

Offshore-Windenergie zur Stromerzeugung Angebots- und Nutzungspotenziale in Deutschland

R. Viertel, G. Tetzlaff und M. Kaltschmitt

Zusammenfassung

Der mittlere Wind in der atmosphärischen Grenzschicht über den deutschen Nord- und Ostseegebieten unterscheidet sich gegenüber Landflächen durch höhere Windgeschwindigkeiten, eine stärkere Zunahme mit der Höhe und schwache Tages- sowie ausgeprägte Jahrgänge der Windgeschwindigkeit in Bodennähe. Neben diesen Vorteilen ergeben sich auch Nachteile im Hinblick auf die Windenergienutzung offshore. Das betrifft die Anforderungen an die Technik der Windstromerzeugung sowie wie die Messung und Prognose der relevanten meteorologischen Parameter. Nach Abschätzungen möglicher Flächen für die Windnutzung offshore und anlagentechnischer Möglichkeiten ist von einem enormen technischen Angebotspotenzial an Elektroenergie auszugehen, dem jedoch auch Beschränkungen seitens der Netzstruktur und Nachfrage entgegenstehen. Um das große Potenzial zur Stromerzeugung und Umweltentlastung nutzen zu können, sollte die Entwicklung in den kommenden Jahren im Bereich Windprognose, Anlagenbau, Regelungstechnik und Energiespeicherung zu weiteren Verbesserungen führen.

Summary

The averaged wind in the Planetary Boundary Layer over the German North Sea and Baltic Sea areas shows some differences to the wind over land areas. There are higher wind speeds, a stronger increasing with height and slight daily and more distinctive annual variations of the near surface winds. That's why the utilization of wind energy offshore has advantages. But also exists certain drawbacks in reference to technical requirements and the measurement and prediction of meteorological parameters. Estimations of suitable areas and technical prospects indicate a large technical offer potential of electric energy offshore, though additional restrictions must be considered. To make this potential of electric energy and environmental protection usable today's knowledge of systems and control engineering, energy storage and wind prediction should be improved in the coming years.

1 Einleitung

Mit der fortschreitenden Verknappung günstiger Standorte für Windenergieanlagen (WEA) an Land (onshore) sind auch in Deutschland die Meeresflächen als potenzielle Gebiete zur Installation von WEA zunehmend in den Blickpunkt gerückt. Die zu erwartenden Kosten für die Errichtung, die Netzanbindung und den Betrieb der Anlagen auf dem Meer (offshore) liegen jedoch sehr viel höher als an Onshore-Standorten. Auf dieser Basis stellt sich die Frage nach Wirtschaftlichkeit und ökologischer Bewertung von Offshore-Projekten. Da ökonomische und ökologische Beurteilungen der Windenergienutzung sehr sensibel auf das mittlere Windangebot und die Anlageneffektivität reagieren, sind möglichst genaue Kenntnisse dieser Parameter nötig. Ebenso basiert die Beantwortung der Frage nach den Potenzialen auf der Kenntnis dieser

Größen. Ferner sind zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Elektroenergie möglichst genaue Informationen über den Angebotsverlauf der Windenergie von Interesse.

Damit kommt der Bestimmung des Windes eine besondere Bedeutung zu. Dies gilt für die mittleren Verhältnisse, die für ökonomische und ökologische Abschätzungen relevant sind, sowie für die momentanen Bedingungen, die den Angebotsverlauf beeinflussen und damit speziell für die Energieversorger von großem Interesse sind. Allerdings existiert auf See kein derart ausgebautes meteorologisches Messnetz wie es an Land der Fall ist. Auch können die Ergebnisse numerischer meteorologischer Prognosemodelle aufgrund der Komplexität von Küstenregionen die Anforderungen der Windenergienutzung nicht zuverlässig erfüllen. Zudem sind Messkampagnen auf See sehr kostenintensiv, was der an Land üblichen Praxis der Messung vor Ort über einen längeren Zeitraum entgegensteht. Das hat auch negativen Einfluss auf die Validierung von Modellergebnissen, die dadurch nur schwierig erfolgen kann. Somit ist der Wind offshore nicht mit der für Windenergieanwendungen ausreichenden Genauigkeit bestimmt.

2 Meteorologische Verhältnisse

Um die zur Beurteilung von Wirtschaftlichkeit und ökologischer Verträglichkeit benötigten Aussagen über den Jahresenergieertrag am betreffenden Standort machen zu können, ist neben der Kenntnis anlagenspezifischer Parameter (z.B. aus der Leistungskurve) das Wissen um den mittleren Wind am Standort von grundlegender Bedeutung. Es genügt nicht, nur die mittlere Windgeschwindigkeit zu kennen, da die mittlere abgegebene Leistung einer WEA aus der Integration über die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit unter Einbezug der Leistungskennlinie der WEA hervorgeht. Für die effektive Einbindung der erzeugten Elektroenergie ins Verbundnetz ist hingegen die Kenntnis des zeitlichen Verlaufs des Angebots der Windenergie von Bedeutung. Vor allem wenn es sich um große eingespeiste Leistungen handelt, wie sie bei den geplanten Offshore-Windparks zu erwarten sind. Es sind dabei besonders die Variationen im Tages- und Jahresverlauf von Interesse.

2.1 Häufigkeitsverteilungen

Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit wird meist mit der Weibull-Verteilung, einer theoretischen Verteilung mit zwei Parametern aus der Gruppe der Gamma-Verteilungen, angenähert. Die Verteilung ist klassenbezogen; ihre Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion lautet:

$$f(u) = \frac{k}{a} \left(\frac{u}{a}\right)^{(k-1)} \exp\left\{-\left(\frac{u}{a}\right)^k\right\}$$

wobei a und k die Weibull-Parameter, die als Skalenparameter bzw. Formparameter bezeichnet werden, und u die Windgeschwindigkeit darstellen. Die Weibull-Verteilung ist sehr vielseitig und beinhaltet als Sonderfälle die Rayleigh- und Exponentialverteilung (siehe z.B. Schönwiese, 1992). Mit Hilfe verschiedener Parameterkombinationen können Verteilungen erzeugt werden, die auf den selben Mittelwert der Windgeschwindigkeit führen. Daraus resultieren teilweise erhebliche Unterschiede bei der mittleren Windleistungsdichte P und damit dem Ertrag von WEA, wie auch aus Allnoch (1996) hervorgeht.

Der Einfluss der Variation der Weibull-Parameter auf die mittlere Windleistungsdichte wird in Abbildung 1 deutlich. Für die Berechnung von P wurde die Luftdichte $\rho = 1,24 \text{ kg/m}^3$ verwendet, die annähernd das klimatische Mittel für die Küstenregionen Deutschlands darstellt. Es fällt auf, dass der Anstieg der mittleren Windleistungsdichte bei Zunahme der Parameter entge-

gegengesetzte Vorzeichen hat. Weiterhin wird der unterschiedliche Betrag und die Nichtlinearität des Anstieges deutlich. Nach Emeis (2001) führt eine Abweichung der Parameter a und k um 10 % zu Änderungen von P um etwa 30 % bzw. 10 %, was ebenfalls in Abbildung 1 gut zu sehen ist. Anhand dieser Darstellungen wird die Art der Sensibilität der mittleren Windleistungsdichte gegenüber den Parametern der Weibull-Verteilung deutlich. Um Skalen- und Formparameter mit für Windenergieanwendungen ausreichender Genauigkeit bestimmen zu können, sind Messungen der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der geplanten WEA über einen längeren Zeitraum notwendig. Diese Zeitspanne sollte mindestens zehn Jahre betragen, um die Ergebnisse bezüglich der jährlichen Schwankungen des mittleren Windes richtig einordnen zu können.

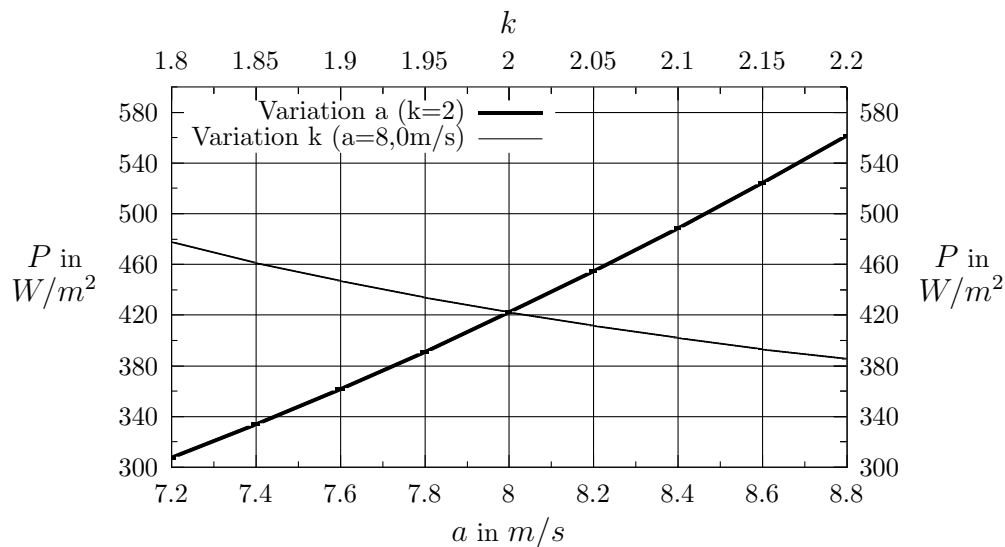


Abbildung 1: Abhängigkeit der mittleren Windleistungsdichte P von der Variation der Weibull-Parameter a (Skalenparameter) und k (Formparameter)

Häufig wird zur Ertragsberechnung von Windenergie-Projekten das Europäische Windatlas-Verfahren (engl. Wind Atlas Analysis and Application Program - WAsP) verwendet. Dabei wird auf Grundlage von Klimastationsdaten und/oder Messdaten am Standort in Verbindung mit verschiedenen Modellen (z.B. einem Windparkmodell) der voraussichtliche Ertrag des geplanten Windparks errechnet. Wie bei jedem modellhaften Vorgehen birgt auch WAsP gewisse Fehler. So entspricht nach Strack und Winkler (2002) die Datenqualität der Windatlas-Stationen nicht den für die Windenergie nötigen Anforderungen. Ein weitere Quelle für Unsicherheiten ist die Annahme konstanter Winde ab etwa 10 km Küstenentfernung durch WAsP. Demnach erstrecken sich Land-See-Windzirkulationen nur bis zu dieser Entfernung und Anpassungen des Windfeldes an die veränderten Oberflächenverhältnisse nach der Küstenlinie finden ebenfalls nur in diesem Bereich statt. In der Realität trifft diese Annahme nicht immer zu. Simulationen von Hinneburg et al. (1997) ergaben, dass die Anpassung des Windfeldes im Seegebiet vor Darß und Zingst je nach Richtung und Geschwindigkeit des Windes in einem Bereich von bis zu 50 km seewärts stattfindet. Winddaten von Feuerschiffen in der Nordsee belegen, dass sich die mittleren Verteilungen der Windgeschwindigkeiten je nach Küstenentfernung teilweise deutlich unterscheiden. Es ergaben sich z.B. im Zeitraum 1971-76 für die Feuerschiffe "Deutsche Bucht" und "Weser" mit Küstenentfernungen von etwa 55 km bzw. 20 km mittlere Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe von 7,7 m/s bzw. 7,4 m/s und entsprechenden Unterschieden der Weibull-Parameter.

Um Aussagen bezüglich des mittleren Windes über den deutschen Seegebieten zu erhalten, wurden verschiedene Quellen ausgewertet. Das waren u.a. Winddaten von Feuerschiffen, Simulationsergebnisse und Daten des mittleren Höhenwindes. Anhand dieser Daten wurde versucht, Felder der mittleren Windgeschwindigkeit für Nord- und Ostsee zu erstellen. Das Ergebnis einer konservativen Abschätzung für die Höhe 70 m ist in Abbildung 2 dargestellt. In etwa 30 km Küstenentfernung beträgt die jahresmittlere Windgeschwindigkeit ca. $9,0\text{ m/s}$ in der Deutschen Bucht und ca. $8,5\text{ m/s}$ entlang der deutschen Ostseeküste. Im Vergleich dazu beträgt die auf der Basis der Werte in Traup und Kruse (1996) auf 70 m Höhe extrapolierte jahresmittlere Windgeschwindigkeit von Hannover etwa $5,2\text{ m/s}$. Es zeigt sich, dass die mittlere Windgeschwindigkeit offshore wie erwartet deutlich über der von Landstandorten liegt. Aus Abbildung 2 geht weiterhin hervor, dass die mittlere Verteilung recht gut dem Küstenverlauf folgt, woraus der starke Einfluss veränderter Oberflächenverhältnisse auf das Windfeld deutlich wird. Allerdings ist der Isotachenverlauf im Einzelfall stark von der Anströmrichtung abhängig, sodass das jeweilige Strömungsbild erheblich von der mittleren Form abweichen kann, wie aus den Ergebnissen von Hinneburg et al. (1997) hervorgeht.

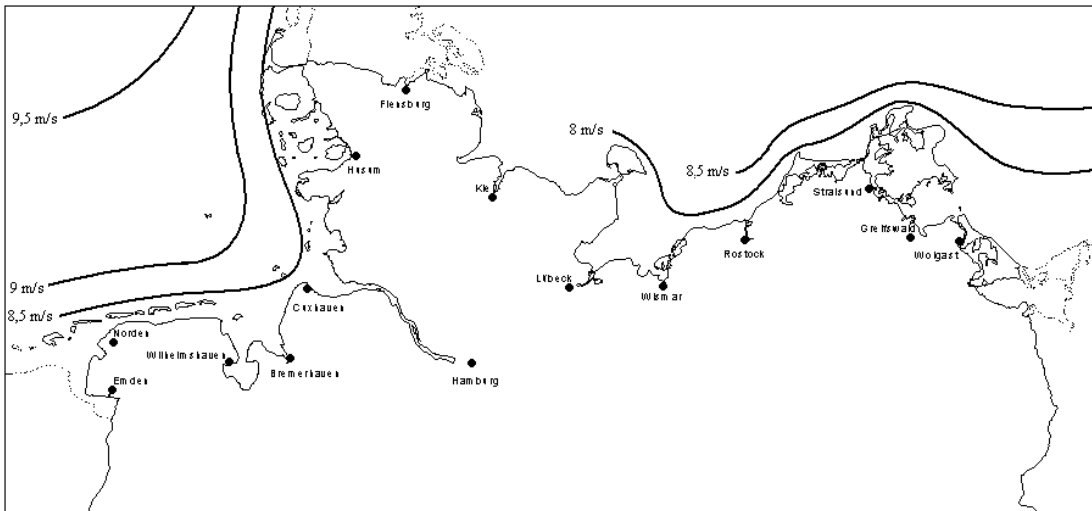


Abbildung 2: Abschätzung der jahresmittleren Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über Nord- und Ostsee, aus Viertel (2002)

Zur Extrapolation der Werte von der meteorologischen Standardhöhe der Windmessung in 10 m auf 70 m wurde das bekannte logarithmische Windgesetz verwendet. Dies gilt in seiner einfachen Form nur für neutrale Schichtungsverhältnisse der Atmosphäre. Für die Betrachtung von Jahresmittelwerten der Windgeschwindigkeit über der Nordsee ist die Annahme neutraler Bedingungen jedoch ohne großen Fehler zulässig, wie u.a. die Ergebnisse von Coelingh et al. (1996) zeigen. Obwohl die relative Abweichung der Windgeschwindigkeit unter stabilen Bedingungen in Bezug auf neutrale Verhältnisse gegenüber labilen Bedingungen vergleichsweise hoch ist, kompensieren sich die gegensätzlichen Stabilitätseffekte im Jahresmittel nahezu vollständig, da die labilen Schichtungen häufiger auftreten. Für die Ostsee werden ähnliche Zusammenhänge angenommen.

Die Verwendung jahresmittlerer Werte der Windgeschwindigkeit ermöglicht eine weitere Vereinfachung im Umgang mit den Gleichungen zur vertikalen Extrapolation. Da die Rauigkeitslänge der Meeresoberfläche vom Zustand der Wasseroberfläche und damit von verschiedenen Faktoren, wie z.B. Oberflächenbeschaffenheit des Meeresgrundes, Windwirklänge, Wind-

Wie oben schon beschrieben ist zur Beurteilung der energetischen Qualität eines potenziellen Windenergiestandortes nicht der mittlere Wind, sondern das Parameterpaar der Weibull-Verteilung von Bedeutung. Von Viertel (2002) wurde eine Bestimmung der Formfaktoren k für die deutschen Seegebiete angestrebt, die auf den Messergebnissen von Feuerschiffen (aus Benesch et al., 1978) und Literaturangaben beruht. Da die Werte und Angaben teilweise stark differieren, konnte nur eine Abschätzung gemacht werden, die für die Höhe 10 m Werte von $k = 2,0 - 2,1$ erbrachte. Die höheren Werte von k gelten für den südlichen Teil der Deutschen Bucht und den östlichen Teil der deutschen Ostseegebiete und die geringeren Werte für die nördlichen bzw. westlichen Teile der Seegebiete. Aufgrund der Höhenabhängigkeit des Windes können die Weibull-Parameter des Bodenwindes nicht für andere Höhen verwendet werden. Infolge der prinzipiellen Proportionalität des Skalenfaktors a zur Windgeschwindigkeit können zur Extrapolation die benannten Windgesetze genutzt werden. Der Formfaktor k dagegen zeigt an der Obergrenze der Prandtl-Schicht z_p ein Maximum. Die vertikale Beschreibung kann mit folgender Gleichung nach Emeis (2001) erfolgen:

$$k(z) = k(z_{ref}) + 0,022(z - z_{ref}) \exp\left(-\frac{z - z_{ref}}{z_p - z_{ref}}\right)$$

Mit z_{ref} ist die Referenzhöhe bezeichnet. Werden die abgeschätzten Formfaktoren mit dieser Gleichung und unter Annahme von $z_p = 60\text{ m}$ auf 70 m Höhe extrapoliert, ergeben sich Werte von ca. $k = 2,4 - 2,5$. Diese sind jedoch vorsichtig zu bewerten, da die verwendeten Annahmen nicht gesichert sind. Allerdings reagiert die mittlere Wandleistungsdichte weit weniger sensibel auf Unsicherheiten des Formparameters als auf Unsicherheiten des Skalenparameters, wie die obigen Ausführungen belegen.

2.2 Zeitliche Variation

Die Variation des Windes im Tagesverlauf wird maßgeblich von den verschiedenen synoptischen Gebilden, den Strahlungsverhältnissen und der Beschaffenheit der Erdoberfläche geprägt. Ohne das Wirken starker synoptischer Störungen erfolgt im Allgemeinen während des Tages durch Sonneneinstrahlung eine Erwärmung der Erdoberfläche. Daraus resultiert eine gute Durchmischung der AGS infolge thermischer Konvektion und Turbulenz. Die dadurch bessere Kopplung an die Strömung in der freien Atmosphäre führt zu höheren Windgeschwindigkeiten in Bodennähe. Dieser Sachverhalt ist sehr gut im linken Teil von Abbildung 4 am mittleren Tagesgang in 10 m Höhe der Station Hannover-Langenhagen zu sehen. Mit zunehmender Höhe zeigt der mittlere Tagesgang über Land mit einem Minimum der Windgeschwindigkeit in den Nachmittagsstunden jedoch ein dazu inverses Verhalten.

Die Oberflächentemperatur tieferer Gewässer variiert selbst bei starker Sonneneinstrahlung im Tagesverlauf aufgrund der hohen Wärmekapazität von Wasser nur geringfügig. Dadurch wird die Temperaturschichtung der darüber lagernden Luftmassen durch langwellige Ausstrahlung in den Nachtstunden kaum stabilisiert, sodass im Mittel während des gesamten Tages ein guter Impulsaustausch der bodennahen mit den höheren Luftschichten gewährleistet ist und die Windgeschwindigkeit in Bodennähe nur geringfügig variiert (siehe Abbildung 4 links). Im küstennahen Bereich ergibt sich aus dem Temperaturunterschied zwischen Wasser und Land und dem daraus resultierenden Stabilitätsunterschied im Zusammenhang mit der Land-See-Windzirkulation ein schwacher und im Vergleich zu Landflächen inverser Tagesgang der Windgeschwindigkeit in Bodennähe, der zusätzlich von der Jahreszeit, der Region und der Windgeschwindigkeit selbst beeinflusst wird. Ohne den Einfluss von Landflächen auf die Schichtungs-

Stabilität über dem Meer zeigt der Tagesgang der bodennahen Windgeschwindigkeit ein über Landflächen typisches, aber schwächer ausgeprägtes Verhalten.

Der mittlere Jahresgang von Windgeschwindigkeit und -richtung ist an die mittlere horizontale Verteilung des Luftdrucks gekoppelt, die von Jahr zu Jahr variiert. Aus diesem Grund ist es ratsam, zur Ermittlung des mittleren Jahresganges einen längeren Beobachtungszeitraum zu nutzen. Dadurch besteht die Möglichkeit, zufällige Schwankungen auszugleichen und gegebenenfalls einen Trend zu erkennen. Im Vergleich zum Flachland zeigt der Jahresgang über den deutschen Seegebieten ein ähnliches Verhalten, allerdings mit stärkerer Ausprägung, wie im rechten Teil von Abbildung 4 deutlich wird. Es werden im Herbst und im Winter höhere Windgeschwindigkeiten als im Sommer beobachtet. Ursache dafür ist die größere Häufigkeit zyklonaler Störungen. Auffällig ist ein kleines lokales Maximum im Juli, das durch den sog. europäischen Sommermonsun verursacht wird. Infolge der starken Erwärmung der Landflächen bilden sich Hitzetiefs mit aufsteigenden Luftmassen, deren Ausgleichsströmungen diese mittlere Geschwindigkeitszunahme verursachen. Die vorherrschende Windrichtung im Jahresmittel in Deutscher Bucht und den deutschen Ostseegebieten ist Südwest bis West.

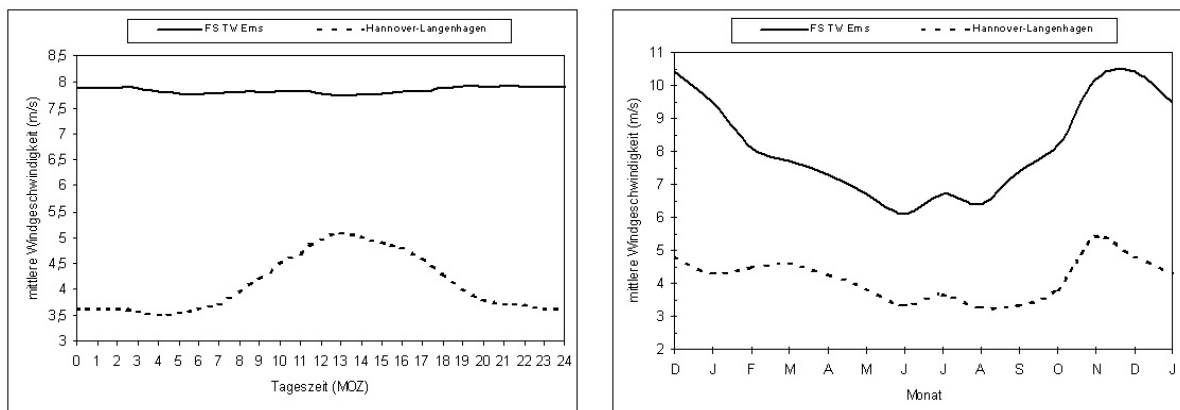


Abbildung 4: Jahresmittlerer Tages- und Jahresgang der Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe der Feuerschiffstation TW Ems und der Station Hannover-Langenhagen, Daten aus Benesch et al. (1978)

Ein Phänomen, das in etwa 10 – 20 % aller Nächte flächendeckend zu beobachten ist, ist der sogenannte Low-Level-Jet (LLJ), der einen Bereich mit relativ hoher Windgeschwindigkeit in relativ geringer Höhe von etwa 100 – 300 m definiert. LLJ treten bei stabilen Schichtungen auf, d.h. wenn kältere unter wärmerer Luft lagert. Da sich solche Schichtungen bevorzugt nachts einstellen, wird der LLJ auch oft als Nocturnal-Jet bezeichnet. Infolge der Stabilität und der dadurch geringeren Durchmischung verringert sich der Impulsaustausch mit höheren Luftschichten, wodurch die Windgeschwindigkeit in Bodennähe abnimmt. Oberhalb dieser Inversion können sich die räumlich teilweise sehr stark begrenzten Starkwindbänder der LLJ entwickeln, die aus den Messungen in der Standardhöhe $z = 10\text{ m}$ nicht zu erfassen sind. Als Hauptursache für deren Auftreten im Bereich der Küste gilt nach Smedman et al. (1996) der Temperaturkontrast zwischen Meer und Land und der damit verbundenen Baroklinität. Die wahre Auftretshäufigkeit von LLJ in den Küstenregionen von Deutscher Bucht und Ostsee ist derzeit nicht bekannt, wird für günstige Regionen der Ostsee aber auf ca. 50% geschätzt. LLJ haben neben der Bedeutung für den Ertrag von WEA auch große Relevanz für die Last speziell an großen Anlagen, z.B. durch Effekte der Windscherung.

3 Potenziale

Bei Potenzialbetrachtungen von regenerativen Energiequellen wird zwischen mehreren Potenzialen und deren Definitionen unterschieden. Das technische Potenzial besitzt dabei im Allgemeinen die größte Aussagekraft. Zur Bestimmung solcher Potenziale müssen die verschiedensten Beschränkungen berücksichtigt werden, woraus letztendlich auch eine gewisse Unsicherheit der Ergebnisse resultiert und diese Potenziale eher als Abschätzungen zu verstehen sind.

3.1 Definitionen

Das technische Potenzial beschreibt nach Kaltschmitt et al. (2003) im Fall der Windstromerzeugung offshore den Anteil des theoretischen Potenzials - die in einer Seeregion innerhalb eines bestimmten Zeitraums theoretisch physikalisch nutzbare kinetische Energie des Windes - der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen nutzbar ist. Üblicherweise werden zusätzlich zu den technischen auch strukturelle und ökologische Einschränkungen, gesetzliche Vorgaben und weitere nichttechnische Beschränkungen berücksichtigt, da diese ähnlich wie technische Grenzen ebenfalls nicht überwunden werden können. In Abhängigkeit verschiedener Randbedingungen, wie z.B. produktionsseitigen Begrenzungen und bedarfsseitigen Restriktionen, können auch verschiedene technische Potenziale für die Offshore-Windenergienutzung definiert werden. Es kann dabei zwischen dem technischen Angebotspotenzial, auch als Stromerzeugungspotenzial bezeichnet, das unter Berücksichtigung primär technischer Beschränkungen die bereitstellbare elektrische Energie beschreibt und dem technischen Nachfragepotenzial, bei dem zusätzlich nachfrageseitige Restriktionen berücksichtigt werden, unterschieden werden.

Zur Bestimmung des technischen Angebotspotenzials sind neben der Kenntnis des mittleren Windes über den deutschen Seegebieten möglichst detaillierte Kenntnisse über geeignete Flächen zur Windenergienutzung notwendig. Zu den wichtigsten Informationen über solche Flächen zählen Wassertiefe, die Nutzungsbeanspruchung durch andere Interessengruppen und ökologische Aspekte. Aufgrund der vielfältigen Nutzungsinteressen in den Hoheitsgewässern der Bundesrepublik Deutschland, der sog. 12-Seemeilen-Zone, und der damit verbundenen Flächenknappheit für die Windenergienutzung, kann dieser Bereich der deutschen Seegebiete bei der Potenzialschätzung durchaus vernachlässigt werden, obwohl dort auch einige Windenergie-Projekte beantragt wurden. Aufgrund der wesentlich größeren Flächen in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) Deutschlands - von Deutschland wirtschaftlich nutzbares Seegebiet, das sich seeseitig an die Hoheitsgewässer anschließt - ist es sinnvoll sich bei der Potenzialermittlung auf dieses Gebiet zu beschränken.

3.2 Potenzialbestimmung

Die Fläche der deutschen AWZ beträgt in der Nordsee $28\,606\text{ km}^2$ und in der Ostsee $4\,513\text{ km}^2$ (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie - BSH). Unter Ausschluss von Verkehrswegen, Pipelines und Kabeln, Plattformen, Naturschutzgebieten und der Annahme einer technisch nutzbaren Wassertiefe von maximal 50 m ergibt sich in Anlehnung an die Ergebnisse von Durschwitz et al. (2001) ein technisches Flächenpotenzial von etwa $28\,500\text{ km}^2$ für alle Seegebiete Deutschlands mit mehr als 20 km Küstenentfernung. Werden zusätzlich militärische Nutzungszonen, Sand- und Kiesgewinnungsgebiete sowie geplante Schutzgebiete, wie z.B. "Baltic Sea Protected Areas", "Important Bird Areas", "Flora-Fauna-Habitat-Gebiete" und "Marine Protected Areas" in die Betrachtungen einbezogen, verringert sich diese Zahl drastisch. Nach Durste-

witz et al. (2001) betragen die Flächen für militärische Nutzungszonen und geplante Schutzgebiete jeweils etwa 30 % der technisch nutzbaren Fläche. Obwohl sich diese Flächen teilweise überlagern und heute noch nicht geklärt ist, ob militärische Nutzung und Schutzgebiete als absolutes Ausschlußkriterium für die Offshore-Windenergienutzung gelten, wurde angenommen, dass Flächen dieser Größe nicht zur Verfügung stehen. Es verbleibt eine Fläche von etwa $11\,500\text{ km}^2$ zur relativ konfliktarmen Nutzung der Windenergie in der AWZ Deutschlands.

Zusätzlich zur Abschätzung der nutzbaren Fläche bedarf es Festlegungen zur installierbaren Leistung pro Flächeneinheit. Diese wird vom Design des Windparks bestimmt, das im Allgemeinen von der Geländestruktur und der mittleren Windrichtung am Standort beeinflusst wird. Bei Vorherrschen einer Hauptwindrichtung kann der Abstand der WEA des Windparks normal zur Hauptwindrichtung geringer sein als tangential dazu. Infolge des über dem Meer steileren vertikalen Windprofils und der geringeren dynamischen Turbulenz ist von einer Minderung der mittleren Windgeschwindigkeit und der Zunahme der Turbulenz im Abstrom der Offshore-WEA auszugehen, die relativ stärker ausfällt und länger anhält als bei Onshore-WEA. Deshalb wird heute offshore allgemein in Hauptwindrichtung von einem Abstand der Anlagen von mindestens 8-fachem Rotordurchmesser ausgegangen, um den Wirkungsgrad nicht zu verringern und die Last auf die Anlagen nicht zu vergrößern. Normal zur Hauptwindrichtung wird offshore mindestens 4-facher Rotordurchmesser vorausgesetzt. Werden als Anlagen schon offshore realisierte WEA mit 76 m Rotordurchmesser und einer Nennleistung von 2 MW und geplante Anlagen mit etwa 120 m Rotordurchmesser und 5 MW Nennleistung angenommen, ergibt sich eine maximal installierbare Leistung von ca. 10 MW/km^2 . Die maximal installierbare Leistung in der deutschen AWZ beträgt damit ca. $115\,000\text{ MW}$.

Zur Bestimmung des Stromerzeugungspotenzials müssen die Häufigkeitsverteilungen der Windgeschwindigkeit, die Leistungskennlinien der WEA und die maximal installierbare Leistung verknüpft werden. Als Leistungskennlinie für die 2 MW -Anlage wurde eine, im Internet verfügbare und vermessene Kennlinie verwendet. Für die fiktive 5 MW -Anlage wurde eine Leistungskennlinie angenommen, die aus der berechneten Kennlinie einer realen WEA mit $3,6\text{ MW}$ Nennleistung gewonnen wurde. Die mittlere Leistung einer WEA wird aus der Integration von Leistungskennlinie und Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion $f(u)$ über alle Geschwindigkeiten berechnet. Der Ertrag einer Windenergieanlage wird ermittelt, indem die mittlere Leistung mit der Stundenzahl eines Jahres multipliziert wird. Nach Division durch die Nennleistung der WEA erhält man die Anzahl der Volllaststunden, ein Maß für die Güte des Standorts und die Effizienz der jeweiligen Anlage. Für die jeweiligen Seegebiete wurden mittlere Werte der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit verwendet. Nach einer Gewichtung gemäß der Flächenanteile in Deutscher Bucht und Ostsee ergeben sich Volllaststunden von etwa $4\,200\text{ h/a}$ und $3\,700\text{ h/a}$ bei Installation von 2 MW -Anlagen bzw. 5 MW -Anlagen. Die Werte für die Deutsche Bucht liegen dabei leicht oberhalb und die Werte für die Ostseegebiete deutlich unterhalb dieser Mittelwerte. Letzendlich lässt sich daraus ein Stromerzeugungspotenzial von 425 TWh/a und 483 TWh/a bei Annahme von 5 MW -Anlagen bzw. 2 MW -Anlagen errechnen.

Bei diesen Abschätzungen wurden noch keine Minderungen des Ertrags infolge von Abschattungseffekten im Windpark - Parkwirkungsgrad - und eines Ausfalls einzelner WEA - Anlagenverfügbarkeit - sowie von auftretenden Verlusten bei der Übertragung der Elektroenergie berücksichtigt. Übertragungsverluste entstehen z.B. aufgrund des Widerstandes in den Kabeln, durch Transformation und Umrichten. Die Höhe der Verluste ist von verschiedenen Faktoren, wie beispielsweise der verwendeten Technologie, der übertragenen Leistung und der Entfernung abhängig. Die Übertragungsverluste liegen bei Drehstromübertragung und geringen Küstenentfernungen bei etwa 3 %, können aber bei Gleichstromübertragung und größeren Distanzen

leicht 8 % betragen, wobei dieser Wert noch deutlich ansteigen kann, wenn man berücksichtigt, dass die großen Abnehmer von Elektroenergie nicht in den Küstenländern angesiedelt sind. Wird für die Windstromerzeugung offshore der übliche Parkwirkungsgrad von 95 % und eine Anlagenverfügbarkeit von 95 % angenommen, ergibt sich ohne die Berücksichtigung von Netzübertragungsverlusten ein Stromerzeugungspotenzial von etwa 384 – 436 *TWh/a*.

Bezogen auf den Nettostromverbrauch Deutschlands des Jahres 2001 von 502 *TWh/a* wäre damit eine theoretische Deckung des Strombedarfs zu etwa 80 % durch Offshore-Windparks möglich. Diesem großen Potenzial stehen allerdings Beschränkungen seitens des Energietransports und der Nachfrage entgegen, denn die Windstromerzeugung kann nicht ohne weiteres auf das Verbrauchsverhalten abgestimmt werden. Falls die Produktion größer als die Nachfrage ist muss zwischengespeichert werden. Das kann zu erheblichen Verlusten führen. Beispiele dafür sind die Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken oder in Form von chemischer Energie als Wasserstoff. Pumpspeicherkraftwerke sind in den Gebirgen Deutschlands zu finden, wodurch die Transportverluste sehr stark zunehmen. Wasserstoff ist vielseitig einsetzbar, birgt jedoch Nachteile aufgrund hoher energetischer Verluste bei Speicherung und Transport.

Am 31.12.2003 waren in Deutschland 15 387 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 14 609 *MW* installiert, die 2003 etwa 27 *TWh* Elektroenergie erzeugten (Bundesverband WindEnergie e.V.). Das entspricht knapp 5,5 % des Nettostromverbrauchs Deutschlands aus dem Jahr 2001. Nach Abschätzungen des technischen Nachfragepotenzials von Kaltschmitt et al. (2003), die verschiedene Ansätze bezüglich der Regelbarkeit des gesamten Kraftwerk-parks und der Zwischenspeicherung von Elektroenergie zur Grundlage hatten, können unter aktuellen Gesichtspunkten in Deutschland maximal ca. 35 % des Nettostromverbrauchs durch Windenergie gedeckt werden. Ohne die Möglichkeit der Zwischenspeicherung verringert sich diese Größe erheblich.

4 Fazit/Ausblick

Insgesamt kann festgestellt werden, dass das mittlere Angebot an Windenergie offshore höher ist im Vergleich zu den Standorten im Binnenland. Die täglichen Variationen der Windgeschwindigkeit in 10 *m* Höhe über dem Meer sind im Mittel geringer als über Land. Der Jahresgang ist durch einen ähnlichen, allerdings stärker ausgeprägten Verlauf im Vergleich zum Land gekennzeichnet. Bei der Beurteilung des Ertrags von Windenergieprojekten ist aufgrund der Nichtlinearität von Windenergie und Leistungskurve der WEA in Bezug auf die Windgeschwindigkeit die mittlere Häufigkeitsverteilung anstelle der mittleren Windgeschwindigkeit zu verwenden. Bei Betrachtung jahresmittlerer Werte ist es ohne große Fehler zulässig von der Annahme einer neutralen Schichtung und konstanter Rauigkeitslänge auszugehen. Die vertikale Extrapolation von Windgeschwindigkeiten kann mit eher kleinem Fehler für den Bereich der Prandtl- oder Boden-Schicht mit Hilfe des logarithmischen oder exponentiellen Windgesetzes erfolgen. Obgleich die Oberfläche des Meeres im Vergleich zum Land als homogen betrachtet werden kann, treten auch in relativ kleinräumigen Seegebieten wie der Deutschen Bucht regionale Unterschiede der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit auf.

Mit dem technischen Flächenpotenzial offshore von ca. 11 500 *km²* ergibt sich ein relativ großes Stromerzeugungspotenzial, dass etwa 80 % des Stromverbrauchs von 2001 der Bundesrepublik Deutschland betragen könnte. Verbesserungen sind erforderlich, um die Optimierung und Abstimmung von Standort, Anlagen und Stromnetz zu gewährleisten. Insbesondere ist es erforderlich, die Fehler bei der Beschreibung des Windpotenzials und der Vorhersage des aktuellen Windes zu verringern.

Literatur

- Allnoch, N. (1996). Zur Aussagekraft mittlerer Jahreswindgeschwindigkeitswerte. *Windkraft Journal*, 16(4), 24-26.
- Benesch, W., Jurksch, G., Duensing, G. & Zöllner, R. (1978). Die Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland im Hinblick auf die Nutzung der Windkraft. In *Berichte des DWD* (Bd. 147). Offenbach am Main: im Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes.
- Coelingh, J. P., Folkerts, L. & Zuylen, E. J. van. (2003). *Offshore SODAR measurements - 1 year experience*. (OWEMES European Seminar Offshore Wind Energy in Mediterranean and Other European Seas - Ressources, Technology, Application, 10-12 April 2003, Naples Campania, Italy)
- Coelingh, J. P., Wijk, A. J. M. van & Holtslag, A. A. M. (1996). Analysis of wind speed observations over the North Sea. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 61, 51-69.
- Durstewitz, M., Hahn, B., Hoppe-Kilpper, M., Czisch, G., Enßlin, C., Rohrig, K., Nath, C. & Köhne, V. (2001). *Offshore-Windenergienutzung in der AWZ - Potenziale, Netzintegration, Stromgestehungskosten* -. (Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Gesch.-Z.: IA2-020815-48/01, ISET Kassel)
- Emeis, S. (2001). Vertical variation of frequency distributions of wind speed in and above the surface layer observed by sodar. *Meteorologische Zeitschrift*, 10(2), 141-149.
- Hinneburg, D., Raabe, A. & Tetzlaff, G. (1997). Wind- und Seegangsatlas für das Gebiet um Darß und Zingst: Teil 1 - Windatlas. In *Wissenschaftliche Mitteilungen aus dem Institut für Meteorologie und dem Institut für Troposphärenforschung e.v. Leipzig* (Bd. 5). Leipzig: im Selbstverlag.
- Kaltschmitt, M., Wiese, A. & Streicher, W. (2003). *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte* (3 Aufl.). Berlin: Springer-Verlag.
- Schönwiese, C.-D. (1992). *Praktische Statistik für Meteorologen und Geowissenschaftler* (2 Aufl.). Berlin/Stuttgart: Gebrüder Borntraeger.
- Smedman, A. S., Högström, U. & Bergström, H. (1996). Low-Level-Jets - A Decisive Factor for Off-Shore Wind Energy Siting in the Baltic Sea. *Wind Engineering*, 20(3), 137-147.
- Strack, M. & Winkler, W. (2002). *Analyse der Unsicherheiten bei der Ertragsberechnung von Windparks*. (Tagungsband Deutsche Windenergie-Konferenz (DEWEK), Wilhelmshaven)
- Traup, S. & Kruse, B. (1996). *Winddaten für Windenergienutzer*. Offenbach am Main: im Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes.
- Viertel, R. (2002). *Offshore-Windstromerzeugung in Deutschland - Eine systemtechnische Analyse und Bewertung*. Diplomarbeit, Universität Leipzig.