

Windenergie – Stand, Tendenzen und Analysen

Hermann-Josef Wagner

Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft

1. Übersicht über die Konvertertypen

Es sind unterschiedliche Typen von Windenergiekonvertern auf dem Markt. Bild 1 enthält eine Übersicht. Die am weitesten verbreitete Technik ist der Horizontalachsenkonverter. Bei dieser Bauart sind nur wenige aerodynamisch gut ausgelegte Rotorblätter vorhanden. Sie können bei den meisten größeren Windenergiekonvertern für Steuerung und Regelung um ihre Längsachse verstellt werden, die so genannte Pitch-Regelung. Ein anderer, billigerer Weg zur Regelung besteht darin, die Profile der Flügel aerodynamisch so auszulegen, dass die Strömung ab einer gewissen Leistung abreißt und sich Verwirbelungen bilden (Stall-Regelung). Die Leistung der Konverter liegt im Bereich zwischen 10 kW und einigen MW. Zu Beginn des Jahres 2002 lag die Leistung des größten kommerziell verfügbaren Windenergiekonverters bei 2,5 MW. Größere Anlagen sind – insbesondere im Hinblick auf einen Off-Shore-Einsatz – in der Entwicklung. Der Wirkungsgrad der Horizontalachsen-Windenergiekonverter ist relativ hoch. Deshalb werden sie bevorzugt zur Stromerzeugung eingesetzt. Von ihrer Auslegung her drehen sie mit hoher Geschwindigkeit, aufgrund dessen werden sie häufig auch als „Schnellläufer“ oder „High-Speed“ Maschinen bezeichnet.

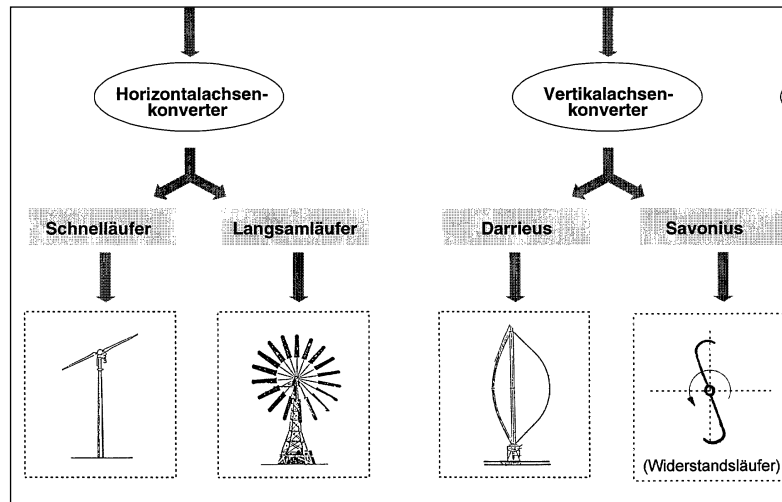


Bild 1: Übersicht über verschiedene Typen von Windenergiekonvertern

Eine andere, ältere Bauweise von Horizontalachsen-Windenergiekonvertern ist der Vielblattrotor. Er wurde bereits vor 100 Jahren gebaut und eingesetzt. Solche Anlagen haben ein großes Anfahrdrehmoment. Sie werden deshalb bevorzugt zum Wasserpumpen über eine mechanische Verbindung zwischen der Pumpe und dem Rotor eingesetzt. Die Drehzahl des Rotors ist gering, die Geometrie der Rotorblätter ist ebenfalls aerodynamisch nicht hoch ausgezogen. Als Pumpenantrieb ist keine Regelung notwendig, es muss lediglich ein mechanisches Sicherheitssystem installiert werden, um den Konverter gegen Sturmschäden zu schützen. Um trotzdem eine ausreichende Energieeffizienz zu erreichen, ist eine Vielzahl von Rotorblättern installiert. Wenn diese „Langsamläufer“ zur Stromerzeugung eingesetzt werden sollen, müssen die Blätter aerodynamisch besser geformt werden. In diesem Falle werden sie von der Fläche her kleiner, bedingen aber aufgrund ihrer besseren aerodynamischen Form eine größere Drehgeschwindigkeit. Es hat sich gezeigt, dass die mechanische Stabilität von „Langsamläufern“ sehr hoch ist, viele Anlagen zum Wasserpumpen sind 50 Jahre und mehr in Betrieb.

Die zweite Gruppe der Windenergiekonverter sind die Vertikalachsen-Konverter. Ihr Vorteil besteht darin, dass sie nicht der Windrichtung nachgeführt werden müssen. Beim DARRIEUS ist das Anlaufdrehmoment so gering, dass er über den Generator, der kurzfristig als Motor betrieben wird, in Rotation versetzt werden muss. Häufig wird auf der Spitze des DARRIEUS-Konverters noch ein SAVONIUS-Rotor installiert. Er sorgt dafür, dass der DARRIEUS-Rotor sich in Bewegung setzt. SAVONIUS-Rotoren werden häufig auch in abgewandelter Form als Windgeschwindigkeitsmessgerät verwendet. Ende der 80er, Anfang der 90er Jahre wurde eine größere Anzahl von DARRIEUS-Konvertern in Kalifornien installiert. Sie konnten sich aber später beim Ausbau der Windenergie in Europa nicht mehr nennenswert gegen den Horizontalachsen-Konverter durchsetzen. Ein Grund mag der sein, dass sie im Betrieb geräuschvoller sind. Ein anderer Nachteil besteht darin, dass sie nur relativ geringe Windenergiegeschwindigkeiten ausnutzen können, da sie bodengebunden sind. Die Windgeschwindigkeit steigt mit der Höhe an. DARRIEUS-Windenergiekonverter werden heute im Bereich von einigen kW für die dezentralisierte Elektrizitätsversorgung in Gegenden ohne elektrisches Netz, beispielsweise in Entwicklungsländern, produziert und eingesetzt. Der SAVONIUS-Rotor spielt bei der Energieerzeugung keine Rolle. Er wird deshalb im Folgenden auch nicht näher betrachtet.

2. Einige physikalische Grundlagen

Zum besseren Verständnis der Zusammenhänge sollen einige physikalische Grundlagen der Windenergienutzung im Folgenden dargestellt werden. Die Leistung des strömenden Windes errechnet sich aus der Formel:

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho_a \cdot v^3$$

Dabei ist E : die kinetische Energie, A : die Fläche senkrecht zur Windgeschwindigkeit, v : die Windgeschwindigkeit, ρ_a : die spezifische Dichte der Luft.

Aus dieser Formel ergibt sich, dass die Leistung des Windes und damit die kinetische Energie proportional zu v^3 ist. Windenergiekonverter sollen deshalb so dimensioniert werden, dass sie möglichst die Zeiten großer Windgeschwindigkeiten ausnutzen können. Die Häufigkeit der Windgeschwindigkeit lässt sich mathematisch nach einer Weibull-Verteilung beschreiben. Bild 2 lässt erkennen, welchen Einfluss die Windenergiegeschwindigkeit auf die Leistung hat. Häufig findet man in Lehrbüchern für die Windenergiedichte in Deutschland einen Wert von etwa 200 – 300 Watt pro m^2 angegeben. Dieser Wert entspricht der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit in Deutschland, die zwischen 5 und 6 m/s liegt. Für den praktischen Betrieb und die Auslegung von Windenergiekonvertern haben diese Werte keinerlei Bedeutung. Die Weibull-Verteilung bedeutet, dass mehr als 2/3 der erzeugten Elektrizität im oberen Drittel des Spektrums der Windgeschwindigkeiten anfällt. Vor dem Bau eines Windenergiekonverters müssen deshalb Windgeschwindigkeitsverteilungsprofile in Nabenhöhe des zu bauenden Konverters gemessen werden, um den Konverter optimal für die Bedingungen am Standort konfigurieren zu können.

Aus Sicht der mechanischen Stabilität eines Windenergiekonverters muss die Anlage letztendlich auf Sekundenspitzenwerte der Windgeschwindigkeit hin ausgelegt werden. Ebenfalls aus Sicherheitsgründen müssen Windenergiekonverter ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit abgefahren und aus dem Wind gedreht werden.

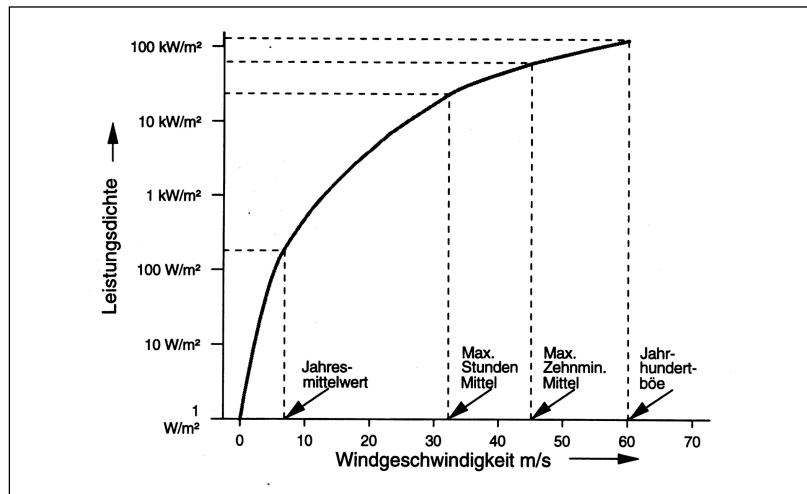


Bild 2: Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der spezifischen Leistung des Windes

Eine weitere charakteristische Größe für die Auslegung von Windenergiekonvertern ist der Leistungsbeiwert c_p . Er gibt an, welcher Anteil der kinetischen Energie des Windes als mechanische Energie auf den Rotor übertragen werden kann. Überlegungen von Betz belegen, dass der maximale Leistungsbeiwert 59,3% beträgt, die so genannte Betzzahl. Sie kann dann erreicht werden, wenn die Geschwindigkeit des Windes hinter der Rotorfläche auf ein Drittel der Geschwindigkeit vor der Rotorfläche zurückgeht. Gut dimensionierte Windenergiekonverter erreichen in der Praxis Leistungsbeiwerte, die knapp unter 50% liegen. Zusätzlich treten im Windenergiekonverter noch Verluste in den Lagern, im Getriebe und im Generator auf. Auch müssen Hilfssysteme, wie Blattverstellung, Azimuthantrieb zur Gondeldrehung oder Bremse mit Energie versorgt werden. Der gesamte Wirkungsgrad eines Windenergiekonverters liegt deshalb – Elektrizität zu kinetischer Energie des Windes betrachtet – bei etwa 43 bis 46%.

Energieeffiziente Windkonverter benötigen eine große Schnelllaufzahl λ . Die Schnelllaufzahl ist definiert als

$$\lambda_s = \frac{u_c}{v}$$

mit u_c : Umlaufgeschwindigkeit an der Rotorblattspitze

v : Windgeschwindigkeit.

Die Schnelllaufzahl hat einen großen Einfluss auf die Energieeffizienz eines Windenergiekonverters. Wenn sie zu klein ist, ist auch die Drehzahl des Konverters gering. Dafür verantwortlich ist das Anwachsen des Anstellwinkels α . Wenn dieser Winkel zu groß wird, reißt die Strömung am Profil ab und wird turbulent. Vergleichbares tritt auf, wenn der Rotor zu schnell dreht und der Anstellwinkel α zu gering ist. In der Praxis werden die Schnelllaufzahl und damit die Drehzahl des Rotors aber durch einen anderen Effekt begrenzt. Die Geräuschemissionen hängen von u_c^6 ab. Aus diesem Grunde werden Windenergiekonverter, die in der Nähe von Wohngebäuden stehen, nachts häufiger mit einer geringeren Umdrehungszahl betrieben als am Tage. Durch spezielle Ausformung der Flügelspitzen („Winglets“) wird versucht die Geräuschbildung zu reduzieren.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass Windenergiekonverter möglichst bei hohen Windgeschwindigkeiten arbeiten sollten. Effiziente Konverter drehen mit hoher Drehzahl, sie haben wenige Rotorblätter, die aber aerodynamisch gut geformt sind.

Langsam laufende Windenergiekonverter verfügen über eine geringere Energieeffizienz, dafür besitzen sie ein großes Anfahrtdrehmoment. Aus diesem Grunde werden sie häufig über einen mechanischen Antrieb zum Pumpen von Wasser eingesetzt. Ihre Rotorblätter sind aerodynamisch nicht optimal geformt, dafür ist eine große Anzahl von Blättern vorhanden.

3. Technische Ausführung von Anlagen

Die nachfolgenden Betrachtungen konzentrieren sich ausschließlich auf schnell laufende Horizontalachsenkonverter. Von ihrem Aufbau her, lassen sich zwei unterschiedliche Design-Typen unterscheiden:

- Das „klassische“ Design mit Getriebe und
- die jüngere getriebeleose Bauform mit einem Vielpol-Generator.

Das so genannte „klassische“ oder dänische Design ist aus Bild 3 erkennbar. Es sind zwei Wellen vorhanden. Die Erste dreht mit dem Rotorkranz, sie wird in einem Getriebe auf die nennenswert höhere Drehzahl des elektrischen Generators übersetzt. In diesem Fall ist der elektrische Generator mit wenigen Polpaaren ausgestattet. Das heißt, er dreht bei einer elektrischen Frequenz von 50 Hz mit 750/min (drei Polpaare) bis 3000/min (zwei Polpaare). Häufig sind die Anlagen mit einer Scheibenbremse versehen. Dies ist immer dann notwendig, wenn die Rotorblätter nicht einzeln über eine Pitch-Regelung verstellt werden können. Ist eine Pitch Verstellung gegeben, so kann der Blattanstellwinkel in einen Bereich gefahren werden, in dem das Blatt so eingestellt ist, dass es bremst.

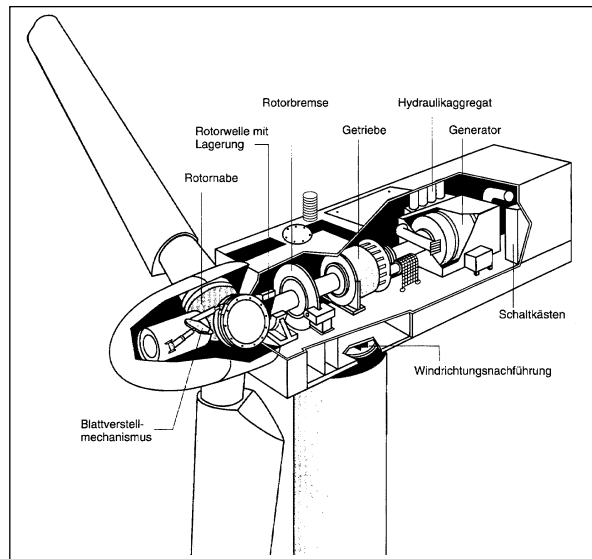


Bild 3: Windenergiekonverter in der Bauart mit Getriebe

Aus Sicherheitsgründen wird dabei – beispielsweise bei einem dreiblättrigen Rotor – eine Zwei- von Dreisteuerung gefordert. Bei Stall geregelten Anlagen oder Anlagen mit einer Pitch-Regelung, die über einen zentralen Antrieb alle Blätter gleichzeitig stellt, sind wieder mechanische Bremsen erforderlich.

Die Gondel wird über elektrische oder hydraulische Antriebe auf dem Turm der Windrichtung nachgefahren. Die Ableitung der elektrischen Energie erfolgt bei großen Anlagen über Kabelschlaufen, die es der Gondel ermöglichen, zwei oder drei Umdrehungen durchzuführen. Von Zeit zu Zeit muss sie wieder „zurückgedreht“ werden. Kleinere Anlagen arbeiten auch mit Schleifringen. Windenergiekonverter, die nach dem beschriebenen klassischen Design ausgelegt sind, sind von außen an der länglichen Form der Gondel zu erkennen.

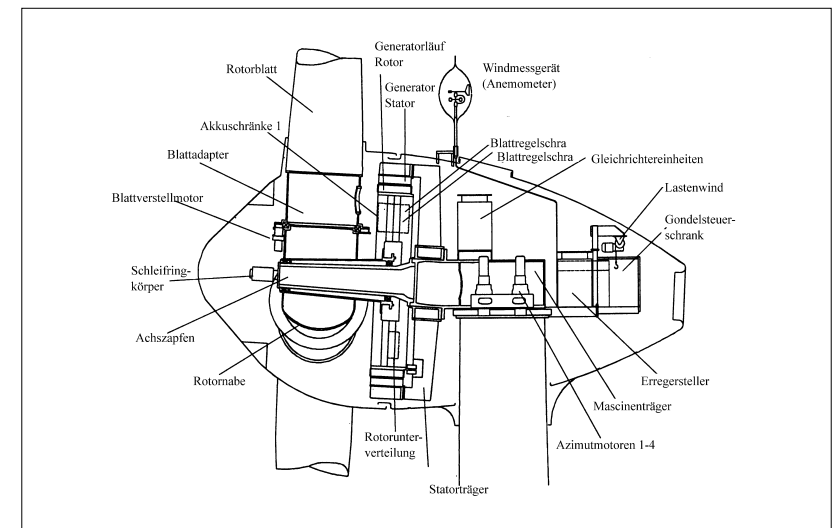


Bild 4: Windenergiekonverter in der Bauart ohne Getriebe

Die zweite technische Ausführung verfolgt die Philosophie die Anzahl der rotierenden Teile aus Wartungsgründen heraus zu begrenzen. Die bauliche Ausführung ist auf Bild 4 am Beispiel einer Anlage der Firma ENERCON zu erkennen. Der Rotorkranz dreht sich um einen feststehenden Schaft herum. Direkt mit dem drehenden Rotorkranz verbunden ist der Läufer eines Vielpol-Generators (z.Bsp. 60 Polpaare). Die Blätter werden über Einzelantriebe pitch-geregelt, so dass die Bremse ebenfalls entfallen kann. Lediglich für Wartungszwecke ist eine einfache mechanische Bremsvorrichtung vorhanden. Die Gondel wird über vier Elektroantriebe azimut verstellt. Von außen ist diese Bauart an der „Eiform“ der Gondel erkennbar. Der Vielpol-Generator besitzt einen großen Durchmesser und muss deshalb in die Gondel inte-

griert werden oder aber in einem eigenen Gehäuse vor dem Rest der Gondel untergebracht werden.

Gemeinsam ist allen Bauformen eine ausgefeilte Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik. Um hohe zeitliche Verfügbarkeiten zu erreichen, sind die Anlagen mit einem Selbstdiagnosesystem ausgestattet, das über ein Fernüberwachungssystem dem Betreiber oder – häufig im Falle eines Wartungsvertrages – dem Hersteller Fehler meldet. Die Umdrehungszahl des Rotor Kranzes bewegt sich im Bereich von etwa 10/min bis 20/min. Bei einem 1,5 MW Windenergiekonverter haben die Rotorblätter eine Länge von über 30 m. Sie sind aus Glasfaser verstärktem Kunststoff hergestellt. Um Eiswurf im Winter zu verhindern, müssen sie von innen mit warmer Luft beheizt werden. Die Nabenhöhen liegen bei guten Windenergiestandorten entlang der Küste bei etwa 66 m, bei Standorten mit geringerem Windenergieangebot im Binnenland bei Höhen bis zu 100 m.

4. Anbindung an das elektrische Netz

Das elektrische Netz arbeitet mit einer Frequenz von 50 Hz oder 60 Hz (z.Bsp: in USA) und einem konstanten Phasenwinkel. Deshalb müssen Windenergiekonverter die Elektrizität mit den gleichen Bedingungen in das elektrische Netz einspeisen. Da die Windgeschwindigkeit nicht konstant ist, können Windenergiekonverter die maximale Energieeffizienz nur dann erreichen, wenn sich der Rotor mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten drehen kann. Dies verlangt aber eine Entkopplung der Drehzahl des Rotors von der mit der Drehzahl des Generators verbundenen Netzfrequenz. Sie kann entweder über ein schaltbares, mechanisches Getriebe (mechanische Gänge) oder durch ein Umschalten der Polpaarzahl (elektrisches Getriebe) beim Generator in Stufen erreicht werden. Noch optimaler ist eine Anpassung auf elektrischer Seite zwischen elektrischem Generator und Netz, beispielsweise über bestimmte Bauformen von Asynchrongeneratoren mit weit ausgelegtem Schlupf oder über einen dazwischen geschalteten Gleichstromkreis, der die benötigte Netzfrequenz exakt auf elektronischem Wege aus variablen Inputfrequenzen vom Generator erzeugt. Abbildung 5 verdeutlicht eine solche Schaltungsweise.

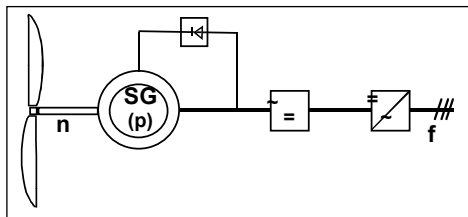


Bild 5: Ankopplung eines Windenergiekonverters mit einem Synchrongenerator (SG) über einen Gleichstromkreis an das elektrische Netz (p = Polpaarzahl)

Weitere Aspekte, die berücksichtigt werden müssen, sind

- die Oberwellen, die durch die elektronische Anpassung der Netzfrequenz entstehen können,
- eventuelle Flicker, die sich aus der ungleichmäßigen Drehung des Rotors vor dem Turm ergeben können
- und die elektromagnetische Verträglichkeit im Hinblick auf elektromagnetische Wellenabstrahlung.

Entsprechende technische Regelwerke schreiben hier Mindestanforderungen vor, die eingehalten werden müssen.

Kleinere Windenergiekonverter haben häufig aus Kostengründen nur eine starre Verbindung zwischen Rotor und elektrischer Netzfrequenz. Sie drehen deshalb mit konstanter (Nenn-) Drehzahl und können Energieanteile, die in höheren Windgeschwindigkeitsprofilen vorhanden sind, nicht ausnutzen. Größere Anlagen dagegen, die auf die vorhin genannte Entkopplung zwischen Drehzahl und Netzfrequenz ausgelegt sind, drehen mit Umdrehungsgeschwindigkeiten von beispielsweise 12/min bis 18/min. Nur das geschulte Auge des Betrachters in der Lage, diese unterschiedlichen Geschwindigkeiten zu erkennen.

5. Markteinführung und Kostensituation

In den 80er Jahren startete Kalifornien mit dem Ausbau von Windenergiekonvertern. Über 10.000 Anlagen mit Leistungen im Bereich von bis zu 200 kW wurden installiert. Nennenswerte Anteile dieser Anlagen wurden aus Dänemark und auch Deutschland importiert. Viele Anlagen stehen mangels Wartung heute. Zwischenzeitlich ist Deutschland Marktführer beim Bau und bei der Nutzung von Windenergiekonvertern. Tabelle 1 zeigt die Ende 2000 installierte, weltweite Windenergiekapazität.

Land/Region	Gesamt installierte Windenergiekapazität bis zum Ende des Jahres 2000
weltweit	18449 MW
Deutschland	6107 MW
Spanien	2836 MW
USA	2610 MW
Dänemark	2341 MW
Indien	1220 MW
Niederlande	473 MW
Großbritannien	425 MW

Tabelle 1: Weltweit installierte Windenergiekapazität

Eine Vielzahl von Regierungen haben unterschiedliche Förderprogramme, Netzeinspeisevergütungen und/oder Investitionsbeihilfen für erneuerbare Energien und/oder Windenergie eingeführt. In Deutschland wurde die Nutzung der Windenergie für die Betreiber erstmalig durch das Stromeinspeisegesetz, das ab dem Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (siehe Tabelle 2) abgelöst wurde, profitabel.

Das am 1. April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verfolgt das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energie- und Stromverbrauch bis 2010 mindestens zu verdoppeln. Im Vergleich zur bisherigen Förderung nach dem Stromeinspeisungsgesetz hat sich u.a. folgendes geändert: Festschreibung von absoluten Vergütungssätzen für Einspeisungen aus Durchschnittserlösen; so wird Ökostrom vergütet [Ct./kWh]:
 *) Die Sätze werden ab 1.1.2002 bei neu errichteten Anlagen für Biomasse um 1%, für Windkraft um 1,5% und für Photovoltaik um 5% jährlich verringert.
 Ausdehnung des Anwendungsbereiches auf Geothermie und Grubengas sowie auf große Biomasse-Anlagen bis 20 MW (bisher: 5 MW);
 Degression der Vergütungen für jeweils neu in Betrieb genommene Anlagen für Strom aus Biomasse, Windkraft, solare Strahlungsenergie und Festschreibung dieser Vergütungen auf 20 Jahre, bei Altanlagen bis Ende 2019.
 Es gilt eine bundesweite Ausgleichsregelung. Danach ist zunächst der unmittelbare Netzbetreiber verpflichtet, eingespeisten Regenerativstrom abzunehmen und zu vergüten. Der Übertragungsnetzbetreiber ersetzt dann dem lokalen Netzbetreiber diese Auslagen. Die Übertragungsnetzbetreiber führen untereinander einen Belastungsausgleich durch. Stromverlorder, die Strom an Letztverbraucher liefern, sind grundsätzlich verpflichtet, vom vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber den nach dem EEG abgenommenen Strom anteilig abzunehmen und zu vergüten.

Wasserkraft, Deponiegas, Grubengas, Klärgas	bis 500 kW	8
	von 500 kW bis 5 MW	7
Biomasse	bis 500 kW	10,2
	von 500 kW bis 5 MW	9,2
	von 5 MW bis 20 MW	8,7
Windkraft	für die ersten 5 Jahre	9,1
	Offshore für die ersten 9 Jahre	
	Danach Reduzierung bis	6,2
Geothermie	bis 20 MW	8,9
	über 20 MW	7,2
Photovoltaik	bis 5 MW auf Dächern und 100 kW auf Freiflächen	51

Tabelle 2: Regelungsinhalte des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Die in Deutschland neu installierten Windenergiekonverter liegen im Bereich von 1 MW und mehr (Tabelle 3).

Leistungsklasse – Stand 31.12.2001 [kW]						
	5 - 130	130.1 - 310	310.1 - 749	749.1 - 1499	> 1499	gesamt
Anzahl	1.366	862	5.340	1.678	2.192	11.438
Installierte elektrische Leistung [MW] (gerundet)	137	228	3.029	1.883	3.476	8.754
Potentielle jährliche elektrische Arbeit [GWh] (gerundet)	205	428	5.477	3.138	7.218	16.466

Tabelle 3: Übersicht über die Windenergienutzung in Deutschland

Die aktuellsten statistischen Zahlen des Deutschen Windenergie Instituts (DEWI) zeigen, dass die Anzahl der installierten Windenergiekonverter bis zum Ende des Jahres auf 11.438 entsprechend 8.754 MW Leistung, angewachsen ist (Tabelle 3). Vom weltweiten Windenergieangebot her gesehen, ist die deutsche Westküste nicht schlecht positioniert. Es lassen sich Ausnutzungsdauern von 2500 h/a an der Küste erreichen. Dies bedeutet, dass beispielsweise ein Windenergiekonverter mit 1 MW installierter Leistung pro Jahr 2.500 MW-Stunden Elektrizität erzeugen kann. Diese Elektrizitätsmenge ist jedoch für die elektrische Energieversorgung nicht gesichert. Es kann nicht vorher geplant werden, wann sie anfällt. Man muss also durch „Backup-Kraftwerke“ abgesichert werden. Standorte im Binnenland weisen Ausnutzungsdauern von etwa 1.700 h/a auf.

Der gesamte Elektrizitätsverbrauch in Deutschland liegt in der Größenordnung von 500 TWh. Die Windenergie trägt somit zu Beginn des Jahres 2002 mit 3,5% an der gesamten Stromerzeugung bei.

Windenergiekonverter rechnen sich für den Betreiber. Häufig werden Windenergie-parks als so genannte Kommanditistenmodelle betrieben. Rund 1/3 des benötigten Investmentkapitals werden über Kommanditisten als Geldanlagemodell bereitgestellt. Der Rest kommt von einer Bank und muss innerhalb von 10 Jahren zurückgeführt werden. Nach Abschreiben von steuerlichen Anlaufverlusten in den ersten 3 Jahren erhalten die Kommanditisten bis zum 10. Jahr eine relativ geringe Rendite, um dann nach Tilgung des Restkapitals nach 10 Jahren an die

Bank eine nennenswerte Rendite zu erwirtschaften. Die Fördersätze des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sind so bemessen, dass sich für die Betreiber der Einsatz ihres Geldes in die Windenergie rechnet. Es steht deshalb genügend Kapital zum Ausbau der Windenergie zur Verfügung. Tabelle 4 gibt einen Überblick über die Struktur der Investitionskosten eines Windparks. Die spezifischen Kosten liegen bei 1.260 €/kW.

Investitionsplan	Betrag [Mio €]	Anteil [%]
Windkraftanlagen, Transport, Montage, Inbetriebnahme, Netzanbindung, Infrastruktur	15,7	83,0
Technische Planung, Baugrunduntersuchungen, Gutachten und Netzanschlusskosten	2,0	11,0
Ausgleichmaßnahmen sowie Nutzungsentschädigung in der Bauphase	0,3	1,5
Gesellschaftskosten in der Investitionsphase (Notar, Handelsreg., Geschäftsbesorgung), Beratung	0,3	1,5
Kapitalbeschaffung / Finanzierung während der Bauzeit	0,7	3,0
Summe	19,0	100,00

Tabelle 4: Investitionskosten einer Erschließungsmaßnahme von zwei Windparks (Amersdorf und Wellen) mit 10 x 1,5 MW Konvertern, Dezember 2001 (Werte gerundet)

6. Potentiale, politische Randbedingungen, Off-Shore-Anlagen

Wie bereits ausgeführt, ist die Windenergie für den Lastverteiler ungesicherte Leistung. Der Lastverteiler ist dafür verantwortlich, dass zu jeder Zeit genügend Elektrizität in das elektrische Netz eingespeist wird. Er weiß nicht, wann die Windenergie anfällt. Messungen der Gleichzeitigkeit, die im Rahmen des von der Bundesregierung geförderten 250 MW Windenergieprogramms durchgeführt wurden, zeigen beispielsweise (Bild 6), dass nur 85% der maximal installierten Kapazität von 28 MW überhaupt – und dann kurzfristig – zur Verfügung standen.

Windenergiekonverter können deshalb nur Brennstoffe ersetzen, aber keine Kraftwerkskapazität. Dies war aus Sicht der Netzregelung bisher kein so großes Problem, da genügend Regelkapazität im deutschen und europäischen Netz zur Verfügung stand. Es war „lediglich“ ein regionales Problem. So wird zu bestimmten Nacht- und Wochenendzeiten in Schleswig-Holstein mehr Energie durch Windenergie erzeugt, als dort benötigt wird. Entsprechende Netz-

verstärkungen und Weiterleitungen der Energie in die großen Städte sind erforderlich. Bei einem weiteren Ausbau der Windenergie – politisch sind 10% und mehr Anteil an der Stromerzeugung gewünscht – spielt die Frage der schnellen Regelkapazität eine zunehmende Rolle. Auch wenn es schwierig wegen der erforderlichen regionalen Betrachtungsweise ist genau anzugeben, ab welchem Prozentteil Regelkapazität erweitert werden muss, steht doch fest, dass zukünftig die Nutzung der Windenergie durch diese Aspekte doch zusätzlich finanziell belastet werden muss.

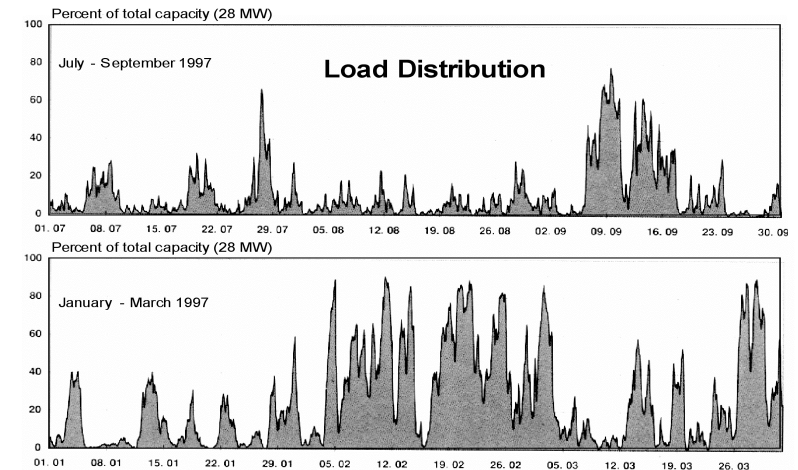


Bild 6: Gleichzeitigkeit von Windenergiekonvertern, gemessen im Messprogramm 250 MW Windenergie

Die Finanzierung des Ausbaus der Windenergie erfolgt über das Erneuerbare-Energien-Gesetz durch eine Umlage auf alle Stromverbraucher. Unter Berücksichtigung der auf den Windenergieanteil entfallenden Öko- und Mehrwertsteuer liegt diese Belastung derzeit bei 0,5 Cent/kWh und wird zukünftig mit dem Ausbau der Windenergie weiter ansteigen. Die finanziellen Mittel, die über diesen Weg in den Ausbau der Windenergie fließen, sind nicht unerheblich. Geht man beispielsweise einmal von dem politischen Ziel der Einspeisung von 10% der jährlichen Elektrizitätsmenge aus Windenergie in das öffentliche Netz aus, dann ergibt sich für die 50 TWh Windenergiestrom folgende Kostenbilanz:

Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 9 Cent/kWh

= 4,5 Mrd. €/a

abzgl. Brennstoffersparnis bei der konventionellen Stromerzeugung

ca. 2 Cent/kWh = 1 Mrd. €/a

Mittel zu Lasten des Stromkunden für die Windenergie 3,5 Mrd. €/a.

Positiv zugunsten der Windenergieerzeugung ist die CO₂-Ersparnis in Relation zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Unterstellt man, die 50 Mrd. kWh-Windenergie müssten ansonsten aus Kohle erzeugt werden (was durch den zunehmenden Anteil des Erdgases im Strommarkt nicht ganz richtig ist) so tritt eine CO₂-Verminderung von rd. 45 Mio. t/a auf. Damit kostet 1 Tonne über den Weg der Windenergie vermiedenes CO₂ 78 €. Es bestehen – dies soll vollständigshalber erläutert werden – noch eine Vielzahl von Möglichkeiten, billiger CO₂ einzusparen, beispielsweise durch die Beschau felung älterer Turbinen mit neuen Turbinenschaufeln, durch das Einsparen von Elektrizität über energieeffizientere Geräte, durch das Abschalten der Stand-by-Schaltungen und durch verbesserte Wärmedämmung von Gebäuden.

Windenergiekonverter sind in Deutschland so genannte privilegierte Anlagen. Kommunen müssen Flächen zur Nutzung der Windenergie ausweisen. In den einzelnen Bundesländern richterlich unterschiedlich entschieden wurde die Frage, ob nur in diesen Gebieten Windenergiekonverter installiert werden dürfen. Wann eine Ansammlung von Windanlagen im juristischen Sinne ein Windenergiepark ist, mit der Notwendigkeit Ausgleichsmaßnahmen nach dem Umweltverträglichkeitsgesetz vorzunehmen, ist ebenfalls noch offen.

Die Begrenztheit von windstarken Standorten auf dem Lande und das höhere Windenergieangebot auf See führen zu einer verstärkten Erschließung von Off-Shore-Windparks. Erste Windparks wurden in Kopenhagen und in Schweden bereits installiert. Sie stehen in Wassertiefen bis etwa 10 m. In Deutschland liegen 28 Anträge von 16 Antragsstellern für Off-Shore-Windparks vor, ein Teil davon in der Genehmigung. Sie sollen entlang der Nordseeküste in Entfernungen von 30 km und mehr vor der Küste in Wassertiefen um die 30 m errichtet werden. Ebenso sollen Windparks in der Ostsee installiert werden. Für den ersten Windpark, 45 km nordwestlich von Borkum, wurde zwischenzeitlich eine Genehmigung erteilt. Sie bezieht sich allerdings nur auf 12 der im Endausbau erwünschten 208 Anlagen. Ihr Baubeginn muss bis zum Sommer des Jahres 2004 erfolgen, der Betrieb wird von einem Forschungsprogramm begleitet. Geklärt werden sollen Fragen der Beeinflussung der Schifffahrt, der Natur und weitere Aspekte. Die angestrebten Leistungen der einzelnen Windenergiekonverter sind 3 bis 6 MW. Noch ist eine Vielzahl von Fragen nicht endgültig geklärt: die Frage der Fundamente, die Frage der elektrischen Energieableitung, Fragen von Korrosion in Folge erhöhten Salzgehalts der Seeluft etc. Auch die Frage, ob die technische Verfügbarkeit bei Off-Shore-Anlagen in der gleichen guten Größenordnung von fast 98% wie bei Landanlagen gehalten werden kann, ist offen. Bedingt durch längere Anfahrzeiten und ggf. auch der Nichterreichbarkeit durch hohen Seegang wird der Wartungszugang erschwert. Dagegen steht eine Ausnutzungsdauer des Windenergieangebotes von 4.500 h/a gegenüber 2.500 h an sehr guten Landstandorten. Alle Windenergiehersteller arbeiten derzeit mit großem Nachdruck an der Entwicklung von Off-Shore-Anlagen. Betreibergesellschaften planen und sichern finanziell gleichzeitig den Aufbau von Windenergieparks.

7. Ausklang

Deutschland ist Weltmeister bei der Nutzung und dem Export von Windenergieanlagen. Knapp 4% der Stromerzeugung wird die Windenergie Ende des Jahres 2002 liefern, das politische Ziel ist 10% und mehr. Finanziert wird der Ausbau der Windenergie über eine Windumlage auf den Strompreis über das Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die damit vermiedene Tonne CO₂ kostet rd. 80 € und liegt im Mittelfeld der Kosten für die Verminderung von CO₂.

Technisch gesehen haben Windenergiekonverter einen sehr hohen Verfügbarkeitsstandard erreicht. Zwei ausgereifte Bauformkonzepte sind eingeführt. Die Entwicklungsarbeiten zielen mit großem Einsatz in Richtung 5 MW-Anlagen zur Off-Shore-Installierung von Windparks. Im Frühjahr der Jahres 2002 wurde der erste Windpark in der Nordsee genehmigt.

Die Potentiale der Windenergie sind noch bei weitem weltweit, in Europa und auch in Deutschland nicht ausgeschöpft. Windenergie stellt allerdings für die Elektrizitätswirtschaft keine gesicherte Leistung dar. Sie kann Kraftwerke nicht ersetzen und der weitere Ausbau der Windenergie führt zur Notwendigkeit schnelle Regelleistung zusätzlich zu installieren. Wegen ihrer Umweltvorteile und der anhaltenden Diskussion um Kernenergie verfügen erneuerbare Energien, insbesondere die Windenergie, im energiepolitischen Umfeld über eine große, stabile positive Meinungsbildung. Auch die „Lobby“ ist gut organisiert. Verbunden mit dem Ziel der Europäischen Union erneuerbare Energien verstärkt zu fördern, wird deshalb ein weiterer Zubau der Windenergie stattfinden. Neben Kernenergie, Kohle und Erdgas wird sie mittelfristig zur vierten Kraft in der Stromerzeugung aufsteigen. Statistisch rückt sie auf den dritten Platz vor, wenn denn die Kernenergie in zwei Jahrzehnten ausgelaufen sein sollte.

Redaktionsschluss 07. März 2002

