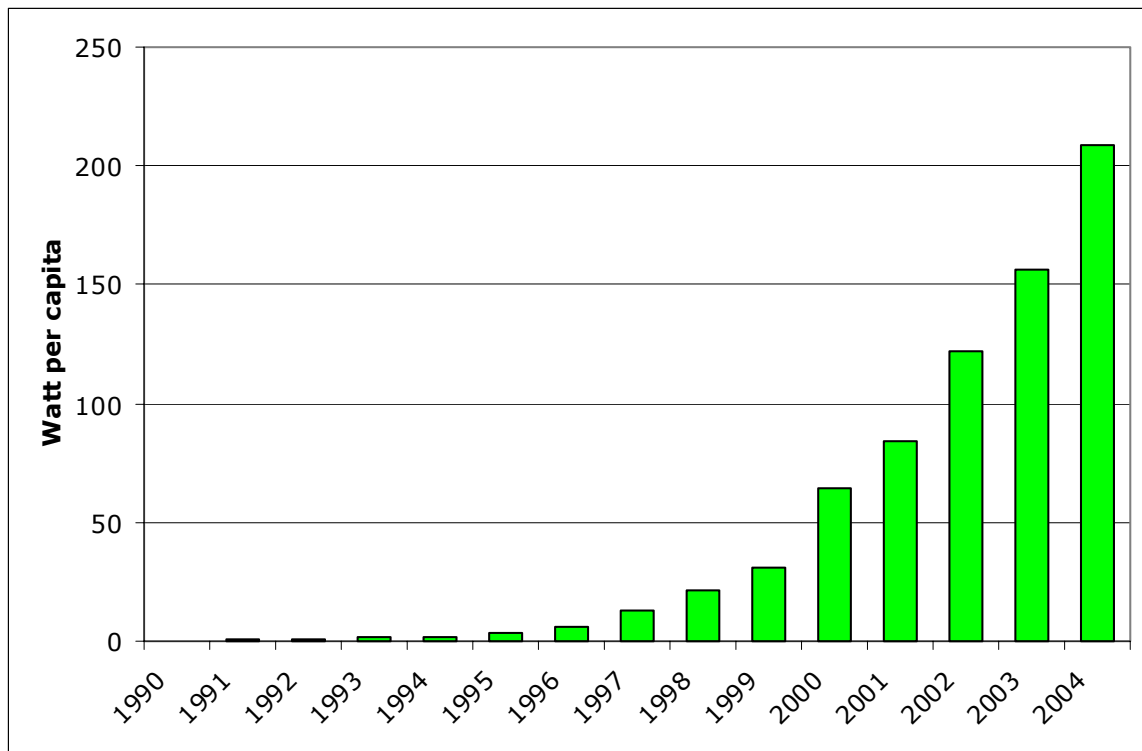


Abb. Anh. 36) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie per capita in Spanien. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].

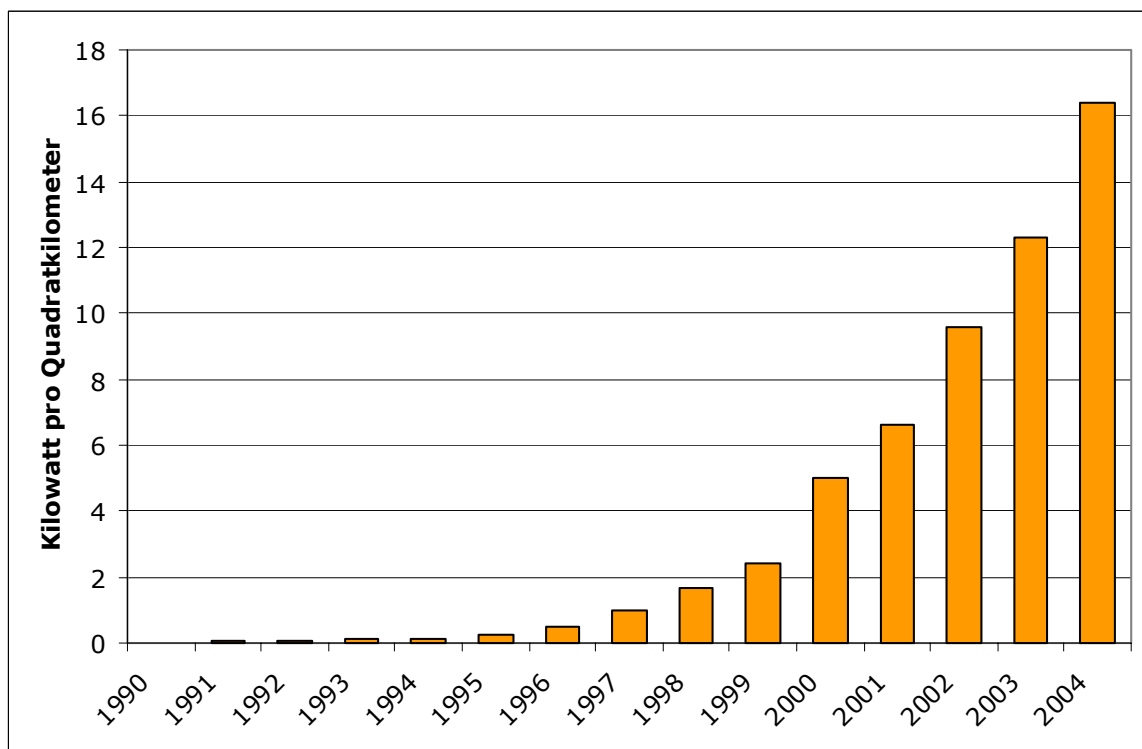


Abb. Anh. 37) Entwicklung der installierten Leistung der Windenergie pro Quadratkilometer Landesfläche in Spanien. Quellen: [Langraf / Kellner; 2000], [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004], [energynet.de; 2004], [EWEA; 2005].



## **Entwicklung in Kalifornien und den USA**

### **Kalifornien**

Im Jahr 1978 trat der sog. „National Energy Act“, ein umfangreiches Gesetzespaket zur Verminderung der Abhängigkeit von endlichen Energieressourcen, in Kraft. Zwei Teile des Paketes, der „Energy Tax Act“ und der „Public Utility Regulatory Act (PURPA)“ waren besonders im Hinblick auf die Entwicklung der Windenergie von großer Bedeutung. Während der Energy Tax Act Steuerabschreibungsmöglichkeiten für Investoren vorsah (Zunächst 20%, ab 1980 dann 25%), schrieb der PURPA den Energieversorgern die Abnahme regenerativ erzeugten Stroms von unabhängigen Erzeugern vor. Der dafür zu zahlende Preis sollte sich an den vermiedenen Kosten orientieren, wurde aber im Bundesgesetz nicht näher definiert. [Heymann; 1995].

In Kalifornien wurden ab 1978 ebenfalls steuerliche Abschreibungen von 25% gewährt, die sich mit den Abschreibungsmöglichkeiten des Energy Tax Act kumulieren ließen und so eine 50%ige steuerliche Abschreibungen für Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen in Kalifornien ermöglichten. Ab 1983 erhielten alle Betreiber regenerativer Stromerzeugungsanlagen in Kalifornien standardisierte Einspeiseverträge (standard offer) mit einer garantierten Einspeisevergütung für eine Laufzeit von 10 Jahren und einem variablen Preis für weitere 20 Jahre. Der daraufhin stark anziehende Markt (911 MW in 12.500 Anlagen bis 1985; die Leistung der Standardanlagen lag zu dieser Zeit bei 55 – 65 kW) führte schnell dazu, dass professionelle Projektierer Beteiligungen an fertigen Projekten anboten.

Aufgrund der durch die Energieversorger beklagten Probleme der Netzregelung aufgrund der stark angestiegenen Windleistung wurden die Standardverträge 1985 ausgesetzt, woraufhin der Markt zusammenbrach. Weitere Einschnitte auf Bundesebene erfolgten 1986 – nach der Wahl Ronald Reagans - in der Form, dass die Steuervergünstigungen gestrichen wurden. Im Folgejahr wurde auch in Kalifornien die steuerliche Abschreibungsfähigkeit auf 15% reduziert.

Der Zusammenbruch des Marktes verursachte eine Konkurswelle in der dänischen Windindustrie (Marktanteil in Kalifornien zu dieser Zeit etwa 65%), der nur ein Hersteller entging.

Im Jahr 1998 wurde der Strommarkt in Kalifornien liberalisiert (Assembly Bill 1890, erlassen im September 1996). Privatwirtschaftliche und öffentliche Versorger wurden darin zur Förderung erneuerbarer Energien verpflichtet. Den großen privatwirtschaftlichen Unternehmen wurde die finanzielle Förderung regenerativer Energien in einem Umfang von 540 Mio. US\$ von 1998 bis März 2002 auferlegt.

Den Vorschlägen der „California Energy Commission (CEC)“ folgend, wurde die Ausgestaltung der Förderung durch die Senate Bill 90 (Oktober 1997) konkretisiert. Die Förderung erfolgte nun in vier Kategorien (bereits existierende Anlagen, Neuanlagen,



marktferne Technologien und Maßnahmen auf der Verbraucherseite), denen festgesetzte Anteile des gesamten Förderbudgets zugeschlagen wurden. Die größten Anteile entfielen auf bereits existierende Anlagen (45%) und neue Erzeugungsanlagen (30%). Marktferne Technologien sollten 10% und Zuzahlungen an Verbraucher für den Bezug regenerativ erzeugten Stroms und Verbraucherinformation 15% des Budgets erhalten.

Die Mittelvergabe erfolgte innerhalb der einzelnen Kategorien durch Prämien- und Bonuszahlungen für bestehende Anlagen und Bezieher grünen Stroms, durch Ausschreibungswettbewerbe für neue Technologien, durch Investitionskostenzuschüsse (1.000 – 3.000 US\$/kW) oder ähnliche Instrumente für Marktferne Technologien und Kundeninformationsprogramme.

Von 1998 bis 2001 wurden regenerative Anlagen, die vor September 1996 in Betrieb gegangen waren, mit insgesamt ca. 243 Mio. US\$ gefördert. Hiervon entfielen etwa 29% auf Windenergie.

Zusätzlich zu dem Erlös aus dem Stromverkauf wurde den Betreibern eine variabel gestaltete Prämie gezahlt, die dafür sorgen sollte, dass zu Zeiten hoher Strompreise keine Prämienzahlungen anfielen. Dieser Ansatz sollte dem Sachverhalt Rechnung tragen, dass ein Betrieb regenerativer Stromerzeuger ab einem bestimmten Preisniveau auch ohne zusätzliche Förderung wirtschaftlich möglich ist. Die durchschnittlich für Windstrom gezahlten Prämien betragen 0,85 UScent/kWh im ersten Halbjahr 1999, etwa 0,6 UScent/kWh bis Anfang 2000 und schließlich ca. 0,15 UScent/kWh im ersten Halbjahr des Jahres 2000.

Für Neuanlagen, als solche galten Anlagen, die nach September 1996 in Betrieb gingen, wurde ein Ausschreibungsverfahren gewählt, in dem den Betreibern regenerativer Stromerzeuger eine maximale Prämiezahlung von 1,5 UScent über 5 Jahre gewährt wurde. Die Vermarktung des Stroms lag in der Eigenverantwortung der Betreiber. Zusätzlich mussten die Bieter eine Abschätzung der zu erwartenden Stromerzeugung für die Vertragslaufzeit (5 Jahre) abgeben und eine Schuldverschreibung in Höhe von 10% der Fördersumme einreichen.

In der ersten Ausschreibungsrunde 1998 erhielten alle 55 Angebote einen Zuschlag. Die gesamte Fördersumme belief sich ca. 162 Mio. US\$. Darunter war Windenergie in einem Umfang von ca. 310 MW Leistung (von insgesamt ca. 550 MW), die eine durchschnittliche Prämienzahlung von 1,1 US cent/kWh erzielte. Aufgrund der knappen Fördermittel wurde die akzeptierte Windleistung auf ca. 260 MW reduziert.

Eine zweite Ausschreibungsrunde fand 2000 statt. Von den insgesamt akzeptierten gut 470 MW Leistung entfielen ca. 440 MW auf Windenergie. Die durchschnittliche Prämienzahlung betrug ca. 0,5 US cent/kWh.

Zusätzlich zu den Prämien wurde den regenerativen Erzeugern eine Bonuszahlung („customer credit“) gewährt, deren Gesamtvolumen jedoch auf knapp 77 Mio. US\$ limitiert war. Aufgrund des Anstiegs in der Nachfrage grünen Stroms musste die Bonuszahlung zur Einhaltung des Gesamtbudgets im Laufe der Jahre gesenkt werden.



## Übersicht über die Förderinstrumente in den USA in den 1990er Jahren

Trotz der deutlichen Verlangsamung des Ausbaus der Windenergie wurde zu Beginn der 1990er Jahre der Ausbau der Windenergie in den USA auch in anderen Staaten – allen voran Texas – sichtbar. Von der Vielzahl existierender Förderinstrumente fiel das Hauptaugenmerk auf den sog. „production tax credit“, eine Steuergutschrift für erneuerbar erzeugten Strom, der zum Juni 1999 hin enden sollte. Diese Steuervergünstigung belief sich auf 1,5 US cent pro kWh und wurde für 10 Jahre gewährt. Die steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten für Investitionen waren zum Ende der 1990er weitgehend abgeschafft.

Zu den weiteren Förderinstrumenten in den USA gehörten [Louise Guey-Lee; 1998]:

- „Property Tax Reductions“ – ein reduzierter Steuersatz für Landbesitz/-nutzung. Diese Maßnahme sollte die relativ höhere Steuerlast für erneuerbare Erzeugungsanlagen senken, da diese –im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken – einen höheren Flächenbedarf haben.
- „Accelerated Depreciation“ – verkürzte steuerliche Abschreibung auf regenerative Erzeugungsanlagen. Seit 1986 konnten regenerative Anlagen innerhalb von 5 Jahren steuerlich abgeschrieben werden („modified accelerated cost recovery system“ (MARCS)). Bei nicht erneuerbaren Erzeugern galt eine Frist von 15 – 20 Jahren.
- „Direct Production Incentives“ – eine direkte Zahlung für erneuerbar erzeugten Strom auf Basis des „Energy Policy Act“ von 1992. Die „Renewable Energy Production Incentive“ (REPI) genannte Zahlung von 1,5 US cent pro kWh wurde nur „non-profit“ Organisationen gewährt.
- „Direct Investment Incentives“ – Finanzielle Förderung von Forschung & Entwicklung sowie Machbarkeitsstudien und Potentialuntersuchungen.
- „Government Subsidized Loans“ – von staatlicher Seite subventionierte zinsgünstige Kredite für größere Windprojekte.
- „Standard Offer Contracts for Small and Distributed Projects“ – Einspeiseverträge mit 10 jähriger Laufzeit und garantierter Vergütung auf Basis der vermiedenen Kosten. Die Konditionen waren aufgrund einer Neubewertung der vermiedenen Kosten deutlich schlechter als die anfänglichen „Standard offers“ in Kalifornien
- „Net Metering / Net Billing“ – Erfassung des Stromverbrauchs und der Stromeinspeisung privater Erzeuger mittels vor- und rückwärts laufender Stromzähler. Private Erzeuger zahlen nur den Strom, der bilanzmäßig bezogen wurde. Wird eine Einspeisung erreicht, die über dem Eigenverbrauch liegt, sind die Versorgungsunternehmen zur Abnahme und Vergütung verpflichtet. Die Einspeisetarife in den einzelnen Bundesstaaten sind unterschiedlich. In Kalifornien wird dieses Verfahren nicht für Windenergie angewendet. In anderen Staaten



existieren teils Leistungsbegrenzungen von 100 bis 500 kW für die Teilnahme an dieser Maßnahme.

- „Site Prospecting, Review and Permitting“ – Programme in Kalifornien und einige Jahre später auf Bundesebene zur Potentialermittlung an Standorten, Evaluierung der Möglichkeiten zur Netzanbindung und Durchleitung, Studien bezüglich der evtl. Gefährdung von Vogelpopulationen, etc.
- „Renewable Portfolio Standard (RPS)“ – generell handelt es sich um eine Quotenverpflichtung für Stromversorger. Die Bedingungen variieren aber in den einzelnen Bundesstaaten. Generell bietet der Mechanismus auch die Möglichkeit eines angegliederten Zertifikathandels zum Nachweis der Quotenerfüllung. In einigen Bundesstaaten, z.B. Arizona, Maine, Massachusetts und Nevada, war die Regelung bereits 1998 eingeführt.
- „Renewable Setasides“ – eine in Kalifornien gültige Regelung, die einen 0,7% Zuschlag auf die Stromrechnung zur Förderung erneuerbarer Energien erhob. Dieses Instrument war als Übergangsregelung für die geplante Überführung in einen Wettbewerbsmarkt binnen 4 Jahren gedacht.
- „Auctioned Contracts“ – dieses Instrument wurde vermehrt von Stromversorgern genutzt. Diese schrieben einen Bedarf an Zertifikaten für grünen Strom (erneuerbare Erzeugung insgesamt oder für Einzeltechnologien) aus, auf den Betreiber erneuerbarer Stromerzeuger bieten konnten. Dabei garantierte der Bieter die Lieferung einer bestimmten Menge Strom zu einem festgesetzten Vergütungssatz.
- „Green Marketing/Pricing“ – ein freiwilliger Markt für grünen Strom, der aber bis 1998 bei den Verbrauchern nur wenig Beachtung fand. Schätzung gingen davon aus, dass sich mittelfristig in Kalifornien etwa 1% bis 4% der Endverbraucher für den Bezug grünen Stroms gewinnen ließen. Einige Versorger unterbreiteten den Endverbrauchern das Angebot zur Installation einer PV-Anlage, wenn die Verbraucher im Gegenzug dafür eine Zusatzzahlung von 4 US\$ leisteten.
- „State Mandates“ – eine in den Bundesstaaten uneinheitliche Regelung. In Minnesota beispielsweise wurde die Northern States Power zu Schaffung von 425 MW zusätzlicher Windleistung bis 2002 verpflichtet, die als Ausgleich für die Erlaubnis zur Lagerung radioaktiver Abfälle an ihrem Standort gedacht waren. In Iowa verpflichtete das „Alternative Energy Law (AEL)“ privatwirtschaftliche Stromversorger zum Aufbau von 105 MW regenerativer Erzeugungsleistung, hauptsächlich in Form von Windkraft und Biomassenutzung.

Insgesamt zeigt sich die Förderung der Windenergie in den Vereinigten Staaten von Amerika recht inhomogen. Aktuell kann die existierende Förderung als Mischform angesehen werden, die sich – seit Einführung der „Renewable Portfolio Standards“ in 13 Bundesstaaten – hauptsächlich auf eine Quotenregelung mit Zertifikathandel und steuerrechtliche Maßnahmen stützt.



Im Dezember des Jahres 1999 führte Texas, als einer der ersten Bundesstaaten in den USA, die „Renewable Standard Portfolios“ zur Förderung regenerativer Energien ein.

Soweit nicht explizit angegeben, basiert dieser Abschnitt auf folgenden Quellen: [Hantsch; 1998], [IEA; 2002], [AWEA; 1999], [Drillisch et al.; 2001], [California Energy Commission; 2004]: [Earth Policy Institute; 2004], [dsire.org; 2004]



## **Literatur:**

- [Abo Wind AG; 2002]: Abo Wind AG, „Abo Windrichtung“, Informationsservice der Abo Wind AG, Ausgabe 1/2002; 2002.
- [Abo Wind AG; 2002a]: Abo Wind AG, „Abo Windrichtung“, Informationsservice der Abo Wind AG, Ausgabe 2/2002; 2002.
- [AWEA; 1999]: Robert Harmon; American Wind Energy Association (AWEA), „Californias Competitive Energy Market: The First Years Effects on the Wind Energy Industry“, 1999
- [B.U.N.D.; 2001] :B.U.N.D., Landesverband Mecklenburg-Vorpommern, „Offshore Wind Energie – Möglichkeiten und Konflikte der Nutzung im Ostseeraum vor Mecklenburg-Vorpommern“, 2001. Internet: [www.offshorewindenergie.de/studie.html](http://www.offshorewindenergie.de/studie.html)].
- [Beil; 2002]: Stephan Beil, Direktor Structured Finance, Deutsche Bank AG, Hamburg, „Status Quo: Marktentwicklung bei on-shore Windparkfinanzierungen“ in „Stimmen zur Windenergie“, Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein (Hrsg.), ISSN 0935-4689; 2002
- [BMU; 2002]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Themenpapier Wind“, 2002.
- [BMU; 2005]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, „Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung“, Internet Update; 2005.
- [Böhm/Weyer; 2005]: Michael Böhm, Thomas Weyer, „Spanien: Rekordmeister mit eigenen Spielregeln“, veröffentlicht in ERNEUERBARE ENERGIEN 3/2005; 2005
- [Bundesverband Windenergie e.V.; 2004]: Bundesverband Windenergie e.V. Daten via Internet unter: [www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de); 2004
- [BWE; 2004]: Bundesverband Windenergie e.V., via Internet unter: <http://www.wind-energie.de>; 2004.
- [BWEA, 2003a]: British Wind Energy Association (BWEA), <http://www.bwea.com/business/roc.html>; 2003.
- [BWEA; 2004a]: British Wind Energy Association, “BWEA Briefing Sheet - PPS22: Renewable Energy”; 11/2003; Vestas Wind Systems A/S, “Stock exchange announcement no. 45/2004 - Quarterly information – 3rd Quarter 2004; 11/2004.
- [BWEA 2005a]: British Wind Energy Association (BWEA), “The Renewables Obligation Order 2005 – BWEA’s Response to the Statutory Consultation”, via Internet unter: [www.bwea.com](http://www.bwea.com); abgerufen 06/2005.



[California Energy Commission; 2004]: California Energy Commission, „Fast Facts About Wind Energy“, <http://www.energy.ca.gov/wind/windfacts.html>; 2004]

[CNE ; 2001]: Comision National de Energia (CNE), „La producción de electricidad en el Régimen Especial (ano 2000)“; 2001

[CNE ; 2002]: Comision National de Energia (CNE), „La producción de electricidad en el Régimen Especial (ano 2001)“; 2002

[CNE ; 2003]: Comision National de Energia (CNE), „La producción de electricidad en el Régimen Especial (ano 2002)“; 2003

[Danish Energy Authority 2004]: Danish Energy Authority, “Energy policy statement 2004”, Energy policy statement by the Minister for Economic and Business Affairs pursuant to the Act on Energy Policy Measures; 04/2004

[Danish Energy Authority; 2005]: Danish Energy Authority, „Monthly Electricity Statistics for Denmark.“, im Internet unter: [www.ens.dk](http://www.ens.dk); 2005

[DCMNR; 2003]: Irish Department of Communication, Marine and Natural Resources, “Overview of Irish renewable energy policy”; 2003

[DCMNR;2003a]: Department of Communications Marine and Natural Resources, “ Options for Future Renewable Energy Policy, Targets and Programmes”; 2003

[DCMNR; 2004]: Irish Department of Communication, Marine and Natural Resources, Renewable Energy Division, via Internet unter: [www.dcmnr.ie](http://www.dcmnr.ie); 2004

[DCMNR; 2005]: Department of Communications Marine and Natural Resources, via Internet unter: [www.dcmnr.gov.ie](http://www.dcmnr.gov.ie), abgerufen 06/2005 (<http://www.dcmnr.gov.ie/Energy/Renewable+Energy+Division/Minster+announces+further+support+for+Renewable+Energy+13+Dec+2004.htm>).

[Deutscher Bundestag; 2004]: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren-Energien im Strombereich, Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Deutscher Bundestag, Drs. 15/2327; 2004],

[Direction Generale de l’Energie et des Matieres; 2003]: Direction Generale de l’Energie et des Matieres, «Les procedures administratives liees aux installation de production d’electricite d’origin renouvelable», via Internet unter : [www.industrie.gouv.fr/energie](http://www.industrie.gouv.fr/energie); 2003

[Drillisch et al.; 2001]: Jens Drillisch Isabelle Hallaschka Dietmar Lindenberger Alexander J. Nolden Walter Schulz, „Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte und Auswirkungen auf die klimapolitischen Ziele“, Gutachten des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, im Auftrag des Deutschen Bundestages Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“; 2001.



[dsire.org; 2004]: [www.dsire.org](http://www.dsire.org); diverse Artikel und Daten zur Förderung erneuerbarer Energien in den USA, via Internet; 02/2004

[DTI; 2001]: Department of Energy and Trade, „A summary of the experience of wind energy support through the NFFO; 2001.

[DTI; 2002]: Department of Trade and Industry, „Future Offshore – A Strategic Framework for the Offshore Wind Industry“, 2002.

[Earth Policy Institute; 2004]: Earth Policy Institute, via Internet unter: [www.earthpolicy.org](http://www.earthpolicy.org), 02/2004

[energynet.de; 2004]: [energynet.de](http://energynet.de), „Zahlen zur Nutzung der Windenergie“, via Internet unter: <http://www.energynet.de/wind/windstatistik.htm>; 2004.

[EREF; 2003]: European Renewable Energies Federation (EREF), „2003 RES-E EU FRAMEWORKS & PRICES (€/MWh) - First Edition 2003 (March)“; 2003.

[Europäische Kommission, 2002uk]: Europäische Kommission, DRAFT REPORT TO THE EUROPEAN COMMISSION ON THE UK'S COMPLIANCE WITH THE RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE 92001/77/EC; 2002

[Europäische Kommission, 2003uk]: Europäische Kommission, REPORT UNDER THE PROVISIONS OF ARTICLE 6(2) OF EC DIRECTIVE 2001/77/EC (ON THE PROMOTION OF ELECTRICITY PRODUCED FROM RENEWABLE ENERGY SOURCES IN THE INTERNAL ELECTRICITY MARKET); 2003

[Europäische Kommission, 2004it]: Europäische Kommission, CIRCULAR FROM THE MINISTER FOR PRODUCTION ACTIVITIES concerning "national indicative targets for the consumption of electricity produced from renewable energy sources over the period 2003-2012 and measures taken or planned at national level to achieve those targets", in accordance with Article 3(2) of Directive 2001/77/EC; 2004

[Europäische Kommission; 2003a]: Europäische Kommission, Bericht gemäß Artikel 3 (3) und Artikel 6 (2) des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (RL 2001/77/EG), Wien; 2003

[Europäische Kommission; 2004]: Europäische Kommission, “The share of renewable energy in the EU Country Profiles, Overview of Renewable Energy Sources in the Enlarged European Union,”, COM(2004)366 final; 2004),

[Europäische Kommission; 2004esp]: Europäische Kommission, Ministry of Economic Affairs, Directorate-General for Energy Policy and Mines, Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, Report from the Kingdom of Spain on its national indicative targets (Article 3(2)); 2004



[Europäische Kommission; 2004nl]: Europäische Kommission, Report pursuant to the EU Directive on renewable electricity Attainment of national indicative targets Status of measures taken; 2004

[Eurostat; 2003]: Eurostat, "Energie: jährliche Statistiken, Daten 2001; 2003

[EWEA; 2002]: EWEA, "European Wind Energy Association Briefing November 2002"; 2002

[EWEA; 2005]: European Wind Energy Association (EWEA), „Windpower installed in Europe by the end of 2004“; 2005

[ffu; 2000]: Dr. Lutz Metz, Anette Piening, „Ansätze und Erfahrungen mit Mengensteuerungssystemen in der Energie- und Umweltpolitik in den USA, den Niederlanden, Dänemark und Großbritannien“, Forschungsstelle für Umweltpolitik der Freien Universität Berlin (ffu); 2000.

[Greenpeace; 2004] Greenpeace, „Windstärke 12“; 2004,

[Hantsch; 1998]: Stefan Hantsch, „Wege zum Wind - Das Zustandekommen der politischen Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung in Dänemark, mit vergleichenden Perspektiven für Deutschland und Österreich“; 1998

[Harmon; 1999]: Robert Harmon (AWEA), „California's Competitive Energy Market: The First Year's Effects on the Wind Energy Industry; 1999.

[Heymann; 1995]: Matthias Heymann, „Die Geschichte der Windenergienutzung: 1890-1990“; 1995

[IEA; 2002]: International Energy Agency; Wind Energy Annual report 2001; 2002

[IEA; 2004]: International Energy Agency (IEA), "IEA Wind 2003 Annual Report; 2004

[IG Windkraft; 2002]: IGWindkraft, „Einspeisetarife in Österreich (Cent/kWh)“, Verordnungen in den Bundesländern Juni2002; 2002

[IG Windkraft; 2004]: IGWindkraft, „Geschichte der Windkraft in Österreich“, via Internet unter: [http://www.igwindkraft.at/windkraft/w\\_inoesterreich.htm](http://www.igwindkraft.at/windkraft/w_inoesterreich.htm); 2004.

[Irish Energy Center; 2001]: Irish Energy Center, Renewable Energy Information Office; "DEVELOPMENT PLANS AND RENEWABLE ENERGY"; 2001[IWR; 2004]: Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR), via Internet; 2004.

[JREC; 2005]: Johannesburg Renewable Energy Coalition, via Internet unter: <http://www.iea.org/textbase/pamsdb/jr.aspx>; abgerufen 06/2005

[K.P. Lehmann; 2003]: Klaus-Peter Lehmann, elexyr energy. external., „Globale Perspektiven der Windenergienutzung“; 2003



[Langraf / Kellner; 2000]: Beatrice Langraf, Thimeo Keller, "Windenergie in Europa: Was bringen Gesetzgebung und Fördermaßnahmen", Interwind AG in Auftrag des Bundesamtes für Energie in der Schweiz; 2000.

[Lenz/Pfaffenberger, 1999]: Simone Lenz, Wolfgang Pfaffenberger, „Stromhandel mit erneuerbaren Energieträgern mit einem Quotenmodell“, Bremer Energie Institut (BEI), 1999

[Louise Guey-Lee; 1998]: Louise Guey-Lee, “Wind Energy Developments: Incentives in Selected Countries, US Department of Energy (DOE); 1998

[Maegaard (WWEA); 2004]: Dr. Preben Maegaard (WWEA President), „Denmark revitalizes the renewable energies and nationalizes the power transmission system“, World Wind Energy Association (WWEA) Background Paper; 2004.

[Michaelowa, A.; 2001]: Axel Michaelowa, St.-Cloud, „Klimapolitik in Großbritannien – Zufall oder gezieltes Handeln?“, 2001

[Ministere de l'economie de finances et de l'industrie; 2002]: Ministere de l'economie de finances et de l'industrie, «La consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable en France - Rapport sur les objectifs indicatifs nationaux à l'horizon 2010 »; 2002

[Ministerio de Industria, Turismo y Comercio; 2004]: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, “La Energia en Espana 2003”; 2004],

[Ministry of Economic Affairs, Trade and Industry; 2003]: The Ministry of Economic Affairs, Trade and Industry, „Order on the connection of wind turbines to the grid and on the settlement of charges for electricity generated by wind turbines (Wind Turbine Order)“, Mai 2003. Via Internet unter:

[http://www.europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/electricity\\_member\\_states\\_en.htm](http://www.europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/electricity_member_states_en.htm).

[Ministry of Industry and Energy; 1998]: Ministry of Industry and Energy, ROYAL DECREE 2818/1998, of December 23, 1998, on production of electricity by facilities powered by renewable energy resources or sources, waste or cogeneration; 12/1998

[NFPA 2005]: Quelle: Internetauftritt der Non Fossil Fuel Purchasing Agency, [www.nfpa.co.uk](http://www.nfpa.co.uk); abgerufen 06/2005.

[N. Krzikilla; 2001]: N. Krzikilla: „Auswirkungen des EEG und des KWK Gesetzes auf die Endkundenpreise“, Studie des Büros für Energiewirtschaft und Technische Planung GmbH BET, Aachen, Mai 2001.

[Nordex; 2003]: Nordex AG, „Quartalsbericht III 2002/2003“; 2003

[NOWAP 2005]: NOWAP Committee, „How the Subsidy System Works – Renewables Obligation and Climate Change Levy“, Artikel online unter: [www.nowap.co.uk](http://www.nowap.co.uk); abgerufen 06/2005.



[OMEL; 2005]: Operador del Mercado Iberico Energia – Polo Espanol, S.A., abgerufen via Internet unter: [www.omel.es](http://www.omel.es); 06/2005.

[OWE, 2001]: Offshore Windenergy Europe ([www.offshorewindpower.org](http://www.offshorewindpower.org)), Concerted Action on Offshore Wind Energy in Europe, „Offshore Wind Energy – Ready to Power a Sustainable Europe“, Final Report 2001; 2001.

[OWEE, 2004]: Offshore Windenergy Europe, via Internet unter: [www.offshorewindenergy.org](http://www.offshorewindenergy.org), März 2004.

[Renew On Line; 2002]: Renew On Line (UK), Ausgabe 37; 2002, im Internet unter: [www.tec.open.ac.uk/natta/renewonline/rol37/3.htm](http://www.tec.open.ac.uk/natta/renewonline/rol37/3.htm).

[Rentz et al., 2001]: O. Rentz, M. Wietschel, M. Dreher (Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP) Universität Karlsruhe), W. Bräuer, I. Kühn (Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW)), „Neue umweltpolitische Instrumente im liberalisierten Strommarkt“, 2001.

[Sonne Wind & Wärme; 1/2003]: Sonne Wind & Wärme, „Spanien bring Erneuerbare in Fahrt“, Ausgabe 1/2003; 2003

[Sonne, Wind & Wärme; 4/2003]: Sonne, Wind & Wärme, „Windenergie in Frankreich“, Ausgabe 4/2003; 2003.

[SREA; 2004]: Spanish Renewable Energy Association, „THE NEW PAYMENT MECHANISM OF RES-E IN SPAIN - INTRODUCTORY REPORT“, 03/2004.

[The Ministry of Economic Affairs, Trade and Industry; 2003] The Ministry of Economic Affairs, Trade and Industry, „Order on the connection of wind turbines to the grid and on the settlement of charges for electricity generated by wind turbines (Wind Turbine Order)“, Mai 2003. Via Internet unter:

[http://www.europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/electricity\\_member\\_states\\_en.htm](http://www.europa.eu.int/comm/energy/res/legislation/electricity_member_states_en.htm).

[The United Kingdom Parliament; 2002]: The United Kingdom Parliament, „Written Answers to Questions [18 Jan 2002]“, Section: Wind turbines; 2002, via Internet unter:

[http://www.parliament.the-stationery-office.co.uk/pa/cm200102/cmhansrd/vo020118/text/20118w06.htm#20118w06.html\\_sbhd8](http://www.parliament.the-stationery-office.co.uk/pa/cm200102/cmhansrd/vo020118/text/20118w06.htm#20118w06.html_sbhd8).

[The United Kingdom Parliament; 2003]: The United Kingdom Parliament, „Energy Bill [HL]“, 2003.

[Umweltkontor; 2002]; Umweltkontor Magazin, Nr. 1/2002; 2002

[UN Windreport; 1998]: UN Windreport, "Renewable sources of energy, with special emphasis on wind energy", 1998

[Verband der dänischen Windkraftindustrie; 2004]: Verband der dänischen Windkraftindustrie, via Internet unter [www.windpower.org](http://www.windpower.org); März 2004.



[Vestas; 2005]: Vestas Wind Systems A/S, Stock exchange announcement no. 15/2005, Quarterly information – 1st Quarter 2005, 05/2005.

[Windfair; 2003]: [www.windfair.net](http://www.windfair.net), Pressemeldung vom 9. Dezember 2003, via Internet unter: <http://www.windfair.net/press/00264.html>.

[www.platts.com; 2004]: [www.platts.com](http://www.platts.com); „UK Renewables Certificats Market – ROC Prices Set To Crash“; 2004

[www.renewable-energy.policy.info; 2005ir]: [www.renewable-energy-policy.info](http://www.renewable-energy-policy.info), Länderbericht Irland, abgerufen am 01.06.2005

[www.renewable-energy.policy.info; 2005nl]: [www.renewable-energy-policy.info](http://www.renewable-energy-policy.info), Länderbericht Niederlande, abgerufen am 01.06.2005

[www.renewable-energy.policy.info; 2005es]: [www.renewable-energy-policy.info](http://www.renewable-energy-policy.info), Länderbericht Spanien, abgerufen am 01.06.2005

Weitere Quellen:

British Wind Energy Association (BWEA), „Financing wind beyond 2010“; 2003

British Wind Energy Association (BWEA), „Financing Wind Beyond 2010 – Possible Solutions“; 2003

British Wind Energy Association (BWEA), „Financing Wind Beyond 2010 – Survey Results“; 2003

French Agency for Environment and Energy Management (ADEME), „Renewable Energy Sources In the French National Plan for Improved Energy Efficiency“; 2001

Greenpeace, „Offshore Wind Energy – Building a New Industry for Britain“, a report for Greenpeace by Border Wind; 1998

A. R. Henderson, C. Morgan, B. Smith, „Offshore Wind Energy in Europe“; 2003

REINHARD MADLENER, „Handelbare Zertifikate für Strom aus erneuerbaren Energieträgern: Perspektiven für Österreich“, Institut für Höhere Studien und Wissenschaftliche Forschung Kärnten, Friedrich K., Wallner W. (Hrsg.): *Energieinnovation im liberalisierten Markt*, 6. Symposium Energieinnovation 2000, ÖVE-Schriftenreihe Nr. 21, Österreichischer Verband für Elektrotechnik; 2000

Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung Universität Stuttgart) unter Mitarbeit von Norbert Dicke und Dr. Stefan Rath-Nagel, „Konzeption eines effizienten und marktkonformen Fördermodells für erneuerbare Energien“, Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg; 2000

Nitsch, Joachim et al., „Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien“, 2000

Royal Academy of Engineering, „Costs of generating Electricity“; 2004

