

WINDENERGIE AUF DEM MEER

(Matthias Gassmann, WS 2004/2005)

0. INHALTSVERZEICHNISS

0. INHALTSVERZEICHNISS	1
1. EINLEITUNG	3
2. KLIMATISCHE GRUNDLAGEN	3
2.1 Grundbegriffe	3
2.1.1 Vertikale Stabilität der Atmosphäre	3
2.1.2 Die planetarische Grenzschicht	4
2.2 Logarithmisches Windprofil	5
2.2.1 Die Rauigkeitslänge auf dem Meer	5
2.2.2 Der Einfluss der Schichtungsstabilität auf das Windprofil.....	7
2.2.3 Die Monin-Obuchow Länge L	8
2.2.4 Die Korrekturfunktion $\Psi\left(\frac{z}{L}\right)$	9
2.3 Hellmannsche Höhenformel.....	10
2.4 Vergleich verschiedener Windprofile und Korrekturen	10
3. WINDMESSUNGEN.....	12
3.1 Messgeräte	13
3.1.1 Schalenkreuzanemometer	13
3.1.2 Ultraschallanemometer.....	14
3.2 Fehler und Probleme bei der Windmessung	15
3.3 Beispiel: Fino I - Messplattform in der Nordsee	16
3.4 Weibull - Verteilung.....	17
3.5 Beispiel für die Auswirkung einer Falschmessung	18
4. MODELLIERUNGEN.....	19
4.1 Die Leistungskennlinie einer Windkraftanlage	19
4.2 Wind/Energieprognoseprogramme	20
4.2.1 WAsP – Wind Atlas Analysis and Application Programme.....	21

4.2.2 Alwin	22
4.2.3 Windpro	22
5. TECHNISCHE BESONDERHEITEN BEI OFFSHORE WINDENERGIEANLAGEN	23
5.1 Gründungstechnik.....	23
5.2 Schutz vor den marinen Bedingungen.....	25
5.3 Stromweiterleitung an Land	26
6. NUTZUNGSKONFLIKTE	27
6.1 Schifffahrt und Fischerei	28
6.2 Tourismus.....	29
7. NATURSCHUTZ	30
8. GEPLANTE UND REALISIERTE OFFSHORE – WINDPARKS	31
8.1 geplante Windparks	31
8.2 Realisierte Windparks in Europa	33
8.3 Beispiel: Horns Rev Windpark in Dänemark	34
9. AUSBLICK.....	35
10. ZUSAMMENFASSUNG	36
LITERATURVERZEICHNISS	37

1. EINLEITUNG

Offshore - Windparks sind große Parks von Windenergieanlagen, die auf dem freien Meer stehen und das höhere Windpotential auf dem Meer ausnutzen. Die erzeugte Energie wird durch unterirdisch verlegte Kabel an Land gebracht.

Da in Deutschland das Potential für Windenergie auf dem Meer größer ist als an Land, zielt die Strategie der Windkraftnutzung hierzulande immer mehr auf Offshore – Windenergie. Die Strategie der Bundesregierung sieht sogar vor, dass in drei Jahrzehnten die erzeugte Windenergie auf dem Meer 60 % der insgesamt erzeugten Energie aus dem Wind in Deutschland ausmacht. In dieses Vorhaben spielt natürlich auch mit rein, dass die Standorte für Windenergieanlagen auf dem Land immer knapper werden, an der Küste früher als im Binnenland, bzw. die Akzeptanz für „Windräder“ an vielen Standorten nicht gegeben ist.

Diese Arbeit soll einen Überblick über die wichtigsten Bereiche bei der Offshore – Windenergieanlagen – Forschung geben und die Physik des vertikalen Windprofils etwas vertiefen. Verschiedene Bautechniken und die Problematik wie man WEA „seefest“ macht werden kurz erläutert. Auch die Naturschutzrechtlichen Aspekte werden kurz erläutert. Zum Abschluss gebe ich noch einen Überblick über die geplanten und realisierten Windparks Offshore.

2. KLIMATISCHE GRUNDLAGEN

Die wohl wichtigste Größe für die Standortbestimmung eines Offshore - Windparks ist das vertikale Windprofil. Im nun folgenden Abschnitt werde ich verschiedene Theorien für das vertikale Windprofil auf dem Meer vorstellen. Beginnen möchte ich jedoch zunächst mit einigen grundlegenden Begriffen.

2.1 Grundbegriffe

2.1.1 Vertikale Stabilität der Atmosphäre

Die vertikale Schichtung der Atmosphäre wird in drei verschiedenen Zuständen beschrieben [2]: labile, stabile und neutrale Schichtung. Sie ist bei der Berechnung des vertikalen Windprofils von Bedeutung.

Die **labile Schichtung** ist dadurch gekennzeichnet, dass die gemessene Temperaturzunahme mit der Höhe größer ist als die adiabatische Temperaturänderung eines aufsteigenden Luftpaketes. Für das aufsteigende Luftpaket bedeutet dies, dass es, durch atmosphärische Vorgänge angehoben, sich weniger stark abkühlt als die Umgebung und dadurch wärmer und leichter ist. Das hat wiederum die Folge, dass es, wenn die erzwungene Hebung aufhört, thermisch bedingt mit der Beschleunigung

$$a = g \cdot \frac{\rho_A - \rho_L}{\rho_L} \quad (1)$$

immer weiter aufsteigt. Hierbei ist g die Erdbeschleunigung, ρ_A die Dichte der Außenluft und ρ_L die Dichte des Luftpaketes.

Bei der **stabilen Schichtung** dagegen ist die Abkühlung mit der Höhe kleiner als die adiabatische Abkühlung des Luftpaketes. Dieses erfährt wieder eine erzwungene Hebung. Hört die Hebung auf, ist das Luftpaket kälter und somit schwerer als seine Umgebung. Es sinkt thermisch bedingt mit der Beschleunigung (1) in Richtung Erde.

Die **neutrale Schichtung** bewegt sich zwischen labiler und stabiler Schichtung. Hier entspricht die Abkühlung des zum aufsteigen gezwungenen Luftpaketes genau der adiabatischen Abkühlung. Das heißt das Luftpaket bleibt genau dort in der Atmosphäre, wo es nach dem Aufsteigen angelangt ist.

2.1.2 Die planetarische Grenzschicht

Die planetarische Grenzschicht wird auch als Reibungsschicht bezeichnet und ist ca. 1000 m mächtig. Sie unterteilt sich in drei Schichten [2]:

Direkt am Boden befindet sich die wenige Millimeter dicke **laminare Unterschicht**, die nur bei geringen Windgeschwindigkeiten ausgeprägt ist. Die Strömungsverhältnisse werden durch die molekulare Reibung bestimmt.

Darüber erhebt sich die bis zu 100 m dicke **Prandtl - Schicht**. Hier nimmt die Windgeschwindigkeit mit der Höhe sehr schnell zu. Winde werden durch die Oberflächenreibung stark abgebremst. Für die Windkraftnutzung ist die Prandtl - Schicht die bedeutendste, da moderne Offshore - Windkraftanlagen eine Nabenhöhe von 70-100 m besitzen.

Bis zu 1000 m hoch reicht die sich anschließende **Ekman – Schicht**. Die Luftbewegungen werden hier immer weniger von der Oberflächenreibung und immer mehr von Druck und Corioliskraft beeinflusst. Dabei kommt es zu den Charakteristischen Ablenkungen der Winde, die dann zum Jetstream und ähnlichem werden.

2.2 Logarithmisches Windprofil

Im Allgemeinen nimmt die Windgeschwindigkeit durch Reibung an der Erdoberfläche zum Boden hin ab. Diese Reibung hängt von der Gestalt der Oberfläche ab. Über dem Meer ist die Reibung sehr klein, und auch offenes Gelände (glatter Schnee, glatte Erde, offenes Weideland) bietet dem Wind nur wenig Widerstand. Dagegen bremsen Waldflächen und vor allem Städte den Wind sehr stark ab. Der Einfluss der Oberflächenreibung für Offshore – Standorte wird später ausführlich diskutiert.

Der Allgemeine Ansatz für die Windgeschwindigkeit $v(z)$ in der Höhe z hat logarithmische Gestalt [4] und ist in der Literatur [2] für eine neutrale Schichtung gegeben als:

$$v(z) = \frac{v_*}{k} \ln \frac{z}{z_0} \quad (2)$$

Hierbei ist v_* die Schubspannungsgeschwindigkeit, die ein Maß für die Schubspannung am Boden ist, k die von-Karman-Konstante mit einem Wert von 0,4 [3] und z_0 die Rauigkeitslänge, die ein Maß für die Rauigkeit am Boden ist.

2.2.1 Die Rauigkeitslänge auf dem Meer

Wie oben bereits erwähnt ist die Oberflächenrauigkeit und damit die Rauigkeitslänge z_0 über dem Meer sehr gering und wird im allgemeinen mit $z_0 = 0,0002$ m in (2) eingesetzt [4]. Jedoch kann man sich leicht überlegen, dass die Oberflächenrauigkeit bei höheren Wellen steigt und somit wieder von der Windgeschwindigkeit und dem Fetch, der Entfernung zur Küste, abhängt. Die Schubspannungsgeschwindigkeit v_* kann in der Prandtl-Schicht, auf die wir uns hier

ausschließlich beziehen, als konstant angenommen werden [5]. Lange et al. [3] geben drei Verfahren zur Bestimmung von z_0 an:

Die **Charnock-Beziehung** ist die meist verwendete. Sie setzt z_0 in Beziehung zur Schubspannungsgeschwindigkeit v_* :

$$z_0 = z_{ch} \frac{v_*^2}{g} \quad (3)$$

Hierbei ist $g = 9,81 \frac{m}{s^2}$ die Gravitationsbeschleunigung und $z_{ch} = 0,0185$ die dimensionslose empirische Charnock – Konstante [3]. Die Charnock – Gleichung liefert für die offene See gute Werte für z_0 , doch für küstennahe Bereiche muss die Gleichung erweitert werden:

Das **Wellenalter – Modell** wurde empirisch ermittelt und mit gemessenen Werten verglichen. Die Gleichung ist in (3) einzusetzen:

$$z_{ch} = A \left(\frac{c_p}{v_*} \right)^B \quad (4)$$

A und B sind empirische Konstanten für die man die Werte $A = 1,89$ und $B = -1,59$ ermittelt hat [3]. $\frac{c_p}{v_*}$ nennt man das Wellenalter und ist das Verhältnis von der

Geschwindigkeit des Wellenkamms c_p zur Schubspannungsgeschwindigkeit v_* . Das Wellenalter – Modell erfordert die Kenntnis der Wellenkammgeschwindigkeit, die nur sehr schwer ermittelt werden kann.

Deshalb wurde ein Modell entwickelt, das vom Fetch der Welle abhängt. Nach Lange et al. haben Kahma und Calkoen eine Beziehung zwischen der Wellenkammfrequenz w_p und dem Fetch x in m gefunden:

$$\frac{u_*}{g} w_p = C \left(\frac{g}{u_*^2} x \right)^D \quad (5)$$

$C = 3,08$ und $D = -0,27$ sind wieder empirisch gewonnene Konstanten. Unter der Voraussetzung von großen Meerestiefen kann die linke Seite von Gleichung (5)

durch das inverse Wellenalter $\frac{c_p}{v_*}$ ersetzt werden. Dadurch kann dann aus Gleichung

(4) das Wellenalter eliminiert werden:

$$z_{ch} = AC^B \left(\frac{g}{v_*^2} x \right)^{BD} \quad (6)$$

Setzt man nun (6) in (3) ein, so erhält man die Rauigkeitslänge nach dem Fetch-Modell:

$$z_0 = \frac{v_*^2}{g} AC^B \left(\frac{g}{v_*^2} x \right)^{BD} \quad (7)$$

Dass die Schubspannungsgeschwindigkeit für die angenommenen Bedingungen über dem Meer konstant ist wurde oben schon erwähnt, doch wie sie ermittelt wird noch nicht: Nach Bühler [4] wird sie durch anpassen des Logarithmischen Profils an gemessene Profile ermittelt. Die Schubspannungsgeschwindigkeit kann aber auch direkt durch Messungen mit einem Ultraschallanemometer nach der Eddy-Beziehung bestimmt werden:

$$v_* = \left(\overline{u'v'}^2 + \overline{v'w'}^2 \right)^{\frac{1}{4}} \quad (8)$$

Hierbei sind $\overline{u'v'}$ und $\overline{v'w'}$ die Komponenten des Impuls-Flusses pro Masseneinheit in $\frac{m}{s^2}$. Für weitere Informationen siehe [5].

2.2.2 Der Einfluss der Schichtungsstabilität auf das Windprofil

Die Stärke der Windgeschwindigkeitszunahme mit der Höhe hängt aber auch von der Stabilität der Atmosphäre ab. Bei labiler Schichtung können am Boden verlangsamte Luftpakete sehr leicht aufsteigen und den Wind in der Höhe stark abbremsen [1]. Dann nimmt die Windgeschwindigkeit mit der Höhe kaum zu. Bei stabiler Schichtung wird ein Luftpaket beim Aufsteigen behindert, es werden also die mechanischen und

thermischen Turbulenzen gedämpft. Daraus resultiert ein schnelles Ansteigen der Windgeschwindigkeit mit der Höhe.

Diese Effekte kommen vor allem bei niedrigen Windgeschwindigkeiten zum Tragen und werden deshalb bei der Offshore - Windnutzung oft nicht berücksichtigt. Bei hohen Windgeschwindigkeiten ist die Annahme neutraler Bedingungen ausreichend genau [4]. Doch gerade die niedrigen Windgeschwindigkeiten sind für die Anlaufgeschwindigkeit von Windenergieanlagen (3-4 m/s) ausschlaggebend. Das heißt, dass die niedrigen Windgeschwindigkeiten darüber entscheiden, ob Strom produziert wird oder nicht. Deshalb wird der Schichtungseinfluss auf das logarithmische Windprofil hier diskutiert.

Die Schichtungsstabilität in der Prandtl-Schicht über dem Meer wird vor allem durch die Windgeschwindigkeit und dem Temperaturunterschied zwischen Meer und der darüber liegenden Luft beeinflusst [4]. Bühler [4] gibt eine Orientierung für die Schichtungsbedingungen über dem Meer: Ist die Temperaturdifferenz zwischen Meer und Luft kleiner als 2 K kann man von neutralen Bedingungen ausgehen. Ist das Wasser deutlich wärmer als die Luft darüber entstehen labile Bedingungen. Stabile Bedingungen gibt es, wenn das Meer viel kälter ist als die sich darüber befindende Luft.

Für nicht-neutrale Bedingungen kann die Monin-Obukhov - Theorie zur Korrektur des logarithmischen Windprofils verwendet werden:

$$v(z) = \frac{v_*}{k} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) - \Psi \left(\frac{z}{L} \right) \right] \quad (9)$$

Ψ ist hier die Korrekturfunktion in Abhängigkeit von der Schichtungsstabilität [4] und L die sogenannte Monin-Obuchow Länge, die anschließend diskutiert wird.

2.2.3 Die Monin-Obuchow Länge L

Die Monin-Obuchow Länge L ist ein höhenunabhängiger Stabilitätsparameter, der bei stabiler Schichtung positiv ist, bei labiler Schichtung negativ und bei neutralen Bedingungen gegen unendlich geht. Lange et al. [3] geben drei verschiedene

Möglichkeiten an, diesen zu Berechnen. Ich verzichte in dieser Arbeit auf die genaue physikalische Beschreibung der Ansätze und erläutere diese kurz:

Die Ultraschallmethode kann direkt aus der Messung der Schubspannungsgeschwindigkeit und dem Wärmefluss mit einem Ultraschallanemometer berechnet werden.

Für die Gradientenmethode nach Richardson werden die Temperatur- und Windgeschwindigkeitsunterschiede in 10 m bzw. 50 m Höhe benötigt.

Das Bulk - Modell nach Grachey und Fairall benutzt die Meerestemperatur, die Lufttemperatur und die gemessene Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe.

2.2.4 Die Korrekturfunktion $\Psi\left(\frac{z}{L}\right)$

Nachdem nun etwas zur Monin - Obuchow Länge L gesagt wurde, fehlt jetzt natürlich noch die gesamte Korrekturfunktion $\Psi\left(\frac{z}{L}\right)$. Diese wird von Bühler [4] wie folgt für die verschiedenen Schichtungen angegeben:

Für eine labile Schichtung mit $L < 0$ ergibt sich:

$$\Psi\left(\frac{z}{L}\right) = 2 \cdot \ln\left(\frac{1+x}{2}\right) + \ln\left(\frac{1+x^2}{2}\right) - 2 \cdot \tan^{-1} x + \frac{p}{2} \quad (10)$$

$$\text{mit } x = \left[1 - 16\left(\frac{z}{L}\right)\right]^{\frac{1}{2}}$$

Für eine neutrale Schichtung darf natürlich keine Korrektur erfolgen, und daher ist:

$$\Psi\left(\frac{z}{L}\right) = 0 \quad (11)$$

Für eine stabile Schichtung mit $L > 0$ und $0 < \frac{z}{L} < 0,5$ ergibt sich:

$$\Psi\left(\frac{z}{L}\right) = -5 \cdot \left(\frac{z}{L}\right) \quad (12)$$

Und für eine sehr stabile Schichtung mit $\frac{z}{L} > 0,5$ folgt Ψ als:

$$\Psi\left(\frac{z}{L}\right) = -0,7 \cdot \left(\frac{z}{L}\right) - \left[0,75 \left(\frac{z}{L}\right) - 10,72 \cdot \exp\left(-0,35 \cdot \frac{z}{L}\right)\right] - 10,72 \quad (13)$$

2.3 Hellmannsche Höhenformel

In der Praxis wird nach Bühler [4] oft der Potenzansatz von Hellmann verwendet. Mit diesem kann man, wenn eine gemessene Windgeschwindigkeit v_r (meist in $z_r = 10 \text{ m}$ Höhe) vorliegt, sehr einfach die Windgeschwindigkeit $v(z)$ in der Höhe z berechnen:

$$v(z) = v_r \cdot \left(\frac{z}{z_r}\right)^a \quad (14)$$

Hierbei ist a der Hellmann-Exponent der von der Rauigkeit des Untergrundes, der Atmosphärenstabilität und der Höhe abhängt. Für praktische Anwendungen ergibt sich der Hellmann-Exponent als [4]:

Stabilität	a für Offshore-Standorte	a für flache, offene Küsten
Labil	0,06	0,11
Neutral	0,10	0,16
Stabil	0,27	0,40

Tab. 1: Näherungswerte für Hellmann-Exponenten [4]

2.4 Vergleich verschiedener Windprofile und Korrekturen

In der nachfolgenden Abbildung Abb.(1) werden verschiedene Ansätze für das vertikale Windprofil miteinander verglichen.

Kennt man die Windgeschwindigkeit v_r in der Höhe z_r so kann man die Schubspannungsgeschwindigkeit und die von-Karman-Konstante aus der Gleichung für das logarithmische Höhenprofil der Windgeschwindigkeit eliminieren. Die Gleichung mit Monin-Obuchow – Korrektur lautet dann:

$$v(z) = v_r \frac{\left[\ln\left(\frac{z}{z_0}\right) - \Psi\left(\frac{z}{L}\right) \right]}{\left[\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right) - \Psi\left(\frac{z_r}{L}\right) \right]} \quad (15)$$

Die Schubspannungsgeschwindigkeit v_* wurde aus Gleichung (2) unter Annahme einer Windgeschwindigkeit von $5 \frac{m}{s}$ in 10 m Höhe und $z_0 = 0,0002 \text{ m}$ ermittelt zu:

$v_* = 0,185 \frac{m}{s}$. Die Charnock-Korrektur ergab $z_0 = 0,000065 \text{ m}$. Des weiteren wurde als

Beispiel für den Einfluss der Schichtungs-stabilität eine stabile Schichtung mit $L = 350 \text{ m}$ angenommen. Das nach Hellmann berechnete Profil benutzt den Hellmann – Koeffizienten $a = 0,27$, der typisch für eine stabile Schichtung unter Offshore – Bedingungen ist und ebenfalls eine angenommene 10 Meter – Windgeschwindigkeit von $5 \frac{m}{s}$.

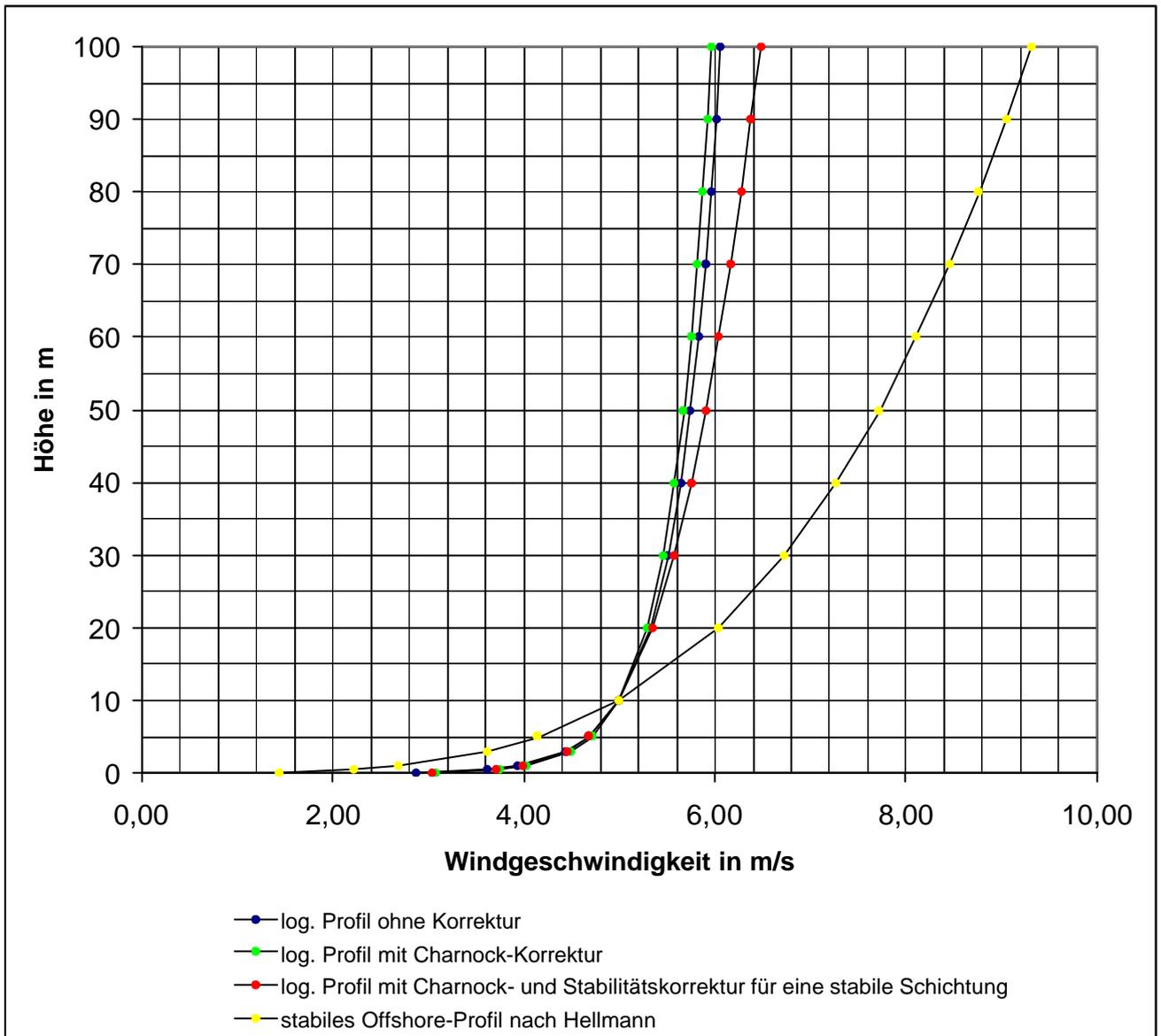


Abb.(1): Höhenprofile im Vergleich

3. WINDMESSUNGEN

Um Prognosen für die zu erwartenden Windstärken in einem Gebiet machen zu können, sind sehr genaue Windmessungen über einen längeren Zeitraum nötig. Im Folgenden sollen zuerst die gängigsten Windmessinstrumente vorgestellt werden, dann werden einige Bemerkungen dazu gemacht, wie man Fehler bei der Windmessung vermeiden kann und zum Schluss möchte ich noch ein praktisches Beispiel aus der Nordsee vorstellen: Die Fino - Messplattform.

3.1 Messgeräte

3.1.1 Schalenkreuzanemometer

Das Schalenkreuzanemometer ist das am häufigsten eingesetzte Windmessgerät, da es relativ günstig ist und die Montage und Kalibrierung relativ einfach ist.

Das Prinzip des Schalenkreuzanemometers ist folgendes: drei Halbkugeln, an Stäben im Winkel von 120° befestigt, werden vom Wind zum Drehen angeregt. Diese Drehbewegung kann dann mit der Übertragungsfunktion in die Windgeschwindigkeit umgerechnet werden [7].

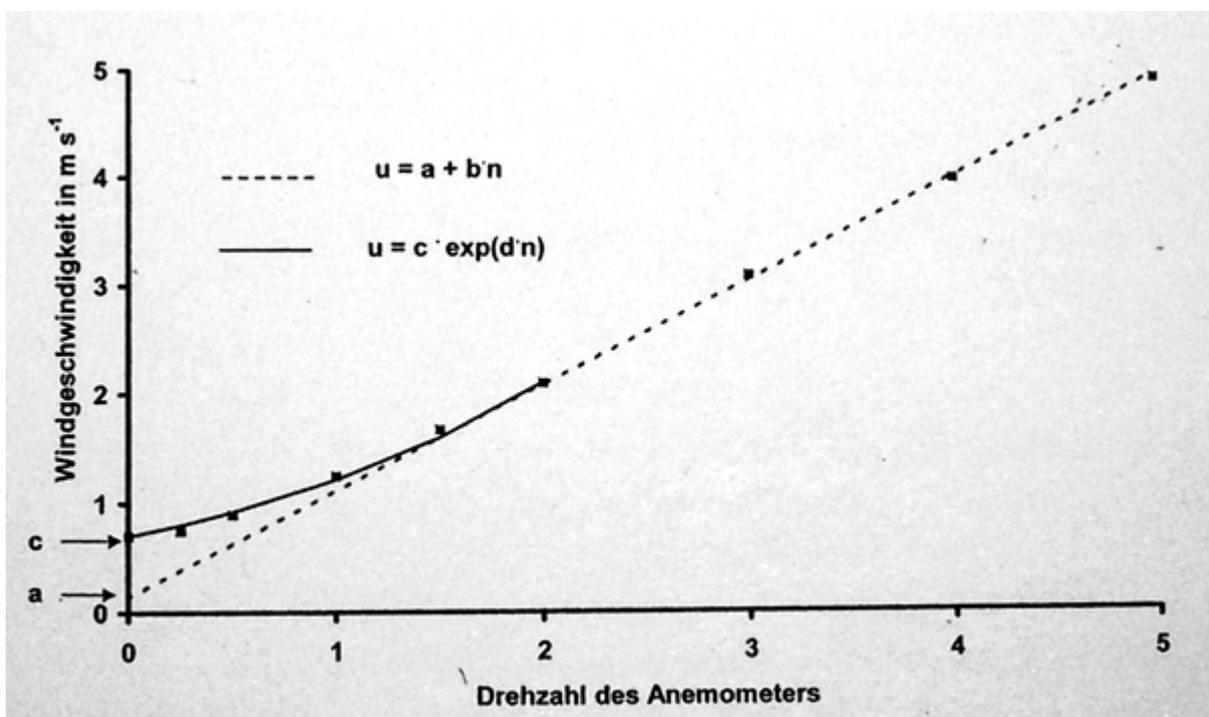


Abb. (2): Übertragungsfunktion für Schalenkreuzanemometer aus [7]

Die Übertragungsfunktion ist im Allgemeinen linear, nur für niedrige Windgeschwindigkeiten ($< 2-4 \frac{m}{s}$) ist sie exponentiell [7]. Der Wert c in Abb. (2) ist die Anlaufgeschwindigkeit des Anemometers. Sie ist die niedrigste Windgeschwindigkeit, bei der die Halbkugeln in eine kontinuierliche Bewegung versetzt werden [7].

Eines der größten Probleme bei der Verwendung eines Schalenkreuzanemometers ist die Trägheit der Anemometerschalen. Wird ein solches Anemometer durch

Turbulenzen in eine starke Drehbewegung versetzt, so läuft es noch eine Zeit lang nach und wird nicht sofort bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten abgebremst (Overspeeding) [7].

Für die Umwandlung in Signale, die aufgezeichnet werden können werden nach Ammonit [8] meist optoelektronische Übertrager oder Wechselspannungsgeneratoren verwendet, wobei die optoelektronischen Geber eine höhere Auflösung haben.

3.1.2 Ultraschallanemometer

Eine neuere Technologie ist das Ultraschallanemometer. Hier werden in einem Bestimmten Abstand s mehrere (meist drei) Paare von Sonotroden (Lautsprecher-Mikrofon-Kombinationen) gegenübergestellt. Diese senden mehrere Male pro Sekunde Ultraschallimpulse hin- und her, die sich mit der Schallgeschwindigkeit c bewegen. Die Bewegung der Ultraschallwellen wird durch die Windgeschwindigkeit v überlagert und dadurch ergeben sich bei Jungbauer [9] verschiedene Laufzeiten für die Hin- und Rückwege der Schallwellen:

$$t_1 = \frac{s}{c+v} \quad (15)$$

$$t_2 = \frac{s}{c-v} \quad (16)$$

Setzt man nun (15) in (16) ergibt sich für v der einfache Zusammenhang:

$$v = \frac{s}{2} \left(\frac{1}{t_1} - \frac{1}{t_2} \right) \quad (17)$$

Wichtig ist, dass (17) nicht von der Schallgeschwindigkeit abhängt, da diese durch Luftfeuchte und Luftdichte verändert wird.

Mit einem Ultraschallanemometer lassen sich nicht nur die Windgeschwindigkeit, sondern durch Überlagerung mehrerer Sonotroden - Messungen auch die Windrichtung in drei Dimensionen bestimmen. Ultraschallanemometer sind gegenüber Schmutz, Staub, Regen und Frost unempfindlich und es gibt keinen Verschleiß [9].

3.2 Fehler und Probleme bei der Windmessung

Da für eine zuverlässige Windenergieprognose sehr genaue Messungen nötig sind (siehe 3.5) gehe ich hier auf einige Probleme und Empfehlungen für die Windmessung ein:

Allgemein

- jedes Anemometer muss nach dem Kauf noch einmal Kalibriert werden
- es darf nicht durch den Messmast zur Beeinflussung der Messung kommen
- Anemometer und Windfahne dürfen sich nicht gegenseitig in der Messung stören.
- Die Messgeräte müssen mindestens 10 m über offenem Gelände oder 10 m über Hindernissen der Umgebung installiert sein. [2]
- Die Messgeräte auf einem Messmast müssen Mindestabstände einhalten

Schalenkreuzanemometer

- zu kleine Schalen sind anfällig gegenüber Schräganströmung
- bei Frost kann es zur Vereisung der Mechanik kommen
- Anlauf- und Overspeedingeffekte (siehe 3.1.1)

Ultraschallanemometer

- sehr Aufwendige Kalibrierung ist nötig
- sehr viel Energie ist nötig
- Abschattungseffekte durch Sonotrodenanordnung
- Sehr teuer

3.3 Beispiel: Fino I - Messplattform in der Nordsee

Die Windmessung auf See ist eine heikle Angelegenheit. Oft wurde das vertikale Windprofil unter Offshore – Bedingungen mittels eines auf einem Schiff installierten Masten gemessen. Dies zieht unweigerlich große Fehler mit sich. Das größte Problem stellt der Seegang dar. Wird das Windprofil auf einem Schiff mit Schalenkreuzanemometern gemessen, wird so gut wie nie die horizontale Windkomponente allein erfasst, da das Anemometer nie genau horizontal gelagert

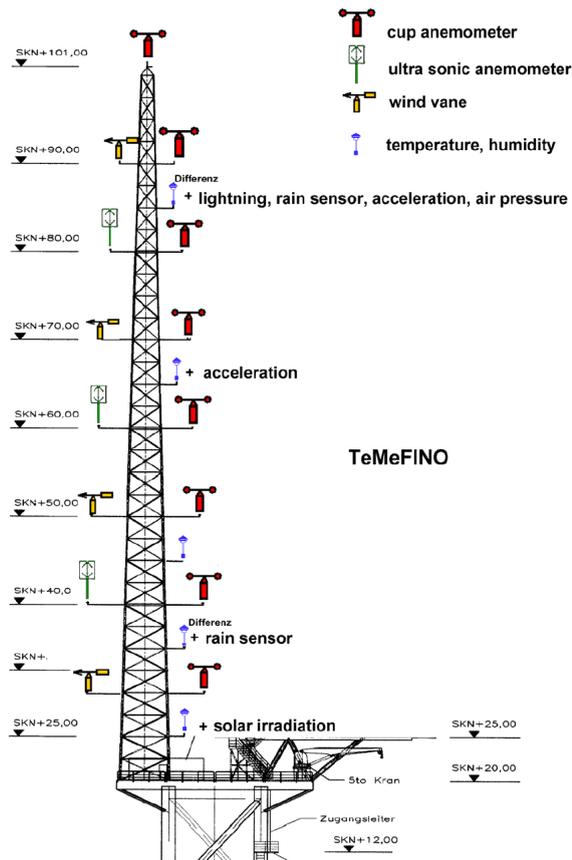


Abb (3): Schematische Darstellung der am Mast eingesetzten Sensorik. Neben den Windmess-Sensoren wurden weitere Geräte zur Erfassung von Temperatur, Feuchte, Druck und UV-Globalstrahlung installiert. Die Beschleunigungen des Messmastes werden erfasst um eventuelle Auswirkungen von Mastbewegungen auf die Windmessung zu ermitteln.

ist. Mit einem Ultraschall - Anemometer müsste die Messung eigentlich möglich sein, da man durch gleichzeitige Neigungsmessungen des Schiffes die horizontale Komponente bestimmen berechnen können müsste. Schwierig ist dabei wahrscheinlich jedoch die vertikale Komponente der Wellen mit einzuberechnen. Ich habe leider keine Literatur dazu gefunden. Ein weiteres Problem ist sicherlich auch noch, dass das Schiff nur sehr schwer an ein und demselben Ort zu halten ist. Besser für solche Messungen ist eine fest installierte Plattform, wie sie zur Zeit in der Nordsee installiert ist:

Die Messplattform Fino I befindet sich nördlich von Borkum in der Nordsee. Ziel des Projekts, das von vom Bund

(BMU) finanziert wird, ist es die „Kenntnisse über die meteorologischen und hydrologischen Bedingungen auf See zu verbessern und konkrete Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die marine Flora und Fauna zu ermitteln“ [10]. Dazu werden Windmessungen bis zur oberen Grenze der Prandtl-Schicht durchgeführt.

Auf der Plattform wurde dazu ein 80 m hoher Messmast installiert, der damit eine Gesamthöhe von 100 m aufweist. Die Windgeschwindigkeit wird dabei in 100, 90, 80,

70, 60, 50, 40 und 33 Metern Höhe gemessen [11]. Die Windgeber in 80, 60 und 40 Metern Höhe sind Ultraschallanemometer, die anderen Schalenkreuzanemometer (siehe Abb (3)).

Auf Grundlage der Messdaten sollen Prognosen für mögliche Offshore - Windenergieanlagen in Nord- und Ostsee erstellt werden und damit die besten Standorte ermittelt werden.

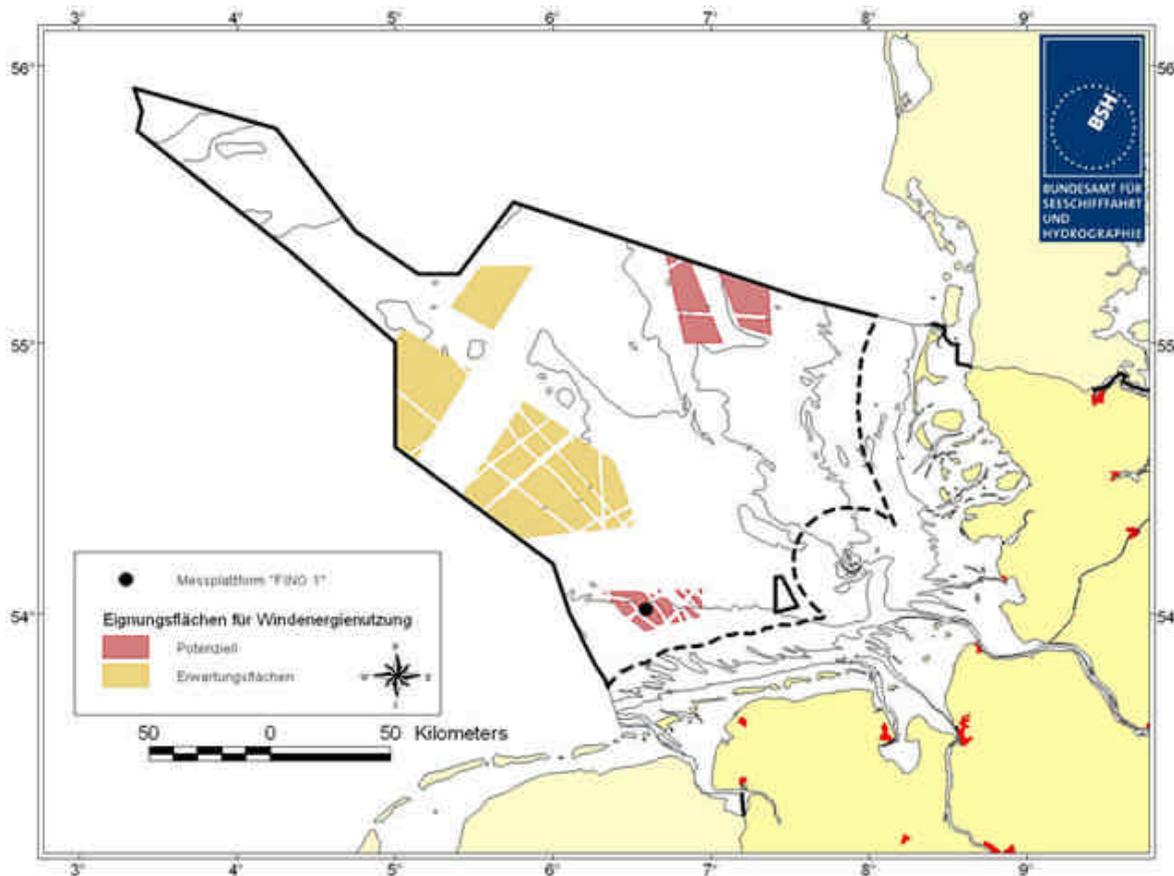


Abb (4): Standort der FINO I – Messplattform in der Nordsee (www.bsh.de)

3.4 Weibull - Verteilung

Wird die Windgeschwindigkeit über einen längeren Zeitraum (ein oder mehrere Jahre) gemessen, erhält man als Ergebnis eine Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten am Standort. Diese Verteilung heißt Weibull - Verteilung. Die Form der Kurve kann durch den sogenannten Weibull - Parameter beschrieben werden.

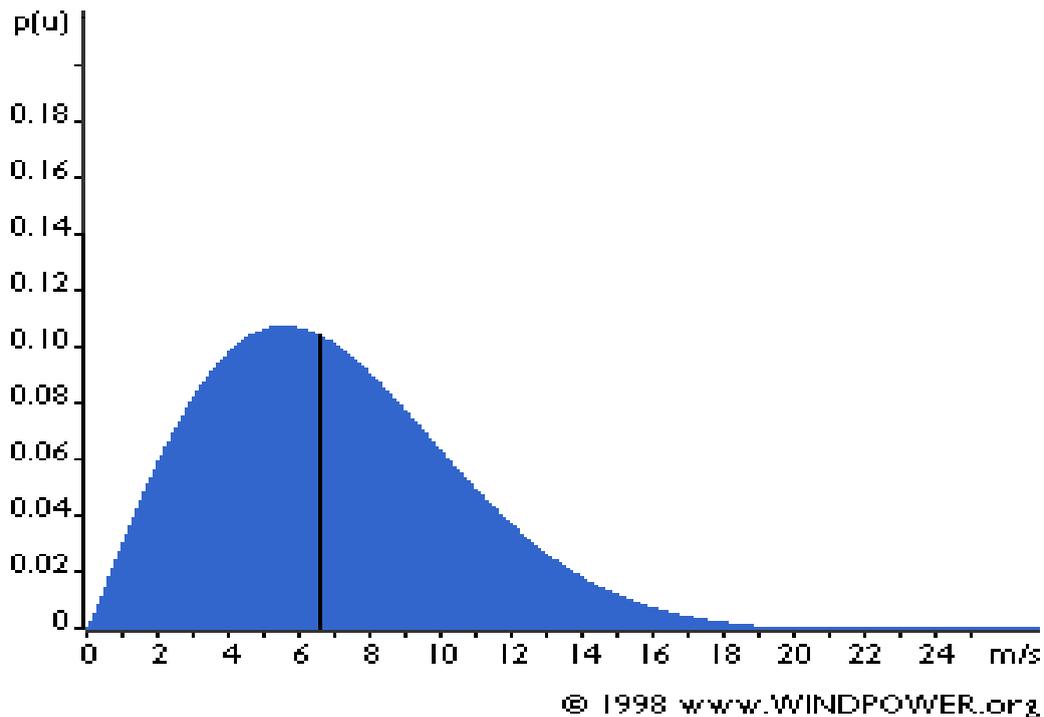


Abb (5): Weibull-Verteilung eines Standortes mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 7 m/s und Weibull – Parameter 2. (www.windpower.org/de/tour/wres/weibull.htm)

3.5 Beispiel für die Auswirkung einer Falschmessung

Im Folgenden ein Beispiel für die Auswirkung einer nur geringen Fehlmessung.

Die Berechnung wurde mit dem Programm ALWIN (www.ammonit.de) für die WEA „NORDEX N-80/100“ mit 2,5 GW Leistung und einer Nabenhöhe von 100 m.

Korrekte Messung 10 m Messung = 4,4 m/s 30 m Messung = 5,3 m/s	Daraus ergibt sich eine Rauhigkeitslänge von 0,047 m bzw. eine Windstärke in 100 m Höhe von 6,29 m/s	Prognostizierter Jahresertrag: 4604,8 MWh
Mögliche Fehlmessung 10 m Messung = 4,2 m/s 30 m Messung = 5,5 m/s	Daraus ergibt sich eine Rauhigkeitslänge von 0,288 m bzw. eine Windstärke in 100 m Höhe von 6,92 m/s	Durch diese geringe Fehlmessung lautet die Prognose jetzt: 5751,9 MWh
Messfehler bei der 10 m – Messung: -0,2 m/s (-4,5 %) Messfehler bei der 30 m – Messung: +0,2 m/s (+3,8 %)		Überbewertung durch die Fehlmessung: +24,9 %

Tab. 2: Beispiel für die Auswirkung einer Falschmessung

4. MODELLIERUNGEN

Um Standorte für Windkraftanlagen oder Windparks planen zu können, braucht man eine zuverlässige Windprognose für den betrachteten Bereich. Die in 2. und 3. vorgestellten Punkte sind wichtige Hilfsmittel um solch eine Prognose erstellen zu können.

4.1 Die Leistungskennlinie einer Windkraftanlage

Die Verbindung zwischen Windprognose und Windenergievorhersage ist die Leistungskennlinie der geplanten Windenergieanlage (WEA). Sie ist das Schaubild der Ausgangsleistung der WEA in Abhängigkeit von der herrschenden Windgeschwindigkeit. Mit Hilfe der Weibull – Verteilung kann dann der zu erwartende Energieertrag berechnet werden.

Nach Jungbauer [9] kann man die Leistungskennlinie in vier Phasen unterteilen:

Phase I: Die Mindestgeschwindigkeit, unter der die Anlage nicht läuft, heißt Anlaufgeschwindigkeit. Diese ist bei jedem Typ einer WEA unterschiedlich. Der Rotor dreht sich auf Grund von Reibungs- und Trägheitskräften erst ab der Anlaufgeschwindigkeit. Daher ist auch die Kenntnis der niedrigen Windgeschwindigkeiten sehr wichtig. In der Phase vor der Anlaufgeschwindigkeit liefert die WEA keine Energie.

Phase II: Die Anlaufgeschwindigkeit ist überwunden und der Rotor dreht sich, d.h. es wird elektrische Energie erzeugt, die mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit ansteigt bis die Nennleistung des Generators erreicht ist. Die theoretische Leistung P ist dann:

$$P = \frac{\rho}{2} \cdot F \cdot v^3 \cdot h \quad (18)$$

Hier ist ρ die Luftdichte, F die vom Rotor überstrichene Fläche, v die Windgeschwindigkeit und $0 \leq h \leq 0,59$ (max. ist Betzscher Wirkungsgrad) der Wirkungsgrad der Anlage [12].

Phase III: Der Generator ist so gebaut, dass der eine bestimmte Leistung, die Nennleistung, nicht übersteigen darf. Über eine Regelung wird dies auch für höhere Rotordrehzahlen eingehalten.

Phase IV: Übersteigt die Windgeschwindigkeit eine Bestimmte Marke, so wird, um mechanischen Schäden an der WEA vorzubeugen, die Anlage abgeschaltet. Diese kritische Windgeschwindigkeit heißt Abschaltgeschwindigkeit. Die WEA liefert keine Energie.

Beispiel:

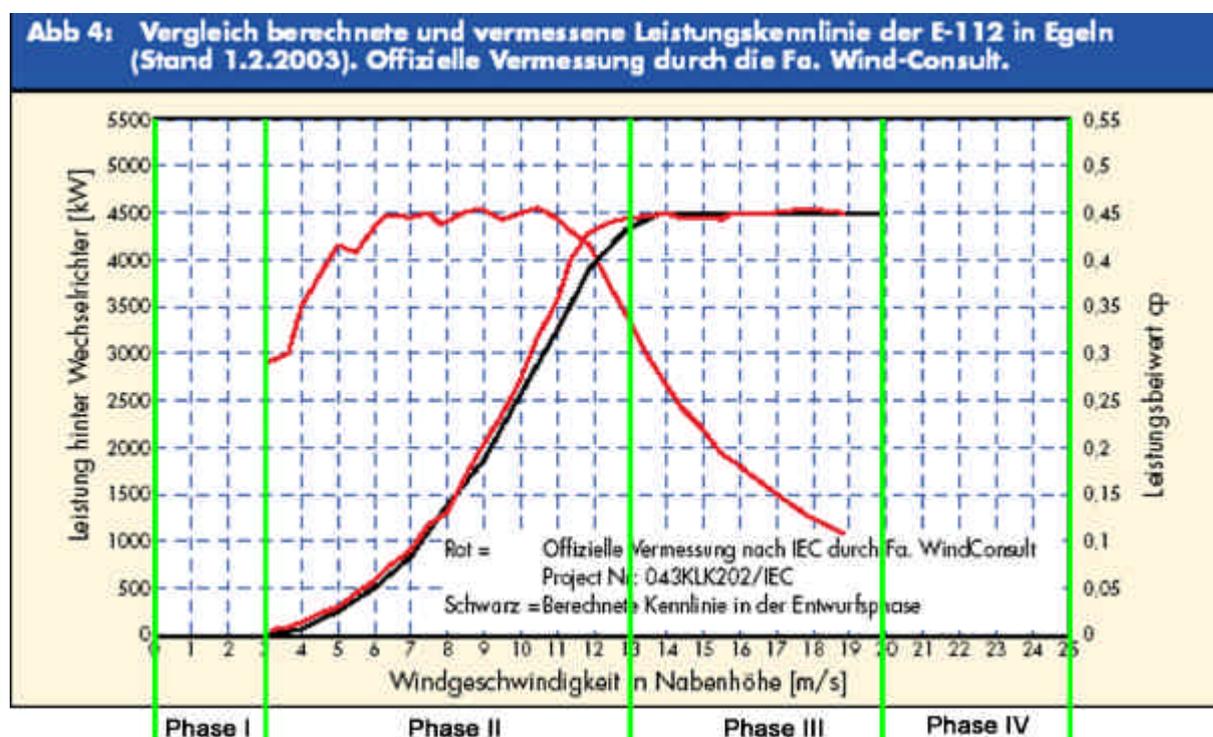


Abb (6): Leistungskennlinie der WEA E-112 modifiziert aus [12]

4.2 Wind/Energieprognoseprogramme

Um zuverlässige langjährige Windprognosen zu erstellen, gibt es inzwischen eine ganze Reihe von Programmen [13]. Einige davon stelle ich im folgenden vor:

4.2.1 WAsP – Wind Atlas Analysis and Application Programme

WAsP ist das Standardprogramm um eine Windprognose zu erstellen. Es wurde bereits 1987 eingeführt und ständig weiterentwickelt. Das Programm arbeitet für die Windprognose auf der Grundlage des Windatlas-Verfahrens.

Die Idee dieses Verfahrens ist es, eine Windgeschwindigkeit für einen Punkt vorherzusagen, der maximal 100 km von einem Punkt mit bekannter Windgeschwindigkeitsverteilung entfernt liegt. Dabei werden für den unbekanntem Standort Korrekturen für verschiedene Oberflächeneigenschaften, Orographie und Rauigkeit der Oberfläche gemacht [9]. Das Gebiet um die geplante WEA wird in 12 Windrichtungssektoren aufgeteilt und jedem Sektor eine Rauigkeitslänge zugeordnet. Das Ergebnis des Windatlas-Verfahrens ist, wie bei einer Messung, eine Weibull - Verteilung der Windgeschwindigkeiten in der gewünschten Höhe (Nabenhöhe der WEA). Nun kann über die Leistungskennlinie der jährliche Energieertrag berechnet werden. WAsP kann mehrere WEA aufeinander beziehen und so Abschattungseffekte in Windparks berechnen.

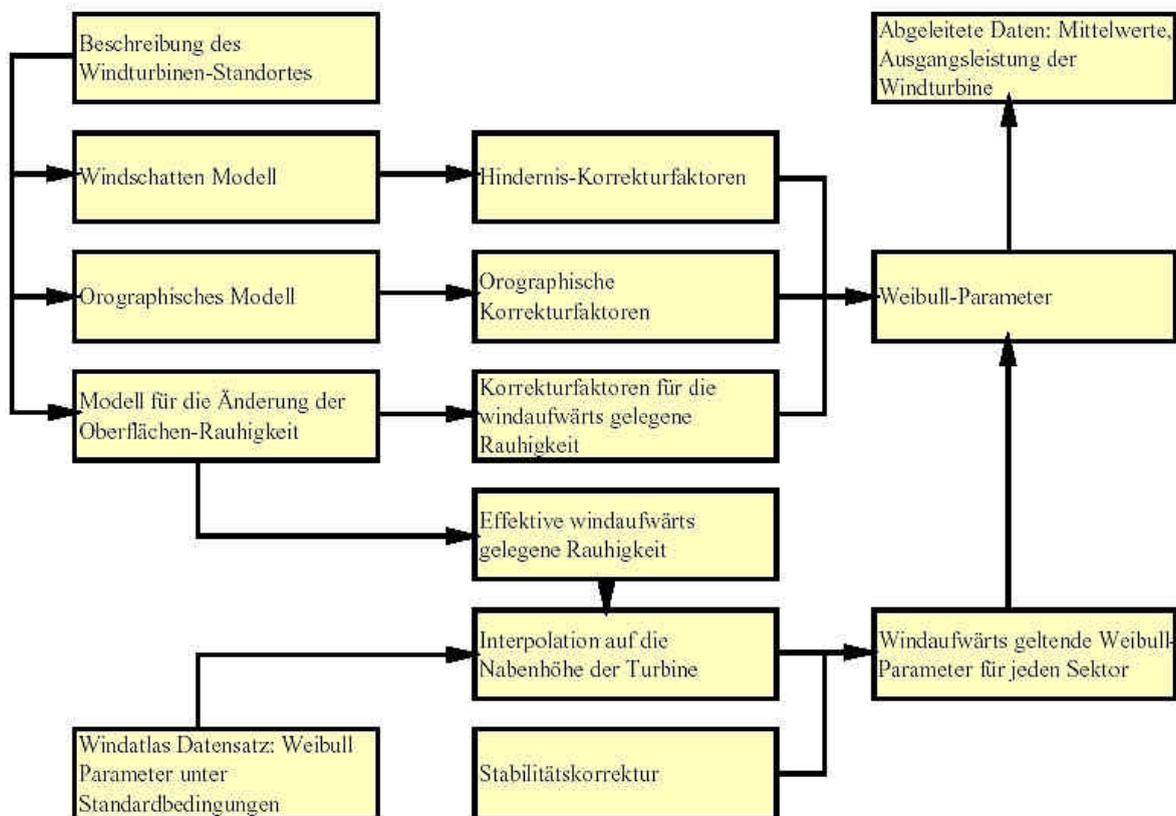


Abb. (7): Zusammenhang und die verschiedenen Korrekturen des Windatlas-Verfahrens [9].

4.2.2 Alwin

Das kleine Programm Alwin ist in Zusammenarbeit von Dewi und Ammonit entwickelt worden. Es verknüpft das Windpotential eines Standortes (Weibull-Verteilung oder Datenimport aus Dataloggern) mit den technischen Daten (Leistungskennlinie, Regelprinzip und Nabenhöhe) einer WEA und berechnet daraus eine Energieprognose. Das Programm ist einfach zu bedienen, übersichtlich und kostenlos zu haben bei www.ammonit.de [14].

4.2.3 Windpro

Die in Dänemark entwickelte Software WindPro ist sehr umfangreich und komfortabel. Das Programm ist modular aufgebaut kann so an alle Bedürfnisse angepasst werden. Es gibt Module zur Energieberechnung (auf Grundlage von WAsP), zur Umweltverträglichkeitsberechnung (wie z.B. Schattenwurf und Lärmemission), zur Anlagensvisualisierung (z.B. Einbindung der Anlage in das Landschaftsbild durch Animationen) und zur Wirtschaftlichkeitsberechnung.

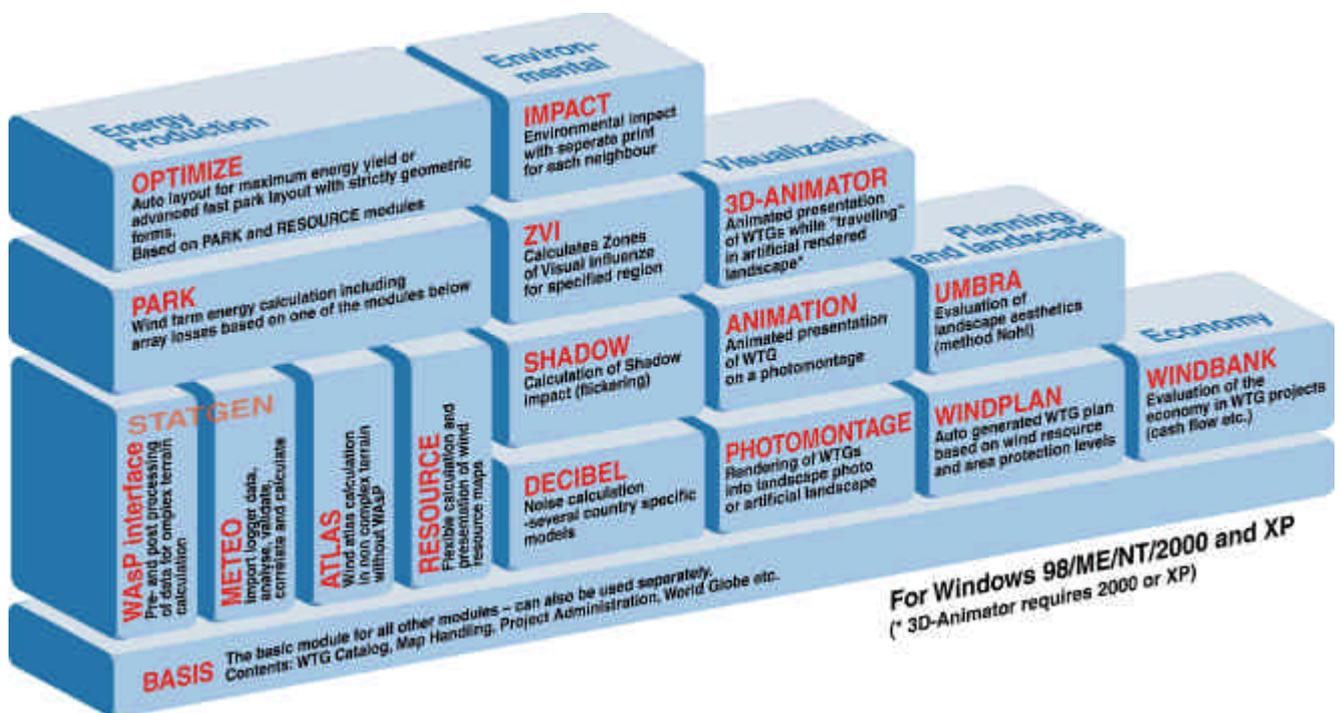


Abb (8): Schema für den Aufbau von WindPro (www.emd.dk)

5. TECHNISCHE BESONDERHEITEN BEI OFFSHORE WINDENERGIEANLAGEN

Offshore Windanlagen müssen gegenüber WEA an Land natürlich höheren technischen Anforderungen standhalten. Die WEA müssen so gut im Meeresboden befestigt werden, meist bis zu 40 m unter der Wasseroberfläche, dass die Masten sowohl Wellen und Tidenhub als auch Eisgang standhalten. Da die Windgeschwindigkeiten höher sind als an Land und damit auch größere Rotoren (Durchmesser bis zu 126 m [12]) eingesetzt werden, ist die Beanspruchung durch den Wind größer [15]. Die Nabenhöhen von Offshore –Anlagen sind niedriger als an Land, da die Rauigkeit über dem Meer niedriger ist als an Land (Siehe Kap. 2): meist reichen 60-80 Meter aus [16]. Es stellt sich auch die Frage, wie der erzeugte Strom dann an Land kommt und ins Stromnetz eingespeist wird.

5.1 Gründungstechnik

In der Berechnung von Gründungen im Meer müssen verschiedene Parameter berücksichtigt werden. Wie oben erwähnt müssen starke Wind- und Wellenverhältnissen und deren Überlagerungen in die Berechnung mit einfließen. Doch auch das Verhalten der WEA, wenn der Mast zu Schwingungen im Bereich der Eigenfrequenz angeregt wird sind zu beachten.

Im wesentlichen werden fünf verschiedene Verfahren bei der Gründung von WEA im Meer verwendet:

Für kleine Wassertiefen (< 10 m) werden Gewichtsfundamente verwendet. Diese Gründung beruht einzig und allein auf der Schwerkraft: die WEA wird nur mit einem schweren Sockel ins Meer gestellt. Diese Technik ist sehr anfällig auf große Lasten, die durch das Meer hervorgerufen werden, da keinerlei Zug- und Druckkräfte auf den Meeresboden übertragen werden [17]. Man könnte Gewichtsfundamente auch in größeren Wassertiefen anwenden, aber die Fundamente müssten dann stark vergrößert werden. Angewandt werden Gewichtsfundamente z.B. in Dänemark.

Einpfehlgründungen oder Monopile sind weit verbreitet (z.B. Schweden, Großbritannien, Dänemark). Ein sich von 5 m bis ca. 2,5 m verjüngendes einzelnes Stahlrohr wird von einer Hub-Plattform (Jack-Up) ca. 20 m tief in den Meeresboden eingerammt und an seinem Ende wird die WEA montiert. Durch ein Zwischenstück

können gegebenenfalls Schief lagen korrigiert werden. Auf den Masten wirkende Kräfte werden so an den Meeresboden abgegeben. Monopile werden bis zu einer Wassertiefe von 25 m eingesetzt.

Bei der noch neuen Technik der Tripod- oder Dreibein – Gründungen werden drei bis zu 90 cm dicke Pfähle 10-20 m tief in den Boden eingerammt. Durch eine Gitterkonstruktion mit drei Schenkeln wird der Mast der WEA gestützt. Die nun anfallenden Kräfte werden an die drei Ecken der Konstruktion und damit in den Meeresboden abgegeben. Tripod – Gründungen sind stabiler als Monopile und können so auch für größere Wassertiefen verwendet werden.

Als letzte Technik der sogenannten Pfahlgründungen gibt es noch den Gitterturm, der wie die Tripod - Gründungen an mehreren Stellen in Boden verankert ist. Anstelle eines Pfahles wird ein Gitterturm als Mast verwendet. Er verhält sich ähnlich wie die Tripod – Gründungen und kann ebenfalls für größere Tiefen verwendet werden.

Eine weitere Idee waren schwimmende Konstruktionen, die eine Möglichkeit für sehr große Wassertiefen (75 - 500 m) darstellen. Studien haben aber ergeben, dass sie sehr teuer (etwa doppelt so hohe kWh – Preise gegenüber Pfahlgründungen) wären. Obwohl technisch machbar, scheinen sie deshalb noch keine echte Alternative zu sein [17].

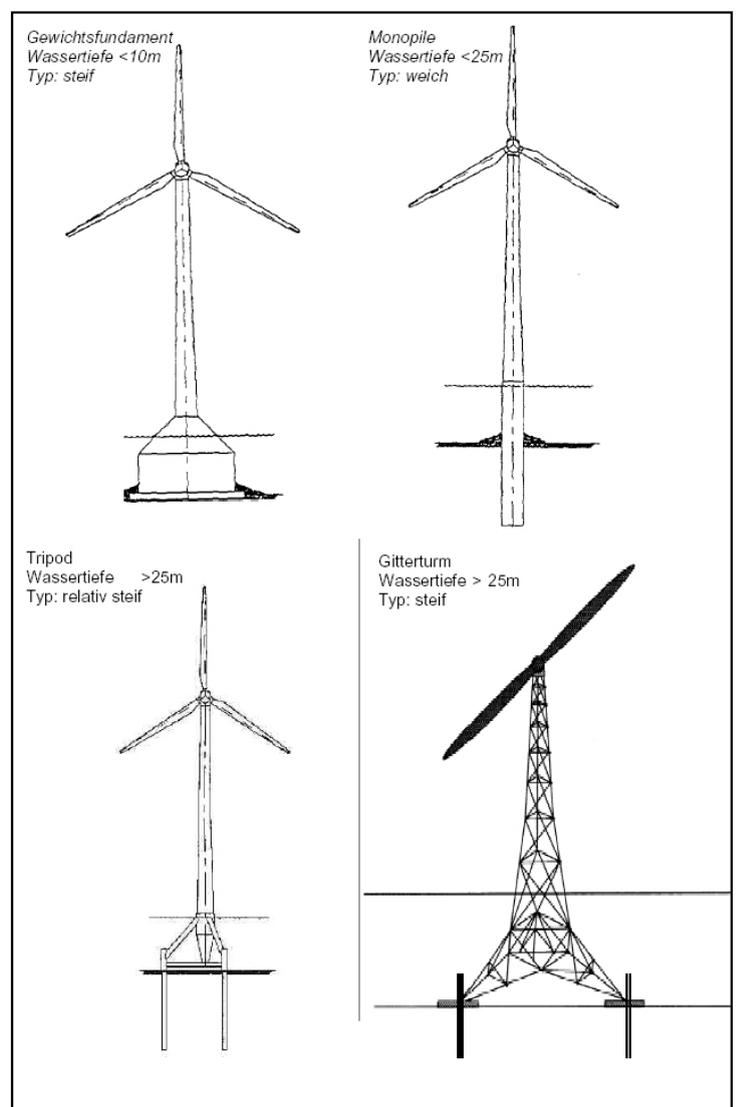


Abb (9): Verschiedene Gründungsformen für Offshore WEA [17]



Abb (10): Jack – Up - Plattform im Bockstigen Windpark mit Monopile-Gründung [17]

5.2 Schutz vor den marinen Bedingungen

Durch den größeren Wind, den Seegang und deren Überlagerung werden Offshore WEA mechanisch stark beansprucht. Diese Probleme können durch entsprechend stärkeres Material und gute Gründungen gut ausgeglichen werden.

Die größeren Probleme bei der Offshore – Anwendung sind die stets feuchte Witterung und der Salzgehalt des Meerwassers, die Korrosion verursachen können, und schädliche Ablagerungen durch die Gischt. Daher werden die Bauteile mit angepassten Beschichtungen ausgestattet [16]: spezielle Farbsysteme, petroleumbasierte Schutzbeschichtungen oder auch Verzinkung der Oberflächen können einen guten Schutz bieten.

Die elektronischen Bauteile der WEA müssen gegen die feuchte und salzige Luft geschützt werden. Durch ihre Lage in einem speziellen Raum sind sie schon recht gut geschützt, jedoch bekommt man so einen Raum auch nicht luftdicht, sodass andere Maßnahmen ergriffen werden müssen, um die Feuchtigkeit bzw. das Tauen der feuchten Luft zu verhindern. Eine Möglichkeit ist den Raum unter einen permanenten Überdruck zu setzen, wodurch kaum Luft von außen eindringen kann.

Auf jeden Fall muss der Raum mit den elektronischen Geräten klimatisiert sein, um Taubildung zu verhindern.

5.3 Stromweiterleitung an Land

Ein sehr großes und von Offshore – Gegnern immer wieder angeführtes Problem ist die möglichst verlustfrei Weiterleitung der erzeugten elektrischen Energie an Land.

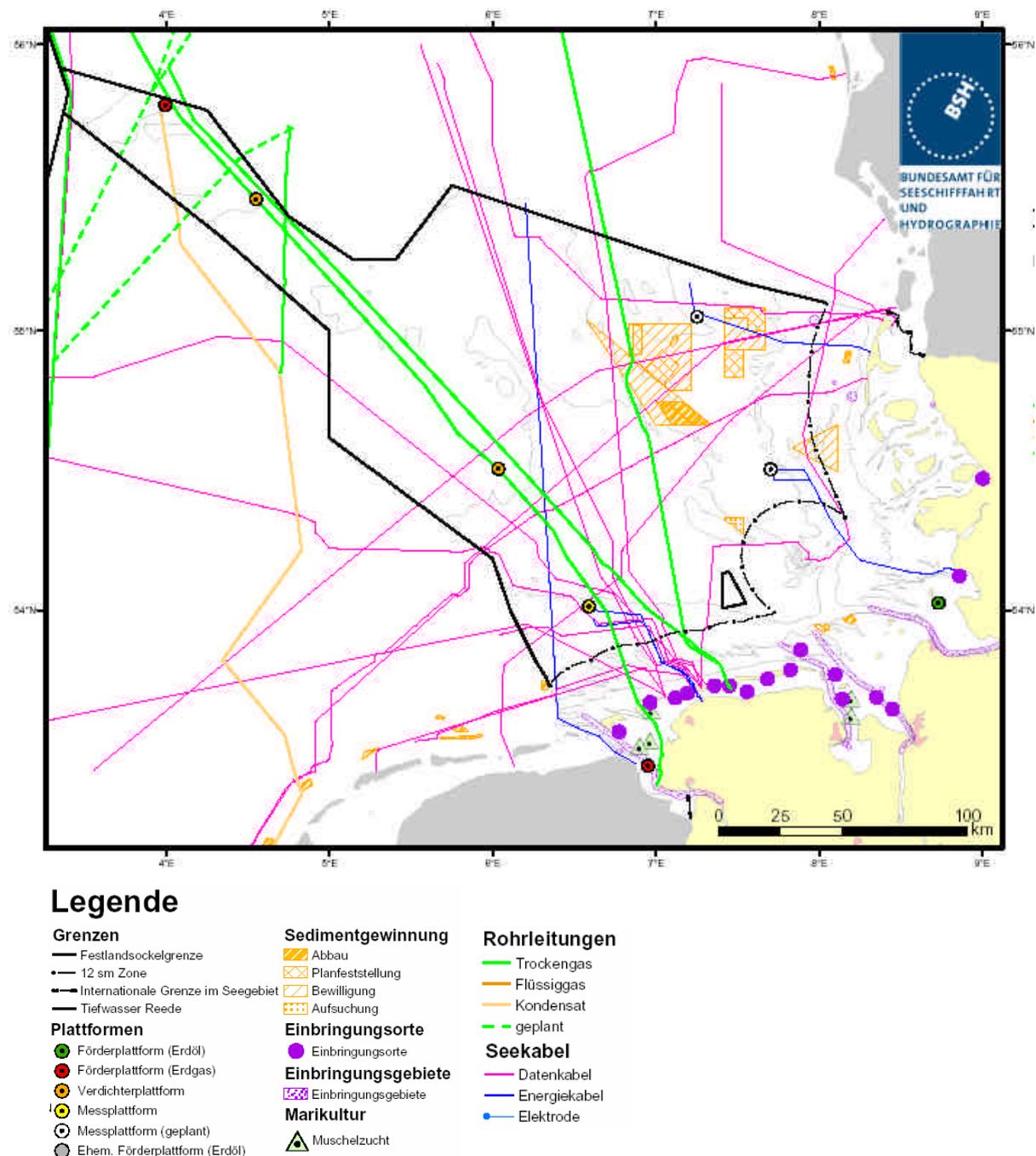


Abb. (11): Das Leitungsnetz in der deutschen Nordsee. www.bsh.de

Freileitungen würden hohe Masten erfordern und wären den rauen Bedingungen auf dem Meer ausgeliefert. Daher geschieht die Weiterleitung grundsätzlich durch am bzw. im Meeresboden verlegte Kabel. Probleme sind dabei, dass die Kabel warm werden und ein magnetisches Feld um die Kabel erzeugt wird. Die möglichen Auswirkungen auf die Unterwasserwelt sind noch nicht bekannt.

Innerhalb der Windparks wird der erzeugte Wechselstrom im Mittelspannungsbereich zu einer Umspannplattform geleitet. Dort wird der Strom in den Hochspannungsbereich transformiert. Übliche Spannungen liegen bei 110 kV, 150 kV und 220 kV. Weiter gibt es zwei Möglichkeiten [17]:

Für nicht so weite Entfernungen (max. 50 – 100 km) zum Land kann der Strom dann als Wechselstrom direkt durch die untermeerischen Kabel geleitet werden. An Land befindet sich dann ebenfalls eine Umspannstation, die die Einspeisung in das Stromnetz ermöglicht. Die Begrenzung der Entfernung bei Wechselstromübertragungen ist darin begründet, dass sich mit zunehmender Leistung und quadratisch mit der Kabellänge die sogenannte Blindleistung aufbaut, die mittels Kompensationsstationen reguliert werden muss. Allein durch die Blindleistung kann so die maximale Belastbarkeit eines Kabels erreicht werden.

Für größere Entfernungen bietet es sich daher an, die Wechselspannung in Gleichspannung umzuwandeln und die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) zu nutzen. Bei dieser Technologie entsteht keine Blindleistung und es können auch große Entfernungen überbrückt werden, wie z.B. Itaipu in Brasilien mit einer Leistung von 6300 MW bei einer Entfernung von 800 km. Allerdings muss dazu im Windpark noch eine Gleichrichteranlage und andere elektrotechnische Anlagen errichtet werden und an Land dann ein Wechselrichter.

6. NUTZUNGSKONFLIKTE

Da das Meer natürlich auch vor den Offshore – Anlagen schon vielfältig genutzt wurde, entstehen Konflikte und Probleme zwischen den Betreibern der WEA und den anderen Nutzern.

Rechtlich gehört nur ein Bereich von 12 Seemeilen von der Küstenlinie ausgehend zum deutschen Staatsgebiet. Dieser Bereich besteht hauptsächlich aus Seewasserstrassen und Naturparks. Nach EU – Richtlinie dürfen die Staaten aber einen Bereich mit max. 200 Seemeilen seewärts der 12-Meilen-Zone wirtschaftlich nutzen. Dieser Bereich heißt „Ausschließliche Wirtschaftszone“ (AWZ) [15].

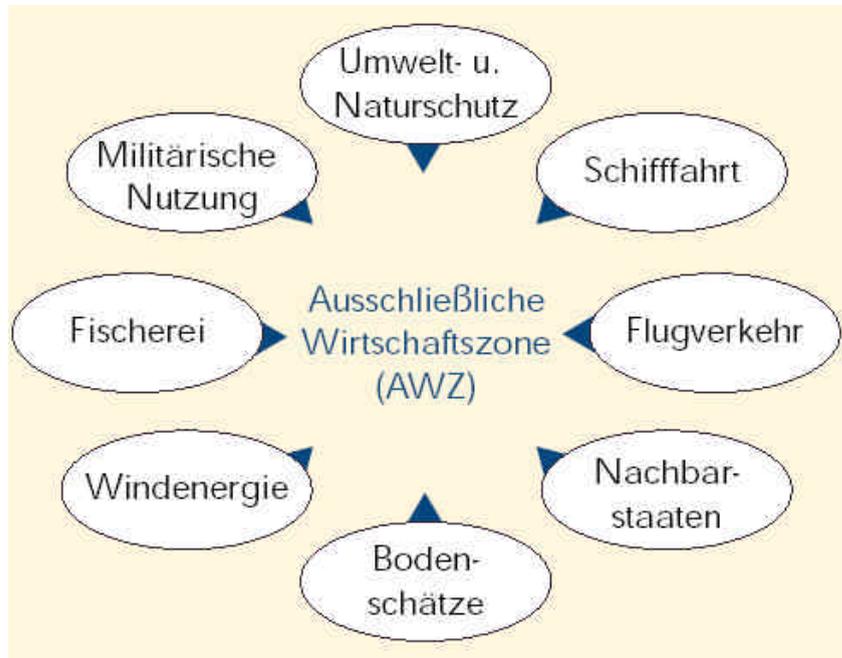


Abb. 12: Konkurrierende Nutzungskonflikte in der AWZ

6.1 Schifffahrt und Fischerei

Probleme für die Schifffahrt ergeben sich nach Bartholomäus [18] aus der Barrierewirkung und der Kollisionsgefahr mit den WEA. Bei einer solchen Kollision könnte möglicherweise giftiges Gefahrgut ins Meer gelangen. Um diesem Szenario vorzubeugen hat die Bundesregierung 2002 folgende Anordnungen erlassen [18]:

- Kennzeichnung des Windparks als Schifffahrtshindernis in Seekarten
- Befahrverbot für alle Fahrzeuge, mit Ausnahme der Wartungsfahrzeuge
- Ein Sicherheitsbereich gilt 500 m um den gesamten Windpark
- Anlage von Windparks mindestens 2 Seemeilen von Verkehrstrennungsgebieten entfernt

Außerdem müssen die Planer von Windenergieanlagen eine Risikostudie zur möglichen Kollision von Schiffen mit den WEA vorlegen.

Für die Fischerei ergibt sich aus den oben angegebenen Anordnungen, dass Fanggründe verloren gehen. Ferner dürfen in den Bereichen der Seekabel keine Schleppnetze verwendet werden, da sonst die Kabel beschädigt werden könnten. Die Fischer sehen ebenfalls die Gefahr, dass der Bau von WEA negative Auswirkungen auf die Fischbestände haben könnte. Dies wird unten noch genauer beleuchtet. Alles in allem wird befürchtet, dass die mit den Problemen möglicherweise auftretenden Ertragsausfälle auch zu Arbeitsplatzverlusten führen könnte.

6.2 Tourismus

Die Küstengemeinden wiesen immer wieder auf Konflikte der Offshore – Windparks mit dem Tourismus hin. Neben der oben erwähnten Gefahr der Kollision eines Schiffes mit einer WEA und der möglicherweise daraus entstehenden Umwelt – und Küstenverschmutzung sind vor allem folgende Punkte Gegenstand der Diskussion [18] :

- Die Offshore – Windparks sind von der Küste aus sichtbar.

Von der Küste aus sind Windparks, die 15 km im Meer liegen bei fast jeder Witterung zu sehen. 40 km Entfernte Windparks sind jedoch selbst bei gutem Wetter wegen der Erdkrümmung nicht mehr zu sehen.

- Diese beeinträchtigen den Genuss des Meeresbildes.

Bartholomäus [18] führt verschiedene Studien an, die diesen Punkt eher zu entkräften scheinen. Jedoch muss so eine Studie für jeden Ort neu erhoben werden, da die Touristen verschiedene Motivationen haben, in bestimmte Orte zu reisen. Interessant erscheint mir aus der Studie auch, dass die Windenergie bei vielen Leuten ein positives Image hat und daher ein möglicherweise sichtbarer Windpark eher einen positiven Eindruck hinterlässt.

- Und das bewirkt das Ausbleiben der Touristen .

Dies scheint eigentlich sehr einleuchtend. Jedoch wurde in der oben erwähnten Studie herausgefunden, dass Empfinden und handeln der Touristen oft widersprüchlich ist. Sie können z.B. etwas am Urlaubsort als sehr störend empfinden, aber trotzdem wieder dorthin in der Urlaub gehen.

7. NATURSCHUTZ

Planer von Offshore - Windparks sind inzwischen dazu verpflichtet, eine Studie zur Umweltverträglichkeit des geplanten Parks über zwei Jahre vorzulegen. Auch beim Bau und im Betrieb der Anlagen muss dann die Studie 3-5 Jahre fortgesetzt werden.

Die Probleme von Windparks mit der Umwelt sind vielfältiger Natur. Forschungen über Benthos und Vogelzug laufen momentan auf der Fino I –Forschungsplattform.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über die möglichen Probleme, die alle noch nicht erschöpfend erforscht wurden:

Schutzgut	Ursache	Wirkung
Vögel	WEA und Schiffsverkehr (Bau und Wartung)	Verlust von Nahrungs- und Rastflächen, Änderung der Zuglinien durch Scheuchwirkung
	Kollisionen (Vogelschlag)	direkte Verluste
Meeressäuger	Schattenwurf der Rotoren, Schallemissionen und Vibrationen (Bau und Betrieb)	Lebensraumverkleinerung durch Scheuchwirkung, Beeinträchtigung des Verhaltens, Streß, Organschädigungen
	E-Kabel (s. u.)	(s. u.)
Fische	E-Kabel zwischen Anlagen und zum Land (künstliche elektromagnetische Felder)	Orientierungsstörung (v. a. wandernde Arten), Behinderung der Nahrungssuche
	Schallemissionen und Vibrationen	Lebensraumverkleinerung durch Scheuchwirkung, Beeinträchtigung des Verhaltens, Streß
	in der Bauphase Trübungsfahren und Sedimentation	Behinderung der Nahrungssuche, Schädigung des Fischlaichs
Benthos	lokale Zerstörung durch Fundamentsetzung, Sedi- mentfahnen bei Bau	Lebensraumverlust, direkte Verluste durch Bau und Überdeckung mit Sediment
	Änderung der Strömungs- und Sedimentverhältnisse Einbringung von künstlichem Hartsubstrat	Änderung der Zusammen- setzung der benthischen Lebensgemeinschaften
Fledermäuse	WEA bzw. Rotoren	direkte Verluste durch Kollis- sionen, Änderung der Zug- linien
Meeresströmung	WEA	großräumige Änderung der Meeresströmung
Landschaftsbild	weitsichtbare Bauten	Eingriff in Landschaftsbild
Sonstiges	Gefährdung des Schiffs- verkehrs	Verschmutzungen durch z. B. austretendes Öl

Tab. 3: Mögliche Auswirkungen von Offshore – WEA auf die Meeresumwelt nach Bartholomäus [18]

8. GEPLANTE UND REALISIERTE OFFSHORE – WINDPARKS

Bis heute werden von Deutschland noch keine Offshore – Windparks betrieben, jedoch sieht die „Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See“ [19] vor bis 2006 WEA mit mindestens 500 MW Ertrag zu installieren. Weiter sollen dann bis 2010 2.000-3.000 MW und bis 2030 20.000-25.000 MW Leistung installiert werden.

8.1 geplante Windparks

Die Probleme geeignete Orte für den Bau von Offshore – Windparks zu finden sind vielfältig. Erst wenn alle Parteien zufriedengestellt sind dürfen in Deutschland Windparks gebaut werden.

Nordsee - Offshore-Windparks (aktuelle Planungen)

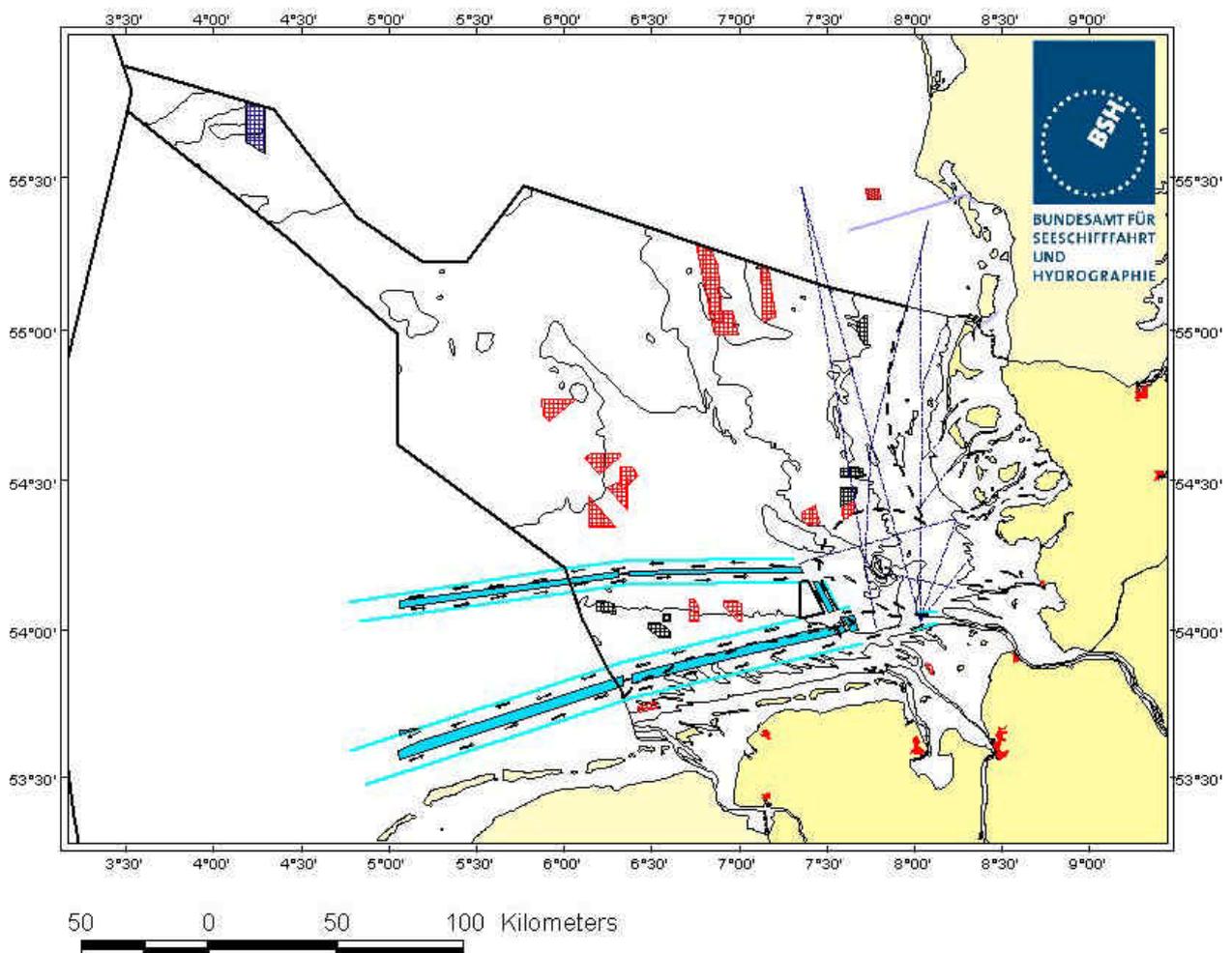




Abb. 13: Aktuelle Planungen für Offshore – Windparks in der deutschen Nordsee (www.bsh.de)

Momentan liegen in Deutschland 33 Anfragen beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) für den Bau von Offshore – Windparks mit einer Gesamtleistung von ca. 27.300 MW (www.iwr.de) vor. Genehmigt wurden davon bislang sieben Stück. Die genehmigten Parks werden alle 30 – 90 km vor der Küste liegen (www.bsh.de).

Weltweit sind eine Menge Offshore - Windanlagen geplant. Auf den Seiten des

Land	Anzahl	Leistung in MW
Belgien	1	300
Dänemark	2	350
Deutschland	33	27.300
Frankreich	2	60
Großbritannien	32	10.219
Irland	2	1.230
Kanada	1	700
Niederlande	2	220
Schweden	15	2.084
Spanien	2	450
USA	2	420
gesamt	94	43.333

„Internationalen Wirtschaftforums regenerative Energien – IWR“ (www.iwr.de) können geplante und realisierte Offshore Windparks abgerufen werden. Tabelle 4 gibt eine Übersicht über die weltweit geplanten Parks.

Obwohl hierzulande noch kein einziger Offshore – Windpark installiert wurde, stellt Deutschland momentan über die Hälfte der geplanten Windparks weltweit. Auch Großbritannien hat sich für einen starken Ausbau der Offshore – Windenergiegewinnung entschlossen.

Tab. 4: geplante Windparks international. (nach www.iwr.de)

8.2 Realisierte Windparks in Europa

Realisierte Windparks gibt es in Europa momentan einige. Tabelle 5 zeigt die sich momentan in Betrieb befindenden Windparks international.

Land	Name	Leistung	Anlagenzahl	Fetch	Wassertiefe	Jahr
Dänemark	Vindeby	5,0 MW	11	1,5 km	2 - 5 m	1991
	Tunø Knob	5,0 MW	10	6 km	3,1 – 4,7 m	1995
	Middelgrunden	40,0 MW	20	2–3 km	3 – 6 m	2001
	Horns Rev	160,0 MW	80	14–20 km	6 – 14 m	2002
	Frederikshavn	10,60 MW	4			2003
	Nysted	165,60 MW	72	10 km		2003
	Samsø	23,00 MW	10			2003
Gesamt DK		409,2 MW	207			
GB	Blyth	4,0 MW	2	1 km	8,5 m	2000
	North Hoyle	60,0 MW	30			2003
	Scroby Sands	60,0 MW	30			2004
Gesamt GB		124,0 MW	62			
Irland	Arklow Bank	25,2 MW	7			2003
Gesamt Irland		25,2 MW	7			
Niederlande	Lely	2,0 MW	4	0,8 km	5-10 m	1994
	Irene Vorrink	16,8 MW	28	0,02 km	5 m	1996
Gesamt NL		18,8 MW	32			
Schweden	Nogersund	0,2 MW	1	0,25 km	6 m	1990
	Bockstigen	2,8 MW	5			1997
	Utgrunden	10,0 MW	7	8 km	7,2 – 10 m	2000
	Yttre Stengrund	10,0 MW	5			2001
Gesamt S		23,0 MW	18			
Gesamt weltweit:		600,2 MW	326			

Tab.5: realisierte Offshore – Windparks international 2004.

(nach www.iwr.de und www.offshore-wind.de)

8.3 Beispiel: Horns Rev Windpark in Dänemark

Der Windparks Horns Rev in Dänemark ist der von der Leistung her zweitgrößte Offshore – Parks, der momentan in Betrieb ist. Er deckt mit seinen 160 MW 2% des Energiebedarfs von Dänemark.

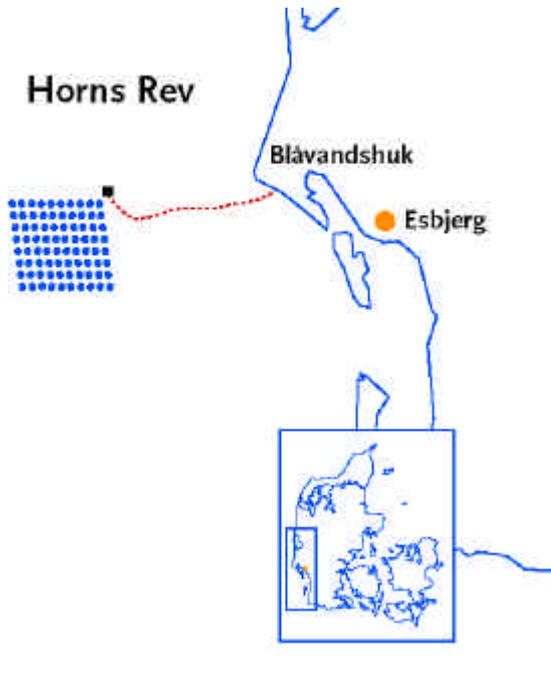


Abb. (14): Lage des Windparks Horns Rev vor Dänemark.

Vor, während und nach Errichtung des Parks sind umfassende Studien im Bezug auf Natur- und Umweltschutz durchgeführt worden.

Der Windpark erstreckt sich auf einer Fläche von 20 km². Die 80 Windenergieanlagen mit ihren jeweils 2 MW Leistung haben ein Monopiles Fundament mit Zwischenstücken zum Ausgleich. Die Montage erfolgte mittels spezieller Jack – up - Fahrzeuge, die mit versenkbaren Ständern auf dem Meeresgrund, der dort in 6–14 m Tiefe liegt, fest stehen können.

Die erzeugte elektrische Energie wird zu einer Umspannstation auf dem Meer geleitet und von dort mit eingegrabenen Seekabeln zum 14 – 20 km entfernten Land gebracht.

Die verwendeten WEA haben eine Nabenhöhe von 70 m und einen Rotordurchmesser von 80 m. Bei 4 m/s laufen die Rotoren an, bevor sie dann von 13

– 25 m/s ihre volle Leistung von 2 MW bringen. Bei höheren Windgeschwindigkeiten von 25 m/s werden die Anlagen ausgeschaltet. Die vor dem Bau ermittelte mittlere Windgeschwindigkeit in 62 m Höhe liegt bei 9,7 m/s.



Abb. (15) : Der Offshore Windpark Horns Rev vor Dänemark. (www.hornsrev.dk)

9. AUSBLICK

Der Ausbau der Offshore – Windenergie befindet sich erst ganz am Anfang. Es sind weltweit erst 600,2 MW Leistung installiert. Das sind erst 1.4 % der Leistung, die bis 2030 Offshore installiert werden soll. Planungsweltmeister ist dabei Deutschland. Momentan ist noch keine einzige WEA im Offshore - Einsatz, jedoch wird kräftig geforscht.

Der Unterschied zwischen den bei uns geplanten Parks gegenüber den international realisierten Parks ist, dass Deutschland für größere Entfernungen (>40 km) zur Küste, für größere Wassertiefen (>30 m) und größere Leistungen plant. Dort herrschen nicht nur rauere Bedingungen, die Erreichbarkeit für die Wartung ist auch erheblich schwieriger. In der Anlagentechnik ist noch viel Detailarbeit nötig. Die Energie muss an Land gebracht werden, was neue Techniken der Stromübertragung erfordert. Auch die Konflikte der Offshore – Windnutzung mit dem Schutz der Pflanzen- und Tierwelt im Meer sind noch nicht ausreichend erforscht, bzw. durch

Langzeitstudien untersucht. Das sind Probleme, die Deutschland als erste Nation behandelt.

Hierzulande soll die Offshore – Windkraft 2030 einen Anteil von 15% an der Stromerzeugung haben. Insgesamt soll die Windenergie einen Anteil von 25 % erreichen. An diesen Zahlen kann man, wenn man bedenkt, dass Deutschland relativ wenig Küste hat, das enorme Potential des Windes über dem Meer sehen [21].

10. ZUSAMMENFASSUNG

Der Bereich der Offshore – Windenergie ist ein noch relativ junges Forschungsgebiet. In dieser Arbeit wurden die verschiedenen Ansätze für das vertikale Windprofil, die Einflüsse von Meeresoberfläche und Schichtungsstabilität betrachtet und verglichen.

Die verschiedenen Geräte zur Windmessung und das Ergebnis einer langfristigen Windmessung wurden vorgestellt. Das Projekt Fino I in der Nordsee diente als Beispiel einer langjährigen Windmessung im Offshore – Bereich.

Da an Offshore – WEA andere technische Anforderungen als an WEA an Land gestellt werden, wurde ein Überblick über die technischen Besonderheiten mit Gründungstechnik, Stromweiterleitung an Land und dem Schutz der WEA gegenüber marinen Bedingungen gegeben.

Vielfältige Nutzungskonflikte in der AWZ, sowie die Probleme von Offshore – Windparks mit dem Naturschutz wurden angesprochen.

Zuletzt ist mit einer Übersicht über die weltweit geplanten und bereits realisierten Offshore – Windparks und einem konkreten Beispiel der Bezug zur Aktualität hergestellt worden.

LITERATURVERZEICHNISS

- [1] Häckel, H., 1999: Meteorologie. Ulmer-Verlag.
- [2] Malberg, H., 1997: Meteorologie und Klimatologie. Springer-Verlag.
- [3] Lange, B., Larsen, S. E., Højstrup, J., Barthelmie, R., 2003:
The wind speed profile at offshore wind farm sites.
<http://www.energiemeteorologie.de/publications/wind/conference/2003owemes/2003owemes-lange-b-windspeed.pdf> .
- [4] Bühler, A., 1999: Simulation eines Offshore Windparks in der Nordsee.
<http://home.t-online.de/home/offshore-wind/html/start.htm> .
- [5] Etling, D., 1996: Theoretische Meteorologie. Vieweg – Verlag
- [6] Lange et al, 2004: The influence of thermal effects on the wind speed profile of the coastal marine boundary layer.
<http://www.energiemeteorologie.de/publications/wind/journal/2004/2004-BLM-influence-lange-b.pdf>.
- [7] Foken, T., 2003: Angewandte Meteorologie. Springer-Verlag.
- [8] Ammonit, Gesellschaft für Messtechnik, 2000: Windmessung für eine korrekte Windprognose. <http://www.ammonit.de>.
- [9] Jungbauer, A., 1998: Windenergienutzung in einem regenerativen Energiesystem.
<http://elite.tugraz.at/diplomarbeiten/Jungbauer.pdf>
- [10] Germanischer Lloyd, 2002: <http://www.fino-offshore.de/>
- [11] DEWI, 2004: Erste Betriebserfahrungen mit der FINO I – Forschungsplattform in der Nordsee. www.dewi.de/dewi_neu/deutsch/themen/magazin/24/04.pdf
- [12] BINE, 2004: Multimegawatt – Anlagen. <http://www.bine.info>
- [13] Landesanstalt für Umweltschutz Baden-Württemberg, 1996: Solar- und Windenergieatlas Baden-Württemberg. http://www.umwelt.baden-wuerttemberg.de/lfu/abt2/sw_atlas/inhalt.htm
- [14] Sonne Wind & Wärme, 3/2003: Rückenwind durch Simulationsprogramme.
<http://www.volker-quaschnig.de/downloads/sww03-2003.pdf>
- [15] BINE, 2003: Offshore – Windenergie vor der Küste. <http://www.bine.info>
- [16] Niedersächsisches Umweltministerium, 2001: Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-

Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen.

http://www.niw.de/publikationen/gutachten/2001/06_2001%5B2%5D/offshoreII.pdf

- [17] DEWI, 2002: Weiterer Ausbau der Windenergienutzung im Hinblick auf den Klimaschutz – Teil 2. <http://www.dewi.de>
- [18] Bartolomäus, Christian, 2002: Offshore-Windenergie in Deutschland Analyse eines Diskurses. http://www.uni-greifswald.de/~umwethik/diplomarbeiten/dipl_bartolomaeus.pdf
- [19] BMU, 2002: Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See. <http://www.erneuerbare-energien.de/>
- [20] Firma Elsam, 2002: HORNS REV OFFSHORE-WINDPARK. www.hornsrev.dk
- [21] BINE, 2003: Umsetzung der Strategie der Bundesregierung zum Ausbau der Windenergienutzung auf See. www.bine.info