

**Im Auftrag des Bundesministeriums  
für Wirtschaft und Technologie**

# **Offshore-Windenergienutzung in der AWZ**

**- Potenziale, Netzintegration, Stromgestehungskosten -**



**Institut für Solare Energieversorgungstechnik**  
Verein an der Universität Gesamthochschule Kassel e.V.



**Germanischer Lloyd**  
**WindEnergie GmbH**

**WINDTEST**  
**Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH**



Kassel, Dezember 2001

**Im Auftrag des Bundesministeriums  
für Wirtschaft und Technologie  
Gesch.-Z.: I A 2 – 02 08 15 – 48/01**

## **Offshore-Windenergienutzung in der AWZ - Potenziale, Netzintegration, Stromgestehungskosten -**

**M. Durstewitz, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper**

**Unter Mitwirkung von:**

**G. Czisch, C. Enßlin, K. Rohrig**

**Institut für Solare Energieversorgungstechnik, ISET e.V.**

**Forschungsbereich Information und Energiewirtschaft**

**Königstor 59**

**34119 Kassel**

**C. Nath**

**Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH**

**Johannisbollwerk 6-8**

**20459 Hamburg**

**V. Köhne**

**WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog GmbH**

**Sommerdeich 146**

**25709 Kaiser-Wilhelm-Koog**

**Dezember 2001**

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Offshore-Windenergiepotenziale</b>	<b>6</b>
2.1	Offshore-Potenzial in der deutschen AWZ	6
2.2	Fazit	10
<b>3</b>	<b>Anlagentechnik</b>	<b>11</b>
3.1	Rückblick	11
3.2	Stand der Technik	12
3.3	Ausblick	14
3.4	Umsetzungspläne	16
<b>4</b>	<b>Integration von Offshore-Windparks in die elektrische Energieversorgung</b>	<b>17</b>
4.1	Netzanbindung	17
4.1.1	Energieübertragung vom Windpark zum Festland	18
4.1.2	Anschluss an das Verbundnetz	20
4.2	Offshore-Windenergie und Kraftwerkseinsatz	20
4.2.1	Leistungsdargebot und Kapazitätseffekt	20
4.2.2	Online-Erfassung der Windenergieeinspeisung	22
4.2.3	Windleistungsprognose	22
4.3	Betriebsführung von Offshore-Windparks	24
4.3.1	Anforderungen	25
4.3.2	Betriebsführung	26
4.3.3	Ausblick	27
4.4	Fazit	28
<b>5</b>	<b>Energiespeicherung</b>	<b>30</b>
5.1	Stand der Technik von elektrischen Energiespeichern	30
5.2	Windenergie und Speicher in Verbundnetzen	34
<b>6</b>	<b>Beschäftigungseffekte</b>	<b>35</b>
<b>7</b>	<b>Wirtschaftlichkeit</b>	<b>38</b>
7.1	Onshore-Projekte	39
7.2	Offshore-Technik im nahen Küstenbereich	39
7.3	Offshore-Technik im mittleren Küstenbereich	41
7.4	Fallbeispiel Niederlande	45
7.5	Stromgestehungskosten eines fiktiven Projekts in der deutschen AWZ (Nordsee)	47
7.6	Kostensenkungspotenziale	49
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>51</b>
<b>9</b>	<b>Literatur</b>	<b>56</b>
<b>10</b>	<b>Anhang</b>	<b>59</b>

## 1 Einleitung

Zum Thema Potenziale und Kosten einer großtechnischen Offshore-Windenergienutzung hat in den letzten Jahren national wie international eine lebhafte Diskussion eingesetzt, nachdem mit (kleineren) Projekten in Dänemark, Schweden und Holland erste Erfahrungen gesammelt werden konnten. Das zur Zeit größte Projekt wurde im März 2001 in Dänemark fertiggestellt. Die Anlagen stehen in einer Wassertiefe von nur zwei bis sechs Metern und in einigen hundert Metern Abstand von der Küste. Dieser Offshore-Windpark besteht aus 20 Windenergieanlagen (WEA) mit jeweils 2 MW Leistung.

In Deutschland wurde mit zahlreichen Projektplanungen begonnen, seit mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) klare Vergütungsregelungen für die Offshore-Windenergienutzung in der Nord- und Ostsee geschaffen wurden. Um für eine großtechnische Offshore-Windenergienutzung möglichen Konflikten mit anderen Nutzern und Interessenträgern so weit wie möglich aus dem Weg zu gehen, werden in Potenzialstudien für Deutschland besonders Gebiete außerhalb der 12 Seemeilenzone, in der so genannten Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), betrachtet. In diesen Gebieten, mit Küstenabständen von mindestens 30 bis 40 km und Wassertiefen von mindestens 25 bis 30 Metern, unterliegen Errichtung, Betrieb und Netzanbindung von WEA grundsätzlich anderen Bedingungen als in den küstennahen Gebieten, auf die sich die bisher vorliegenden Erfahrungen beschränken.

Mit dieser Studie sollen im Wesentlichen Abschätzungen der für die Offshore-Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Meeresflächen in der AWZ, der dort installierbaren Anlagenleistung, der zu erzielenden Energieerträge, der notwendigen Anlagentechnik, der zu erwartenden Stromgestehungskosten sowie der notwendigen Maßnahmen zur Netzintegration vorgenommen werden. Die Potenzialermittlung in der AWZ erfolgt dabei unter Berücksichtigung sonstiger Nutzungen.

Die Untersuchung wurde in Zusammenarbeit mit dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), der Germanischer Lloyd WindEnergie (GL Wind) und der WINDTEST Kaiser-Wilhelm-Koog (WINDTEST) durchgeführt. Aufgrund der extrem kurzen Bearbeitungszeit wurde dabei verstärkt auf Erkenntnisse aus anderen nationalen und internationalen Untersuchungen zurückgegriffen, Erfahrungen und Einschätzungen der beteiligten Institutionen eingebracht und darauf gestützte neue Berechnungen angestellt. Hinsichtlich der zu realisierenden Integration der Offshore-Windparks in das elektrische Energieversorgungsnetz wurde die Zusammenarbeit mit der Energiewirtschaft und der Elektroindustrie gesucht.

Die bislang vorliegenden Erfahrungen mit Offshore-Windparks beschränken sich, wie bereits oben erwähnt, auf küstennahe Projekte in eher seichten Gewässern mit Anlagengrößen von bis zu maximal zwei Megawatt. Dagegen befinden sich die Anlagen der 3 bis 5 MW-Klasse, die in Großprojekten in der AWZ zumeist vorgesehenen sind, noch im Entwurfsstadium und die Betriebserfahrungen mit landgestützten, größeren WEA beschränken sich auf Zeiträume deutlich unter 10 Jahren. Weiterhin liegen über die technischen Voraussetzungen zur Integration von großen, aber räumlich konzentrierten Offshore-

Windleistungen in elektrische Versorgungsnetze bislang noch keinerlei belastbare Erfahrungen vor, vielmehr beschränken sich diese bislang eher auf das Verhalten von WEA im großräumigen landgestützten Netzverbund. Aus diesen Gründen müssen sich die Aussagen dieser Studie vielfach auf vorläufige Abschätzungen, die Definition von Grenzkurven und Entwicklungstrends sowie auf die Identifikation von Erkenntnislücken und des zukünftigen Forschungsbedarf beschränken.

## 2 Offshore-Windenergiepotenziale

Die nach wie vor umfangreichste und detaillierteste Studie über die bestehenden deutschen Offshore-Windenergiepotenziale ist die 1995 veröffentlichte so genannte EU-Offshore-Studie /2-1/ des Germanischen Lloyd und Garrad Hassan. Sie weist eine nutzbare Fläche von 16.959 km<sup>2</sup> und eine zu erwartende potenzielle Energie von 237 TWh/a aus. Grundlage für die Ermittlung der Energie war die Annahme, dass pro Quadratkilometer Fläche eine Leistung von 6 MW installiert werden kann, und zwar bei einer Nabenhöhe von 60 m. Die in /2-1/ angegebene Leistungskurve und die Nabenhöhe sind heute jedoch nicht mehr aktuell und erscheinen konservativ. Mit anderen Annahmen und einer heute realistischeren Nabenhöhe von 80-90 m kann von einem ca. 40% höheren Potenzial ausgegangen werden. Um zu /2-1/ möglichst konsistent zu bleiben (bei den folgenden Zahlenangaben handelt es sich um überschlägige Berechnungen), werden die Annahmen aus der EU-Studie beibehalten.

### 2.1 Offshore-Potenzial in der deutschen AWZ

Bei der EU-Studie wurde von einem Mindestabstand zur Küste von 2 km und einem maximalen Abstand von 30 km sowie einer maximalen Wassertiefe von 40 m ausgegangen. Aus heutiger Sicht werden jedoch Flächen, die einen geringeren Abstand als 20 km zum Land haben und auf denen die Windparks von Land aus sichtbar wären, keinen nennenswerten Beitrag leisten. Stattdessen sind inzwischen auch in Entfernungen von mehr als 30 km zur Küste diverse Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ, Abb. 2-1) beantragt worden (s. Anhang 1 und 6), so dass diese Beschränkung keine Rolle mehr spielt. Daraus ergeben sich insbesondere in der Nordsee neu zu berücksichtigende Flächen. Bestehen bleibt jedoch weiterhin die Beschränkung auf eine Wassertiefe von maximal 40 m, da für größere Wassertiefen bisher keine wirtschaftlich darstellbaren Gründungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

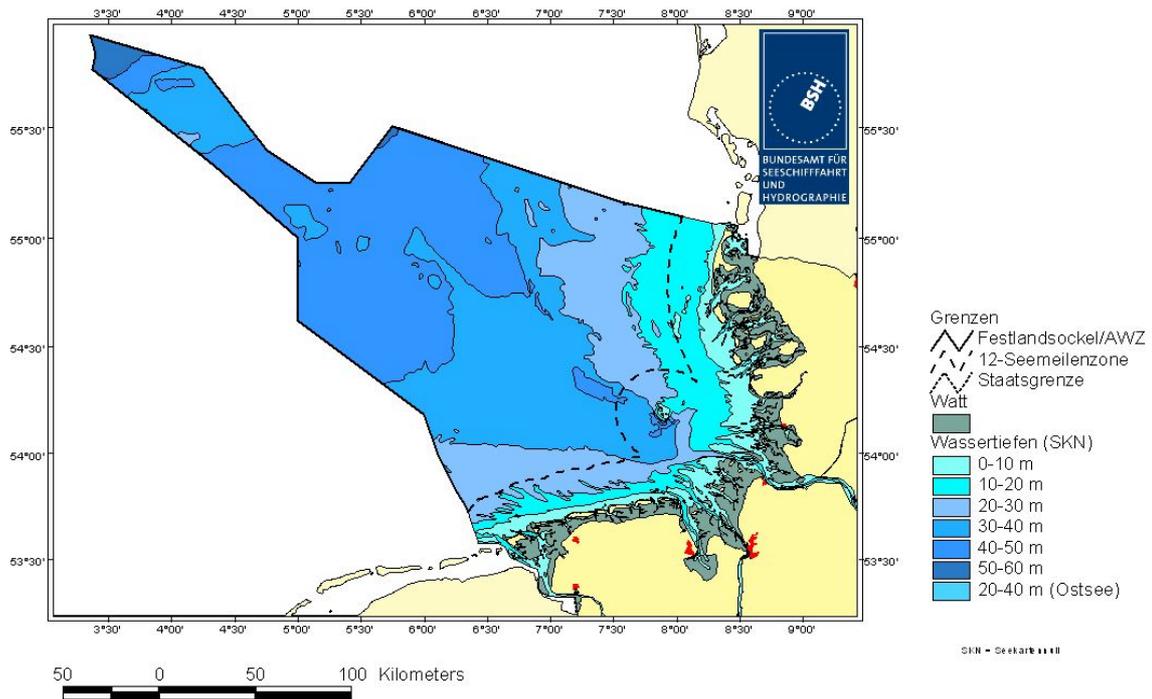
Auf Basis der vorliegenden Daten aus der EU-Offshore-Studie sowie den veröffentlichten Karten des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (s. Anhänge 1-10) wurden die verfügbaren Flächen und die sich daraus ergebenden energetischen Potenziale grob abgeschätzt. Als Ausschlussflächen wurden berücksichtigt:

- Verkehrswege (s. Anhang 4 und 9),
- Pipelines und Seekabel (s. Anhang 3 und 8),
- Plattformen (s. Anhang 3 und 8),
- Naturschutzgebiete (s. Anhang 2 und 7).

Nicht berücksichtigt wurden zunächst

- Militärische Nutzungszonen (s. Anhang 4 und 9),
- Sand- und Kiesgewinnungsgebiete (s. Anhang 3 und 8),
- Geplante Schutzgebiete (Baltic Sea Protected Areas, Important Bird Areas, Flora- und Fauna-Habitat-Gebiete, Marine Protected Areas) (s. Anhang 2 und 7),
- Wassertiefen > 40 m (s. Anhang 1 und 6).

## Nordsee - Deutscher Festlandsockel/Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)



BSH / M5212 - Stand: 28.09.2001

**Abb. 2-1: Ausschließliche Wirtschaftszone Deutschlands in der Nordsee. Karte des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (alle 10 Karten zu Nord- und Ostsee im Anhang).**

Aus der EU-Offshore-Studie verbleiben unter den genannten Randbedingungen ca. 3.300 km<sup>2</sup> als technisch nutzbare Fläche im Bereich von 20-30 km Entfernung von Land und Wassertiefen kleiner 40 m. In Tab. 2-1 sind die in weiterer Entfernung von Land hinzukommenden Flächen quantifiziert.

Entfernung von Land [km]	Wassertiefe 0 – 10 m	Wassertiefe 10 – 20 m	Wassertiefe 20 – 30 m	Wassertiefe 30 – 40 m	Wassertiefe > 40 m
20 – 30	38	1806	865	607	630
30 – 40	150	800	750	400	680
40 – 50	150	150	900	600	100
50 – 60		150	600	700	
60 – 70		20	600	900	
70 – 80			300	1.200	20
80 – 90			20	1.200	200
90 – 100				600	800
> 100			30	2.300	10.700

**Tabelle 2-1: Technisch nutzbare Flächen in Nord- und Ostsee [km<sup>2</sup>]**

Neu hinzuzurechnen ist demnach eine Fläche von ca. 12.500 km<sup>2</sup>, die in Bereichen liegen, die weiter als 30 km von der Küste entfernt sind. Die gesamte **technisch nutzbare Fläche** beträgt somit **ca. 15.800 km<sup>2</sup>**. Da diese Flächen (wie durch die geänderten Rahmenbedingungen ersichtlich) weiter vom Land weg auf dem Meer liegen, ist von einem besseren Windpotenzial auszugehen als für die EU-Offshore-Studie. Es ergibt sich somit trotz der verkleinerten Fläche ein nutzbares **technisches Potenzial** von **ca. 240 TWh/a**. Werden auch Wassertiefen von größer 40 m betrachtet, ergeben sich weitere ca. 13.000 km<sup>2</sup> nutzbare Fläche mit einem Potenzial von ca. 200 TWh/a.

Eingeschränkt werden diese technisch nutzbaren Potenziale durch militärische Nutzungszonen, die ca. 60 % der Fläche im Bereich 20 bis 40 m Wassertiefe abdecken. Einschränkend wirken auch geplante Schutzgebiete, die ca. 30 % der Fläche abdecken, wobei militärisch genutzte Flächen ebenfalls als geplante Schutzgebiete vorgesehen sind. Es ist jedoch noch nicht klar, ob ein geplantes Schutzgebiet oder ein militärisch genutztes Gebiet immer ein Ausschlusskriterium darstellt (s. Diskussion um "Important Bird Area" (IBA)). Die Flächen und ihre Aufteilung nach Wassertiefen und Abstand zum Land sind in den Tabellen 2-2 und 2-3 dargestellt. Da Militärfächen und geplante Schutzgebiete in Teilbereichen überlappen, verbleiben ca. 20 % (etwa 3.200 km<sup>2</sup>) der technisch möglichen Fläche bis 40 m Wassertiefe für eine voraussichtlich konfliktarme Planung von Windparks.

Damit wäre ein Potenzial von ca. 48 TWh/a nutzbar. Berücksichtigt man die aktuellen, in Planung befindlichen Anlagen mit größeren Nabenhöhen und verbesserter Technik so kann von einem rund 40% Prozent höheren Potenzial ausgegangen werden. Das nutzbare Potenzial kann somit auf Grund der technologischen Entwicklung auf etwa

**67 TWh/a**

nach oben korrigiert werden. Unter der Voraussetzung einer durchschnittlichen Auslastung von 3.500 Volllaststunden<sup>1</sup>, entspricht dies einer installierten Leistung von

**ca. 19.000 MW.**

Die überwiegend konfliktfreie Fläche (s. Anhang 5 und 10) befindet sich in der Nordsee in relativ großer Entfernung vom Land in größeren Wassertiefen (30-40 m) und ist damit nur erschwert zu erschließen.

Die relativ neue Ausarbeitung zum möglichen Ausbau der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland im Positionspapier des BMU /2-2/ beruht auf keiner neuen Potenzialuntersuchung, sondern auf einer einfachen Übertragung der in den letzten Jahren an Land installierten Leistungen auf den Offshore-Bereich. Diese Extrapolation zeigt, wie sich die Entwicklung unter „verhaltenen bis optimistischen“ Bedingungen vielleicht gestalten könnte. Auf Grund dieser Betrachtungen könnten bis 2010 etwa 2.000 MW und mit fortgesetztem Wachstum bis 2030 bis zu 25.000 MW Offshore-Windenergieanlagen in Betrieb gehen. Allerdings werden in dem Szenario keine Angaben gemacht, inwieweit für diese erwartete installierte Leistung überhaupt geeigneten Flächen vorhanden sind. So hat das BMU hierfür Vorschläge unterbreitet, die teilweise mit tatsächlich beantragten Flächen

---

<sup>1</sup> Bezieht sich als Mittelwert auf die gesamte bebaubare Fläche unter Berücksichtigung von Abschattungseffekten und Ausfallzeiten

übereinstimmen, teilweise jedoch auch in Ausschlussgebieten wie Verkehrs- oder Militärf lächen liegen.

Da sowohl die BMU-Studie als auch die hier angestellten Abschätzungen auf (relativ einfachen) Annahmen beruhen, die jeweils nicht wirtschaftliche Aspekte berücksichtigen, können die Ergebnisse dahingehend interpretiert werden, dass für einen Ausbau bis

**ca. 15.000 MW**

ausreichend **konfliktarme Flächen**, wenn auch weitab vom Land und in großen Wassertiefen, zur Verfügung stehen werden. Ein weiterer Ausbau wäre jedoch voraussichtlich nur unter Diskussion der Militärf lächen oder der geplanten Schutzgebiete möglich.

Entfernung von Land [km]	Wassertiefe 0 – 10 m	Wassertiefe 10 – 20 m	Wassertiefe 20 – 30 m	Wassertiefe 30 – 40 m	Wassertiefe > 40 m
20 – 30		700	520	150	100
30 – 40		170	620	400	300
40 – 50			800	250	100
50 – 60			600	350	
60 – 70			650	400	
70 – 80			300	450	
80 – 90			20	450	
90 – 100				250	100
> 100					300

*Tabelle 2-2: Militärf lächen in Nord- und Ostsee [km<sup>2</sup>] (Quelle: BSH)*

Entfernung von Land [km]	Wassertiefe 0 – 10 m	Wassertiefe 10 – 20 m	Wassertiefe 20 – 30 m	Wassertiefe 30 – 40 m	Wassertiefe > 40 m
20 – 30		1400	320		
30 – 40	180	1050	370		
40 – 50	150	300	900	200	
50 – 60		150	600	200	
60 – 70			100	50	
70 – 80			50	150	
80 – 90				150	
90 – 100				20	50
> 100				950	1400

*Tabelle 2-3: Geplante Schutzgebiete in Nord- und Ostsee [km<sup>2</sup>] (Quelle: BSH)*

## 2.2 Fazit

Die mögliche zeitliche Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung hängt von sehr vielen verschiedenen Randbedingungen ab. Die in der BMU-Studie /2-2/ unterstellten Annahmen zeigen zwar prinzipielle Möglichkeiten auf, wie die Entwicklung ablaufen könnte, allerdings müssen dazu einige Rahmenbedingungen gegeben sein, wie

1. Serienreife geeigneter sehr großer Windenergieanlagen,
2. Ausreichend konfliktarme nutzbare Flächen,
3. Genehmigungsfähige Trassenführung im Meer für die Netzanbindung,
4. Stromtransportkapazitäten an Land in die Verbrauchszentren,
5. Fortsetzung der günstigen politischen und energiepolitischen Rahmenbedingungen.

Die ersten Prototypen der 3 – 4 MW Klasse sollen 2002 errichtet werden, die noch größeren für die Offshore-Windenergienutzung eingeplanten Windenergieanlagen mit 5 MW Nennleistung befinden sich zur Zeit noch in der Entwicklung. Wann eine Serienreife dieser Anlagen erwartet werden kann, ist schwer einzuschätzen. Mehrere Jahre Prototypenerfahrungen sollten die Zuverlässigkeit der Anlagentechnik vorab gezeigt haben. Werden drei Jahre Testphase vorausgesetzt, könnte der Start von Pilotprojekten mit den Anlagen der 5 MW Klasse in 2005 / 2006 erfolgen (vgl. Kap. 3). Der weitere Ausbau wird entscheidend vom Erfolg der ersten Projekte abhängen, was allein Mutmaßungen über die zeitliche Entwicklung schwierig macht.

Die in diesem Kapitel aufgezeigten Potenziale setzen voraus, dass tatsächlich ausreichend Flächen zur Verfügung stehen. Die momentan geführten Diskussionen um Bedürfnisse von Schifffahrt, Fischerei und Naturschutz zeigen, dass auch die momentan als eher konfliktarm zu bezeichnenden Flächen nicht zwangsläufig zukünftig genutzt werden können. Im Nord-Osten der AWZ befindet sich eine sehr große Fläche (Important Bird Area, IBA), die von Seiten des Naturschutzes als Ausschlussgebiet gesehen wird. Im angrenzenden Dänischen Gewässer wird allerdings innerhalb derselben IBA ein großes Offshore-Projekt („Horns Rev“) von staatlicher Seite unterstützt.

In Dänemark wird die Wichtigkeit des Vogelschutzes ebenso wie in Deutschland gesehen und die Wirkung von Windenergieanlagen auf die Tierwelt in verschiedenen Projekten untersucht. Es wird aber nach Vogelarten und deren Bedürfnissen differenziert, um festzustellen, ob Offshore-Windenergieanlagen den konkreten Zielen der Schutzgebiete entgegenstehen. Im Fall von „Horns Rev“ werden keine negativen Auswirkungen auf die im freien Wasser nach Nahrung suchenden Vögel erwartet. Ebenso wird, anders als bei den Diskussionen auf deutscher Seite, prinzipiell weder mit Konflikten zwischen Tümmlern oder Robben und Windenergieanlagen gerechnet, noch werden die (kleinräumigen) Eingriffe in den Meeresboden durch Fundamente und Kabeltrassen diskutiert /2-3/. Vom Ausgang der Diskussionen um den gegenseitigen Ausschluss von Nutzungs- bzw. Schutzinteressen in der AWZ hängen sowohl das insgesamt nutzbare Potenzial als auch die zeitliche Entwicklung stark ab.

### 3 Anlagentechnik

#### 3.1 Rückblick

Die erste moderne Megawatt-Windenergieanlage wurde 1941 im US-Bundesstaat Vermont aufgestellt /3-1/. Sie hatte 53 m Rotordurchmesser und eine Nennleistung von 1,25 MW. Unter "modern" wird hier eine schnelllaufende Anlage zur Erzeugung von Elektrizität verstanden, die zuverlässig und mit wenig Wartung mindestens 20 Jahre funktioniert. Die Anlage wurde relativ erfolgreich betrieben, hat aber durch mangelhaft ausgeführte Vor-Ort-Schweißungen ein Rotorblatt verloren. Aufgrund finanzieller Probleme während des Krieges und der niedrigen Energiepreise wurde sie nicht wieder aufgebaut. Wertvolle Erfahrungen, die an der Anlage gesammelt wurden, gingen verloren, weil in den nachfolgenden Jahren keine Nachfolgeprojekte anstanden.

Nach der ersten Ölkrise im Jahre 1973 wurde in verschiedenen Ländern eine Reihe von Megawatt-Anlagen entwickelt. Tab. 3-1 zeigt eine Auswahl der ersten Generation der Megawatt-Anlagen. Die großen Anlagen aus den siebziger und achtziger Jahren, die in Tab. 3-1 aufgelistet sind, wurden mit staatlichen Mitteln meist ohne Eigenanteil von Firmen erstellt, die keine Erfahrung im Bau und Betrieb solcher Anlagen mitbrachten.

Name	Land	Leistung [kW]	Durchmesser [m]	Anzahl Blätter	Nabenhöhe [m]	erstes Betr.jahr	letztes Betr.jahr
Smith-Putnam	USA	1250	53,0	2	38	1941	1945
Neypric-Vadot	F	1000	35,0	3	35	1962	1966
MOD-1	USA	2000	61,0	2	40	1978	1981
MOD-2	USA	2500	91,4	2	61	1979-82	1985-87
Bendix	USA	1300	51,0	3	33	1982	1983
WTS-3	S	3000	78,0	2	80	1982	1993
WTS-4	USA/ S	4000	78,1	2	80	1982	1994
WTS-75	S	2000	75,0	2	77	1983	1990
GROWIAN	D	3000	100,0	2	100	1984	1987

Tab. 3-1: Daten einiger früherer Megawatt-Anlagen

Ein großer Teil der nächsten Generation von Megawatt-Anlagen entstand in den WEGA-Programmen der Europäischen Kommission /3-6/. Der wesentliche Unterschied im Förderprogramm dieser Anlagen bestand darin, dass die Anlagen in der Regel keine 100 %-Förderung erhielten, sondern dass der Hersteller ein kommerzielles Interesse bzw. Eigenkapital nachweisen musste. Tab 3-2 enthält Daten der zweiten Generation und einen Teil der im WEGA-Programm entwickelten Anlagen bzw. deren unmittelbare Nachfolger.

Während keine der früheren Megawatt-Anlagentypen über den Prototypenstatus hinausgekommen ist, sind die Hälfte der WEGA-II Anlagen zur Serienreife weiterentwickelt worden und werden bzw. ihre Weiterentwicklungen immer noch in Serie gebaut.

Name	Land	Leistung [kW]	Durchmesser [m]	Anzahl Blätter	Nabenhöhe [m]	erstes Betr.jahr	letztes Betr.jahr
Newecs-45	NL	1000	45,0	2	60	1985	1995
Eole	Can	4000	64,0		-	1987	1994
WEG LS-1	UK	3000	60,0	2	45	1988	2000
Elsam 2000 *	DK	2000	60,0	3	60	1988	2001
MOD-5B	USA	3200	97,5	2	70	1988	2000
AWEC 60 *	E	1200	60,0	3	46	1989	in Betrieb
WKA 60 I/II	D	1200	60,0	3	50/60	1990/91	1995/98
Aeolus II **	D	3000	80,0	2	40	1992	in Betrieb
Gamma 60 **	I	1500	60,0	2	66	1992	1999
Näsudden II **	S	3000	80,0	2	80	1993	in Betrieb

**Tab. 3-2: Daten der zweiten Generation von Megawatt-Anlagen**  
\* WEGA-I Anlagen, \*\* WEGA-II Anlagen

### 3.2 Stand der Technik

Die Entwicklung der sehr großen Serienmaschinen ist im Wesentlichen ein nord-europäisches Phänomen, da die hohe Bevölkerungsdichte zu einer Verknappung möglicher Aufstellflächen führt. Für diese knappen Flächen ist es dann sinnvoller, größere Anlagen aufzustellen. Das Ausweichen auf Offshore-Standorte fördert ebenfalls die Nachfrage nach möglichst großen Einheiten. Dieser Trend ist z. Zt. an anderen Standorten nicht zu beobachten.

Nach den oben beschriebenen "Gehversuchen" in der Megawatt-Klasse sind inzwischen eine Reihe von Anlagen entwickelt worden, die in Serie gefertigt werden und mittlerweile die Stromgestehungskosten der 600 kW-Klasse, die bislang die niedrigsten Kosten aufwies, meist unterbieten. Die immer noch sehr günstigen Bedingungen für die Aufstellung von Windenergieanlagen in Deutschland führen dazu, dass inzwischen fast alle Hersteller Anlagen der Megawatt-Klasse in Serie fertigen. Es werden Serien von 50 bis 350 Anlagen pro Jahr genannt.

Wie bei den kleineren Anlagen werden auch in der Megawatt-Klasse alle Variationen der Leistungskontrolle von Blattregelung über Active-Stall bis Stall und von variabler bis fester Drehzahl eingesetzt. In Tab. 3-3 sind die zur Zeit kommerziell erhältlichen Megawatt-Anlagen und einige Anlagenparameter aufgelistet.

Name	Leistung [kW]	Durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Generatortyp	Regelung	Rotor Drehzahl [UpM]
Bonus 1,3 MW/62*	1300	62	68-90	asynchron	combi stall	13/19
Bonus 2 MW/76*	2000	76	60-90	asynchron	combi stall	11/17
DeWind D6	1250	64	80-95	asyn.doppelt	pitch	11,1-20,7
Enercon E-66	1500-1800	66-70	67-98	synchr.direkt	pitch	10-22
Enron Wind 1,5 s	1500	70,5	67-100	asyn.doppelt	pitch	11-20
Enron Wind 1,5 sl	1500	77	67-100	asyn.doppelt	pitch	11-20
Fuhrländer FL 1000	1000	54	70	asynchron	stall	15/22
MD 70**	1500	70	61-85	asyn.doppelt	pitch	10,6-19,1
MD 77**	1500	77	61-85	asyn.doppelt	pitch	9,2-17,3
MTorres TWT 1500	1500	78	60	synchr.	pitch	6-20
NEG Micon NM 60/1000	1000	60	68-80	asynchron	stall	12/18
NEG Micon NM 64C/1500	1500	64	68-80	asynchron	stall	12/17,3
NEG Micon NM 72C/1500	1500	72	68-98	asynchron	activ-stall	12/17,3
NEG Micon NM 72/2000	2000	72	70-80	asynchron	activ-stall	12/18
Nordex N60	1300	60	46-80	asynchron	stall	12/19
Nordex N62	1300	62	46-80	asynchron	stall	12/19
Nordex N80	2500	80	60-100	asyn.doppelt	pitch	10,3-19,2
Pfleiderer PWT 1570	1500	70	65-85	asyn.doppelt	pitch	11-20
Vestas V66 - 1,65 MW	1650	66	60-100	asynchron	pitch	15/19
Vestas V66 - 1,75 MW	1750	66	60-100	asyn.doppelt	pitch	10-21
Vestas V80 - 2 MW	2000	80	60-100	asyn.doppelt	pitch	9-19

**Tab. 3-3: Kommerziell erhältliche Megawatt-Anlagen**

\* **Bonus-Anlagen werden in Deutschland von AN Windenergie GmbH, Bremen, vertrieben**

\*\* **unter den Namen BWU, Fuhrländer, Jacobs, Repower und Südwind**

Alle Hersteller haben für die Megawatt-Anlagen eine gewisse Drehzahlvariabilität vorgesehen, die zum Teil nur im Betrieb mit zwei verschiedenen Drehzahlen besteht. Im Falle des Betriebes bei zwei Drehzahlen geschieht dies zur Reduktion der Geräusche und zur Erhöhung der Energieausbeute bei niedrigen Windgeschwindigkeiten. Die (Teil-)Drehzahlvariabilität durch verschiedene Generatortypen oder -regelungen reduziert die Drehmomenten- und damit die Leistungsschwankungen und Beanspruchungen im Triebstrang und verbessert die Wirksamkeit der Blattregelung. Betrachtet man die Anlagen in Tab. 3-4, so gibt es nur noch eine Anlage, die nicht mit variabler Drehzahl und Blattregelung (Pitch) betrieben wird.

Bei 40% der Anlagen mit variabler Drehzahl werden heute doppeltgespeiste Asynchron-  
generatoren eingesetzt . Durch diese Technik muss die Leistungselektronik nur für einen  
Teil der Nennleistung ausgelegt werden, wodurch Einsparungen möglich sind.

Der Entwurf von Megawatt-Anlagen wird heute in der Regel durch die Abmessungen und  
das Gewicht bestimmt. Die Abmessungen spielen für die Transportmöglichkeiten eine  
entscheidende Rolle: eine Transporthöhe von 4.00 - 4.20 m kann nicht überschritten wer-  
den, wenn sich Brücken oder Tunnel auf der Strecke befinden. Das Gewicht des Maschi-  
nenhauses ist Eingangsparameter für eine Reihe von Komponenten sowie bestimmend  
für die benötigte Krankapazität bei der Montage. Es hat sich in den letzten Jahren jedoch  
gezeigt, dass die verfügbaren Krankgrößen mit den Anlagengrößen gewachsen sind. So  
wurden z. B. die Maschinenteile der ersten Anlagen der 1,5 MW-Klasse gewichtsoptimiert  
vor-Ort (d. h. auf dem Turm) montiert, während heute die Maschinenhäuser nur noch als  
Ganzes auf den Turm gesetzt werden.

### 3.3 Ausblick

Die Zukunft großer Windenergieanlagen liegt in der Möglichkeit, Anlagen mit niedrigem  
Gewicht, kleinen Abmessungen und konkurrenzfähigem Preis in Serie zu fertigen. Natür-  
lich spielen an jedem Aufstellungsort alle aufgeführten Bedingungen (neben einer Reihe  
weiterer Parameter) eine Rolle, jedoch kann deren Gewichtung sehr unterschiedlich sein.  
Während bei der Offshore-Aufstellung die Größe und das Gewicht nicht die primäre Rolle  
spielen, da der Transport selbst sehr großer Einheiten auf dem Wasser keine wesentli-  
chen Probleme darstellt, sind bei der Landaufstellung die Transportrandbedingungen und  
Krankkapazitäten maßgebend. Die sich zur Zeit in der Entwicklung befindlichen großen  
Megawatt-Anlagen sind in Tab. 3-4 aufgeführt.

Name	Land	Leistung [kW]	Durch- messer [m]	Anzahl Blätter	Nabenhöhe [m]	Leistungs- regelung
Lagerwey	NL	1500-2000	71,2	3	60-100	VD/Pitch
NEG Micon NM 80/1500	DK	1500	80	3	60-80	VD/Pitch
Nordwind NW 66-1600	D	1600	66	2	68	VD/Pitch
Nordex N90	D	2300	90	3	80-100	VD/Pitch
NEG Micon NM 82/2500	DK	2500	82	3	70-98	FD**/ act.stall
Scanwind 3 MW On- shore	S	3000	86	3	80-85	VD/Pitch
Vestas V 90 - 3.0 MW	DK	3000	90	3	60-100	VD/Pitch
Enron Wind 3,2	D	3200	~100	3	100-140	VD/Pitch
DeWind D9	D	3500	90	3	100	VD/Pitch
Scanwind 3,5 MW Offsh.	S	3500	86	3	65-75	VD/Pitch
Enron Wind 3,6	D	3600	~100	3	100	VD/Pitch
Enercon E-112	D	4500	112	3	~120	VD/Pitch
Pfleiderer Multibrid	D	5000	>110	3	80	VD/Pitch
N.O.K. 5MW	D	5000	115	3	85-150	VD/Pitch

Tab. 3-4: Große Megawatt-Anlagen in der Entwicklung / im Prototypenstadium

\* VD: variable Drehzahl, \*\* FD: feste Drehzahl(en)

Während Enercon sich auch bei der geplanten E-112 nicht von den bisherigen Prinzipien (3-Blatt-Pitch, drehzahlvariabel und direkt getriebener Generator) trennen wird, sind Pfeilderer/aerodyn bei der Multibrid-Anlage /3-4, 3-5/ einen ganz anderen Weg gegangen. Der Name gibt einen Hinweis auf den Anlagentyp, da er sich aus Multi-Megawatt und hybrid zusammensetzt. Die Anlage wird einen 3-Blatt-Rotor erhalten, der über ein einstufiges Planetengetriebe einen 5 MW-Generator antreibt. Die Generatortechnologie wird von Wellengeneratoren übernommen, wie sie bei Schiffen eingesetzt werden. Für diese Kombination aus Getriebe und direkt getriebenem Generator wurde von aerodyn der Begriff hybrid gewählt. Die vorgestellte Entwurfsstudie /3-5/ gibt für die spezifische Maschinenhausmasse 31 kg/kW und 19 kg/m<sup>2</sup> an. Damit liegt die Anlage deutlich am unteren Rand des Spektrums aller Anlagen mit Durchmessern größer 50m.

Aus Tab. 3-4 lässt sich ablesen, dass zur Zeit nur ein Hersteller Zwei-Blatt-Anlagen entwickelt. Da die meisten Hersteller Erfahrungen mit kleineren Serienanlagen mitbringen, kann man davon ausgehen, dass für die Zwei-Blatt-Technologie am Markt keine Chancen gesehen werden. Dies lässt sich auch davon ableiten, dass Hersteller von Zwei-Blatt-Anlagen wie Autoflug, Nedwind, Windmaster und Wind Energy Group, als sie noch im Marktgeschehen tätig waren, bereits Drei-Blatt-Anlagen entwickelt oder gebaut haben. Dieser Trend kann sich u.U. aber auch wieder umkehren. Wenn bei der Offshore-Aufstellung optische Akzeptanz und Geräusche eine nicht so große Rolle spielen und Anlagen speziell für die Offshore-Bedürfnisse optimiert werden, können Zwei-Blatt-Anlagen wieder eine höhere Attraktivität bekommen /3-7/.

Bei den getriebelosen Anlagen zeigt sich eine Wende auf dem Markt. Während in den vorangegangenen Jahren nur Enercon solche Anlagen kommerziell vertrieb und der Versuch von Heidelberg an der Vertikalachsentechologie scheiterte, haben sich die Prototypen von Genesys, Jeumont und Lagerwey erfolgreich am Markt gezeigt.

Betrachtet man die Anlagen in Tab. 3-4 fällt auf, dass die Anlagen der dänischen Marktführer nicht größer als 3 MW sind, obwohl die großen Offshore-Projekte in Dänemark geplant sind. Deutschland mit seinen eher bescheidenen Offshore-Möglichkeiten hat bei der Entwicklung sehr großer Anlagen die führende Position. Diese führende Position wird langfristig nur zu halten sein, wenn die vorhandenen Planungen zügig umgesetzt werden, da es bisher noch keinem deutschen Anlagenhersteller gelungen ist, eine Anlage in Dänemark aufzustellen. Die bisher einzige deutsche Anlage, die offshore aufgestellt wurde ist die Enron Wind 1,5s, von deren Typ 7 Stück Ende 2000 in Utgrunden (Schweden) errichtet wurden.

Ausgehend von den Entwicklungen der letzten Jahre ist es zu erwarten, dass die kostenoptimale Größe einer Windenergieanlage nicht vorhergesagt werden kann und dass die gemittelte Leistung eher einer exponentiellen Kurve folgt. Die Nennleistung der nächsten Anlagengeneration, die in Serie produziert wird, wird bei 3 MW liegen und die spezifischen Kosten dieser Anlagen werden auf dem heutigen Niveau gehalten werden können. Für die danach folgenden Generationen zeichnet sich eine annähernde Verdopplung der Leistung auf 4 bis 5 MW bereits ab.

### **3.4 Umsetzungspläne**

Die Planungen der Hersteller zeigen für die Prototypaufstellungen der 3 MW-Klasse die Jahre 2001-2002, die Prototypanlagen der 5 MW-Klasse sollen in den Jahren 2002-2004 aufgestellt werden. Aus den Erfahrungen mit kleineren Anlagen (dazu zählen dann auch die 1.5 MW Anlagen) lässt sich ableiten, dass die Serienfertigung der 3 MW-Klasse 2002-2004 beginnen kann und die der 5 MW-Klasse in den Jahren 2004-2006. Die Angabe der Zeiträume bezieht sich auf die unterschiedlichen Anlagentypen.

Für die Aufstellung von Offshore-Windenergieanlagen ist allerdings zu berücksichtigen, dass diese sich an Land zunächst ausreichend bewährt und ihre Zuverlässigkeit nachgewiesen haben müssen. Nach Aussagen von Planern erwarten potenzielle Investoren eine Bewährungszeit von mindestens drei Jahren. Danach wären die Anlagen der 5MW-Klasse bei Aufstellung des ersten Prototypen in 2002 frühestens im Jahre 2005 reif für eine Offshore Aufstellung. Die Serienfertigung (Vorserie) dieser Anlagen wird sicher früher beginnen.

## 4 Integration von Offshore-Windparks in die elektrische Energieversorgung

Im Jahr 2000 erzeugten in Deutschland 9200 Windenergieanlagen (WEA) mit einer Leistung von insgesamt 6.040 MW etwa 8,85 Mrd. Kilowattstunden elektrische Energie. Dies entspricht einer Volllaststundenzahl von 1770h. Damit trug die Windenergie mit rund 1,8% zur elektrischen Energieversorgung bei /4-1/. Die aus Wind erzeugte elektrische Leistung deckt bereits heute in einigen Netzbereichen zeitweilig die gesamte Netzlast. So müssen in Schwachlastzeiten bei gleichzeitig hohen Windgeschwindigkeiten Windleistungen aus den deutschen Küstengebieten mit Hilfe des Übertragungsnetzes in andere Regionen transportiert werden. Dies zeigt, dass die Windenergie mittlerweile im Hinblick auf den Betrieb der Netze, die Laststeuerung und die Kraftwerkseinsatzplanung ein nicht mehr zu vernachlässigender Teil des elektrischen Energieversorgungssystems geworden ist. Dieser Aspekt wird sich deutlich verstärken, wenn die Offshore-Potenziale in Nord- und Ostsee in dem in mehreren Szenarien /2-2/ vorgesehenen Umfang tatsächlich erschlossen werden. So sieht eine Studie des Bundesministeriums für Umwelt und Reaktorsicherheit (BMU) /2-2/ vor, bis zum Jahr 2030 mit bis zu 25 GW installierter Windleistung rund 16% des deutschen Stromverbrauchs allein aus Offshore-Windenergie zu decken.

### 4.1 Netzanbindung

Für die Energieübertragung von Offshore-Windparks zum Festland und von dort zur Weiterleitung zum bestehenden bzw. neu zu errichtenden Höchstspannungsnetz kommt prinzipiell sowohl eine Wechselstrom- als auch eine Gleichstromübertragung in Betracht. Ihre konkrete Ausführung hängt von der zu übertragenden Leistung und der zu überwindenden Entfernung ab. Für die interne elektrische Verkabelung des Windparks bis zum Verknüpfungspunkt mit dem Seekabel gibt es wiederum verschiedene Varianten, die unter anderem auch von der elektrischen Systemtechnik der zum Einsatz kommenden WEA abhängen.

Insgesamt wird sich jedoch die interne Verkabelung eines Offshore-Windparks nicht von der eines Windparks an Land unterscheiden. Das heißt, die WEA werden über ein Mittelspannungs-Drehstromnetz miteinander verbunden, wobei je nach Größe auch mehrere Gruppen parallel geschaltet werden können. Begrenzende Größe bei der Konfiguration der Verkabelung sind der jeweilige Leitungsquerschnitt und die zu übertragende Leistung. Die einzelnen WEA werden über eigene Mittelspannungstrafos verfügen, da die Generatorspannungen im Bereich von 690 V (heutige Anlagen) bis zu einigen kV bei größeren Anlagen betragen werden. Prinzipiell denkbar sind auch Gleichstromsammelschienen bei WEA, die bereits über einen Gleichrichter verfügen, bei gleichzeitiger Verwendung einer Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) zum Festland. Der Spannungsanpassung kommt dann jedoch besondere Bedeutung zu. Für sämtliche zum Einsatz kommenden Komponenten gelten hinsichtlich der Schutzklasse die erschwerten Umgebungsbedingungen auf See. Unerlässlich wird jedoch sein, dass die WEA neben der energietechnischen Verbindung innerhalb der Parks über die notwendigen standardisierten Schnittstellen zur Kommunikation mit übergeordneten Regelungs- und Betriebsführungseinheiten verfügen, um die erweiterten Aufgaben zur verbesserten Integration in den sonstigen

Kraftwerkspark übernehmen zu können (Stichwort Virtuelles Kraftwerk, vergl. auch Kap. 4.3). Nachfolgend wird auf die Aspekte der Leistungsübertragung zum Festland, bzw. zu Verbrauchszentren sowie auf die Verknüpfung des Seekabels mit dem Verbundnetz eingegangen.

#### **4.1.1 Energieübertragung vom Windpark zum Festland**

Für die Auswahl einer geeigneten Energieübertragung vom Offshore-Windpark zum Festland (bzw. zum bestehenden Verbundnetz) oder sogar, bei Nichtvorhandensein ausreichender Übertragungskapazitäten, bis hin zu den Verbrauchszentren (zum Beispiel bis ins Ruhrgebiet) sind neben technischen Fragestellungen besonders auch wirtschaftliche und genehmigungsrechtliche Aspekte berührt. So werden erst intensive Lastflussuntersuchungen zeigen müssen, an welchen Verknüpfungspunkten welche Leistungen tatsächlich eingespeist werden können und welche Übertragungsentfernungen daraus tatsächlich resultieren. Nachfolgend wird deshalb zunächst auf die prinzipiell möglichen Übertragungstechniken eingegangen.

Der Abstand, den Offshore-Windparks zur Küste einhalten müssen, hängt unter anderem von der Größe sonstiger Nutzungszonen ab, wie zum Beispiel Schifffahrtswegen und Naturschutzgebieten. Die in Planung befindlichen Projekte in der deutschen AWZ haben entsprechende Küstenabstände von rund 30 bis 60 km, wobei die Entfernung bis zum geplanten nächsten Verknüpfungspunkt bei Projekten vor der nordfriesischen Küste über 200 km betragen kann. Für die Ausführung von Seekabelverbindungen gibt es drei wesentliche Alternativen:

- Hochspannungsübertragung mit Wechselspannungen (AC) zwischen 110 und 400 kV
- Hochspannungsübertragung mit Gleichstrom (HGÜ) und IGBT Umrichtern
- Hochspannungsübertragung mit Wechselspannung (AC) und gasisolierten Leitern (GIL)

Die HGÜ-Technik mit einfachen Thyristorumrichtern wird hier vor allem deshalb nicht betrachtet, da sie keine Möglichkeit zur gezielten Blindleistungsregelung erlaubt und zusätzliche Filter und Kompensationseinrichtungen vonnöten wären. Andererseits wird jedoch die Wechselspannungsübertragung in GIL-Technik einbezogen, die auf Grund ihrer geringen Verluste besonders für größere Leistungen geeignet ist. Vor allem wenn separate Offshore-Netze (eventuell bis nach Skandinavien) aufgebaut werden sollten, die dann auch bis in größere Verbrauchszentren geführt werden müssten, würde diese Technik Vorteile bieten.

Die Übertragungskapazität eines 400 kV AC-Kabels ist auf rund 500 MW begrenzt. Wenn größere Leistungen übertragen werden sollen, müssen mehrere Leitungen parallel verlegt werden. Ebenso sind leistungsfähige Kompensationseinrichtungen für die kapazitive Blindleistung vorzusehen. Eine HGÜ-Leitung kann zum Beispiel bei 145 kV in einfacher Ausfertigung eine Leistung von bis zu 250 MW übertragen. Die HGÜ-Technik, gemeinsam mit IGBT-Umrichtern, bietet gegenüber AC-Verbindungen eine Reihe von technischen

Optionen, wie zum Beispiel der Lastflussregelung und der Frequenzkopplung zwischen Windpark und Netz mit der Einstellmöglichkeit einer variablen Netzfrequenz des Windparks.

Die GIL-Technik (Gas Insulated Transmission Line) ist eine Übertragungstechnik, die im Allgemeinen für große Leistungen von bis zu 3000 MW pro System bei insgesamt geringen Verlusten entwickelt wurde. Unter Berücksichtigung heutiger Preise kann Abb. 4-1 entnommen werden, welches System in Abhängigkeit von Übertragungsleistung und Entfernung die vorteilhafteste Lösung ist. Generell kann gesagt werden, dass die HGÜ-Technik besonders bei Leistungen bis 1000 MW und Entfernungen ab 60 bis 80 km ihre Vorteile hat, während die GIL-Technik bei größeren Übertragungsleistungen finanzielle Vorteile bietet. Bei Leistungen bis 1000 MW und Entfernungen unter 60 bis 70 km stellt jedoch die traditionelle AC-Verbindung mit 400 kV die vorteilhafteste Lösung dar /4-2/. Für eine vollständige Bewertung sind neben den bereits genannten Aspekten auch die Zuverlässigkeit der unterschiedlichen Systeme sowie die elektrischen Verluste zu berücksichtigen. Diese betragen für eine 100 km lange Verbindung mit einer Übertragungsleistung von 1000 MW

- 30 MW für die 400 kV AC-Kabel
- 55 MW für das 145 kV HGÜ-Kabel
- 18 MW für das Kabel in GIL-Technik.

Welche Lösung tatsächlich gewählt wird, sollte vor allem auch davon abhängig gemacht werden, welche langfristigen Perspektiven für die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland und darüber hinaus entwickelt werden. Kurzfristige Annahmen für Übertragungsleistung und -entfernung für erste Projekte könnten sich bereits mittelfristig ändern und Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben.

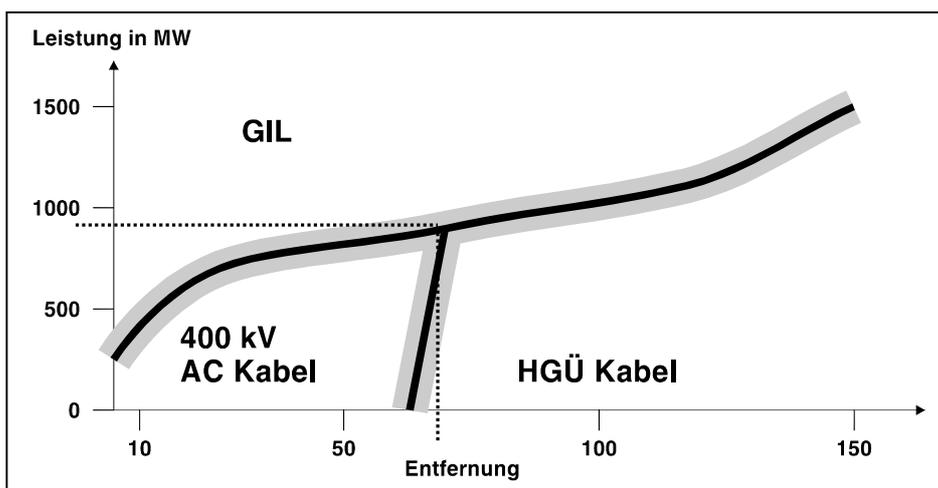


Abb. 4-1: Anwendungsfelder unterschiedlicher Übertragungssysteme im Vergleich /4-2/

#### **4.1.2 Anschluss an das Verbundnetz**

Der Küstenbereich an der deutschen Nord- und Ostsee ist relativ schwach besiedelt bei gleichfalls geringer Industriedichte. Die Leitungsnetze sind demnach entsprechend schwach dimensioniert, was für die Hochspannungsnetze zumeist eine Begrenzung auf 110 kV bedeutet. Höchstspannungsnetze mit 400 kV stehen in diesem Bereich nur dort zur Verfügung, wo größere Kraftwerke betrieben werden. Ein Ausbau des bestehenden Freileitungsnetzes wird unter genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten allgemein als äußerst schwierig beurteilt /6-1/ /6-2/. Die bestehende Höchstspannungsleitung (400 kV) durch Schleswig-Holstein ins dänische Jütland dient dem Austausch im Regelbereich der UCTE und ist weitestgehend ausgelastet. Typische Übertragungsleistungen einer 400 kV Freileitung liegen zwischen 2000 und 6000 MVA für ein Doppelsystem.

An das Verbundnetz anzuschließende Offshore-Windparks im 1000 MW-Bereich können nur an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, was eine Begrenzung auf die Standorte Brunsbüttel, Bremerhaven, Wilhelmshaven und Leer an der Nordsee sowie Greifswald und Rostock an der Ostsee bedeutet. Erst umfangreiche Lastflussberechnungen unter Berücksichtigung der bereits an Land installierten und zukünftig an Land zu installierenden Windleistungen wird ergeben, welche Windleistungen über diese Verknüpfungspunkte in das bestehende Netz zu integrieren sind. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die in der vorliegenden Studie genannten 15 GW Offshore-Windenergie einen Ausbau des Höchstspannungsnetzes bzw. den Aufbau eines Offshore-Windenergienetzes vermutlich in HGÜ- oder GIL- Technik von der Küste bis in die Verbrauchszentren in der Mitte Deutschlands erfordern werden. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass auf Grund von UCTE-Vereinbarungen, pro Netzeinspeisepunkt keine Leistungen größer als 3000 MW eingespeist werden dürfen, da die maximale Reservehaltung bislang auf diesen Wert im europäischen Verbundnetz begrenzt ist. Schon allein hieraus ergibt sich die Notwendigkeit ein vermaschtes Offshore-Windenergienetz aufzubauen.

#### **4.2 Offshore-Windenergie und Kraftwerkseinsatz**

Nachfolgend werden unterschiedliche Aspekte und Werkzeuge zur Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung in Netzen mit hohem Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung dargestellt.

##### **4.2.1 Leistungsdargebot und Kapazitätseffekt**

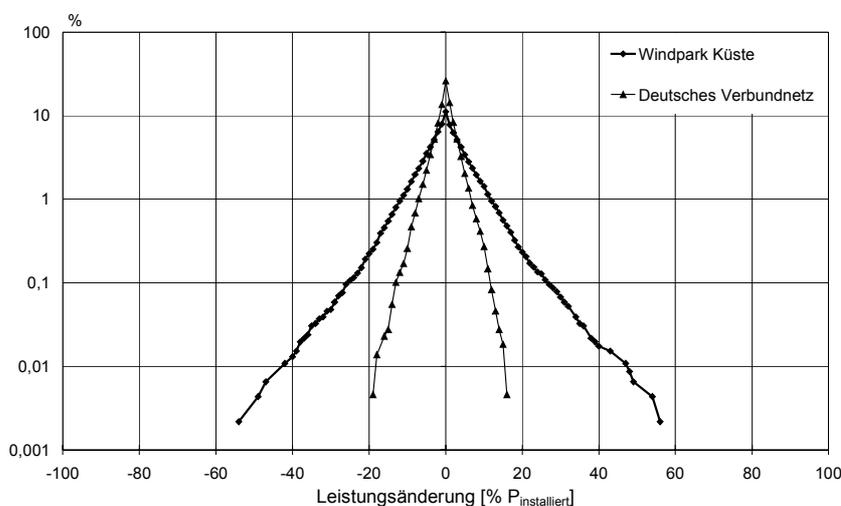
Unter dem Oberbegriff „Kapazitätseffekt“ werden meist die drei Begriffe „sichere oder gesicherte Leistung“, „Zugewinn an gesicherter Leistung“ und „Leistungskredit“ zusammengefasst. Als Leistungskredit der Windenergie wird dabei die Menge an konventioneller Kraftwerksleistung verstanden, die durch die installierte WEA-Leistung ersetzt werden könnte. Im Verbund der konventionellen thermischen Kraftwerke ist die „gesichert“ verfügbare Leistung von der Ausfallwahrscheinlichkeit der Erzeugungsanlagen abhängig. Bei der Nutzung regenerativer Energieträger wie der Windenergie sind dagegen Schwankungen des Energieangebots ein bestimmender Faktor. Der Kapazitätseffekt lässt sich daher

nicht pauschal für „die Windenergie“ ermitteln, sondern ist von den spezifischen Gegebenheiten der Elektrizitätsversorgungsstruktur, den Eigenschaften der Verbraucherlast, der Höhe des Windenergieangebots und der räumlichen Verteilung der Windenergieanlagen abhängig.

Im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland ist zumindest kurz- bis mittelfristig weniger der direkte Ersatz konventioneller Kraftwerksleistung im Blickpunkt als vielmehr ein verbessertes Zusammenspiel zwischen regenerativer Stromerzeugung und thermischen Kraftwerken, die möglichst umweltfreundlich betrieben werden. Hierfür werden schnell regelbare Kraftwerkseinheiten benötigt, die z.B. als GuD-Kraftwerke bereits heute zunehmend in Betrieb genommen werden. In Bezug auf die Regelung der konventionellen Kraftwerke ist neben der Leistungsdauer der Windstromeinspeisung insbesondere deren dynamisches Verhalten von Interesse. Im folgenden werden vorliegende Erkenntnisse zum Leistungsverlauf eines einzelnen Windparks an der Küste (in erster Näherung auch für Offshore-Windparks gültig) im Vergleich mit allen WEA im deutschen Verbundnetz dargestellt /4-1/.

Betrachtet man die Ganglinie der Windstromeinspeisung im Stundenraster (Abb.4-2), zeigt ein einzelner Windpark aufgrund der lokalen Windschwankungen Leistungsänderungen von bis zu annähernd 60 Prozent der gesamten Nennleistung. Bei einer räumlichen Verteilung der Anlagen über das gesamte deutsche Versorgungsgebiet werden lediglich Leistungsänderungen in Höhe von bis zu 20 Prozent der installierten Gesamtleistung verzeichnet. Mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 60 Prozent des betrachteten Jahresgangs bleibt die Summenleistung von einem Stundenmittel zum nächsten in einem Band von  $\pm 2\%$ . Dieser Persistenzwert beträgt für den einzelnen Windpark immerhin noch rund 40 Prozent.

Als maximaler 1-Stundengradient im Jahresgang 2000 der deutschlandweit verteilten Anlagen wurde ein Anstieg um 750 MW (am 28.05.2000, 09:00 bis 10:00, bei 4750 MW installierter Leistung) sowie ein Leistungsabfall um 1000 MW (am 26.08.2000, 18:00 bis 19:00, bei 5,170 MW installierter Leistung) ermittelt.



**Abb. 4-2: Summenhäufigkeit der Leistungsschwankungen im Stundenraster (Vergleich eines Küstenwindparks mit der Summenleistung aller WEA im deutschen Verbundnetz in 2000)**

Für die Netzregelung und Kraftwerkseinsatzplanung sind im Netzverbund die Offshore-Windparks zusammen mit den WEA an Land zu betrachten, wodurch sich in der Summe (insgesamt größeres Gebiet) die Leistungsschwankungen im Vergleich mit dem jetzigen Anlagenbestand weiter reduzieren werden.

#### **4.2.2 Online-Erfassung der Windenergieeinspeisung**

Grundlage für die Netzführung und den Einsatz der konventionellen Kraftwerke ist der sogenannte Lastfahrplan, d.h. der Betrag und der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs für die nahe Zukunft. Dieser Fahrplan wird heute mit modernen, computergestützten Prognoseverfahren, aber auch mit konventionellen Methoden bestimmt. Die erzeugte Leistung aus Wind wurde bis vor kurzem lediglich als reduzierter Verbrauch im System wahrgenommen, wobei der genaue Verlauf der Windeinspeisung nicht bekannt war. Seit Mitte 1999 sind jedoch Verfahren im Einsatz<sup>2</sup>, die die aktuell eingespeiste Windleistung aller WEA im Versorgungsgebiet berechnen und der Systemführung zur Verfügung stellen. Über Gleichungssysteme und Parameter, die neben den technischen Daten der WEA auch die räumliche Verteilung berücksichtigen, wird dabei die aktuell eingespeiste Windleistung – gestützt auf gemessene Zeitverläufe der Leistung repräsentativer Windparks – für das gesamte Versorgungsgebiet ermittelt /4-3/. Ein entsprechendes System wird ab Anfang 2002 bei einem weiteren Übertragungsnetzbetreiber in Betrieb sein<sup>3</sup>.

Die Online-Erfassung der in das Verbundnetz eingespeisten Leistung aus Offshore-Windparks wird vermutlich keine besonderen Probleme bereiten, da der Anschluss an das Verbundnetz an Land über wenige zentrale Einspeisepunkte vorgenommen werden wird. Für die weitere Ableitung der Offshore-Windenergie ist es jedoch von großer Bedeutung, auch die regionalen Einspeisungen aus landgestützten Windparks weiterhin online zu erfassen.

#### **4.2.3 Windleistungsprognose**

Eine Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) besteht darin, die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisung zu jeder Zeit auszugleichen. Die Netzlast (Summe aller Ausspeisungen) lässt sich mit einer hohen Genauigkeit prognostizieren, die Einspeisungen der konventionellen Kraftwerke liegen in Form von Kraftwerksfahrplänen vor. Der Bedarf an Regelleistung ergibt sich daher im wesentlichen aus der Differenz der prognostizierten Einspeisung aus WEA und den tatsächlichen Einspeisewerten. Damit hat die Güte der Windleistungsprognose direkten Einfluss auf die Menge der zu beschaffenden Regelleistung. Steht die Prognose frühzeitig zur Verfügung, so ist die Beschaffung in der Regel kostengünstiger, als wenn aktuell „aus der Not heraus“ gehandelt werden muss.

---

2 E.ON Netz (Netzbetreiber mit zur Zeit rund 3,5 GW installierte Windleistung)

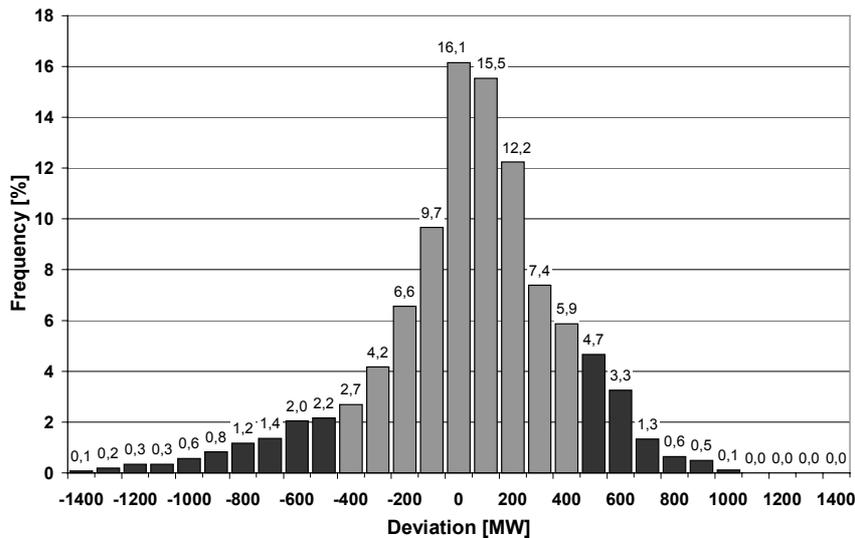
3 VEAG (Netzbetreiber mit zur Zeit rund 2 GW installierte Windleistung)

In diesem Zusammenhang ist eine möglichst genaue Windleistungsprognose auch ein wichtiger Schritt hinsichtlich der Verbesserung der Netzführung der einzelnen ÜNB. So können diese ihre Aufgaben und Erfordernisse bei der Regelung und Spannungshaltungen in den Netzbereichen präziser planen und die notwendigen Maßnahmen zur Erhaltung der Netz- und Versorgungssicherheit im erforderlichen Umfang vorbereiten.

In Deutschland in der Entwicklung befindliche Prognosemodelle liefern bereits den zeitlichen Verlauf der zu erwartenden Windleistung für Versorgungsgebiete für bis zu 48 Stunden im voraus. Dazu werden repräsentative Windparks bzw. Gruppen von Windparks ermittelt und mit Messtechnik ausgestattet. Für diese Standorte stellt der Deutsche Wetterdienst (DWD) prognostizierte Winddaten in 1-Stunden-Intervallen für einen Vorhersagezeitraum von bis zu 72 Stunden und einer räumlichen Auflösung von 7 km (ab 48 Stunden 60 km) zur Verfügung. Diese Daten werden ständig mit den gemessenen Winddaten verglichen und mit Hilfe statistischer Verfahren kalibriert, d.h. von systematischen Abweichungen bereinigt. Mit Hilfe von meteorologischen Modellen werden diese Daten auf die einzelnen Windparks transformiert, deren zugehörige Leistung mit Hilfe von Künstlichen Neuronalen Netzen (KNN) berechnet wird. Die KNN werden mit gemessenen Wind- und Leistungsdaten aus der Vergangenheit trainiert, um die Relation zwischen Windgeschwindigkeit und Leistung zu erlernen. Der mittlere Fehler zwischen prognostizierter und tatsächlich eingetretener Leistung liegt zur Zeit bei knapp unter 10% (bezogen auf die installierte Windleistung) [4-4]. In Abb. 4-3 ist eine Häufigkeitsverteilung ermittelter Prognosefehler wiedergegeben, die auch eine grobe Abschätzung der notwendigen Reserveleistungen erlaubt. Eine Abschätzung der Kosten, die durch den ggf. notwendig werden Kauf von Reserveleistung entstehen, ist nur sehr schwer möglich, da diese im allgemeinen am Spotmarkt gekauft werden muss.

Wichtige Grundlage für die Prognose der zu erwartenden Leistungsabgabe der Windanlagen ist eine 72-Stunden-Vorhersage der Windgeschwindigkeit und -richtung sowie weiterer meteorologischer Parameter wie Luftdruck, Temperatur, Luftfeuchte und Bedeckungsgrad, über das "Lokalmodell (LM)" bzw. das „Globalmodell-Europa (GME)“ des DWD. Die Kosten für die Prognosedaten des DWD, die als Grundlage für eine Windleistungsprognose für alle Anlagen im deutschen Verbundnetz -gestützt auf ca. 50 repräsentative Netzeinspeisepunkte- benötigt werden, betragen zur Zeit etwa 200.000 DM pro Jahr. Durch die Hinzunahme von z.B. fünf größeren Offshore-Windparks in das Vorhersagegebiet würde sich dieser Betrag um rund 10% bis 20% erhöhen.

Die hochaufgelösten Windprognosen werden durch ein nicht-hydrostatisches Gitterpunktmodell erreicht. Die horizontale Auflösung beträgt heute 7 km bei 35 horizontalen Modellschichten und ca. 106.000 Gitterpunkten pro Schicht. Zur Verfeinerung der Simulation von Turbulenz, Temperatur und Vertikaltransporten in der unteren Atmosphäre und der Struktur der Reibungsschicht wurde die prognostische turbulente kinetische Energie (TKE) eingeführt. In den nächsten fünf Jahren ist bei schrittweiser Erhöhung der horizontalen Auflösung auf dann 2 bis 3 km die Verfeinerung der Prognose auf 15-Minuten Intervalle geplant, die eine weitere Qualitätserhöhung zur Folge haben wird.



**Abb. 4-3: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler bei 3000 MW installierter Windleistung /4-4/**

Es ist davon auszugehen, dass sich die Güte der Windleistungsprognose durch Weiterentwicklungen im Bereich der Wetterprognose, höhere zeitliche und räumliche Auflösungen und bessere Kenntnisse des Verhaltens großräumiger Ausgleichseffekte weiter verbessern lässt. Der mittlere Fehler von zur Zeit ca. 10% für großräumige Anwendungen an Land dürfte für einzelne Offshore-Windparks zunächst nicht erreichbar sein. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Prognosegüte mit der steigenden Anzahl und der räumlichen Ausdehnung der Offshore-Windparks weiter zunehmen wird.

### 4.3 Betriebsführung von Offshore-Windparks<sup>4</sup>

Die Betriebsführung von einzelnen Windenergieanlagen (WEA) ist bereits zentraler Bestandteil der Anlagentechnik. Die Hersteller sind bemüht, die Anforderungen hinsichtlich Netzverträglichkeit, Erzeugungsoptimierung sowie Anlagensicherheit durch innovative Lösungen bestmöglich zu erfüllen, da diese einen wesentlichen Wettbewerbsfaktor darstellen. Der erfolgreiche Anlagenzubau in den zurückliegenden Jahren zeigt, dass die Hersteller offensichtlich durch die implementierte Systemtechnik den obigen Anforderungen gerecht werden.

Mittlerweile hat die installierte Leistung an WEA jedoch eine Größenordnung erreicht, die durch die dargebotsabhängigen Leistungsschwankungen Probleme hinsichtlich Netzregelung und Netzbetriebsführung verursacht. Dieser Aspekt ist insbesondere im Zusammenhang mit der Errichtung großer Offshore-Windparks, die an einem Netzpunkt Leistungen im Bereich von Hunderten MW bis in den Gigawattbereich bereitstellen werden, von großer Bedeutung. Diese Probleme können durch die bisherige individuelle WEA Systemtechnik nicht mehr gelöst werden, sondern erfordern zusätzlich eine übergeordnete Be-

<sup>4</sup> Ein Konzept zur Regelung- und Betriebsführung großer Offshore-Windparks wurde von der Siemens AG entwickelt und soll in Kürze im Rahmen eines FuE-Projektes weiter konkretisiert werden

triebsführung, welche die Anforderungen aus Sicht von Netzregelung, Netzsicherheit sowie der im Zeitalter der Liberalisierung notwendig gewordenen Plantreue zu erfüllen hat.

Die Notwendigkeit einer übergeordneten Betriebsführung ist evident. Es stellt sich jedoch die Frage, wer die einzelnen Aufgaben wahrnehmen soll und welche technische Funktionalität dafür erforderlich ist. Große Offshore-Windparks werden über ein zentrales Kraftwerksleitsystem verfügen müssen, um die Erzeugung vieler Windenergieanlagen zu koordinieren und zu kontrollieren. Diese Verantwortung und Aufgabe ist eindeutig dem Windparkbetreiber zuzuordnen. (Komplizierter stellt sich im Gegensatz dazu die Verantwortungszuordnung bei den mit wenigen Ausnahmen dezentral, in kleinen Anlagengruppen betriebenen Onshore-WEA dar. Diese sind größtenteils im Besitz von Personengruppen, die als unabhängige Erzeuger Windstrom mit der entsprechenden Einspeisevergütung an den lokalen Netzbetreiber verkaufen).

### **4.3.1 Anforderungen**

Die Anforderungen an die Betriebsführung ergeben sich aus der Summe der unterschiedlichen Anforderungsblickwinkel der beteiligten Akteure. Dies sind im wesentlichen der Windparkbetreiber, der Netzbetreiber, der Verantwortliche für die Netzregelung sowie der Energiehändler.

#### **Betreiber**

Der Windparkbetreiber ist in erster Linie an der Produktionsmaximierung unter Einhaltung der Sicherheitsvorschriften interessiert. Besitzt der Betreiber zusätzlich einen konventionellen Kraftwerkspark (thermische Erzeugungsanlagen und/oder Wasserkraftanlagen) so ist ein geplanter, koordinierter Betrieb dieser Einheiten mit der Erzeugung aus Windkraft essentiell für eine wirtschaftliche Betriebsführung der Gesamtheit aller Erzeugungsanlagen. Darüber hinausgehend sind die Aspekte Wartung, Zuverlässigkeit, einfache und sichere Bedienung, kostengünstige Kommunikation und die Auswahlmöglichkeit unterschiedlicher Betriebsführungsstrategien wichtig.

#### **Netzbetreiber**

Der Netzbetreiber sieht sich mit der Situation konfrontiert, einen Großerzeuger mit dargebotsabhängiger Erzeugerleistung in den Netzbetrieb einzubinden. Diesbezüglich wird der Netzbetreiber angepasst an seine Netzsituation Anforderungen formulieren müssen, die eine Eingriffsmöglichkeit in die Windparkbetriebsführung erlauben, sofern es die aktuelle Netzsituation erfordert (z.B. bei Überlast eines Einspeisepunktes, bei Netzstörung, etc.). Typische Forderungen könnten sein:

- Maximalleistungsbegrenzung durch dynamische Grenzwertvorgabe (durch den Netzbetreiber)
- Notabschaltung der WEA bei Netzfehlern
- koordinierter Start/Stop-Vorgang der Anlagen um Spitzenbelastungen zu vermeiden
- rückwirkungsfreier Anlagenbetrieb
- ausgewogene Blindleistungskompensation.

Prinzipiell könnte der Windpark auch zur Blindleistungsregelung genutzt werden. Dafür ist es jedoch erforderlich, dass der Netzbetreiber über die aktuell verfügbaren Blindleistungsressourcen des Windparks informiert wird sowie die Möglichkeit erhält, Blindleistungssollwertvorgaben an den Windpark zu übertragen.

### **Netzregelung**

Der Netzregler, dem die Rolle der UCTE<sup>5</sup> konformen Regelung von Übergabeleistung und Frequenz der Regelzone zukommt, sieht sich mit den dargebotsabhängigen Leistungsschwankungen konfrontiert, sofern diese nicht vom Windparkbetreiber durch entsprechende Betriebsführung seines übrigen Kraftwerksparks und/oder durch Leistungsregelung des Windparks ausgeglichen werden. Es ist daher durchaus vorstellbar, dass in absehbarer Zeit die gesetzlichen Rahmenbedingungen dahingehend geändert werden müssen, um die durch Planabweichung des Windparks verursachten Regelarbeitskosten an den Windparkbetreiber zu verrechnen. Eine konkrete Forderung aus Netzreglersicht wird jedoch die Einhaltung erlaubter Leistungsänderungsgradienten darstellen, da diese die verfügbaren Regelleistungsgradienten nicht übersteigen sollten.

Prinzipiell ist es jedoch auch möglich, den Windpark selbst als Regelleistungserzeuger in die Netzregelung aufzunehmen, sofern dieser ein vordefiniertes Regelband für den Netzregler bereithalten kann und diese Regelleistung im Sekundenbereich auf Anforderung des Netzreglers bereitstellen würde (diese Variante ist in Dänemark beabsichtigt). Für die Realisierung einer Primärregelung (frequenzabhängige Leistungsbereitstellung) ist die Systemtechnik der WEA selbst gefragt.

### **Stromhandel**

Da im liberalisierten Markt die Produktionspläne und die daraus resultierenden Netzdurchleitungen 24 Stunden im voraus angemeldet werden müssen, ist die energetische Plan-treue ein wesentlicher Punkt für Energiehändler. Die Erzeugungsschwankungen müssen entweder am Spotmarkt kurzfristig gehandelt werden (was bei Starkwindphasen in Skandinavien oftmals zu geringen Erlösen bei der Winderzeugung führt) oder durch Erzeugerregelung ausgeglichen werden.

#### **4.3.2 Betriebsführung**

Es wird zukünftig darauf ankommen, die erforderliche Funktionalität von Betriebsführungseinheiten zu spezifizieren, um die oben genannten Anforderungen technisch zu erfüllen. Ausgehend von den realisierten Funktionalitäten durch die bestehende Systemtechnik der WEA ergibt sich durch die Notwendigkeit eines übergeordneten Windparkleitsystems für Offshore-Windparks eine Vielzahl neuer technischer Herausforderungen, da auf diesem Gebiet derzeit weder Standardlösungen noch erprobte Konzeptionen vorliegen. Betrachtet man die Anforderungen auch aus dem Blickwinkel der Automatisierungstechnik und den damit verbundenen systemtechnischen Notwendigkeiten und Reaktionszeiten, so ist folgende prinzipielle Systemgliederung denkbar:

---

<sup>5</sup> Die Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie (UCTE) koordiniert die Interessen der Übertragungsnetzbetreiber in 20 europäischen Ländern

- Ebene 1: Windenergieanlage
- Ebene 2: Windpark Controller
- Ebene 3: Windpark Energiemanagement System
- Ebene 4: Virtuelles Windkraftwerk (V-WKW)

Eine besonders wichtige Dimension ließe sich durch die Zusammenfassung von mehreren Offshore-Windparks sowie weiterer verteilter, einzelner Windanlagengruppen zu einem virtuellen Windkraftwerk im GW Bereich eröffnen. Das V-WKW hätte die Aufgabe, die geografisch verteilten WEA sowie Windparks zum Zwecke einer zentralen Optimierung und Steuerung abzubilden und damit die Basis für eine Einbeziehung in eine zentrale Kraftwerkseinsatzplanung zu schaffen.

Der Einsatz von neu zu entwickelnden Betriebsführungseinheiten würde eine Vielzahl neuer Möglichkeiten bieten, um einfach, flexibel und unterbrechungsfrei auf Anforderungen der beteiligten Akteure (Windparkbetreiber, Netzbetreiber, Netzregler und Energiehändler) reagieren zu können. Diese Betriebsführungseinheiten müssten sowohl eine Energie- und Leistungsregelung als auch eine Blindleistungsbreitstellung grundsätzlich ermöglichen, um hierdurch eine vergleichbare Situation wie bei der konventionellen Kraftwerksbetriebsführung zu schaffen.

Nachfolgend sind exemplarisch einige notwendige Betriebsarten dargestellt. Selbstverständlich sind auch alle Kombinationsmöglichkeiten dieser Betriebsarten denkbar (mit Ausnahme des unbeeinflussten Betriebs).

- Unbeeinflusster Betrieb
- Leistungsbegrenzung
- Energetische Plantreue
- Konstante Leistung
- Bereitstellung von Regelleistung

Durch entsprechende Betriebsführung würde ein Paradigmenwechsel unter anderem hinsichtlich der Regelleistung ermöglicht. Bisher gilt, dass der positive Beitrag zur Nachhaltigkeit der Winderzeugung durch die Regelleistungsvorhaltung zur dargebotsabhängigen Schwankungskorrektur in thermischen Einheiten reduziert wird. Durch diese Betriebsart wäre es jedoch möglich, durch Verzicht auf Produktionsmaximierung, Regelleistung für den Netzregler vorzuhalten. Dazu wäre der Windpark um das gewünschte Regelband leistungsmäßig zu reduzieren, um es auf Anforderung des Netzreglers wieder zur Verfügung zu stellen. (Diese Betriebsart ist in dänischen Windparkprojekten ein zentraler Bestandteil).

### **4.3.3 Ausblick**

Die beschriebenen Eigenschaften und Betriebsführungsstrategien nach technischen und betrieblichen Notwendigkeiten würden eine größtmögliche Flexibilität garantieren, um sich an geänderte Randbedingungen durch Gesetzgebung und gewonnene Betriebserfahrun-

gen anzupassen. Durch abgestimmte und optimierte Betriebsführung von Offshore-Windparks mit der zentralen Planung und Regelung der thermischen Kraftwerkseinheiten sowie der Wasserkraftanlagen kann die Integration großer Windleistungen deutlich verbessert werden. Es stellt sich somit die Frage, ob die hier definierten Anforderungen an die Betriebsführung nicht im Rahmen von Netzanschlussbedingungen grundsätzlich gefordert werden sollten.

#### 4.4 Fazit

Trotz der bereits vielfältig vorliegenden Erkenntnisse und Ansätze zur Verbesserung der Integrationsfähigkeit von großen Windleistungen in Versorgungssysteme sind nach wie vor viele Fragen offen, die im Rahmen weiterer, intensiver Untersuchungen geklärt werden müssen. Insbesondere hat sich gezeigt, dass eine mittel- bis langfristige Strategie zur Offshore-Windenergienutzung erforderlich ist, um die notwendigen Investitionsentscheidungen für einen Netzausbau unter den richtigen Randbedingungen treffen zu können. Wesentlich wird es dabei sein, zu klären, welche gesetzlichen Randbedingungen der Gesetzgeber vorgeben möchte, oder anders gesagt, in wie weit der Staat regelnd in die Erschließung der Offshore-Potenziale eingreifen will (und darf). Nachfolgend sind die wichtigsten Fragestellungen hinsichtlich der Integration großer Windleistungen in Versorgungssysteme zusammengestellt:

- Mit welcher Entwicklung der installierten Leistung ist offshore sowie an Land bis 2010 und danach in den deutschen Regelzonen zu rechnen?
- Wo liegen die geeigneten Netzanschlusspunkte für die Offshore-Windparks?
- Welche Netzausbaumaßnahmen sind erforderlich um den Windstrom aufzunehmen und zu den Verbrauchszentren zu transportieren?
- Sind diese Netzausbaumaßnahmen genehmigungsfähig?
- Mit welcher Übertragungstechnik wird der von den Offshore-Windparks erzeugte Strom ins Netz eingespeist. Das Anbindungskonzept und weitere Maßnahmen stehen in direktem Zusammenhang?
- Welche Trassen stehen für die Übertragung durch das norddeutsche Wattenmeer zur Verfügung?
- Wie groß ist die maximale Übertragungsleistung pro Trasse?
- Wie verhält sich das Gesamtsystem bestehend aus den Offshore-Windparks, den Windparks an Land, den Seekabelübertragungen einschließlich der Konverter und dem aufnehmenden Höchstspannungsnetz bei elektrischen Fehlern?
- Wie sind die Rückwirkungen auf die Systemstabilität?
- Welche Kraftwerksleistung muss am Netz verbleiben, um das Gesamtsystem sicher zu betreiben?
- Welche elektrischen Wechselwirkungen gibt es mit benachbarten Verbundnetzen Dänemarks und den Niederlanden sowie mit den Verbundnetzen benachbarter deutscher Netzbetreiber?
- Welche Möglichkeiten wird es geben, Offshore-Windparks zu regeln?

- Wie viel Reserve an Kraftwerksleistung ist von den Verbundnetzbetreibern vorzuhalten?
- Im UCTE-Netz werden 3000 MW an Primärregelleistung auf Gegenseitigkeit anteilig vorgehalten, entsprechend eines Doppelblockausfalls. Bei Offshore-Windeinspeisung mit höherer, konzentrierter Leistung reicht diese Leistung ggf. nicht mehr aus. Welche Auswirkungen sind somit für den UCTE- Primärregelbedarf zu erwarten und welche Aufteilungen müssen gefunden werden?

## **5 Energiespeicherung**

### **5.1 Stand der Technik von elektrischen Energiespeichern**

Bei der großmaßstäblichen Nutzung der Windenergie stellt das schwankende Leistungsangebot eine neue Aufgabe für die allgemeine Energieversorgung dar, die das heute bestehende Versorgungsnetz so noch nicht kennt. Im Sinne einer gesicherten, jederzeit verfügbaren elektrischen Energieversorgung müssen andere Quellen in Zeiten niedriger Windgeschwindigkeiten und gleichzeitig hoher Verbraucherlasten das Defizit ausgleichen, während in Zeiten umgekehrter Situation die im Überschuss angebotene Leistung entweder gespeichert oder abgeregelt werden muss.

Natürlich wird die zukünftige elektrische Energieversorgung nicht allein auf der Windenergie aufbauen, sondern sich aus einer Vielzahl im Versorgungsgebiet verteilter Kraftwerke unterschiedlicher Typen zusammensetzen. Regional verschiedene Wettersituationen und auch die davon verschiedenen Zeitverläufe anderer dargebotsabhängiger Energieträger werden für einen gewissen gegenseitigen Ausgleich dieser fluktuierenden Leistungen sorgen. Dauer und Größe von zu erwartenden Defiziten und Überschüssen lassen sich heute aber noch nicht sinnvoll abschätzen, da die Zusammensetzung des zukünftigen Versorgungssystems noch nicht abzusehen ist. Für den Ausgleich dieser Überschussleistungen und Leistungsdefizite kommt neben Reservekraftwerken und besonderen Regelungsstrategien die Zwischenspeicherung in Frage.

Vor allem Batterie- und Pumpspeicher wurden in der Elektrizitätswirtschaft schon vor Jahrzehnten eingesetzt. Aber auch andere Systeme wurden entwickelt und sind ebenfalls im Einsatz. Die prinzipiellen Vor- und Nachteile verschiedener Speichersysteme sind in /5-1/ beschrieben (Tab. 5-1).

Speichersystem	Vorteile	Nachteile
Pumpspeicher- kraftwerke	technisch erprobte Lösung lange Lebensdauer und Zyklus- festigkeit bei geeigneten geographischen Voraussetzungen sehr kosten- günstig	nicht überall einsetzbar (geographi- sche Voraussetzungen) verbraucherfern Kosten sehr stark abhängig von den Gegebenheiten
Elektrochemische Speicher: Bleisäure- Akkumulator, Nickel/Cadmium Nickel/Metallhydrid usw. [7]	sehr weite Einsatzbereiche größtechnisch erprobt kostengünstig technisch jederzeit verfügbar geringe Selbstentladung relativ hohe Wirkungsgrade	kurze Lebensdauer nur 500- 7000 Zyklen
Chemische Speicher: z.B. Wasserstoff [14]	hohe Energiedichten, kostengünstige Speicher sehr geringe Selbstentladung als Langzeitspeicher geeignet	hohe Kosten für Wandlungstechniken geringer Systemwirkungsgrad aufwendige Infrastruktur
Schwungmassen- speicher (SMS) [8]	hohe Leistungsdichte mittlere bis hohe Energiedichten hohe Zyklusfestigkeit	große Einheiten mit hohen Energie- dichten nicht kommerziell verfügbar mittlere bis hohe Selbstentladung Sicherheit genaue Kosten nur schwer zu quanti- fizieren
Kondensatoren Supercaps [10]	hohe Leistungsdichte lange Lebensdauer und Zyklus- festigkeit	niedrige Energiedichte große Einheiten noch nicht erprobt große Kondensatoren nicht verfügbar genaue Kosten nur schwer zu quanti- fizieren
Supraleitende magne- tische Energiespei- cher (SMES) [9]	hohe Leistungsdichte lange Lebensdauer und hohe Zyklusfestigkeit	geringe Energiedichte größtechnisch nicht verfügbar genaue Kosten nur schwer zu quanti- fizieren hohe Selbstentladung

**Tab 5-1: Vor- und Nachteile verschiedener Speichersysteme (aus /5-1/)**

Aufgrund dieser Eigenschaften eignen sich die verschiedenen Speichertypen nicht für alle Einsatzzwecke. In /5-2/ wurden verschiedene Systeme zur Speicherung elektrischer Energie nach mehreren Gesichtspunkten, wie Speicherwirkungsgrad, Kosten und Ansprechzeit, untersucht. In Tab. 5-2 ist dargestellt, welche Anforderungen an Speichersysteme gestellt werden, je nachdem wie schnell die Reserveleistung ins Netz eingespeist werden muss bzw. welche Speicherkapazitäten zur Verfügung gestellt werden sollen.

Aufgabe Anforderung	WSR	Tageslastausgleich	Wochenlastausgleich	Jahreslastausgleich	USV
geringe Zugriffszeit	++	-	-	-	+
großer Energieinhalt	-	-	+	++	-
große Energiedichte	-	-	-	+	-
große Leistungsdichte	+	-	-	-	+
großer Leistungsgradient	++	-	-	-	+
geringe Selbstentladerate	-	-	-	++	+
große kalendari-sche Lebensdauer	-	-	-	+	+
große Zyklenlebensdauer	+	+	-	-	-
Zeitverfügbarkeit	+	+	-	-	+

WSR Wirkleistungssekundenreserve

USV Unterbrechungsfreie Stromversorgung

++ sehr wichtig

+ wichtig

- weniger wichtig

Tab. 5-2: Anforderungsprofile an Speichersysteme /5-2/

Keines der untersuchten Systeme eignet sich für alle Speicheraufgaben. So lässt sich der Schwungradspeicher gut für die Wirkleistungssekundenreserve einsetzen, aber nicht als saisonaler Speicher, wohingegen Pumpspeicher eher als Tages- oder auch saisonale Speicher eingesetzt werden können.

Einsatzgebiet Speichersystem	WSR	Tagesspeicher	Wochenspeicher	Jahresspeicher	USV
Akku		•	•		•
H <sub>2</sub> -Speicher, BZ / GuD		•	• / möglich	• / möglich	
Druckluftspeicher		•	möglich	möglich	
Pumpspeicher		•	•	•	
Schwungrad	•	•			
SMES	•				
Kondensator	möglich				•

Tab. 5-3: Speichereinsatzgebiete (aus /5-2/)

Es zeigt sich, dass für alle in der elektrischen Energieversorgung anfallenden Speicheraufgaben Lösungen existieren. Alle Speichersysteme haben allerdings den Nachteil (unterschiedlich hoher) Speicherverluste und zusätzlicher Kosten. Nach /5-2/ fallen für die günstigsten Speicher, Pump-, Druckluft und Schwungradspeicher, spezifische Investitionskosten in der Größenordnung von 250 Euro/kW an (bei Nennleistungen von mehreren hundert MW), die teuersten (Wasserstoffnutzung mit Brennstoffzelle oder supraleitende Systeme) liegen bei bis zu 9.000 Euro/kW.

Die höchsten Speicherwirkungsgrade werden von Schwungradspeichern und Pumpspeicherwerken erreicht. Das skizzierte Pumpspeicherwerk in Abb. 5-1 hat 74% Wirkungsgrad, neuere Pumpspeicher /5-3/ und Schwungradspeicher kommen auf über 80% Speicherwirkungsgrad.

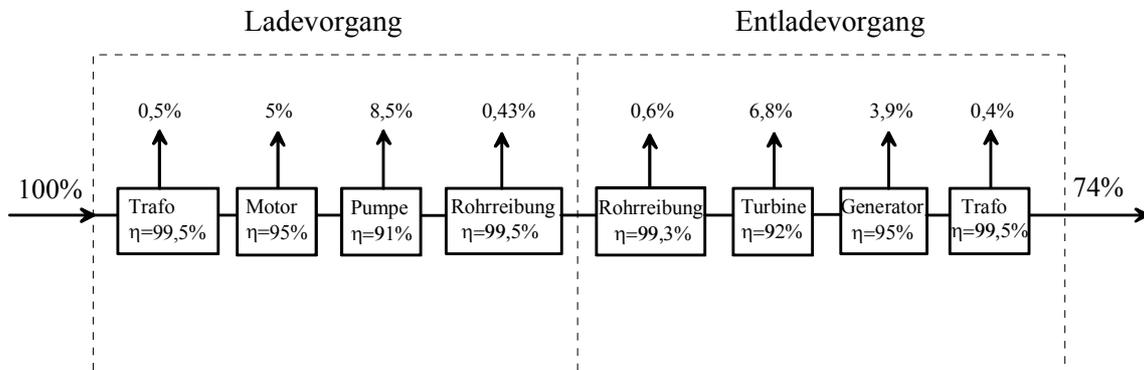


Abb. 5-1: Energiefluss eines Pumpspeicherwerkes (aus 5-2)

In den momentanen Diskussionen wird allerdings immer wieder die Wasserstofftechnik favorisiert. Das Prinzip der Wasserstoffzwischenlagerung besteht aus den drei Schritten

- Aufspaltung von Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff (Elektrolyse),
- Speicherung der Gase (verschiedene Möglichkeiten) und
- Rekombination (z B. in Brennstoffzellen oder GuD-Kraftwerken).

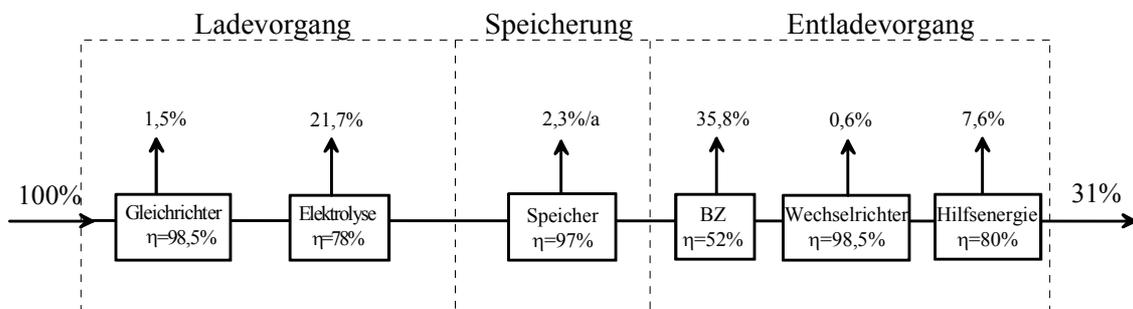


Abb. 5-2: Energiefluss des Wasserstoffsystems (aus 5-2)

Vor allem Elektrolyse und Rekombination, unabhängig davon ob Brennstoffzelle oder GuD-Kraftwerk eingesetzt wird, verursachen so große Energieverluste, dass das Gesamtsystem mit einem Speicherwirkungsgrad von weit unter 40% behaftet ist. Zusätzlich zu den hohen erforderlichen Investitionskosten hat dieser Weg der Speicherung also den Nachteil, dass rund zwei Drittel der ursprünglichen elektrischen Energie verloren gehen.

Aufgrund der Investitionskosten und der Energieverluste, sollte ein Versorgungssystem möglichst mit wenig Speicherkapazität konzipiert werden. Weiterhin bietet die großräumig verteilte Nutzung der Windenergie (über verschiedene Klimazonen) einen gegenseitigen Ausgleich zwischen windstarken und windschwachen Zeiträumen /5-4/.

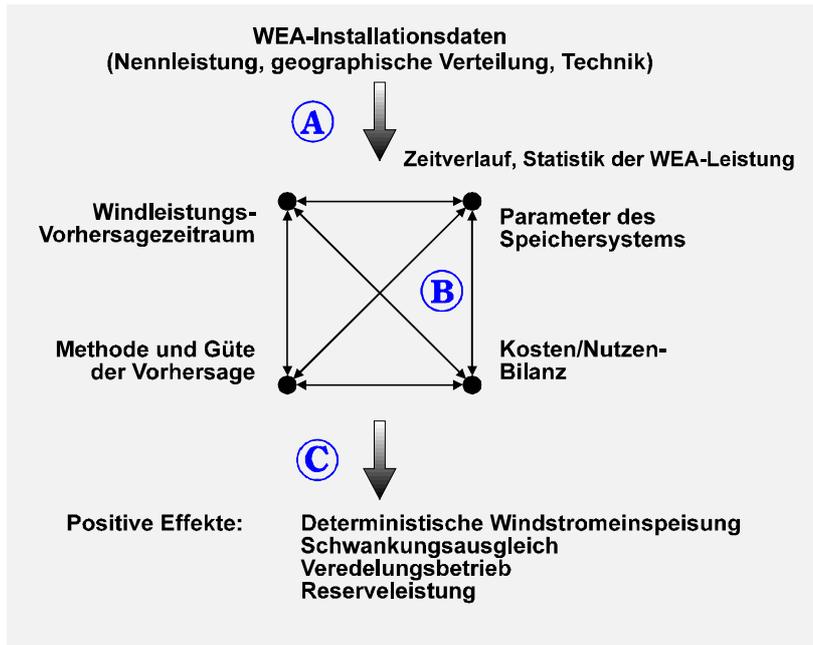
## 5.2 Windenergie und Speicher in Verbundnetzen

Eine positivere Bewertung der Windenergie ergibt sich, wenn es gelingt, die Einspeisung von Windstrom in Versorgungsnetze in dem Maße kalkulierbar zu machen, wie dies für die konventionelle Erzeugungsseite gilt. Hierfür müssen Leistungsänderungen zuverlässig und mit ausreichender Vorlaufzeit bekannt sein.

Dies ist durch eine getrennte Betrachtung des deterministischen Tagesgangs der Windstromeinspeisung und des überlagerten stochastischen Anteils zu erreichen /5-5/. Während der deterministische Anteil durch geeignete Vorhersagemethoden in Zeitbereichen bis zu einigen Stunden sehr gut bestimmbar ist (vergl. Kap. 4.2.3), kann der aufgrund lokaler und kurzfristiger Einflüsse schwer vorhersagbare Anteil durch Energiespeicher ausgeglichen werden. Damit kann die Windenergie mit ihren verteilten Einzelleistungen zu einer vergleichmäßigten Einspeisung und größerer Versorgungssicherheit beitragen. Durch eine deutlich reduzierte Auslegungsgröße der Speicher lediglich auf den stochastischen Anteil der Leistungseinspeisung aus Windenergie, lassen sich enorme Kostenreduktionen erreichen.

Zur Weiterentwicklung dieser Betriebsführungskonzepte (Kombination Windleistungsprognose mit Speichern) müsste im Rahmen weiterer Forschungsaktivitäten zunächst eine Verbesserung der lokalen Windleistungsprognosen erreicht werden. Darüber hinaus müsste untersucht werden, inwieweit durch den Einsatz lokaler Energiespeicher auch Reserveleistung für den Ausfall anderer Erzeugungseinheiten zuverlässig bereitgestellt werden kann. Im einzelnen sind im Zusammenhang mit Energiespeichern für netzgekoppelte WEA folgende Zielsetzungen zu erreichen /5-6/ (s. Abb. 5-3):

- Verbesserte Kenntnis der statistischen Eigenschaften der WEA-(Summen)leistung (Gradienten, Klassenverweildauer, Klassenübergangswahrscheinlichkeiten, etc.) in Abhängigkeit der Systemkenngrößen installierte WEA-Nennleistung, geographische Verteilung, WEA-Technik (Betriebsführung, Leistungsbegrenzung).
- Vergleichende Bewertung derzeit einsetzbarer Speichersysteme,
- Entwicklung eines Verfahrens zur Speicherdimensionierung unter Berücksichtigung der Eingangs- und Randbedingungen: Statistik der WEA-Leistung; Methode, Güte und Zeitraum der Windleistungsvorhersage; Investitions- und Betriebskosten; Güteanforderungen an die Einspeiseleistung, d.h. insbesondere die Übereinstimmung mit der Vorhersage, ggf. auch hinsichtlich Spannungs- und Frequenzstabilität, etc.,
- Regelungs- und Betriebsführungskonzept für das Gesamtsystem,
- Simulation des Gesamtsystems mit unterschiedlichen Eingangs- und Randbedingungen,
- Bewertung der Simulationsergebnisse unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten,
- Sensitivitätsaussagen in Abhängigkeit der Güte von Vorhersagemethoden, Kostenentwicklung, Verbesserung der Speichertechnik, etc.



- A** Statistische Analyse von WEA-Leistungszeitreihen  
Modellbildung
- B** Vergleichende Bewertung von Speichersystemen  
Dimensionierungsverfahren  
Regelung, Betriebsführung des Speichersystems
- C** Simulation  
Demonstration  
Auswertung  
Verallgemeinerung

Abb. 5-3: Notwendige Forschungsarbeiten auf dem Gebiet netzgekoppelter WEA-Speicher

## 6 Beschäftigungseffekte

Parallel zum zunehmenden Ausbau der Windenergienutzung an Land und offshore entsteht eine enorme Anzahl von Arbeitsplätzen. Der Verband deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA) schätzt aufgrund einer relativ einfachen Umrechnung der momentanen Umsätze in der Branche, dass durch die Windenergie heute schon insgesamt etwa 30.000 Arbeitsplätze – direkt z. B. bei Herstellern und indirekt z.B. im Bereich der Planung – bereitgestellt werden.

Eine Studie der Niedersächsischen Energie-Agentur /6-1/ untersucht die wirtschaftlichen Auswirkungen der Offshore-Windenergienutzung in der Nordsee auf Niedersachsen. In dieser Studie werden vom mitarbeitenden Niedersächsischen Institut für Wirtschaftsforschung (NIW) auch die in ganz Deutschland durch die Windenergienutzung in der Nordsee zusätzlich zu schaffenden Arbeitsplätze detailliert betrachtet. Dabei stützt sich das NIW auf eine Prognose des Deutschen Windenergie-Instituts (DEWI) in derselben Veröffentlichung über den Ausbau der Offshore-Windenergie in deutschen Gewässern und die

damit verbundenen Investitionen und bezieht in seine Berechnungen für Niedersachsen das insgesamt für Nord- und Ostsee geschätzte Potenzial ein.

Ausgehend von einer bis 2020 (Werte für 2010 in Klammern) insgesamt installierten Nennleistung von 6 (2) GW in Nord- und Ostsee werden in /6-1/ bei einem Investitionsvolumen von rund 8 (4) Mrd. DM in den Jahren 2016 bis 2020 (2006 bis 2010) etwa 11.000 (6.200) Arbeitsplätze für den Bau der Windenergieanlagen in diesen vier Jahren erwartet. Zusätzlich werden im selbem Zeitraum weitere 2.000 (670) Arbeitsplätze für Betrieb und Wartung der Anlagen benötigt. Dabei wurde bereits berücksichtigt, dass ein Teil der Wertschöpfung aufgrund von Importen im Ausland stattfindet. Die in /6-1/ angenommenen Gesamt-Investitionen, auf denen die Abschätzung der Beschäftigungseffekte beruht, erscheinen allerdings mit 3.350 (1.500) Euro/kW (8 Mrd. DM für etwa 3 GW neu installierter Offshore-Windenergie von 2016 - 2020) relativ gering. Die Abschätzung der zu schaffenden Arbeitsplätze dürfte daher eher konservativ ausfallen.

Für die Betrachtung der Auswirkungen durch die Windenergienutzung bis 2030 wird hier angenommen, dass die in /6-1/ genannten Arbeitsplatzzahlen für den Bau der Anlagen prozentual zur Gesamt-Investitionssumme und die Stellen für Betrieb und Wartung prozentual zur mittleren im Betrachtungszeitraum installierten Nennleistung hochgerechnet werden können. Die Investitionskosten werden aus /6-1/ übernommen.

	2006 - 2010	2016 – 2020	2026 - 2030
Zubau Leistung [GW]	1,3	3,0	5
Investition [Mrd. DM]	4,0	8,1	14,5
Arbeitsplätze für Bau	6.200	11.000	20.000
Mittlere installierte Nennleistung [GW]	0,9	4,5	12,5
Arbeitsplätze für Betrieb	670	2.000	5.600
			Hochrechnung

**Tab. 6-1: Möglicher Beschäftigungseffekt aufgrund des optimistisch-verhaltenen „DEWI-Szenarios“ zum Ausbau der Offshore-Windenergienutzung**

Fünf Wirtschaftsbereiche würden vom Bau der Offshore-Windenergieanlagen besonders profitieren, wobei zuerst die Bereiche Dienstleistungen und Handel zu nennen sind. Aber auch den Werften an der Küste kämen die Offshore-Investitionen zu Gute. Der Bau der Fundamente, der hier in die Branche „Herstellung von Metallerzeugnissen“ fällt, könnte auf Grund der Art der Arbeiten und der Dimensionen dieser Fundamente am ehesten von den Werften an der Küste zusammen mit inzwischen in der Branche etablierten Stahlbau-firmen übernommen werden. Aber auch der Bau von Spezialschiffen und anderer mariti-mer Konstruktionen fällt in diese Branche.

<b>Branche</b>	<b>Anteil</b>
Maschinenbau	7,8 %
Herstellung von Geräten der Elektrizitätserzeugung und –verteilung	11,6 %
Herstellung von Metallerzeugnissen	12,7 %
Handel	14,8%
Dienstleistungen für Unternehmen, Datenverarbeitung, Forschungs- und Entwicklungsdienstleistungen	15,2 %

**Tab. 6-2: Anteil der wichtigsten Branchen am Arbeitsplatzaufkommen durch den Bau von Offshore-WEA**

Neben den Dienstleistungen im Bereich von Konstruktion und Entwicklung, die zum Bau der Anlagen zu zählen sind, entstehen vor allem während des Betriebs erforderliche Dauerarbeitsplätze im Bereich Überwachung, Reparatur, Wartung und Instandhaltung von Offshore-Windparks in dieser Branche.

Für den Ausbau der Offshore-Windenergie ist daher zeitnah der nachhaltige Aufbau einer nationalen Offshore-Industrie- und Dienstleistungsinfrastruktur erforderlich. Das Potenzial für diesen Aufbau ist grundsätzlich sowohl hinsichtlich des Know-hows als auch des Vorhandenseins ausbaufähiger Werftkapazitäten vorhanden. Die Erschließung dieses Potenzials ermöglicht die Sicherung bestehender bzw. die Schaffung neuer Arbeitsplätze in der eher strukturschwachen norddeutschen Küstenregion (vgl. auch /6-2/).

## 7 Wirtschaftlichkeit

Die Finanzierung aktueller Windenergieprojekte an Land erfolgt praktisch ausschließlich in Form von Projektfinanzierungen. Die für die Investitionen erforderlichen Mittel werden anteilig auf dem Kapitalmarkt beschafft. Notwendiges Eigenkapital wird z.B. in Form von Fonds durch Projektbeteiligungsgesellschaften oder Bürgerwindparkkonzepte als Kommanditeinlagen im privaten Sektor beschafft. Die Eigenkapitalanteile der Projekte variieren im Bereich von typisch 10 bis 30 Prozent der Gesamtinvestitionen.

Nach der Installationsphase fallen mit dem Betrieb der Anlagen die folgenden Kosten an:

- Versicherungen,
- Pacht,
- Wartungen und Wartungsverträge,
- Instandsetzungen,
- Betriebspersonal,
- Geschäftsführung,
- Fernüberwachung,
- Betriebsstrom,
- Verbandsbeiträge,
- Steuern,
- Kapitalkosten,
- etc.

Die Einnahmequellen bei Windenergieprojekten sind:

- Erlöse aus Stromverkauf,
- Zinsen sowie
- sonstige Einnahmen.

Der überwiegende Teil der Einnahmen wird durch Stromverkauf an EVU erzielt. Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien – (Erneuerbare Energien-Gesetz EEG)“ regelt seit dem 1.4.2000 die Höhe der Vergütung pro eingespeister Kilowattstunde in Form einer Mindestpreisregelung. Dieser liegt bei zur Zeit 17,8 Pfennigen pro eingespeister Kilowattstunde für alle Windenergieanlagen, die bis zum 31.12.2001 in Betrieb gehen. Eine Reduktion dieser Einspeisevergütung auf 12,1 Pfennig pro Kilowattstunde erfolgt standortabhängig nach dem sog. Referenzertragsmodell.

Von untergeordneter Bedeutung bei den Einnahmen sind z.B. Zinseinnahmen aus Rücklagen oder „Sonstige“. Als „Sonstige“ Einnahmen können nach Erkenntnissen aus dem 250 MW Programm z. B. Rückerstattungen von Versicherungen oder auch Erträge aus Nutzungsrechten von Mobilfunkbetreibern genannt werden.

Bei der Projektfinanzierung müssen alle laufenden Kosten aus dem Projekt heraus finanziert werden. Die Kapitalkosten stellen hierbei den wesentlichen Anteil der Kosten dar. Stillstandszeiten durch Betriebsstörungen sowie längere Flaute- oder Schwachwindzeiten können in ungünstigen Fällen zu Mindereinnahmen und ggf. auch zu Liquiditätseng-

pässen bis hin zum Konkurs von Projekten führen. Neben den Kapitalkosten müssen noch die laufenden Betriebskosten (s.o.) durch die Einnahmen gedeckt werden. Liquiditätsüberschüsse werden sowohl als Rücklagen für ertragsschwache Zeiträume und für unvorhergesehene Reparaturen verwendet. Verbleibende Mittel werden dann als Dividenden an die Kommanditisten und Anteilseigner ausgeschüttet.

## **7.1 Onshore-Projekte**

Die gesamten Investitionskosten für aktuelle Onshore-Windenergieprojekte liegen zur Zeit noch bei ca. 1.250 Euro pro Kilowatt installierter Leistung. Die durchschnittlichen Nebenkosten betragen dabei knapp 30% der WEA-Kosten. Diese Angaben beziehen sich ausschließlich auf Projekte, die im Zeitraum 2000 und 2001 in Betrieb gegangen sind. Hierbei handelt es sich um bisher nicht veröffentlichte Daten, die im Rahmen des EU-Forschungsvorhabens EXTOOL erhoben und analysiert worden sind.

## **7.2 Offshore-Technik im nahen Küstenbereich**

Die bisherigen Erfahrungen der Windenergienutzung im Offshore-Bereich sind, ebenfalls wie bei der Onshore-Technologie, auf nur wenige Jahre begrenzt. Allerdings besteht, den Erfahrungshorizont betreffend, ein enormer quantitativer Unterschied. Weltweit gibt es zur Zeit Projekte mit insgesamt knapp 19.000 Megawatt installierter Nennleistung, die als Onshore-Installationen ausgeführt sind. Im Offshore-Bereich stehen dem nur neun Projekte mit etwa 86 MW installierter Leistung gegenüber. Bezogen auf die installierten Megawatt beträgt der Offshore-Anteil nicht einmal 0,5% der Gesamtinstallationen.

Das erste Offshore-Projekt ging 1990 an der schwedischen Ostseeküste in Betrieb und bestand lediglich aus einer einzigen Windenergieanlage. Weitere Projekte folgten in Dänemark, den Niederlanden und Großbritannien. Diese Projekte haben die folgenden Gemeinsamkeiten:

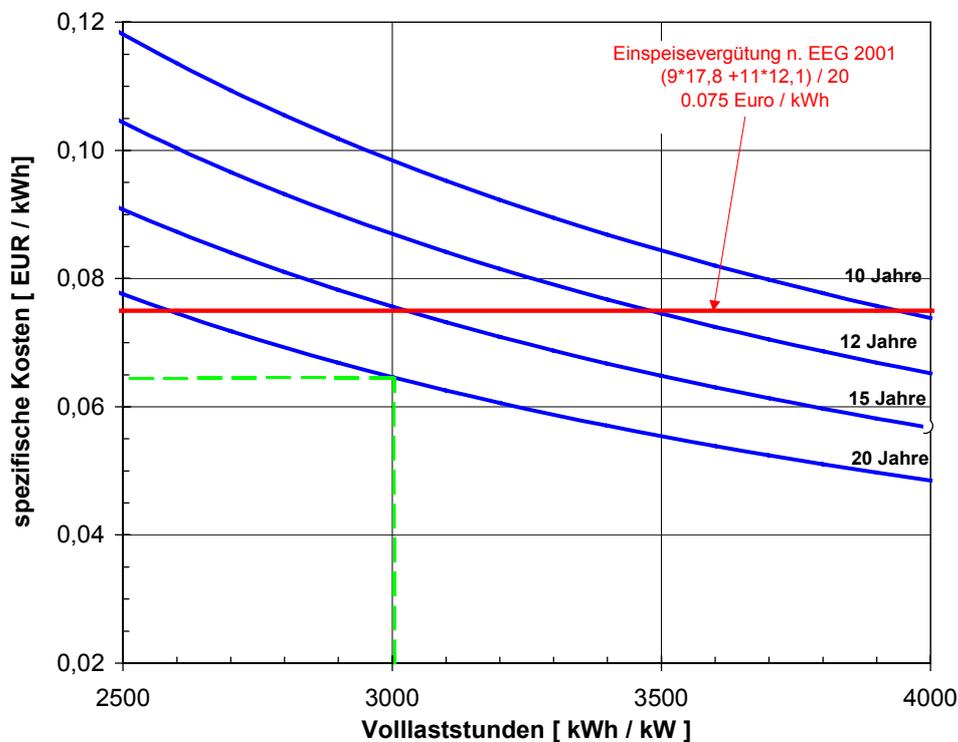
- geringe Wassertiefen (< 10 Meter)
- geringe Entfernungen zur Küste (< 10 Kilometer)
- geringe Anzahl an Turbinen (< 30)

Die dokumentierten Kosten der bestehenden Offshore-Projekte sind auf Grund der geringen Anzahl an existierenden Projekten eher spärlich. Für drei Projekte (Vindeby, Tuno Knob und Lely) werden Kosten von ca. 0,07 Euro/kWh genannt, die auf den bisherigen Erfahrungswerten basieren /7-1/ und sich auf einen Zeitraum von etwa vier bis zehn Jahren beziehen. Für alle drei Projekte werden Abschreibungszeiträume von jeweils 20 Jahren und relativ niedrige Zinssätzen von 5 bis 5,5% p.a. genannt. Die spezifischen Kosten dieser Pilotprojekte lagen bei ca. 2050 Euro/kW für Vindeby und Tuno Knob, die Windfarm Lely in den Niederlanden war mit spezifischen Investitionskosten von ca. 2200 Euro/kW erheblich teurer.

Dass die Stromgestehungskosten jeglicher Investitionsprojekte ganz entscheidend von der Dauer des Betrachtungszeitraumes bzw. der Laufzeit der eingesetzten Kredite abhängen, wird anschaulich in Abb. 7-1 deutlich. Gezeigt sind die Stromgestehungskosten des dänischen Projektes Tuno Knob in Abhängigkeit der Volllaststunden. Als Parameter wurde die Betrachtungsdauer entsprechend dem Finanzierungszeitraum dargestellt. Die projektspezifischen Parameter, z. B. die Ist-Werte für die Finanzierungsrechnung, wurden wie folgt aus /7-1/ übernommen:

- Installierte Leistung: 5 MW
- Investitionskosten: 10,35 Mio. Euro
- Jahresenergieertrag: 15 GWh bzw. 3000 Volllaststunden
- Zinssatz: 5,5% p.a.
- Abschreibung: 20 Jahre
- Betriebskosten: jährlich 1 Prozent der Investitionskosten.

Aus diesen Randbedingungen ergeben sich Stromgestehungskosten in Höhe von 0,066 Euro/kWh. Dieser Wert entspricht in der Darstellung dem Schnittpunkt der untersten Kurve (20 Jahre) mit der Hilfslinie bei 3.000 Volllaststunden. Unter exakt identischen Randbedingungen, jedoch mit einem Finanzierungszeitraum von 10 Jahren, liegen die Stromgestehungskosten bei ca. 0,098 Euro/kWh (ca. 19,2 Pfg/kWh). Für einen 12-jährigen Betrachtungszeitraum ergeben sich Kosten von 0,087 Euro/kWh (ca. 17,0 Pfg/kWh). Die rote Linie stellt zur Orientierung die durchschnittliche Vergütungshöhe nach dem EEG über einen Zeitraum von zwanzig Jahren dar. Diese beträgt ca. 0,075 Euro/kWh.



**Abb. 7-1: Stromgestehungskosten vom Projekt Tuno Knob für verschiedene Betrachtungszeiträume**  
Bei mittelfristigen Darlehenslaufzeiten von 10 bis 12 Jahren ist der Abschluss der Finanzierungsphase jedoch nicht unbedingt mit der Beendigung des Projektes gleichzusetzen.

Befinden sich hiernach die Anlagen in einem guten Zustand, so reduzieren sich die jährlichen Kosten, da der Kapitaldienst aus der Investitionsphase abgeschlossen ist.

Dieser ideale Verlauf wird voraussichtlich jedoch nicht eintreten. Mit zunehmendem Anlagenalter muss nach den bisherigen Erkenntnissen in der Onshore-Technologie für den weiteren Betrieb mit deutlich höheren Betriebskosten kalkuliert werden. Darüber hinaus sind für eventuelle Ersatzinvestitionen weitere Darlehen und die hiermit verbundenen Kapitaldienste zu berücksichtigen.

### 7.3 Offshore-Technik im mittleren Küstenbereich

Die zur Zeit anvisierten Offshore-Projekte deutscher und dänischer Planer unterscheiden sich gravierend von den bisherigen Modellprojekten. Für die meisten der in Planung befindlichen deutschen Projekte gelten annähernd die folgenden Umgebungsbedingungen:

- mittlere Wassertiefen (> 20 Meter)
- mittlere Entfernungen zur Küste (> 20 Kilometer)
- mittlere bis große Anzahl an Turbinen (100 bis 500)
- darüber hinaus ist für viele geplante Projekte zusätzlich noch mit wesentlich rauerer Umgebungsbedingungen bezüglich Windstärke und Wellengang zu rechnen.

Das zur Zeit am weitesten fortgeschrittene Projekt im mittleren Offshore-Bereich ist das dänische Projekt „Horns Rev Offshore Wind Farm“ /7-2/. In diesem Projekt werden erstmals Windturbinen in der offenen Nordsee platziert. Alle Planungsarbeiten sind abgeschlossen. Die Installation und Inbetriebnahme dieses Projektes ist für den Sommer 2002 vorgesehen. Das Riff Horn erstreckt sich auf einer Länge von etwa 30 Kilometer in der Nordsee westlich der dänischen Stadt Esbjerg. Die Windfarm wird aus 80 Turbinen der 2 MW-Klasse bestehen. Der Abstand zur Küste liegt zwischen etwa 14 und 20 Kilometer. Planung und Ausführung dieses Projektes obliegt dem dänischen Energieversorgungsunternehmen Elsam. Die wesentlichen Plandaten für dieses Projekt sind:

- Turbinenanzahl: 80
- Gesamtnennleistung: 160 MW
- Jahresenergieertrag: 600 GWh
- Volllaststunden: 3750 h
- Wassertiefe: 6 – 14 m
- Entfernung zur Küste: 14 – 20 km
- Projektkosten: 270 Mio. Euro
- Spez. Kosten: 1.688 Euro/kW

Analog zur Berechnung von küstennahen Offshore-Windfarmen (s. Abb. 7-1) wurden die Stromgestehungskosten für unterschiedliche Finanzierungszeiträume als Parameter berechnet (Abb. 7-2). Die Eckdaten der Berechnung stammen direkt aus Veröffentlichungen von Elsam /7-3/. Die einzige Annahme, die für diese Berechnung durch die Autoren getroffen wurde, sind die jährlich anfallenden Betriebskosten. Hier wurde ein Wert in Höhe

von 13,5 Mio. Euro, entsprechend 5% der Investitionssumme bzw. 0,023 Euro/kWh angesetzt. Ob diese Annahme zu optimistisch ist, wird sich erst im Verlauf des Projektes zeigen. Für die anvisierten 3.750 Volllaststunden, ein nach unserer Einschätzung realistischer Wert, werden die Stromgestehungskosten bei zwanzigjähriger Betrachtungsdauer bei etwa 0,06 Euro/kWh liegen. Über einen Finanzierungszeitraum von 10 Jahren liegt dieser Wert bei 0,082 Euro/kWh (12 Jahre: 0,075 Euro/kWh, 15 Jahre: 0,067 Euro/kWh).

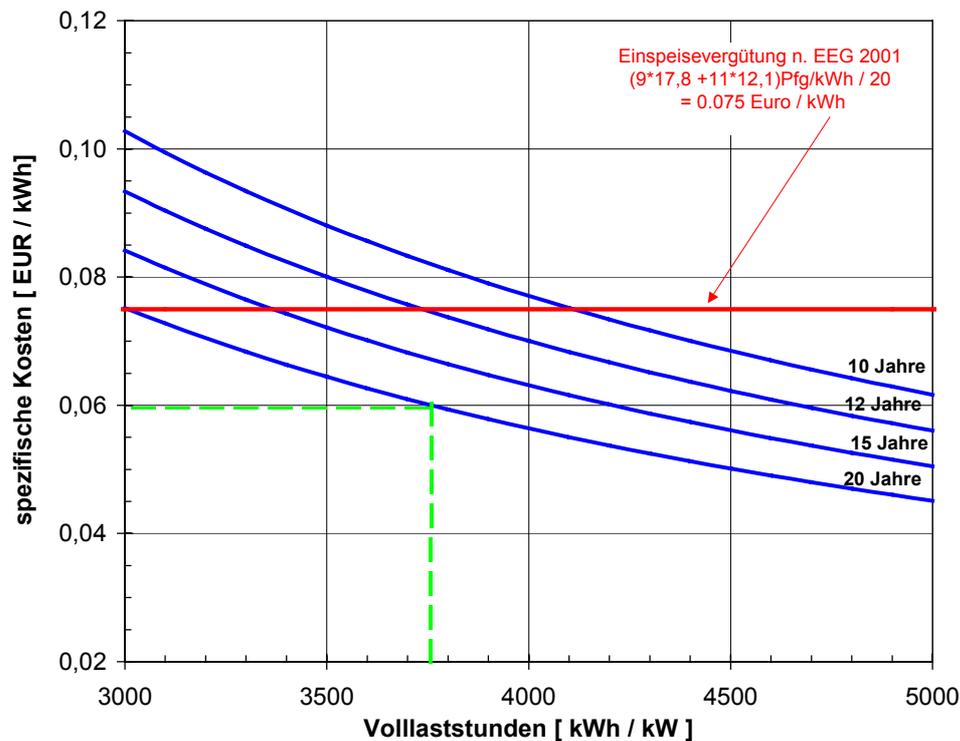


Abb. 7-2: Stromgestehungskosten des Projektes Horns Rev für verschiedene Betrachtungszeiträume

Die erwartete Jahresenergielieferung der „Horns Rev Offshore Wind Farm“ wird auf über 600 GWh (3.750 Volllaststunden) geschätzt. Die Einspeisevergütungen für „Horns Rev“ sollen nach der zur Zeit gültigen Gesetzesregelung in Dänemark erfolgen (Bild 7-3): Für die ersten 42.000 Volllaststunden erfolgt die Zahlung auf Festpreisbasis in Höhe von 0,048 Euro/kWh plus einem zusätzlichen Anteil aus Zertifikaten für erneuerbare Energien, die minimal 1,4 und maximal 3,7 Eurocent je Kilowattstunde betragen. Das heißt, für etwa die ersten 10 Betriebsjahre (42.000 Volllaststunden) liegt die Vergütung zwischen 6,2 und 8,5 Eurocent pro Kilowattstunde. Anschließend wird sich die Einspeisevergütung aus dem dann gültigen Marktpreis sowie den Zertifikatspreisen zusammensetzen /7-4/.

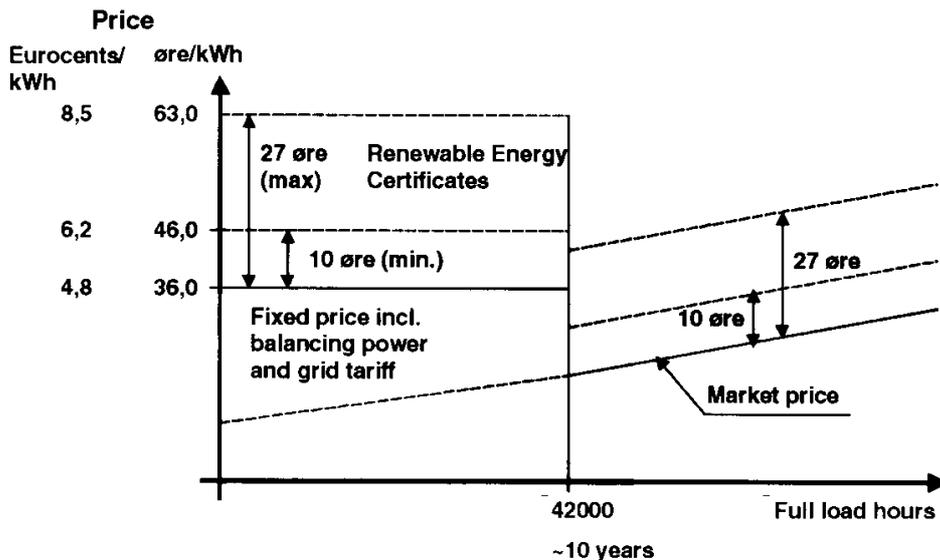
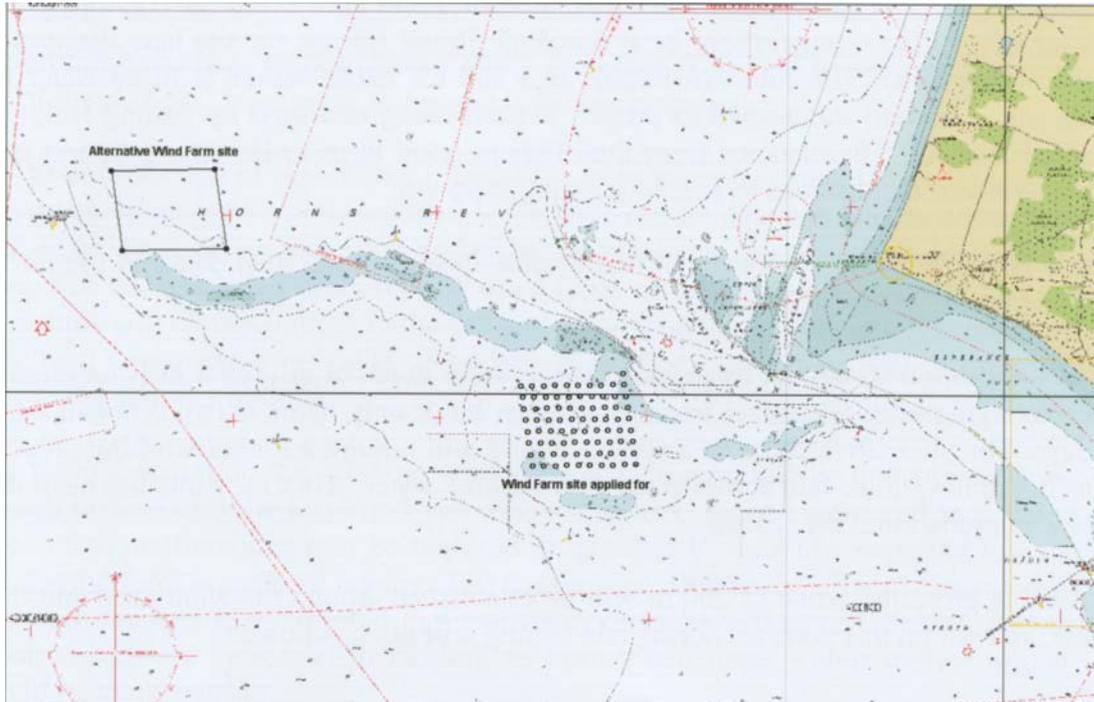


Abb. 7-3: Vergütungsschema der „Horns Rev Offshore Wind Farm“/7-4/

Die in Deutschland geplanten Offshore-Projekte sollen zum großen Teil in der „Ausschließlichen Wirtschaftszone“ (AWZ) errichtet werden. Die AWZ beginnt in einem Abstand von 12 Seemeilen bzw. ca. 22 km seewärts der Küstenlinie. Die Flächen der Windparkprojekte befinden sich z. T. 30 Kilometer und weiter von der Küste entfernt. Größere Entfernungen sind im Offshore-Bereich zumeist mit größeren Wassertiefen verbunden. Diese implizieren einerseits höhere Kosten für die Gründung der Windturbinen und Umspannwerke, zum anderen ist auch mit höheren Netzanschlusskosten und höheren Übertragungsverlusten zu rechnen, die sich aus der größeren Distanz ergeben.

Für die oben erwähnte „Horns Rev Offshore Windfarm“ wurde in der Planungsphase auch ein Alternativstandort untersucht (Abb. 7-4). Dieser zweite Standort hat eine Entfernung zur Küste von etwa 30 bis 37 km, also etwa die doppelte Entfernung zur Küste wie der schließlich ausgewählte Standort. Die Wassertiefe ist mit etwa 15 Metern vergleichbar mit der Situation am küstennahen Standort. Die Mehrkosten, die sich auf Grund der Auswahl des küstenfernen Standortes ergeben hätten, sind allein für konstruktive Maßnahmen mit rund 170 Mio. DKK (ca. 23 Mio. Euro) beziffert worden. Im operativen Sektor kalkulieren die Projektplaner mit Mindereinnahmen auf Grund höherer Betriebskosten bzw. geringerer Erträge, ohne diese näher zu spezifizieren. Die erwarteten höheren Betriebskosten ergeben sich aus längeren Anfahrtszeiten des Servicepersonals zu den Anlagen bzw. durch häufiger erforderlichen Einsatz von Helikoptern. Geringere Erträge resultieren aus längeren Stillstandszeiten und der sich hieraus ergebenden geringeren Energieproduktion.



**Abb. 7-4: Alternativer und beantragter Standort der Horns Rev Offshore Windfarm /7-1/**

Eine Entscheidung für den alternativen Standort hätte die Investitionskosten dieses Projekts um etwa 8,5% erhöht. Die Betriebskosten sind a priori nicht feststellbar und können daher wiederum nur abgeschätzt werden. Die Stromgestehungskosten für diese Variante sind, analog zu den vorangegangenen Fallstudien, in Abb. 7-5 dargestellt. In den Berechnungen wurden die erhöhten Investitionskosten sowie höhere Betriebskosten berücksichtigt. Die spezifischen Investitionskosten liegen hierfür bei 1830 Euro/kW, bei der nahen Variante 1690 Euro/kW. Die Betriebskosten wurden mit 6% p.a. bezogen auf die gesamten Investitionskosten veranschlagt. Die Stromgestehungskosten, die sich aus diesem Szenario ergeben, betragen bei unveränderter Anzahl Volllaststunden (3750) für die verschiedenen Betrachtungszeiträume:

- 20 Jahre:           0,070 Euro/kWh
- 15 Jahre:           0,078 Euro/kWh
- 12 Jahre:           0,086 Euro/kWh
- 10 Jahre:           0,094 Euro/kWh

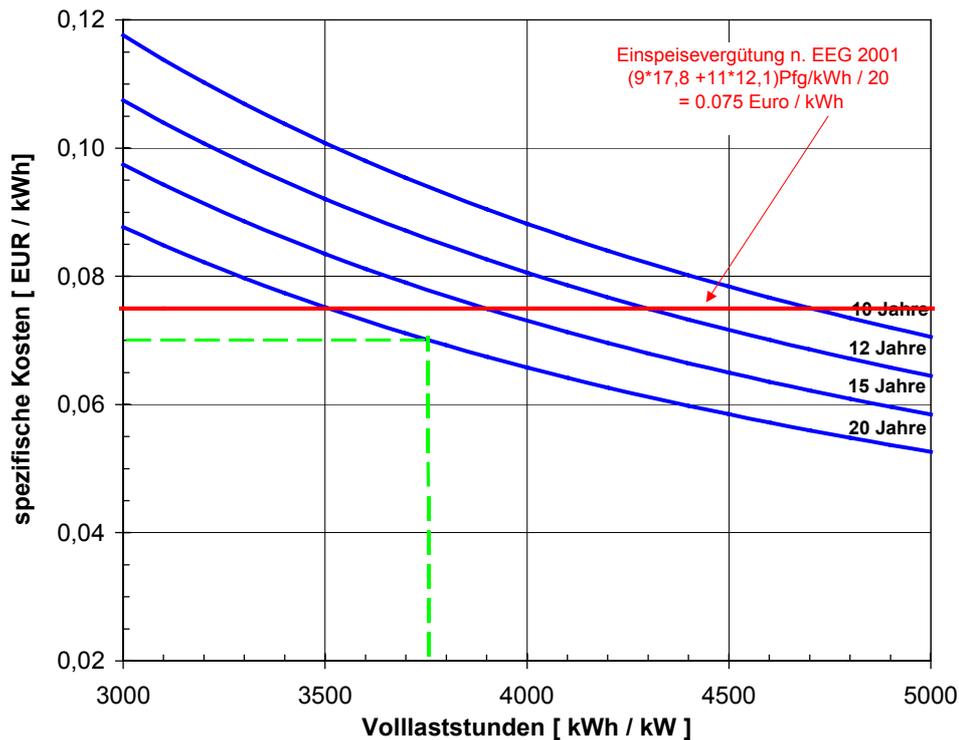


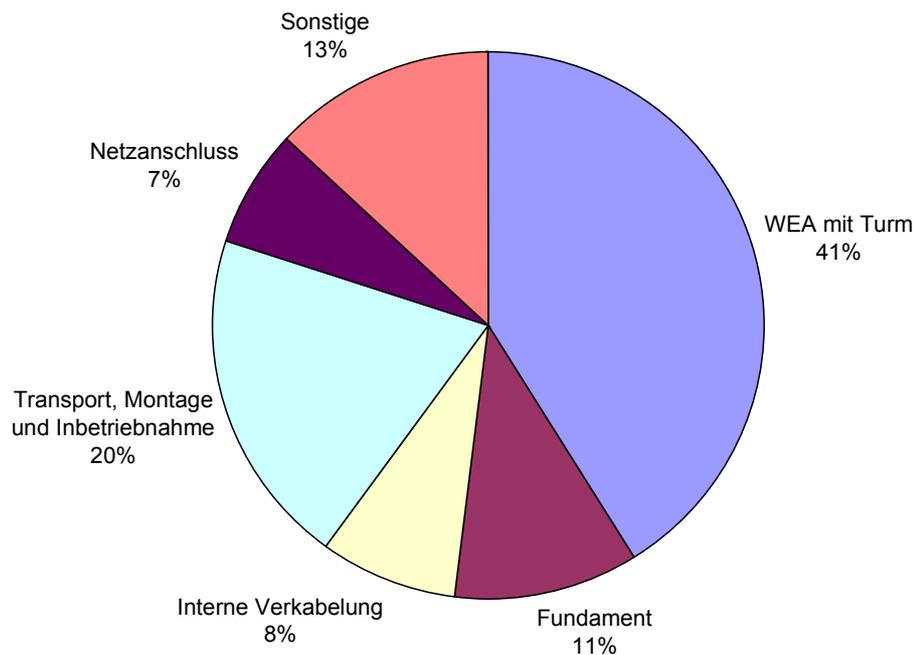
Abb. 7-5: Stromgestehungskosten für den alternativen Projektstandort Horns Rev für verschiedene Betrachtungszeiträume

#### 7.4 Fallbeispiel Niederlande

Die Projekt- und Planungszahlen einer aktuellen niederländischen Machbarkeitsstudie sollen ebenfalls kurz vorgestellt werden. Es handelt sich hierbei um ein Offshore-Projekt, das mit folgenden Eckdaten und Spezifikationen beschrieben wird /7-5/:

Windturbinen:	50 x 2 MW
Nennleistung gesamt:	100 MW
Entfernung zur Küste:	25 km
Wassertiefe:	10 – 15 m
Investitionssumme:	199,4 Mio. Euro
spezifische Investitionskosten:	1.994 Euro/kW
Finanzierung:	
kalkulatorischer Zins:	5,7% p.a.
Finanzierungszeitraum:	20 Jahre
Betriebskosten:	3,5% der Investitionssumme p.a.

Die Projektbeschreibung enthält eine grobe Aufteilung der Investitionskosten auf die Hauptkostenarten wie in Abb. 7-6 gezeigt.



**Abb.: 7-6: Struktur der Investitionskosten für ein niederländisches Offshore-Projekt (10 – 15 m Wassertiefe)**

Insgesamt sind die für dieses Projekt genannten Kosten sowie die sonstigen Randbedingungen nahezu identisch mit den bisher vorgestellten Projekten aus Dänemark. Auch in diesem Falle erfolgt die Amortisationsrechnung über einen zwanzigjährigen Zeitraum mit einem Zinssatz von 5,7% p.a.. Eine entscheidende Differenz besteht jedoch in der Annahme der durchschnittlichen Wartungs- und Instandsetzungskosten. Hierfür werden lediglich 3,5% der gesamten Investitionskosten über die komplette Betriebszeit geschätzt. Dieser Wert liegt deutlich niedriger, als der in Kap. 7.5 angenommene Wert von 5 bis 6 %. Allerdings werden in Kap. 7.5 für die deutsche AWZ auch schwierigere Umgebungsbedingungen (größere Wassertiefe und größere Entfernung zur Küste) angenommen.

Abb. 7-7 zeigt die sich ergebenden Stromgestehungskosten für unterschiedliche Finanzierungszeiträume bei 3.750 Volllaststunden. Diese betragen:

20 Jahre:	0,064 Euro/kWh
15 Jahre:	0,072 Euro/kWh
12 Jahre:	0,081 Euro/kWh
10 Jahre:	0,090 Euro/kWh.

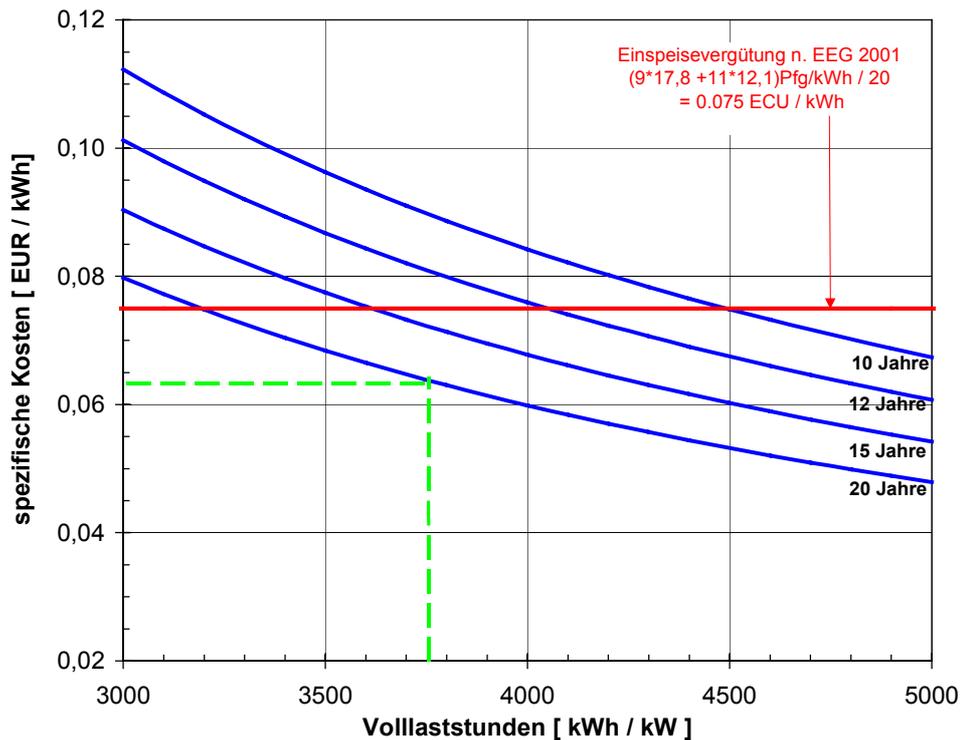


Abb.: 7-7: Stromgestehungskosten aus einer niederländischen Offshore-Studie für unterschiedliche Finanzierungszeiträume

### 7.5 Stromgestehungskosten eines fiktiven Projekts in der deutschen AWZ (Nordsee)

Abschließend soll eine Abschätzung der Stromgestehungskosten für Offshore-Projekte in der deutschen AWZ durchgeführt werden. Das heißt, die Entfernungen zur Küste liegen bei den bisher bekannten Projektstudien bei über 30 km von den Küstenlinien Deutschlands. Die Wassertiefen in den Plangebieten liegen bei etwa 15 bis 40 Metern. Sie sind damit deutlich tiefer als die bisher realisierten Offshore-Projekte unserer Nachbarländer.

Exakte Projektkosten sind bislang nicht bekannt. Nach den vorliegenden Erkenntnissen aus vorhandenem Prospektmaterial sowie nach persönlichen Auskünften von Projektbeteiligten wird näherungsweise mit spezifischen gesamten Investitionskosten in einer Bandbreite von etwa 1.700 Euro/kW bis etwa 2.000 Euro/kW für die ersten Projekte gerechnet. Diese Kostenschätzungen korrespondieren sehr gut mit den geprüften Investitionskosten für die zweite Variante des „Horns Rev Offshore-Projekts“.

Für die nachfolgende Analyse der Stromgestehungskosten eines fiktiven Projekts im deutschen Offshore-Bereich (AWZ, Nordsee) ist mit den folgenden Randbedingungen gerechnet worden:

- Windturbinen: 5 MW
- Nennleistung gesamt: 500 MW
- Entfernung zur Küste: 30 – 40 km
- Wassertiefe: 15 – 40 m
- Investitionssumme: 1.000 Mio. Euro
- spezifische Investitionskosten: 1.700 - 2.000 Euro/kW
- Finanzierung:
  - Annuität: 9%
  - Finanzierungszeitraum: 20 Jahre
- Betriebskosten: 5% p.a. der gesamten Investitionssumme
- Energieertrag: 1,875 Mrd. kWh p.a.  
3.750 Volllaststunden

Abb. 7-8 zeigt die Ergebnisse dieser Berechnung für eine zwanzigjährige Betriebs- und Finanzierungsdauer. Die Kurvenscharen zeigen die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über den gesamten Projektzeitraum für vier unterschiedliche Werte der spezifischen Investitionskosten in Höhe von 2.000 Euro/kW, 1.900 Euro/kW, 1.800 Euro/kW und 1.700 Euro/kW. Die jährlichen Betriebskosten in diesem Szenario wurden mit einem konstanten Betrag berücksichtigt. Dieser liegt bei jährlich 5 Prozent, bezogen auf die gesamten Investitionskosten und für die gesamte Projektzeit.

Das Ergebnis dieser Berechnung zeigt, dass bei 3.750 Volllaststunden und spezifischen Investitionskosten von 1.900 Euro je Kilowatt die durchschnittlichen Stromgestehungskosten über 20 Jahre etwa 0,071 Euro/kWh betragen. Dieser Wert liegt leicht unter dem Durchschnittswert der Einspeisevergütung in Höhe von 0,075 Euro/kWh, der sich gemäß EEG aus den aktuellen Vergütungssätzen und einem Betriebszeitraum von zwanzig Jahren ergibt. Für spezifische Investitionskosten von 2.000 Euro/kW betragen die Stromgestehungskosten 0,075 Euro/kWh und entsprechen damit der Höhe der Einspeisevergütung nach EEG. Bei spezifischen Investitionskosten von 1.700 bzw. 1.800 Euro/kW ergeben sich unter diesen Randbedingungen Stromgestehungskosten in Höhe von 0,064 bzw. 0,068 Euro/kWh.

Da es sich im betrachteten Fall um ein erstes Projekt (fiktiv) handelt, ist davon auszugehen, dass sich die Stromgestehungskosten durch Ausnutzung von Lerneffekten, die sich im Laufe der Entwicklung weiterer Offshore-Projekte ergeben, weiter reduzieren lassen. Ebenso haben langfristige Finanzierungszeiträume auf die Wirtschaftlichkeit von Offshore-Projekten signifikanten Einfluss, wie in den Fallbeispielen dänischer und holländischer Projekte bereits gezeigt wurde. Auch im oben genannten Beispiel wurde bereits eine zwanzigjährige Finanzierungszeit unterstellt.

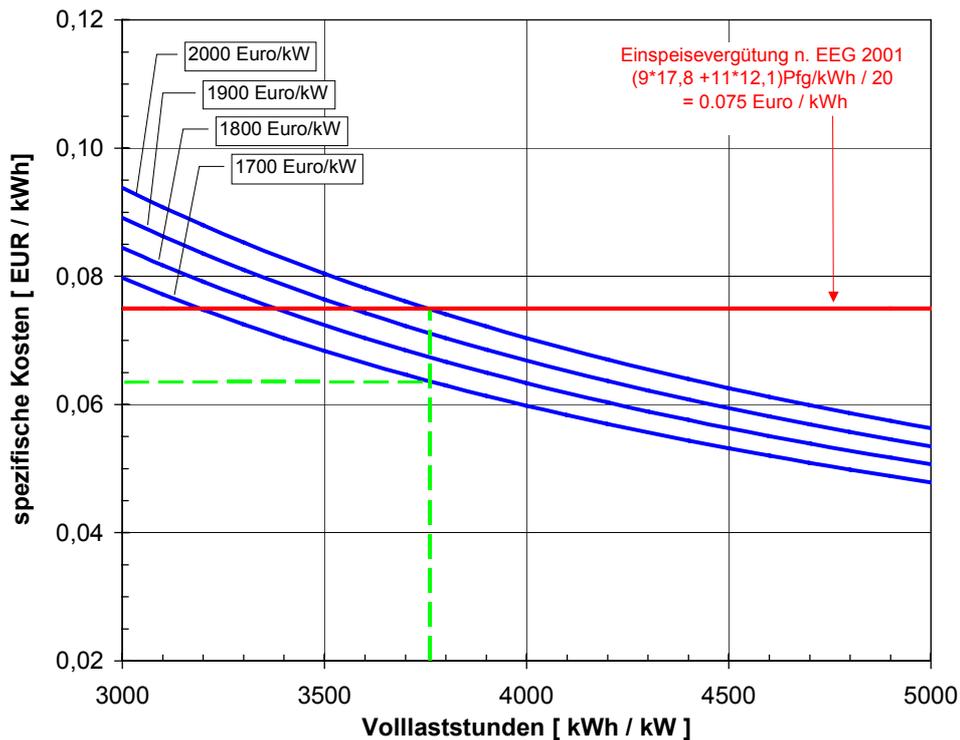


Abb. 7-8: Stromgestehungskosten für ein fiktives, deutsches Offshore-Projekt

## 7.6 Kostensenkungspotenziale

Offshore-Projekte können einen großen Beitrag zur zukünftigen Stromversorgung liefern. Unter den gegenwärtigen Rand- und Finanzierungsbedingungen stehen sie an der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit. Es stellt sich die Frage, welche Kostenreduktionspotenziale vorhanden sind und wie sich zukünftige Projektpreise entwickeln werden. Offshore-Projekte werden erst durch eine große Anzahl von Turbinen in den einzelnen Windparks wirtschaftlich lukrativ. In diesem Bereich wird sich durch Serienfertigung, günstige Einkäufe und Lerneffekte eine deutliche Kostensenkung erzielen lassen. Setzt man für Offshore-Projekte ähnlich moderate Fortschrittsraten (Progress Ratio) wie bei Onshore-Projekten von etwa 7% pro Verdoppelungsschritt an, so würden sich hieraus in erster Näherung die folgenden Kosten ergeben:

- Der erste Offshore-Windpark mit 100 MW Nennleistung wird zu den oben genannten spezifischen Investitionskosten von rund 2.000 Euro/kW errichtet.
- Bei einer kumulierten installierten Leistung von 1.600 MW, d. h. nach vier Verdoppelungen, kann theoretisch bereits mit einer Preisreduktion um ca. 20% bzw. 1.700 Euro/kW gerechnet werden. (entspricht 5% Progress Ratio).
- Bei einer installierten Gesamtleistung von 10.000 MW Offshore und gleichbleibender Progress Ratio von 5% ist ein spezifischer Preis für die Gesamtinvestition von etwa 1.500 Euro/kW zu erwarten.

Weitere Kostensenkungspotenziale sind auch im Infrastrukturbereich zu erwarten. Hier gilt es für die verschiedenen Betreibergesellschaften Synergieeffekte zu nutzen. So ist es

zum Beispiel technisch nicht erforderlich, dass jeder Offshore-Windpark mit einem eigenem Seekabel an das Verbundnetz angeschlossen wird. Vielmehr können, sofern die geografischen Voraussetzungen gegeben sind, mehrere Windparks über ein gemeinsames Seekabel, den Strom zum Land transportieren. Es könnte somit auch eine „Offshore-Netz-Betriebsgesellschaft“ gegründet werden, die Elektrizität zu den Verbrauchern im In- und Ausland transportiert.

## 8 Zusammenfassung

Zur großtechnischen Offshore-Windenergienutzung hat in den letzten Jahren national wie international eine lebhafte Diskussion eingesetzt, nachdem mit (kleineren) Projekten in Dänemark, Schweden und Holland erste Erfahrungen gesammelt werden konnten. In Deutschland wurde ebenfalls mit zahlreichen Projektplanungen begonnen, seit mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) Vergütungsregelungen für die Offshore-Windenergienutzung in der Nord- und Ostsee geschaffen wurden. Um für die großtechnische Offshore-Windenergienutzung möglichen Konflikten mit anderen Nutzern und Interessenträgern so weit wie möglich aus dem Weg zu gehen, werden in Planungen für Deutschland besonders Gebiete außerhalb der 12 Seemeilenzone, in der so genannten Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), betrachtet. In diesen Gebieten, mit Küstenabständen von 30 bis 40 km und Wassertiefen von 25 bis 35 Metern, unterliegen Errichtung, Betrieb und Netzanbindung von WEA grundsätzlich anderen Bedingungen als in den küstennahen Gebieten, auf die sich jedoch die bisher vorliegenden Erfahrungen beschränken.

Die nach wie vor umfangreichste Studie über die bestehenden deutschen Offshore-Windenergiepotenziale ist die 1995 veröffentlichte so genannte EU-Offshore-Studie. In dieser Studie werden Gebiete mit einem Mindestabstand von 2 km und einem maximalen Abstand von 30 km zur Küste sowie einer maximalen Wassertiefe von 40 m untersucht. Insgesamt wurde so für Deutschland eine nutzbare Fläche von 16.959 km<sup>2</sup> mit einer potenziellen Energieausbeute von 237 TWh/a ausgewiesen. Aus heutiger Sicht sind jedoch Flächen, die einen geringeren Abstand als 20 km zum Land haben und auf denen die Windparks von Land aus sichtbar wären, kaum durchsetzbar. Deshalb sind inzwischen auch in Entfernungen von mehr als 30 km zur Küste diverse Windparks in der AWZ beantragt worden. Das heißt, dass für eine Aktualisierung der Ergebnisse aus der EU-Offshore-Studie insbesondere in der Nordsee auch Flächen mit größeren Küstenabständen zu betrachten sind. Bestehen bleibt jedoch weiterhin die Beschränkung auf eine Wassertiefe von maximal 40 m, da für größere Wassertiefen bisher keine wirtschaftlich darstellbaren Gründungsmöglichkeiten zur Verfügung stehen.

Unter diesen Randbedingungen (Mindestabstand 30 km, Wassertiefe höchstens 40 m) ergibt sich für Deutschland eine technisch nutzbare Fläche von ca. 15.800 km<sup>2</sup> bzw. ein technisches Potenzial von ca. 240 TWh/a. Unter Berücksichtigung anderer Nutzungen reduziert sich das technische Potenzial auf ein nutzbares Potenzial von ca. 67 TWh/a entsprechend einer installierbaren Leistung von ca. 19.000 MW. Da zur Zeit noch nicht geklärt ist, wie bei Nutzungskonflikten verfahren wird, ist es gegenwärtig nicht möglich, das tatsächlich nutzbare Potenzial exakt zu quantifizieren. Momentan ist deshalb davon auszugehen, dass insgesamt ca. 15.000 MW Windleistung relativ konfliktfrei zu installieren sind. Dies jedoch, vor allem in der Nordsee, in relativ großer Entfernung vom Land (30 km und mehr) und in größeren Wassertiefen (30-40 m). Weiterhin zeigt die momentan geführte Diskussion um die Bedürfnisse von Schifffahrt, Fischerei und Naturschutz (Important Bird Area), dass auch die jetzt noch als eher konfliktarm betrachteten Flächen zukünftig nicht sicher für eine Offshore-Windenergienutzung zur Verfügung stehen werden.

Hinsichtlich der für eine Offshore-Windenergienutzung in der AWZ zu erwartenden Anlagentechnik kann, ausgehend von den Entwicklungen der letzten Jahre, zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht gesagt werden, wo die kostenoptimale Größe einer Windenergieanlage liegen wird. Sicher scheint jedoch zu sein, dass die mittlere Leistung pro Anlagengeneration in etwa einer exponentiellen Kurve folgt. Die Nennleistung der nächsten Anlagengeneration, die in Serie produziert wird, wird bei 3 MW liegen. Die spezifischen Kosten dieser Anlagen können vermutlich auf dem heutigen Niveau gehalten werden. Für die danach folgenden Generationen zeichnet sich eine weitere Erhöhung der Leistung auf 4 bis 5 MW bereits heute ab.

Die Planungen der Hersteller zeigen für die Prototypaufstellungen der 3 MW-Klasse die Jahre 2001-2002, die Prototypanlagen der 5 MW-Klasse sollen in den Jahren 2002-2004 aufgestellt werden. Aus den Erfahrungen mit kleineren Anlagen (dazu zählen dann auch die 1,5 MW Anlagen) lässt sich ableiten, dass die Serienfertigung der 3 MW-Klasse 2002-2004 beginnen kann und die der 5 MW-Klasse in den Jahren 2004-2006. Die Angabe der Zeiträume bezieht sich auf die unterschiedlichen Anlagentypen. Ob diese engen Zeitvorgaben dann jedoch auch tatsächlich eingehalten werden können, kann zum heute noch nicht sicher gesagt werden.

Für die Aufstellung von Offshore-Windenergieanlagen ist allerdings zu fordern, dass sich die WEA zunächst an Land hinreichend bewährt und ihre Zuverlässigkeit nachgewiesen haben. Nach Aussagen von Planern erwarten potenzielle Investoren eine erfolgreiche Bewährungszeit von mindestens drei Jahren. Entsprechend dieser Forderung wären die Anlagen der 5 MW-Klasse bei Aufstellung des ersten Prototyps in 2002 frühestens im Jahre 2005 reif für eine Offshore-Aufstellung. Die Serienfertigung (Vorserie) dieser Anlagen wird sicher früher beginnen.

Für die Energieübertragung von Offshore-Windparks zum Festland und von dort zur Weiterleitung zum bestehenden bzw. neu zu errichtenden Hochspannungsnetz kommt prinzipiell sowohl eine Wechsel- als auch eine Gleichstromübertragung in Betracht. Ihre konkrete Ausführung hängt im Wesentlichen von der zu übertragenden Leistung und der zu überwindenden Entfernung ab. Welche Lösung tatsächlich gewählt wird, sollte vor allem auch davon abhängig gemacht werden, welche langfristigen Perspektiven für die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland und darüber hinaus entwickelt werden. Kurzfristige Annahmen für Übertragungsleistung und -entfernung für erste Projekte könnten sich bereits mittelfristig ändern, mit enormen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit.

Für die interne elektrische Verkabelung eines Offshore-Windparks bis zum Verknüpfungspunkt mit dem Seekabel gibt es verschiedene Varianten (AC, DC), die unter anderem auch von der elektrischen Systemtechnik der zum Einsatz kommenden WEA abhängen. Insgesamt wird sich jedoch die interne Verkabelung eines Offshore-Windparks nicht wesentlich von der eines Windparks an Land unterscheiden. Wichtig wird jedoch sein, dass die WEA neben der energietechnischen Verbindung innerhalb der Parks auch über die notwendigen standardisierten Schnittstellen zur Kommunikation mit übergeordneten Regelungs- und Betriebsführungseinheiten verfügen, um die erweiterten Aufgaben zur verbesserten Integration in den sonstigen Kraftwerkspark übernehmen zu können.

Der Küstenbereich an der deutschen Nord- und Ostsee ist relativ schwach besiedelt bei gleichfalls geringer Industriedichte. Die Leitungsnetze sind demnach entsprechend schwach dimensioniert, was für die Hochspannungsnetze zumeist eine Begrenzung auf 110 kV bedeutet. Höchstspannungsnetze mit 400 kV stehen in diesem Bereich nur dort zur Verfügung, wo größere Kraftwerke betrieben werden. Ein Ausbau des bestehenden Freileitungsnetzes wird unter genehmigungsrechtlichen Gesichtspunkten allgemein als äußerst schwierig beurteilt. An das Verbundnetz anzuschließende Offshore-Windparks im 1000 MW-Bereich können nur an das Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, was eine Begrenzung auf die Standorte Brunsbüttel, Bremerhaven, Wilhelmshaven und Leer an der Nordsee sowie Greifswald und Rostock an der Ostsee bedeutet. Erst umfangreiche Lastflussberechnungen unter Berücksichtigung der bereits an Land installierten und zukünftig an Land zu installierenden Windleistungen wird ergeben, welche Windleistungen über diese Verknüpfungspunkte in das bestehende Netz zu integrieren sind. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die Erschließung der o.g. Offshore-Potenziale einen Ausbau des Höchstspannungsnetzes bzw. den Aufbau eines Offshore-Windenergienetzes von der Küste bis in die Verbrauchszentren in der Mitte Deutschlands erfordern würden.

Eine Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) besteht darin, die Differenz zwischen Ein- und Ausspeisung zu jeder Zeit auszugleichen. Die Netzlast (Summe aller Ausspeisungen) lässt sich mit einer hohen Genauigkeit prognostizieren, die Einspeisungen der konventionellen Kraftwerke liegen in Form von Kraftwerksfahrplänen vor. Der Bedarf an Regelleistung ergibt sich daher im Wesentlichen aus der Differenz der prognostizierten Einspeisung aus WEA und den tatsächlichen Einspeisewerten. Damit hat die Güte einer Windleistungsprognose direkten Einfluss auf die Menge der zu beschaffenden Regelleistung. Steht die Prognose frühzeitig zur Verfügung, so ist die Beschaffung in der Regel kostengünstiger, als wenn aktuell „aus der Not heraus“ gehandelt werden muss.

Ein in Deutschland im Testbetrieb befindliches Prognosemodell liefert bereits den zeitlichen Verlauf der zu erwartenden Windleistung für ein großes Versorgungsgebiet für bis zu 48 Stunden im voraus. Der mittlere Fehler zwischen prognostizierter und tatsächlich eingetretener Leistung liegt zur Zeit bei rund 10% (bezogen auf die installierte Windleistung). Eine Abschätzung der Kosten, die durch den ggf. notwendig werdenden Kauf von Reserveleistung entstehen, ist nur sehr schwer möglich, da diese im allgemeinen am Spotmarkt gekauft werden muss.

Durch neue Betriebsführungskonzepte von Offshore-Windparks im Zusammenspiel mit einer übergeordneten Regelung der konventionellen Kraftwerkseinheiten kann die Integration großer Windleistungen deutlich verbessert werden. Es stellt sich somit die Frage, ob die im Rahmen dieser Studie definierten Anforderungen an die Betriebsführung von Offshore-Windparks nicht im Rahmen von Netzanschlussbedingungen zukünftig grundsätzlich gelten sollten.

Trotz der bereits vielfältig vorliegenden Erkenntnisse und Ansätze zur Verbesserung der Integrationsfähigkeit von großen Windleistungen in Versorgungssysteme sind nach wie vor viele Fragen offen. Insbesondere hat sich gezeigt, dass eine mittel- bis langfristige Strategie zur Offshore-Windenergienutzung erforderlich ist, um die notwendigen Investiti-

entscheidungen für einen Netzausbau unter den richtigen Randbedingungen treffen zu können. Wesentlich wird es dabei sein, zu klären, welche gesetzlichen Randbedingungen der Gesetzgeber setzen möchte, oder anders gesagt, in wie weit der Staat regelnd in die Erschließung der Offshore-Potenziale eingreifen will (und darf).

Mehrere Wirtschaftsbereiche würden von einem Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung profitieren, wobei besonders auch die Bereiche Dienstleistungen und Handel zu nennen sind. Aber auch den Werften an der Küste kämen die Investitionen zu Gute. So könnte der Bau der Fundamente aufgrund der Art der Arbeiten und der Dimensionen am ehesten von Werften zusammen mit inzwischen in der Branche etablierten Stahlbauunternehmen übernommen werden. Aber auch der Bau von Spezialschiffen und anderer maritimer Konstruktionen fällt in diesen Bereich. Neben den Dienstleistungen im Bereich von Konstruktion und Entwicklung, die zum Bau der Anlagen zu zählen sind, entstehen vor allem während des Betriebs erforderliche Dauerarbeitsplätze im Bereich Überwachung, Reparatur, Wartung und Instandhaltung.

Für den Ausbau der Offshore-Windenergie ist daher zeitnah der nachhaltige Aufbau einer nationalen Offshore-Industrie- und Dienstleistungsinfrastruktur erforderlich. Das Potenzial für diesen Aufbau ist grundsätzlich sowohl hinsichtlich des Know-hows als auch des Vorhandenseins ausbaufähiger Werftkapazitäten vorhanden. Die Erschließung dieses Potenzials ermöglicht die Sicherung bestehender bzw. die Schaffung neuer Arbeitsplätze in der eher strukturschwachen norddeutschen Küstenregion.

Die dokumentierten Kosten bestehender Offshore-Projekte sind auf Grund der geringen Anzahl ausgeführter Projekte und der geringen Laufzeiten insgesamt sehr spärlich. Für drei Projekte werden zum Beispiel vorläufige Stromgestehungskosten von ca. 0,07 Euro/kWh genannt, die sich auf die bisherigen Erfahrungswerte aus einem Zeitraum von etwa vier bis zehn Jahren beziehen. Für alle drei Projekte werden Abschreibungszeiträume von jeweils 20 Jahren und relativ niedrige Zinssätzen von 5 bis 5,5% p.a. genannt. Die spezifischen Investitionskosten dieser küstennahen Pilotprojekte im Flachwasser lagen zwischen ca. 2050 und ca. 2200 Euro/kW.

Die zur Zeit anvisierten Offshore-Projekte deutscher und dänischer Planer unterscheiden sich gravierend von den bisherigen Modellprojekten. Für die meisten der in Planung befindlichen Projekte gelten in etwa die folgenden Bedingungen: mittlere Wassertiefen größer 20 m, mittlere Entfernungen zur Küste größer 20 km, relativ große Anzahl an WEA (100 bis 500). Mit dem zur Zeit am weitesten fortgeschrittene Projekt im mittleren Offshore-Bereich (Küstenabstand 14 bis 20 km, Wassertiefe 6 bis 14 m) werden am dänischen „Horns Rev“ erstmals Windturbinen (80 WEA zu je 2 MW) in der offenen Nordsee platziert. Mit spezifischen Investitionskosten von 1688 Euro/kW, jährlichen Betriebskosten von 5% der gesamten Investitionssumme und einem Zinssatz von 5,5% ergeben sich für eine 20jährige Refinanzierungszeit Stromgestehungskosten von etwa 0,06 Euro/kWh.

Für ein fiktives Projekt in der deutschen AWZ mit 100 WEA der 5 MW Klasse wird für Entfernungen von 30-40 km und Wassertiefen von 15 bis 40 m mit einer mittleren spezifischen Gesamtinvestitionssumme von 1.900 Euro/kW gerechnet. Bei einer 20jährigen Betriebszeit mit 5% Betriebskosten p.a. (bezogen auf die Gesamtinvestition) und 9% Annui-

tät ergeben sich bei 3.750 Vollastbenutzungsstunden Stromgestehungskosten von rund 0,071 Euro/kWh. Diese Gestehungskosten liegen damit unter der zu erwartenden Einspeisevergütung von 0,075 Euro/kWh nach EEG.

Ob sich die in dieser Untersuchung getroffenen Annahmen hinsichtlich der Stromgestehungskosten letztendlich bestätigen ist schwer zu sagen. Besonders bezüglich der Wartungs- und Instandsetzungskosten und der zu erwartenden technischen Verfügbarkeit von Offshore-Windparks kann im Moment nur gemutmaßt werden. Ebenso ist unklar, zu welchen Preisen die WEA der 5 MW Klasse für den Offshore-Einsatz angeboten werden. Aus den Kostenbetrachtungen wird jedoch deutlich, dass die geltenden Einspeisevergütungen nach EEG offenbar ausreichen, um im nahen bis mittleren Offshore-Bereich Projekte wirtschaftlich erfolgreich zu betreiben. Dies könnte für einen schnellen Einstieg in eine deutsche Offshore-Windenergie-technologie genutzt werden, indem mit hinreichend großen Demonstrationsprojekten erste Erfahrungen gesammelt werden. Für den danach möglicherweise anstehenden Sprung in größere Wassertiefen und größere Entfernungen sind weitere Kostenreduktionen notwendig, um die Projekte noch wirtschaftlich darzustellen.

## 9 Literatur

- /2-1/ H.G. Matthies, C. Nath, T.E. Schellin, M. Scherweit, T. Siebers, A.D. Garrad, M.A. Wastling, D.C. Quarton, J. Wie  
**Study of Offshore Wind Energy in the EC**  
Joule I (Jour 0072) – Project  
Verlag Natürliche Energie, Brekendorf, 1995
- /2-2/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit  
**Windenergienutzung auf See - Positionspapier des BMU**  
Internetseite [www.bmu.de/erneuerbare-energien](http://www.bmu.de/erneuerbare-energien), Berlin, 2001
- /2-3/ Arbeitsgruppe Offshore-WKA  
**Handlungsplan für Offshore-Windkraftanlagen in den dänischen Küstengewässern**  
deutsche Übersetzung  
ELKRAFT, ELSAM Produktion, Energiebehörde und des dänischen Umwelt- und Energieministeriums, Kopenhagen 6/1997
- /3-1/ P. Jamieson  
**The Development and Future Shape of Large Wind Turbines**  
IEE Symposium on Wind power, Durham University, April 1999
- /3-2/ D. Quarton  
**Wind Energy - The Facts**  
Volume 1, Appendix, Official Publication of the European Communities, ISBN 92-828-4571-0, 1999
- /3-3/ K. Rehfeldt  
**Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland - Stand 31.12.98**  
DEWI Magazin Nr. 14, Februar 1999
- /3-4/ E. v. Vries  
**New Multi Megawatt Offshore Player**  
Wind Stats Newsletter, Summer 1998, Vol 11, No. 3
- /3-5/ S. Siegfriedsen et. al.  
**Multibrid Technology - A Significant Step to Multi-Megawatt Wind Turbines**  
European Wind Energy Conference, Nizza, März 1999
- /3-6/ P. Christiansen et. al.  
**WEGA-II Large Wind Turbine Scientific Evaluation Project**  
European Wind Energy Conference, Dublin, Oktober 1997
- /3-7/ M. Kühn  
**Opti-OWECS**  
Abschlussbericht zum JOULE Vorhaben, TU Delft, Inst. f. Windenergie, 1998
- /4-1/ M. Durstewitz, C. Ensslin, B. Hahn, M. Hoppe-Kilpper, K. Rohrig  
**Windenergiereport Deutschland 2001**  
ISET, Kassel 2001
- /4-2/ B. Buchholz, R. Voelzke  
**Advanced Methods of the Power System Infeed of Renewable Energy**  
Siemens AG 2001

- /4-3/ K. Rohrig, B. Ernst  
**Online Supervision and Prediction of Wind Power**  
 EWEA Special Topic Conference, Kassel, 2000
- /4-4/ K. Rohrig  
**Prognose der Windenergie im Versorgungsgebiet der E.ON Netz**  
 Jahrestagung Forschungsverbund Sonnenenergie  
 Potsdam, September 2001
- /5-1/ M. Rothert  
**Energiespeicher in EVU-Netzen**  
 Tagungsband, Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik,  
 Institut für Solare Energieversorgungstechnik, Kassel, 1997
- /5-2/ A. Aretz, S. Briem, Z. Alkan, M. Dienhart, R. Quinkertz  
**Untersuchung zu verschiedenen Möglichkeiten der Speicherung elektrischer Energie,**  
 Interner Bericht Nr.: 98-9, Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik, RWTH Aachen, 1998
- /5-3/ VEAG  
**Pumpspeicherwerk Goldisthal – Kurzbeschreibung**  
 Vereinigte Energiewerke Aktiengesellschaft, Berlin, 1977
- /5-4/ G. Czisch, M. Durstewitz, M. Hoppe-Kilpper, W. Kleinkauf  
**Windenergie gestern, heute und morgen**  
 Konferenzband Husumer Wind '99, Husum 1999
- /5-5/ C. Enßlin, M. Hoppe-Kilpper  
**Kalkulierbare Windstromeinspeisung**  
 Patent 196 35 606.7, 1997
- /5-6/ C. Enßlin, M. Hoppe-Kilpper  
**Elektrische Energieversorgung mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung**  
 Studie im Auftrag des Deutschen Bundestags, Büro für Technikfolgenabschätzung (TAB) Juni 2000
- /6-1/ Niedersächsische Energieagentur, Niedersächsisches Institut für Wirtschaftsforschung, Deutsches Windenergie-Institut  
**Untersuchung der wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen**  
 Im Auftrag der Niedersächsischen Umweltministeriums, Projekt-Nr. 2930 Hannover, 2001
- /6-2/ Fichtner, Deutsches Windenergie-Institut  
**Von Onshore zu Offshore - Randbedingungen für eine ökonomische und ökologische Nutzung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland**  
 Im Auftrag des VDMA, Fachverband Kraftmaschinen, Frankfurt, 2001
- /7-1/ Danish Energy Agency and IEA CADDET Renewable Energy 2000  
**Electricity from Offshore Wind**  
 Oxfordshire, UK, October 2000
- /7-2/ Horns Rev Offshore Wind Farm  
**Environmental Impact Assessment**  
 Summary of EIA Report; May 2000, S.6 f
- /7-3/ **Facts about The Horns Rev Wind Farm**  
 www.hornsrev.dk

- /7-4/* Bonefeld et al  
**Status of the Horns Rev Offshore Project**  
European Wind Energy Conference, Copenhagen, July, 2001.
- /7-5/* Persönliche Auskunft durch ECN, Petten, NL, 2001

## 10 Anhang

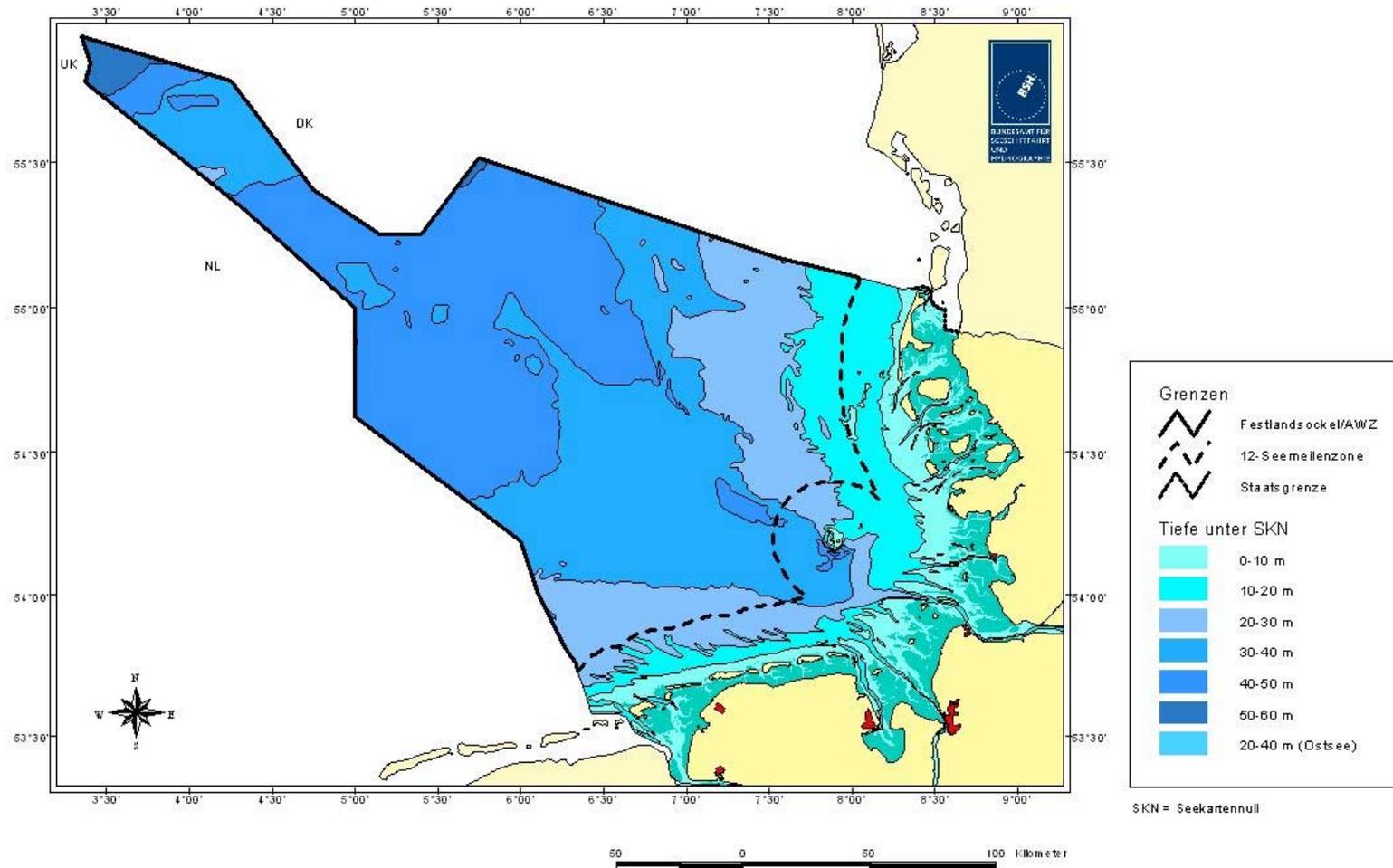
Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrologie hat sämtliche bekannten Nutzungen in Nord- und Ostsee, alle geplanten Schutzgebiete und beantragten Offshore-Windparks in Seekarten eingezeichnet. Diese Karten sind im Internet unter

[http://www.bsh.de/Meeresumweltschutz/Rechtsangelegenheiten/CONTIS/CONTIS\\_2001.htm](http://www.bsh.de/Meeresumweltschutz/Rechtsangelegenheiten/CONTIS/CONTIS_2001.htm)

zu finden

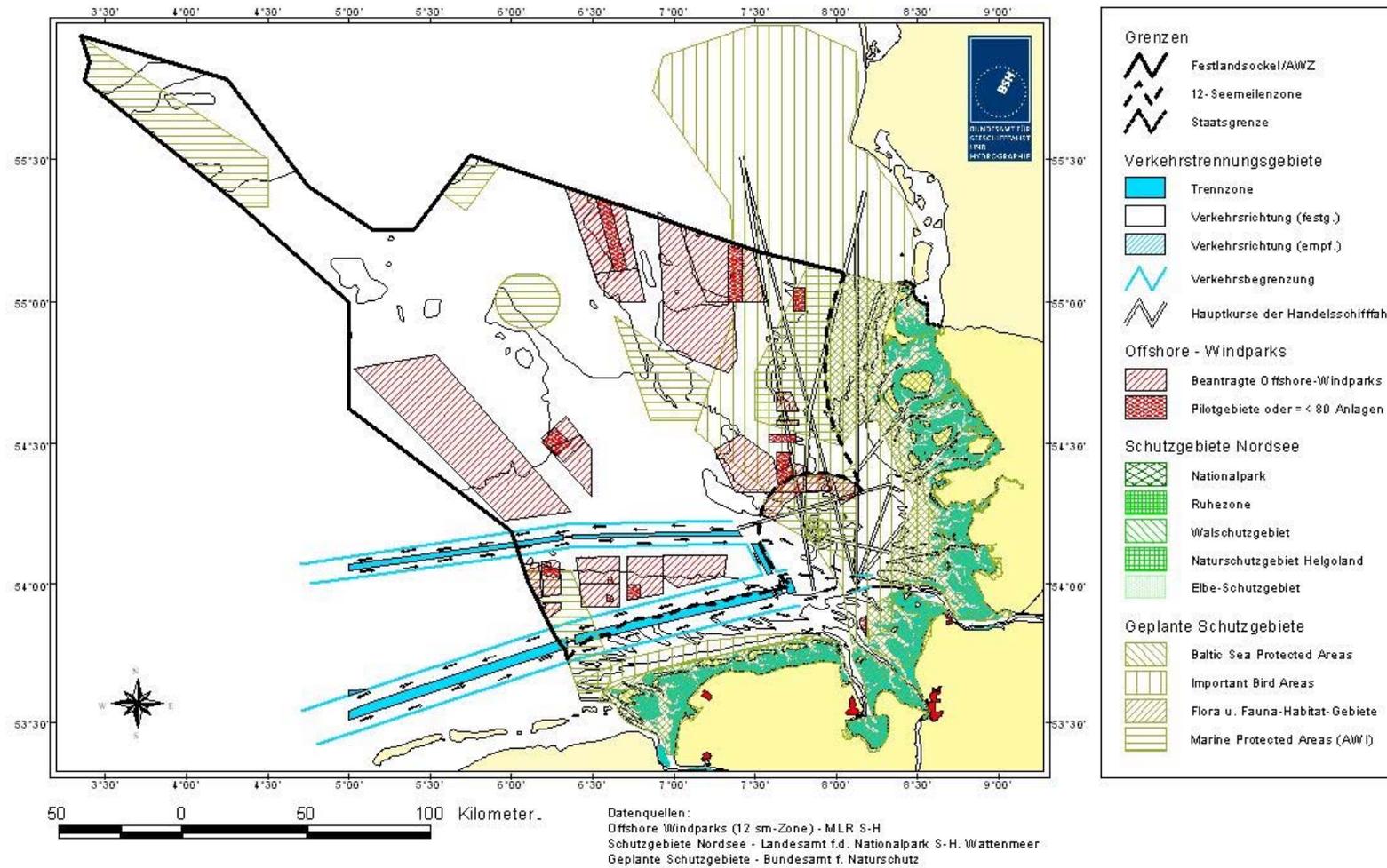
- Anhang 1: Übersicht Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) Nordsee (Quelle: BSH)
- Anhang 2: Übersicht beantragte Windparks und Schutzgebiete in der Nordsee (Quelle: BSH, August 2001)
- Anhang 3: Übersicht Leitungen und Sedimententnahmen in der Nordsee (Quelle: BSH, August 2001)
- Anhang 4: Übersicht Seeverkehr und Bundeswehr in der Nordsee (Quelle: BSH, August 2001)
- Anhang 5: Übersicht alle Nutzungsarten Nordsee (Quelle: BSH, August 2001)
- Anhang 6: Übersicht Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) Ostsee (Quelle: BSH)
- Anhang 7: Übersicht beantragte Windparks und Schutzgebiete in der Ostsee (Quelle: BSH, August 2001)
- Anhang 8: Übersicht Leitungen und Sedimententnahmen in der Ostsee (Quelle: BSH, August 2001)
- Anhang 9: Übersicht Seeverkehr und Bundeswehr in der Ostsee (Quelle: BSH, August 2001)
- Anhang 10: Übersicht alle Nutzungsarten Ostsee (Quelle: BSH, August 2001)

# Nordsee - Deutscher Festlandsockel / ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)



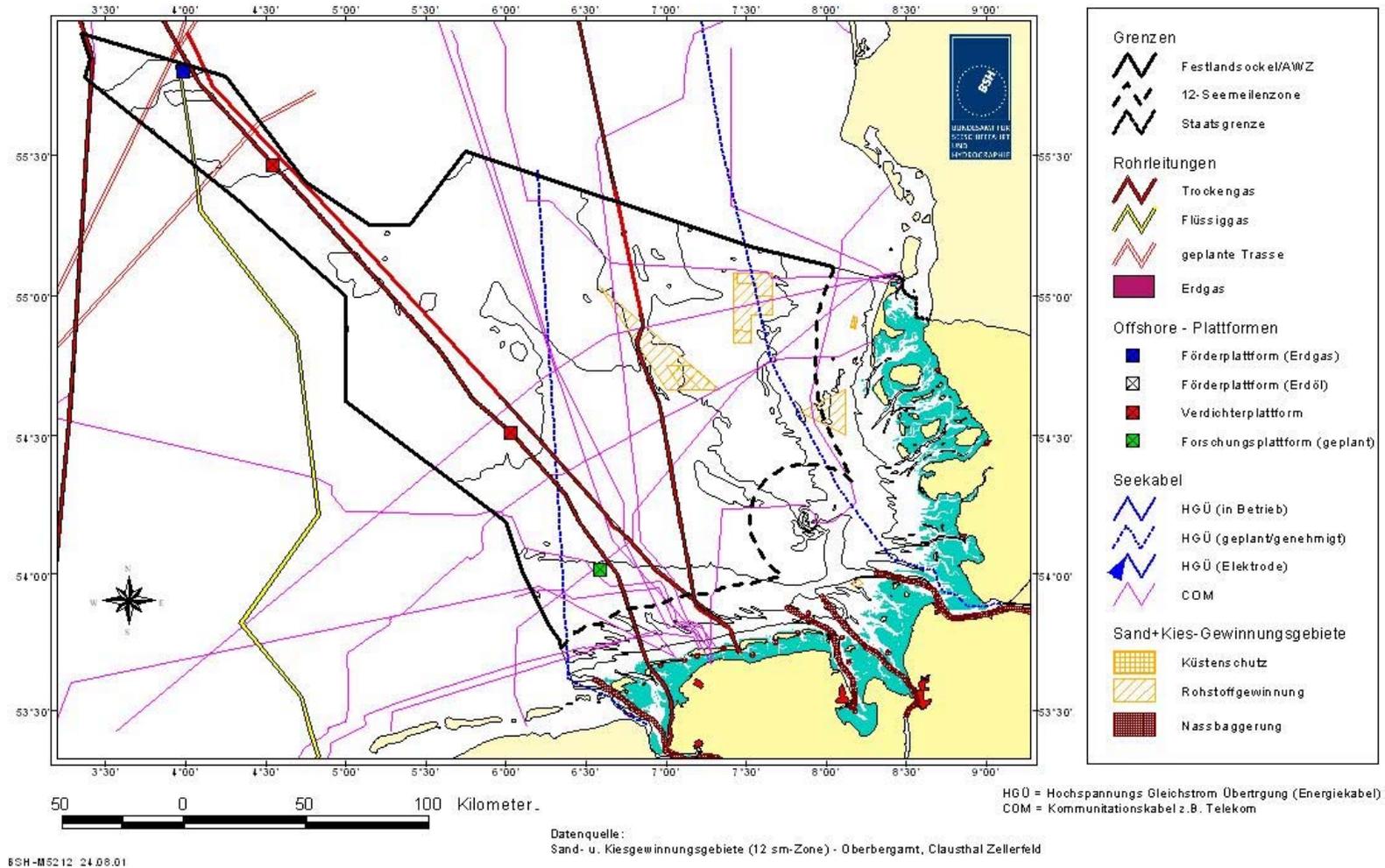
Anhang 1: Übersicht Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) Nordsee (Quelle: BSH)

## Nordsee - Beantragte Windparks und Schutzgebiete



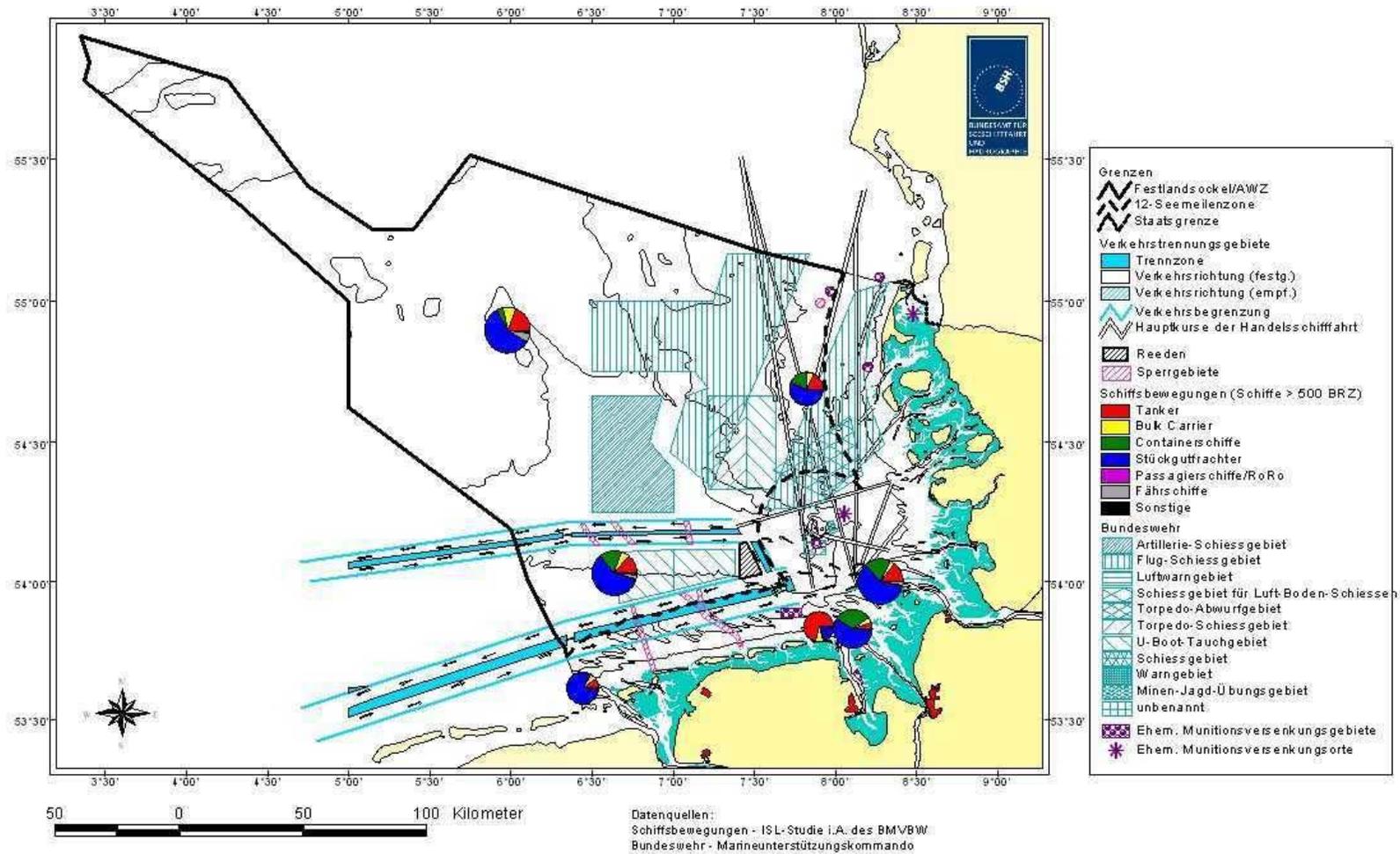
Anhang 2: Übersicht beantragte Windparks und Schutzgebiete in der Nordsee (Quelle: BSH, August 2001))

## Nordsee - Leitungen und Sedimententnahmen



Anhang 3: Übersicht Leitungen und Sedimententnahmen in der Nordsee (Quelle: BSH, August 2001)

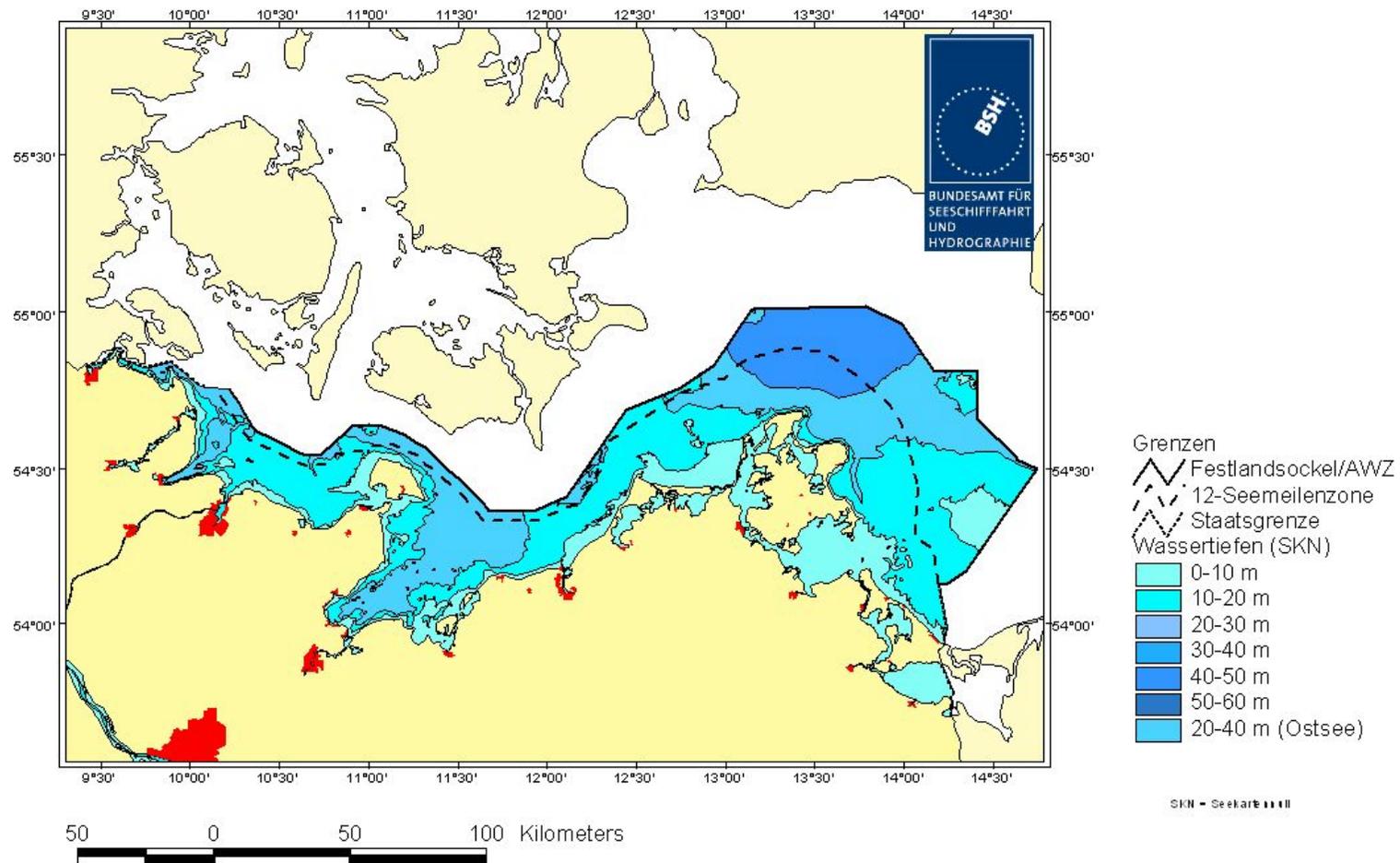
# Nordsee - Seeverkehr und Bundeswehr



Anhang 4: Übersicht Seeverkehr und Bundeswehr in der Nordsee (Quelle: BSH, August 2001)



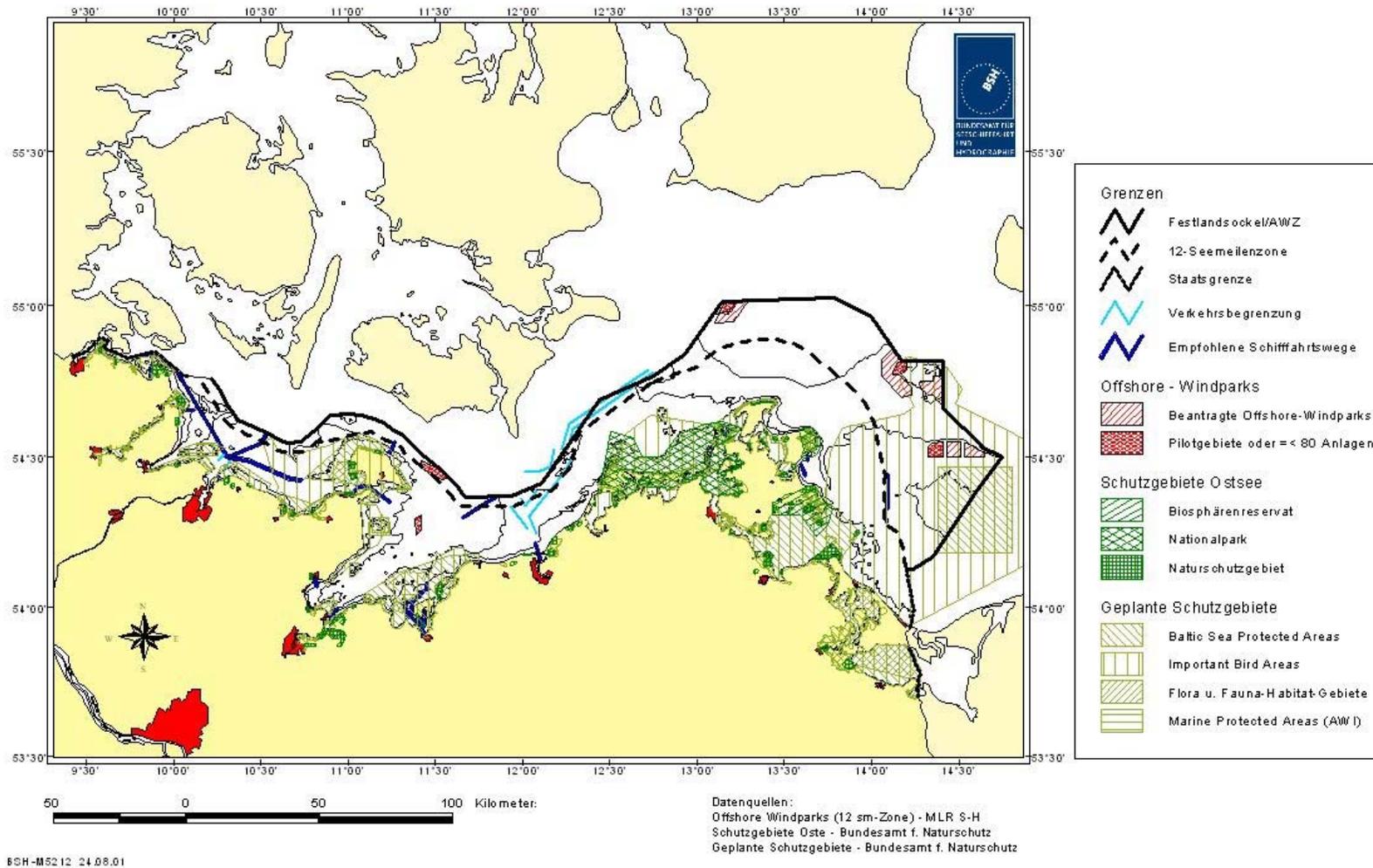
# Ostsee - Deutscher Festlandsockel/Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)



BSH / M5212 - Stand: 26.09.2001

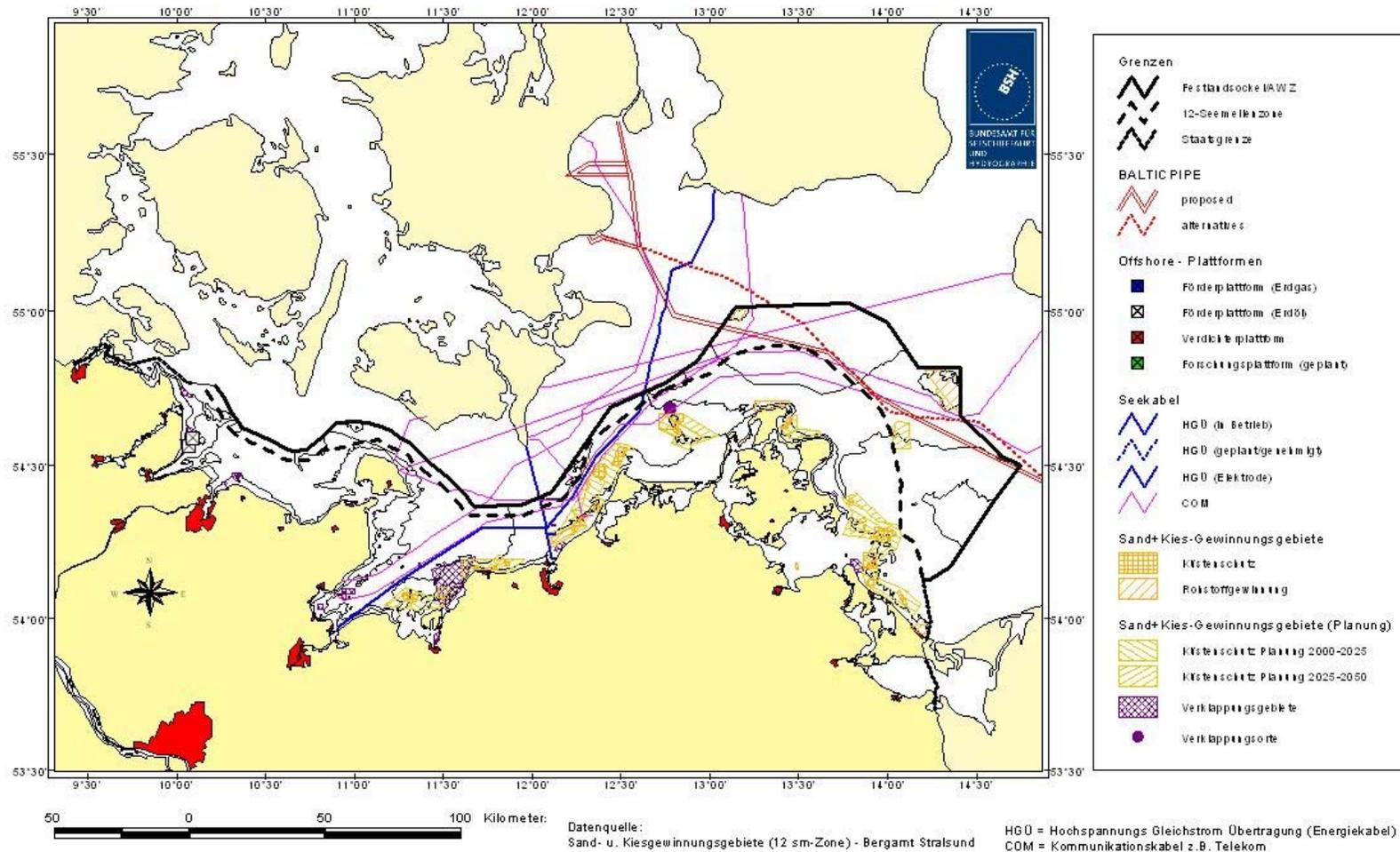
Anhang 6: Übersicht Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) Ostsee (Quelle: BSH)

## Ostsee - Beantragte Windparks und Schutzgebiete



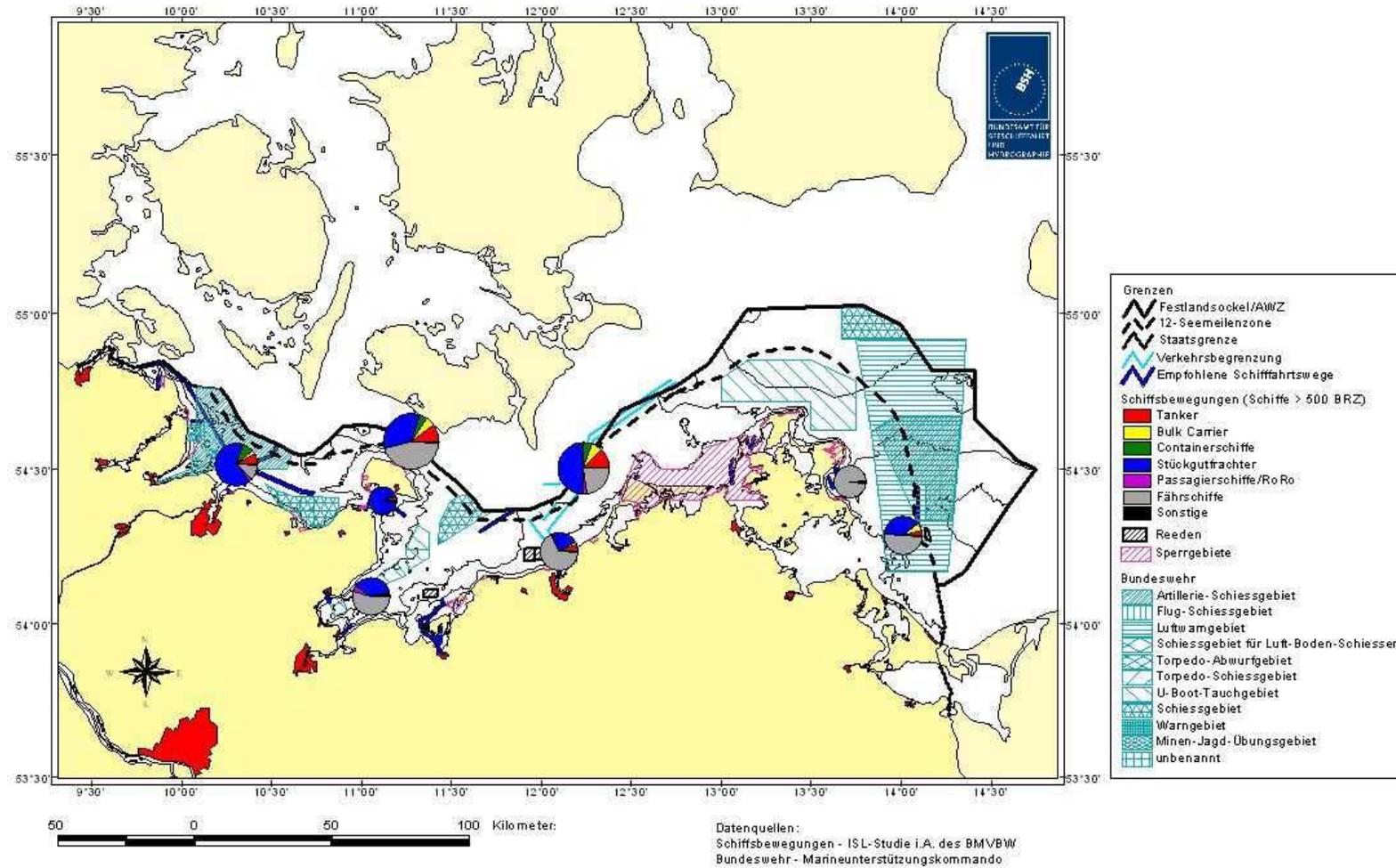
Anhang 7: Übersicht beantragte Windparks und Schutzgebiete in der Ostsee (Quelle: BSH, August 2001)

# Ostsee - Leitungen und Sedimententnahmen



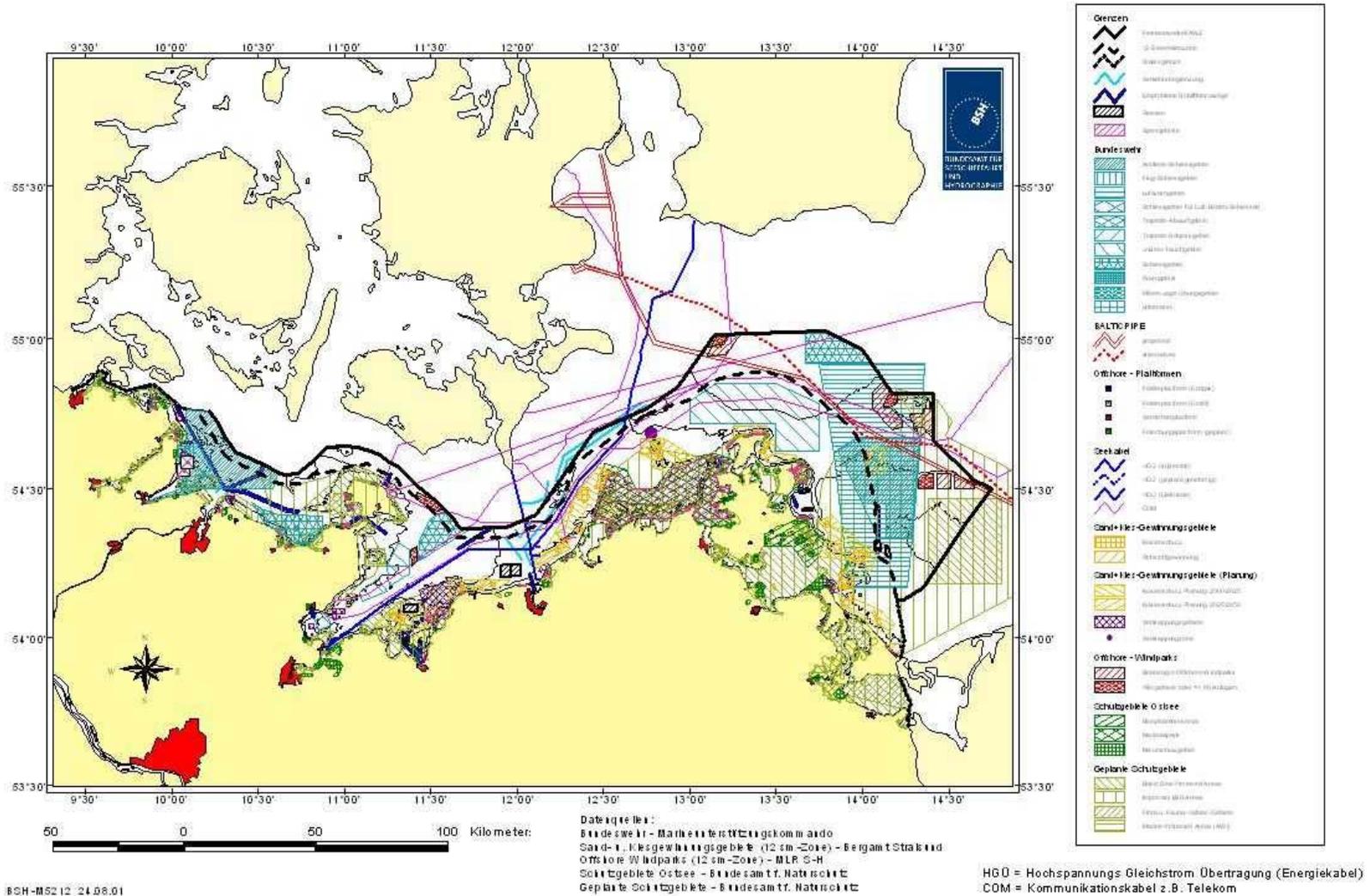
Anhang 8: Übersicht Leitungen und Sedimententnahmen in der Ostsee (Quelle: BSH, August 2001)

## Ostsee - Seeverkehr und Bundeswehr



Anhang 9: Übersicht Seeverkehr und Bundeswehr in der Ostsee (Quelle: BSH, August 2001)

# Ostsee - Deutscher Festlandsockel / ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)



Anhang 10: Übersicht alle Nutzungsarten Ostsee (Quelle: BSH, August 2001)