

Windenergie gestern, heute und morgen

G. Czisch¹⁾, M. Durstewitz¹⁾, M. Hoppe-Kilpper¹⁾, W. Kleinkauf²⁾

¹⁾ Institut für Solare Energieversorgungstechnik e. V.

Königstor 59, 34119 Kassel

²⁾ Institut für Elektrische Energietechnik

Universität Gh Kassel, Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel

1. Einleitung

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

2. Windenergienutzung in Deutschland

2.1 Rückblick

Die Anwendung der Windenergie als Technologie zur Stromerzeugung kann in Deutschland auf eine wechselhafte Geschichte zurückblicken. Die ersten dokumentierten Ansätze sind bereits auf die Zeit vor dem ersten Weltkrieg datiert, wo einige Firmen in Lizenzfertigung amerikanische Windturbinen produzierten. Von diesen, eigentlich zum Wasserpumpen konstruierten Anlagen, wurden einige jedoch umgebaut und zur Elektrizitätserzeugung verwendet.

Ein bedeutender Entwicklungsschritt in der Windenergietechnik wurde durch den Göttinger Physiker Albert Betz (1925) erzielt, der die theoretischen Grundlagen und Gesetzmäßigkeiten der Windenergietechnik wissenschaftlich exakt formulierte und somit den Grundstein zur Konstruktion von Windenergieanlagen nach aerodynamischen Erkenntnissen legte. Ausgehend von den Betz'schen Erkenntnissen plante der Stahlbauingenieur Honnef 1932 bereits die Nutzung der Windenergie im großtechnischen Maßstab. Nach seinen Plänen sollten gigantische Windkraftwerke mit 100 MW Leistung auf 250 m hohen Türmen im Verbund mit konventionellen Kraftwerken betrieben werden.

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

Eine konsequente Umsetzung der aerodynamischen und mechanischen Gesetzmäßigkeiten in die Anlagentechnologie erfolgte erstmals durch den Konstrukteur und Flugzeugbauer

Professor Ulrich Hütter (1910-1989). In seiner 1942 veröffentlichten Dissertation mit dem Titel "Beitrag zur Schaffung von Gestaltungsgrundlagen für die Windkraftwerke" schuf Hütter die theoretischen Grundlagen zur Konstruktion der modernen "freifahrenden Turbinen" mit zwei bzw. drei Rotorblättern. Sein Grundtyp der modernen Windenergieanlagen, die "W 34", eine Anlage mit 100 kW Nennleistung und 34 m Rotordurchmesser, wurde bereits 1957 mit Rotorblättern aus glasfaserverstärktem Kunststoff gebaut [2].

Nach Beendigung des zweiten Weltkrieges machten die Tiefpreise für fossile Energieträger die Anwendung der Windenergie-technik wirtschaftlich uninteressant. Erst in den 70er

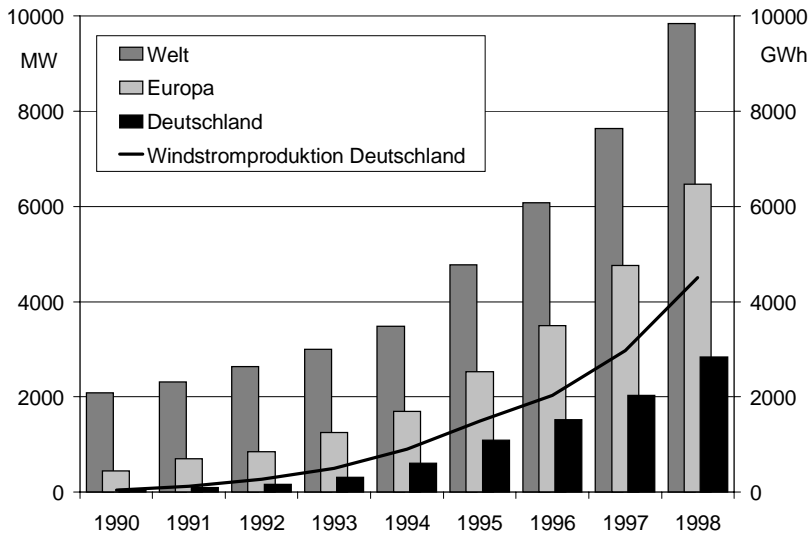


Abb. 1: Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland, in Europa und weltweit.

auf rund 6000 Stück mit etwa 3000 MW installierter Leistung, die seit Jahresbeginn 1999 in Deutschland betrieben werden [3]. Dies entspricht annähernd 50% der in Europa bzw. ca. 30 % der weltweit installierten Anlagenkapazität (Abb.1).

Jahren kam die Windenergie durch die Energiekrise (1973) und steigende Brennstoffpreise weltweit wieder in die Diskussion. Auf der Basis einer verlässlichen Vergütung im Rahmen des Stromeinspeisungsgesetzes und Förderprogrammen des Bundes und der Länder entwickelte sie sich auch in Deutschland sprunghaft. In einem Zeitraum von knapp zehn Jahren stieg die Anzahl von wenigen Einzelanlagen in 1988

2.2 Anlagentechnik

Die bislang in Deutschland errichteten Windenergieanlagen umfassen sowohl in ihren physikalischen Dimensionen als auch hinsichtlich ihrer technischen Ausführung ein breites Spektrum. Allein schon aufgrund ihrer Baugröße erzielte die Anfang der 80er Jahre im Kaiser-Wilhelm-Koog bei Brunsbüttel errichtete "Große Windkraftanlage", abgekürzt GROWIAN genannt, die mit 100 m Rotordurchmesser und 100 m Nabenhöhe auf 3000 kW Nennleistung ausgelegt war, zwar besondere Beachtung, konnte jedoch aufgrund von Festigkeitsproblemen nur kurze Zeit betrieben werden. Die sich anschließenden Entwicklungen von Windenergiekonvertern in der Größenordnung von etwa 20 bis 50 kW erreichten dagegen die angestrebte Bedeutung. Diese Anlagengeneration wurde überwiegend im Privatbereich, in der Landwirtschaft oder durch kommunale Betriebe zur teilweisen Energiebedarfsdeckung eingesetzt. Mit der sukzessiven Hochskalierung dieser Systeme zu den Anlagen der 100-, 150- und 300 kW-Klasse und den Generatoren der jetzt am Markt befindlichen Anlagenklassen von 500, 600, 800, und 1000 bis 2000 kW Nennleistung, hat sich auch die Betreiberstruktur hin zu kommerziell orientierten Betreibergesellschaften verändert.

Die überwiegende Anzahl der zur Zeit am Markt befindlichen WEA sind Horizontalachsen-turbinen mit Dreiblattror. Die mechanisch- elektrische Energiewandlung erfolgt typenabhängig je nach Anlagenhersteller mit Asynchrongeneratoren im weitgehend drehzahlfesten Betrieb oder mit Synchrongeneratoren und Stromrichterkopplung für drehzahlvariablen Betrieb. Die Leistungsbegrenzung erfolgt ebenfalls typenabhängig entweder passiv durch Strömungsabriß, dem Stalleffekt, oder aktiv durch Verstellung der Rotorblätter, der so-

nannten Pitchregelung. Eine neue Entwicklung zeichnet sich mit der Tendenz zu getriebelosen Windenergieanlagen ab. Mit der Horizontalachsentrurbine Enercon E 40 konnte sich erstmals ein System mit direkt angetriebenem Generator der 500 kW-Klasse innerhalb kürzester Zeit sehr erfolgreich am Markt etablieren. Der speziell für diese Anlage entwickelte Generator ist unmittelbar mit der Turbine verbunden und benötigt keine eigene Lagerung. Damit wird der Verschleiß an schnell drehenden mechanischen Komponenten stark reduziert. Varianten dieses Maschinentyps werden mit 200 sowie mit 1500 kW Nennleistung angeboten.

Die kontinuierliche Entwicklung und die Vergrößerung der im kommerziellen Bereich entwickelten Anlagen resultierte auch in einer stetigen Verbesserung der Anlagentechnik hinsichtlich Verfügbarkeit, Energieertrag und Wirtschaftlichkeit. Aufgrund der geringen Dichte des Energieträgers Wind ist die Produktion von Windenergieanlagen relativ materialintensiv und ihre Herstellung somit entsprechend teuer. In den vergangenen Jahren ist es dennoch gelungen, durch Serienfertigung eine beachtliche

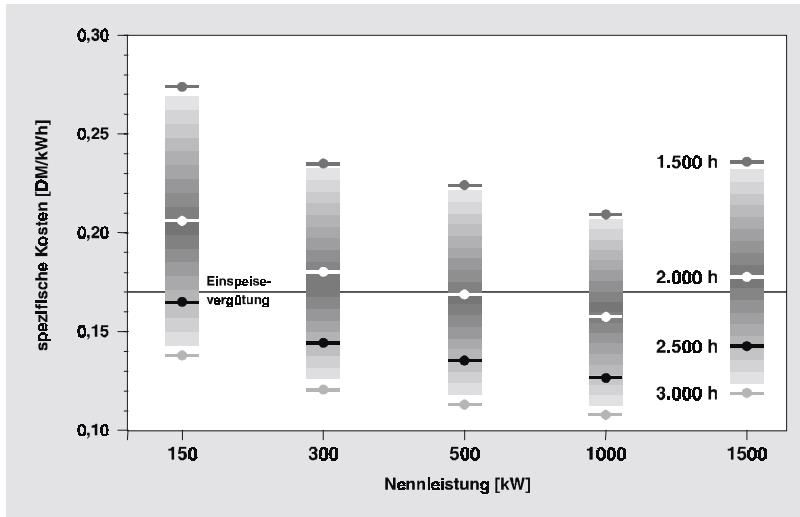


Abb. 2: Vergleich der Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen mit unterschiedlichen Nennleistungen

ke Kosten Degression zu erreichen. Die spezifischen Anlagenkosten ab Werk für Windenergieanlagen der 500-600 kW Leistungsklasse liegen heute bei ca. 1700 DM/kW. Im Jahr 1994 lag der Wert dieser Kenngröße noch bei etwa 2000 DM/kW. Noch stärkere Reduktionen ergaben sich aufgrund der Anlagenvergrößerung in den Stromgestehungskosten. Die am Markt angebotenen Anlagen der 1,5 MW-Klasse bestätigen die Weiterführung des Trends bisher noch nicht.

Die verbesserte Anlagentechnik wird an den inzwischen erreichten mittleren Verfügbarkeitswerten von rund 98 % deutlich, die von den marktgängigen Anlagentypen in unterschiedlichen Regionen im Durchschnitt erreicht werden [4]. Lediglich zu Beginn der Markteinführung neuer Anlagenklassen werden unterdurchschnittliche Verfügbarkeitszeiten – offensichtlich aufgrund von "Kinderkrankheiten" – registriert, die bislang jedoch immer in verhältnismäßig kurzer Zeit abgestellt werden konnten. Wenn die dokumentierte hohe Zuverlässigkeit der Windenergieanlagen auch auf die nächste größere Anlagengeneration ab etwa 1500 kW Nennleistung übertragen werden kann, wird bei entsprechend größeren Nabenhöhen dieser Anlagengeneration sowie bei weiteren Wirkungsgradverbesserungen mit einer erheblichen Steigerung der spezifischen Jahresenergieerträge und der Reduktion der Stromgestehungskosten zu rechnen sein.

Die Einrichtung regionaler Servicezentren der Anlagenhersteller sowie die Fortschritte in der breiten Anwendung moderner Kommunikationstechnologien haben entscheidend zu der außerordentlich hohen technischen Verfügbarkeit der Windenergieanlagen beigetragen. Die räumliche Nähe regionaler Serviceteams zu den Anlagenstandorten garantiert schnelle Reaktionszeiten und somit kurze Stillstandszeiten bei notwendigen Instandsetzungsarbeiten.

Die Einrichtung regionaler Servicezentren der Anlagenhersteller sowie die Fortschritte in der breiten Anwendung moderner Kommunikationstechnologien haben entscheidend zu der außerordentlich hohen technischen Verfügbarkeit der Windenergieanlagen beigetragen. Die räumliche Nähe regionaler Serviceteams zu den Anlagenstandorten garantiert schnelle Reaktionszeiten und somit kurze Stillstandszeiten bei notwendigen Instandsetzungsarbeiten.

2.3 Entwicklungstendenzen

Konsequente Weiterentwicklung und Upscaling führte seit Beginn der 80er Jahre bei seriengefertigten Windenergieanlagen zu einer Vergrößerung der Nennleistungen von etwa 30 kW – um den Faktor 50 – auf die zur Zeit aktuellen Maschinen der 1,5 – 2 MW-Klasse. Dieser Trend des direkten Upscaling wird jedoch nach den heutigen Erkenntnissen aufgrund des Erreichens von ökonomischen und technologischen Grenzwerten in der beobachteten Dynamik nicht weiter fortgesetzt werden können. Dennoch sind bei den Windenergieanlagen der nächsten Generation Nennleistungen von 3000 bis 5000 kW denkbar, die aufgrund neuer Techniken über Rotordurchmesser um die 100 m verfügen könnten.

Obwohl Windenergieanlagen bereits heute einen hohen technischen Stand aufweisen, gibt es vor allem bei großen Anlagen noch erhebliches Entwicklungspotential. Angesichts des verstärkten Ausbaus der Windenergienutzung werden die weitere Steigerung der Zuverlässigkeit, die Erhöhung der Lebensdauer sowie die Verringerung des Wartungsaufwands in Zukunft eine größere Rolle spielen. Verbesserte Regelungs- und Überwachungskonzepte bieten dazu einen vielversprechenden Ansatz. Neue Regelungsverfahren können die mechanischen Belastungen von Anlagenkomponenten gezielt reduzieren. Dadurch wird einerseits eine Verlängerung der Lebensdauer erreicht, andererseits kann schon bei der Konstruktion der Anlage die reduzierte Belastung berücksichtigt werden. Besonders bei Anlagen der MW-Klasse können dadurch Herstellungskosten reduziert und weitere Verbesserungen der Wirtschaftlichkeit erzielt werden. Weiterhin bieten in Entwicklung befindliche Fehlerfrüherkennungssysteme (FFE) die Möglichkeit, mechanische Defekte an Windkraftanlagen rechtzeitig zu erkennen, um das Ausmaß von Schäden und die damit verbundenen Belastungen der übrigen Komponenten zu verringern. Darüber hinaus führt der Einsatz solcher Verfahren zu einer Reduktion des Wartungsaufwands und der Stillstandszeiten. Fehler in Windkraftanlagen (Rotor, Triebstrang, Turm) resultieren u. a. aus Ermüdung, Abnutzung und Effekten wie der Bauteillockerung. Die ersten Prototypen eines von ISET und einem industriellen Hersteller von Maschinendiagnosesystemen entwickelten FFE-Systems befinden sich derzeit an verschiedenen Anlagen der 600 kW-Klasse im Feldtest [5]. Insbesondere für die im großen Maßstab geplanten Offshore-Windparkprojekte wird der Einsatz von Fehlerfrüherkennungs- und Diagnosesystemen als wichtiges Instrument zur Steigerung der Verfügbarkeit notwendig sein.

Die bisherigen Praxiserfahrungen mit der Windenergienutzung basieren in Deutschland bislang nur auf landgestützten Systemen. Große Erwartungen werden in die sogenannte "Offshore-Technik" gesetzt. Hier sollen in Küstengewässern Windenergieanlagen im Leistungsbereich von 1,5 bis 5 MW Nennleistung in Windfarmen mit bis zu 1200 MW Nennleistung installiert werden. Die Offshore-Technik bietet u. a. Vorteile wie: hervorragende und turbulenzarme Windverhältnisse auf See bei geringer Beeinträchtigung durch Schall und Geräuschmissionen. Die Errichtung der Anlagen auf See ist nach den bisherigen Erfahrungen in Dänemark, Schweden und den Niederlanden durchaus realistisch. Schwieriger und aufwendiger wird die Organisation der Wartung und Instandsetzung der Anlagen. Hier müssen leistungsfähige Fernüberwachungs- und Fernwartungssysteme ('maintain on distance') helfen, den personellen und zeitlichen Aufwand zu reduzieren. Auch die bereits angesprochenen Fehlerfrüherkennungssysteme bieten sich hier als ausgereifte technische Produkte an, um bei den Betriebskosten und der Verfügbarkeit der Anlagen gute Ergebnisse zu erzielen. Neben den technischen Herausforderungen stellen sich schließlich auch noch weitere Probleme, die einer Klärung bedürfen. So ist zum Beispiel der Netzzugang und die Einspeisevergütung strittig, wenn die Anlagen außerhalb des Hoheitsgebietes errichtet werden. Die Finanzierung der geplanten Großprojekte erfordert voraussichtlich eine andere Betreiberstruktur als derzeit üblich. Hierfür wären Konsortien geeignet, die in der Lage sind, Projekte dieser Größenordnung anzustoßen, zu realisieren und langfristig zu betreiben. Die entscheidende Größe, die Stromproduktionskosten, die mit der Offshore-Technik zu erzielen sind, liegen nach Annahmen aus Dänemark zwischen 9 und 10 Pfennig pro Kilowattstunde (20 Jahre Lebensdauer, 5 % Zins, 3000 bis 3500 Vollaststunden) [6].

Auch für Deutschland werden nach weiteren technischen und konzeptionellen Verbesserungen noch günstigere Werte erwartet [7]. Damit könnte die Offshore-Technologie langfristig eine bedeutende Ergänzung zu konventionellen Stromerzeugungstechniken sein.

Für die verbesserte Integration in bestehende Versorgungssysteme können zukünftig durch den Einsatz von Speichern auch Leistungsänderungen im Sekunden- und Minutenbereich weitestgehend ausgeglichen werden. Durch die Kombination von Windenergieanlagen mit Speichereinheiten kann darüber hinaus eine definierte Abgabeleistung über längere Zeiträume eingehalten werden. Mit einer intelligenten Überwachungs- und Steuerungstechnik wird es dann möglich sein, die Windenergie so in die bestehenden Kraftwerksparks zu integrieren, daß diese auch zur Leistungsabdeckung eingesetzt werden können. Ebenso ist die Kombination von großen Windparksystemen, die gemeinsam mit GuD-Anlagen betrieben werden, eine Option für zukünftige Versorgungsstrukturen.

Für die verbesserte Integration der Windenergie in bestehende Netze wird es weiterhin erforderlich sein, aktiv auf das schwankende Windenergiedargebot zu reagieren. Verschiedene Forschungsvorhaben befassen sich deshalb mit der Entwicklung von zuverlässigen Prognosesystemen, die sich zum Teil bereits in der Erprobung befinden. Diese Prognosesysteme können schließlich als wichtiges Werkzeug in den Leitzentren der Energieversorger die Kraftwerkseinsatzplanung und Laststeuerung verbessern helfen.

3. Weltweite Windenergienutzung

3.1 Windenergieangebot

Ausgehend von den positiven Erfahrungen mit der Windenergietechnik in Deutschland werden von der Industrie zunehmend Exportchancen wahrgenommen und Kenntnisse über globale Anwendungsmöglichkeiten verlangt. Einen Überblick über die weltweite Verteilung der potentiellen Jahreserträge von modernen drehzahlvariablen WKA mit 80m Nabenhöhe vermittelt Abb. 3. Die Jahreserträge sind in äquivalenten Vollaststunden angegeben, wobei Werte über 3800 h und unter 800 h nicht dargestellt sind. Die verwendeten Winddaten stammen vom Europäischen Zentrum für Mittelfristige Wettervorhersagen (EZMW oder ECMWF) und decken den Zeitraum von 1979 bis 1992 ab [8].

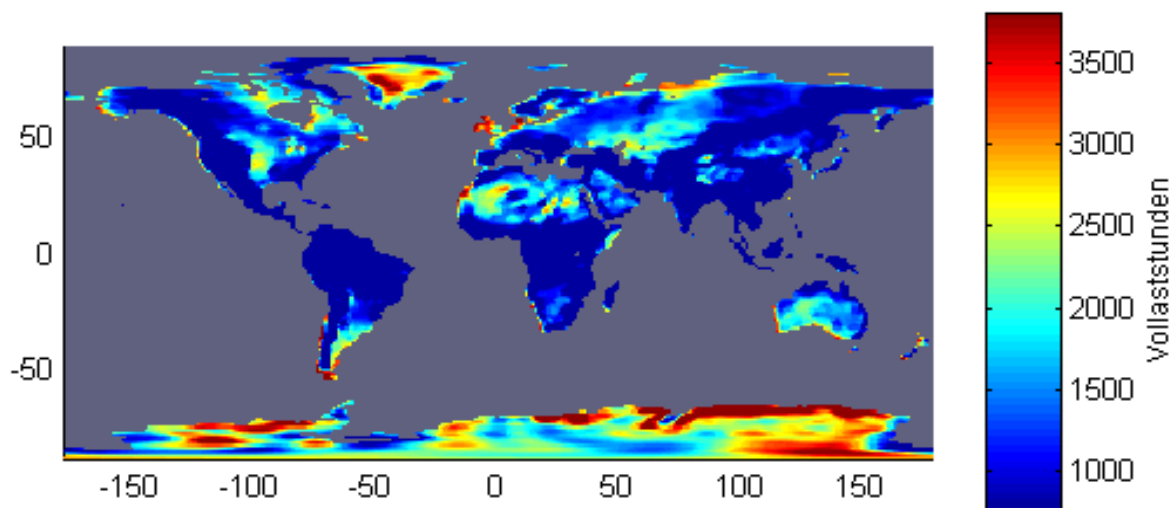


Abb. 3: Potentielle jahresmittlere Vollaststunden drehzahlvariabler Windkraftanlagen mit 80 m Nabenhöhe für den Zeitraum 1979 – 1992 (Daten: [8])

Neben Europa fallen im weiteren Umfeld die Jamalregion in Nordwestsibirien, Regionen im Bereich des Kaspischen Meeres und in Nordafrika durch besonders gute Windverhältnisse auf. In Nordafrika lassen sich große Flächen im Bereich von Nordsudan und Südägypten sowie in Südalgerien und an der Atlantikküste von Marokko bis Mauretanien feststellen. Kleineräumige, teilweise sehr günstige Windgebiete können aufgrund der relativ groben Auflösung der Daten nicht erkannt werden.

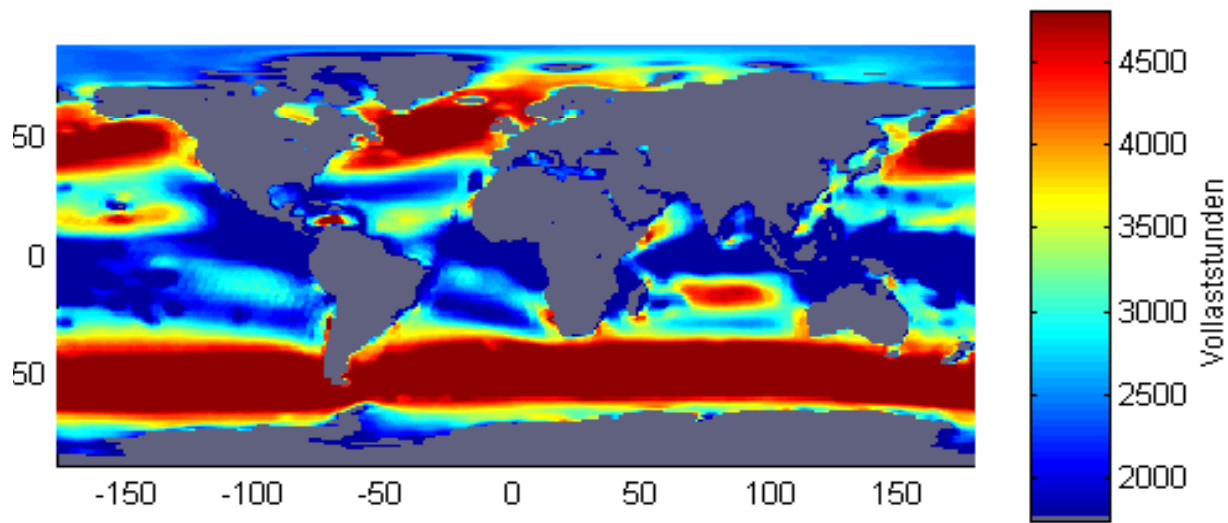


Abb. 4: Potentielle jahresmittlere Volllaststunden drehzahlvariabler Windkraftanlagen im Offshore-Bereich mit 80 m Nabhöhe für den Zeitraum 1979 – 1992 (Daten: [8])

Abb. 4 zeigt die entsprechenden potentiellen Jahreserträge im Offshore-Bereich. Die europäischen Verhältnisse stellen sich besonders günstig dar. Hier treffen gute Windverhältnisse (teils über 4000 Volllaststunden) und große Flachwasserbereiche zusammen. Auch vor der nordafrikanischen Westküste scheinen in einigen Bereichen gute Voraussetzungen für die Offshore-Windenergienutzung gegeben zu sein.

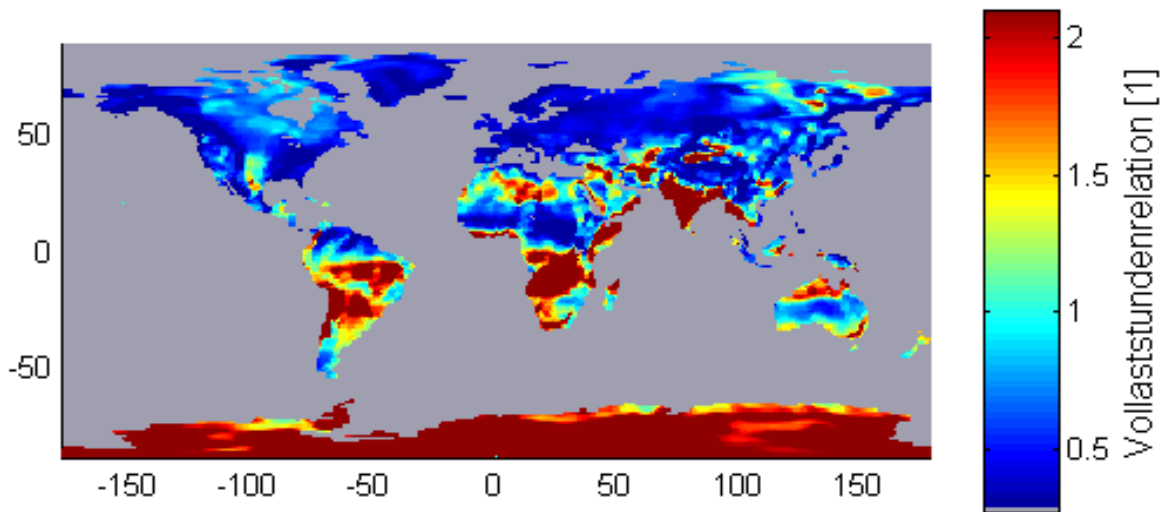


Abb. 5: Verhältnis langjähriger Mittelwerte der möglichen Stromproduktion im Juli zu denen im Januar für drehzahlvariable Windkraftanlagen mit 80 m Nabhöhe im Zeitraum 1979 – 1992 (Daten: [8]).

Das Windenergieangebot ist bekanntlich großen saisonalen Schwankungen unterworfen. So befindet sich Europa klimatisch betrachtet in einer typischen Winterwindregion. Hier liegen die langfristigen Julimittelwerte der potentiellen Windstromerzeugung bei unter 40% der potentiellen Windstromerzeugung im Januar. Die schon erwähnte Jamalregion in Nordwest-Sibirien zeichnet sich im Vergleich dazu mit gut 60% des Januarwertes im Juli durch eine relativ geringe jahreszeitliche Schwankung aus. Im Hinblick auf eine saisonal ausgeglichene Stromversorgung mit Windenergie kommen als Ergänzung besonders die Passatwindregionen Nordafrikas in Frage, da zwischen Passatwindregionen und Winterwindregionen eine deutliche Antikorrelation besteht. Ein weitgehender jahreszeitlicher Ausgleich kann somit schon durch die großräumige Nutzung von Standorten in der selben Hemisphäre erreicht werden (vergleiche Abb.5).

3.2 Großräumige Ausgleichseffekte

Es stellt sich die Frage, welche Vorteile eine sehr großräumige (interkontinentale) Stromversorgung haben könnte. Eine Besonderheit ist sicherlich darin zu sehen, daß viele günstige Standorte in sehr dünn besiedelten Regionen anzutreffen sind, denn sowohl in der Jamalregion wie in den Steppengebieten Kasachstans als auch in weiten Bereichen Nordafrikas ist mit Bevölkerungsdichten unter einer Person pro Quadratkilometer zu rechnen, so daß nur wenige Kollisionen mit anderen Nutzungszielen zu erwarten sind. Gleiches gilt natürlich auch für die Offshore- Windenergienutzung . Die Frage nach weiteren Vorzügen soll hier anhand eines einfachen Beispiels aufgegriffen werden. Im folgenden wird eine gleichzeitige Nutzung von 20 ausgewählten marokkanischen und algerischen Gebieten sowie 47 europäischen Offshore-Gebieten untersucht¹. Danach würde sich das zeitliche Verhalten des insgesamt erzeugten Windstroms gegenüber Einzelgebieten deutlich vergleichmäßigen. In Abb. 6 sind die Dauerlinien der Stromerzeugung für die Nutzung der 20 nordwestafrikanischen Standorte („Summenstandort“ in Nordwestafrika), der 47 europäischen Offshore-Standorte sowie der gemeinsamen Nutzung beider Summenstandorte dargestellt.

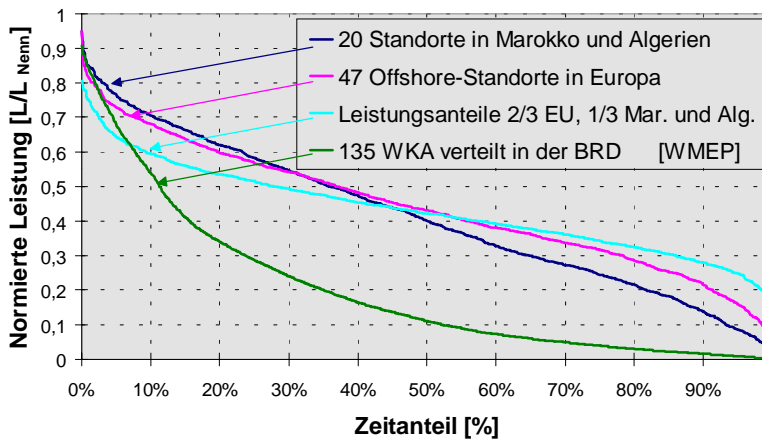


Abb. 6: Mögliche Jahresdauerlinien der Stromerzeugung aus WKA in Nordwestafrika, an Offshore-Standorten in Europa, bei gleichzeitiger Nutzung beider Gebiete und gemessene Jahresdauerlinie in der BRD

Die ausgeprägte Korrelation des Wettergeschehens an den einzelnen Standorten. Die größte Leistungsvergleichmäßigung läßt sich, wie erwartet, bei gemeinsamer Nutzung aller 67 Gebiete erzielen. Die Summenleistung unterschreitet dabei 20% der Nennleistung nur noch in 2% der Zeit. Werte über 70% sind fast vernachlässigbar. Die niedrigste Leistung, die erreicht wird, liegt jetzt bei 12,3%. Für die 47 europäischen Standorte liegt dieser Wert bei ca. 3,9% und für die 20 Standorte in Nordwestafrika bei etwa 1,2%. Eine Erhöhung der Minimalleistung hat zur Folge, daß bei großräumiger Nutzung der Windenergie ein größerer Teil der installierten Leistung als annähernd gesichert angenommen werden kann. Durch den damit steigenden Kapazitätseffekt der Windenergie reduziert sich auch die nötige Reserveleistung aus anderen Kraftwerken. Wenn beispielsweise eine gesicherte Leistung von 40% der in WKA installierten Leistung jederzeit produziert werden soll, so wäre für die 20 nordafrikanischen Gebiete mit 38,8% der WKA Nennleistung fast die gesamte gesicherte Leistung als Reserve in Form von anderen Kraftwerken nötig. Für die 47 europäischen Standorte müßten entsprechend 36,1% zur Verfügung stehen. Bei einem Zusammenschluß aller 67 Gebiete fiel dieser Wert auf 27,7%. Theoretisch könnte damit der norwegische Wasserkraftwerkspark mit seinen 26 GW als Backup-System für ca. 94 GW installierter Windleistung dienen. Hinsichtlich der elektrischen Energie, die in unserem Beispiel pro Jahr durch andere Kraftwerke gedeckt werden müßte, zeigt sich ein weiterer Effekt. Im Falle der nordafrikanischen Windstromproduktion müßten im Mittel 20,6% der Energie zur Bereitstel-

Dabei wird exemplarisch angenommen, daß sich 1/3 der installierten Leistung in Nordwestafrika und 2/3 offshore in Europa befinden. Zum Vergleich mit den Windverhältnissen in Deutschland dient die Jahresdauerlinie von 135 WKA [9]. Die Windstromerzeugung in Deutschland zeichnet sich durch eine relativ große Häufigkeit geringer Leistungen aus. Dies erklärt sich durch

¹ Bei der Untersuchung bleiben die zu erwartenden Leitungsverluste unberücksichtigt.

lung der gesicherten Leistung aus anderen Quellen stammen. Bei der rein europäischen Nutzung sind es 13,1% und bei der gemeinsamen nur noch 8,5%. Dieses Verhalten ist auf die ausgeglichene Stromproduktion bei der gemeinsamen Nutzung aller Standorte zurückzuführen, bei der die Häufigkeit größerer Abweichungen vom Mittelwert nach oben und unten deutlich abnimmt. Dem Gedanken mit dem Backup-System aus norwegischer Wasserkraft folgend, würde dies bedeuten, daß mit 28 TWh etwa ein Drittel des maximalen Speicherinhalts² oder ein Viertel der dortigen Jahresstromproduktion für diese Aufgabe bereitgestellt werden müßte. Welche Maßnahmen (z. B. Erhöhung der Nennleistung der Wasserkraftwerke) nötig wären, um ein solches System tatsächlich zu verwirklichen, bedarf detaillierter Untersuchungen.

3.3 Erste Schritte zur großräumigen Nutzung der Windenergie

Durch die großräumige Nutzung der Windenergie lassen sich, wie gezeigt, die Nachteile ihrer dargebotsabhängigen lokalen Erzeugung stark vermindern. Eine Ausweitung des im Beispiel genannten Nutzungsgebietes auf weitere günstig gewählte Standorte, beispielsweise in der schon erwähnten Jamalregion oder den Steppengebieten Kasachstans, ließe weitere Verbesserungen im Hinblick auf eine gleichmäßige Stromversorgung bei möglichst kleinem Speicher- und Backupbedarf erwarten. Die Ergebnisse lassen einen Stromtransfer aus den windgünstigen Regionen in unserer großräumigen Nachbarschaft sehr interessant erscheinen und werfen andererseits Fragen nach dessen Machbarkeit auf. Für eine erste Erschließung dieser Potentiale sollten zunächst die jeweils besten Standorte genutzt werden. Tabelle 1 zeigt für ausgewählte Gebiete die Ergebnisse bezüglich Stromerzeugung und -transport mit den jeweils zu erwartenden Kosten, die erste Hinweise auf die Machbarkeit geben³.

Windgünstigstes Teilgebiet in der Region	Volllaststd. [h / a]	Leitungslänge [km] ca.	Kosten		davon für Transport- verluste	Verluste Mit.	Fläche [km ²]	Pot. Jahreserz. [TWh / a] ca. ± 33 %
			vor Ort	in Kassel				
Jamal	3400	4100	6,0	8,5	0,59	6,9%	5000	90
kasp. Meer bis Aralsee	2900	3200	7,0	9,5	0,49	5,2%	11000	150
Nordostafrika	2900	5100	6,8	10,2	0,75	7,4%	15000	210
Nordwestafrika	4200	4300	4,8	7,1	0,61	8,6%	14000	300

Tab. 1 Mögliche Windstromproduktion im jeweils windgünstigsten Teilgebiet: Sowie potentielle Kosten für Erzeugung und Transport als auch benötigte Leitungslängen und transportbedingte Verluste³.

4. Zusammenfassung

Rückblickend betrachtet kann festgestellt werden, daß in den letzten Jahrzehnten enorme Fortschritte in der Windenergietechnik erzielt werden konnten. Die Anstrengungen im Bereich Forschung und Entwicklung der vergangenen 20 Jahre haben im Zusammenwirken mit der Markteinführung durch das Stromeinspeisungsgesetz dazu geführt, daß heute eine verlässliche, erprobte Windenergietechnik zur Verfügung steht. Auf dieser Basis können jetzt auch die umfangreichen weltweiten Potentiale angegangen werden. Die Gebiete in Deutschland, in Europa und weltweit sollten weiter erschlossen und verstärkt genutzt werden, um zu einer zukunftsfähigen und umweltverträglichen Energieversorgung beizutragen. Voraussetzung dazu ist, daß durch geeignete energiepolitische Rahmenbedingungen die

² Bei Nutzung der europäischen (nordafrikanischen) Standorte würden 40% (59%) des maximalen Speicherinhalts bei maximal 71 GW (67 GW) WKA-Nennleistung benötigt.

³ Für die Windkraftanlagen wird mit Investitionskosten von 2000 DM/kW_{el}, 20 a Lebensdauer und weiteren jährlichen Kosten von 2% der Investitionskosten gerechnet. Zur Übertragung wird von der Nutzung der HGÜ-Technik ausgegangen [10]. Hier wird eine Lebensdauer von 25 a angenommen. Die weiteren jährlichen Kosten werden für das Transportsystem mit 1% der Investitionskosten angesetzt. Der kalkulatorische Zinssatz beträgt 5%.

notwendige Kontinuität erhalten bleibt, um weitere Innovationen und Kostenreduktionen einzubringen. Damit besteht die Chance, daß die erreichte regionale Bedeutung der Wind-energietechnik sich zu einem bemerkenswerten Wirtschaftsfaktor in der elektrischen Energieversorgungstechnik insgesamt weiterentwickeln läßt.

5. Quellen

- [1] Hau, E.; „Windkraftanlagen“; Springer; Berlin, Heidelberg, New York; 1996.
- [2] Dörner, H.; „Drei Welten – Ein Leben. Professor Dr. Ulrich Hütter. Hochschullehrer, Konstrukteur, Künstler“; Institut für Flugzeugbau; Uni Stuttgart; 1995.
- [3] Durstewitz, M.; Hoppe-Kilpper, M.; Schmid, J.; Stump, N.; Windheim, R.: „Experiences with 3000 MW Wind Power in Germany“. Europäische Windenergiekonferenz – EWEC '99, 1.-5. März 1999, Nizza, Frankreich.
- [4] WMEP, Jahresauwertung 1998, Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET); Kassel; 1999.
- [5] Caselitz, P.; Giebhardt, J. Mevenkamp, M.; Reichardt, M.: Einsatz von Fehlerfrüherkennungssystemen zur effektiven Instandhaltung von Windkraftanlagen; Deutsche Windenergie Konferenz DEWEK 1998; Wilhelmshaven; 1998.
- [6] „Handlungsplan für Offshore-Windkraftanlagen in den dänischen Küstengewässern“; Druck SEAS, Haslev, Dänemark; 1997.
- [7] Cockerill, T. T., Harrison R, Kühn, M. van Bussel, G. J. W.; „OPTI-OWEC Final Report, Volume 3, Cost Comparison of Cost of Offshore Wind Energy at European Sites“; Delft University of Technology; Niederlande; 1998.
- [8] Gibson J.K., et al., „ECMWF Re-Analysis (ERA) – Project Report Series“, European Centre for Medium-Range Weather Forecast, Reading (1997)
- [9] Czisch G., Hahn B., Rohrig K., interne Datenauswertung des WMEP, Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel (1999)
- [10] Häusler M., „Energietransport über Land und See mit Gleichstrom“, in: Regenerativer Strom für Europa durch Fernübertragung elektrischer Energie, Hrsg. v.: Brauch., Czisch G., Knies G., AFES-PRESS, Mosbach (1999)