

25 GW Offshore - Windkraftleistung benötigt ein starkes Energieübertragungssystem auf der Nordsee



Die Autoren :

Boris Valov

Bernhard Lange

Kurt Rohrig

Siegfried Heier

Carsten Bock

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET e.V.)

Universität Kassel

Für Sicherung der Übertragungsmöglichkeit der 25 GW Offshore - Windkraftleistung im Jahr 2020 ist ein langfristiges Aufbaukonzept des Energieübertragungssystems auf der Nordsee schon heute festzulegen. Es werden drei Anbindungskonzepte von Offshore-Windparks auf der Nord-

see dargestellt, die im Rahmen eines Forschungsprojektes¹ untersucht und entwickelt wurden. Durch Festlegung des Aufbaukonzepts sollen die Gesamtkosten dieses Systems reduziert und Beeinträchtigungen der Naturschutzgebiete gemindert werden.

Einleitung

In Zukunft soll die Windenergie auf See einen bedeutenden Teil zur elektrischen Energieversorgung in Deutschland beitragen. Ziel ist, 25 GW installierte Leistung Offshore bis zum Jahr 2025/30 zu erreichen [1]. Bis 2020 können rund 50.000 Megawatt an Windleistung vor den europäischen Küsten stehen [2].

Die Nutzung der Windenergie auf See stellt technologisch und organisatorisch eine große Herausforderung dar. Dabei kommt einer stufenweisen Entwicklung mit Aufbau und Inbetriebnahme des Hoch-Spannungs-Energieübertragungssystems (HS-ES) auf See bis zum Anschlusspunkt (AP) an das Deutsche Verbundnetz (DVN) besondere Bedeutung zu. Hierbei nimmt die Netzkonfiguration für die Anbindung von etwa 24 Windparks in der Nordsee mit den Anschlusspunkten des DVN eine besonders wichtige Stellung ein.

Durch die Optimierung des Aufbau- und Entwicklungskonzeptes z. B. in drei Ausbaustufen für 2010, 2015 und 2020 kann die Wirtschaftlichkeit des HS-ES in der deutschen Nordsee verbessert werden. Im Rahmen des o.g. Forschungsprojektes wurden zwei Konzepte des zukünftigen HS-ES auf der Nordsee entwickelt. Sie wurden durch umfangreiche Netz- und Wirtschaftsberechnungen analysiert und optimiert.

Stand der Technik

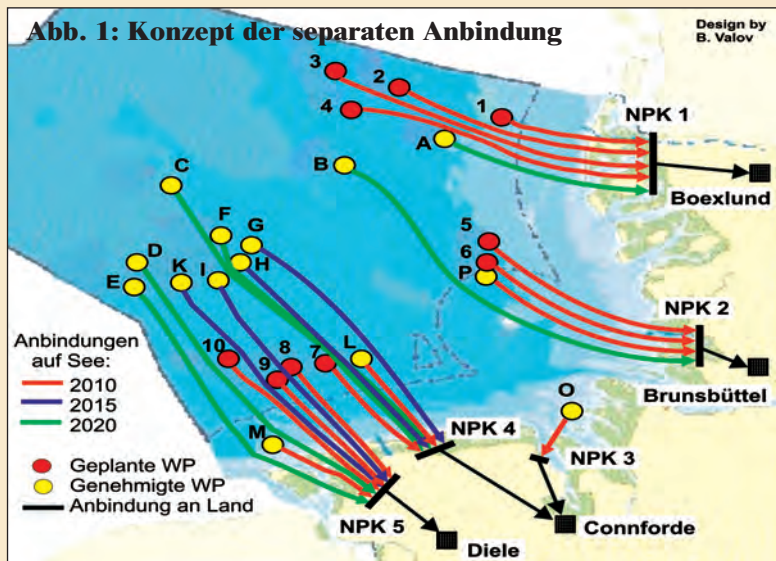
Die Kabeltrassen auf See werden für die schon genehmigten Windparks in Kürze gebaut. Für die noch im Genehmigungsverfahren stehenden Windparks sollen für den Fall der Genehmigung und den Bau entweder diese Seetrassen erneut ausgebaut oder andere genehmigt werden. Wie oft dieser Prozess sich wiederholt, ist jetzt noch nicht absehbar. Solche Aus- bzw. Umbaumaßnahmen sind mit hohen Kosten und Eingriffen in die Naturschutzgebiete verbunden [3 - 6]. Die Ergebnisse der Untersuchungen der dena-Netzstudie [7] haben gezeigt, dass Windenergie in der Größenordnung von einigen Gigawatt in das DVN integrierbar ist, allerdings ohne Angaben über die Ausführungen im Offshore-Bereich. Diese Aufgabe gehört seit kurzem zu den Pflichten der Netzbetreiber, ggf. E.ON Netz GmbH und Vattenfall Europe Transmission, die die Offshore-Windenergie aufnehmen sol-

len [8]. Ihre Entwicklungskonzepte liegen heute noch nicht vor. Allerdings werden schon heute einige Varianten vorgeschlagen [5, 8, 10-16], die einen Aufbau separater Anbindungen aufweisen. Erhöhte Gesamtkosten der Offshore-Windparks (WP) inklusive HS-ES sowie technische und organisatorische Probleme sind die Folge. Opfer dieses Prozesses sind die Naturschutzgebiete, die mit der Verlegung immer neuer Kabeltrassen mehrfach beeinträchtigt werden. Aus diesen Gründen muss für das HS-ES ein Konzept entwickelt werden, welches Fragen der Wirtschaftlichkeit, Systemtechnik, Zuverlässigkeit, des Energiemanagements sowie der Nachhaltigkeit berücksichtigt und einem *koordinierten Aufbauprozess* auf See zugrunde legt. In den Studien [5, 12-16] wurden technische Aspekte der zukünftigen Kabeltrassen auf See und über die Insel Norderney analysiert. Allerdings geht es hier [weiter](#) **S. 16**

Tab. 1: Entwicklungstrend Windparks in der deutschen Nordsee

Zeithorizont	Gesamtzahl WKA	Windparks	P_{Ein} GW
2010	3.562	14	15,9
2015	4.829	18	21,8
2020	5.549	24	24,5

Dabei ist P_{Ein} die installierte Leistung von allen zu jedem Zeithorizont geplanten Windparks.



Anbindungen	Zahl von Kabeln		
	150 kV	220 kV	380 kV
WP(1,2,3,4,A) – NPK1	45	34	19
NPK1–Boexlund	42	28	16
WP(5,6,B,P) – NPK2	16	12	6
NPK2–Brunsbüttel	16	12	6
WP(7,L,C,F,G,H) – NPK3	1	1	1
NPK3–Connforde	1	1	1
WP(E,D,K,I) – NPK4	42	27	15
NPK4–Connforde	30	21	11
WP(8,9,10,M) – NPK5	53	36	21
NPK5–Diele	44	31	18
Insgesamt auf See	157	110	62
Insgesamt an Land	136	94	53

Tab. 2: Erforderliche Anzahl von Kabeln im HS-ES auf der Nordsee und an Land bei unterschiedlichen Nennspannungen

Zeithorizont 2010

Die genehmigten Windparks erster Ausbaustufe werden separat über eine jeweils eigene Kabeltrasse mit den NPK verbunden. Die Anbindungen werden nach dem kürzesten Weg verlegt.

Zeithorizont 2015

Ein Teil der küstenfernen Windparks aus dem fortgeschrittenen Genehmigungsverfahren werden mit gleichem, separatem Aufbauprinzip angeschlossen.

Zeithorizont 2020

Die Leistungen aller Windparks erreichen die Endausbauwerte. Da nicht alle WP zu bestimmten Stichtagen gleichzeitig gebaut bzw. ans Netz angeschlossen werden können, wird das Küstenvorfeld kontinuierlich beeinträchtigt werden.

1 - Butendiek; 2 - Dan Tysk; 3 - Sandbank 24; 4 - Nördlicher Grund; 5 - Amrumbank West; 6 - Nordsee Ost; 7 - Offshore North Sea Windpower; 8 - Borkum West; 9 - Borkum Riffgrund; 10 - Borkum Riffgrund West; A – Uthland; B - Weiße Bank; C - Vento Tec Nord I; D - Offshore Windpark Austerngrund; E - Offshore-Windpark "Deutsche Bucht"; F - Vento Tec Nord II; G - Global Tech I; H - Hochsee Windpark Nordsee; I - Hochsee Windpark Hedreih; K - BARD Offshore I; L - Gode Wind; M - Borkum Riffgat; O - Offshore-Windpark Nordergründe; P – Meerwind.

Konzept der separaten Anbindung

Dieses Konzept spiegelt den heutigen Trend in der Planung des HS-ES wider: jeder Windparkbesitzer plant eine eigene Hochspannungskabeltrasse ausschließlich für sein Projekt, isoliert von anderen Projekten. Solche isolierte Vorgehensweise in der Kabel- und Trassenplanung widerspricht der dena-Studie, die ausdrücklich darauf hinweist, dass eine übergeordnete Planungs- und Koordinationsmaßnahme nötig und eine Kabelbündelung unvermeidbar ist. Obwohl dieses Konzept wirtschaftlichen und zuverlässigen Betrieb kaum erwarten lässt, wurde dieses aus Vergleichsgründen berechnet und analysiert.

In Abb. 1 sind Szenarios des Ausbaus von HS-ES auf der Nordsee in drei Zeithorizonten (2010 – rot, 2015 blau und 2020 – grün) dargestellt und in der Tabelle 2 entsprechende Eckwerte bei den oben genannten Annahmen zusammengefasst.

Ein Vergleich der Kabelzahl in der Tabelle 2 zeigt, dass für den Transport

der gleichen Leistung übers Land etwa um 15% weniger Kabel erforderlich sind. Das wird durch gemeinsame Nutzung der Anbindungen an Land zwischen den NPK und den AP erreicht.

Grundsätzlich können die separaten Anbindungen nur auf See verlegt werden. Bei Verlegung durch die Naturschutzgebiete benötigen sie überaus viel Platz. Im Interesse des Naturschutzes sollte dieser Platzbedarf möglichst minimal sein und die Zahl von NPK niedrig gehalten werden. Sie können mit den AP an das DVN im Landesinneren auch mit Kabeln, Freileitungen oder gasisolierten Leitungen verbunden werden. Dabei kann sich die Anzahl der Landkabel ändern (Tab. 2).

In diesem Konzept soll jeder WP eine Seeplattform (Tab. 3) haben. Die ins Netz eingespeiste Windleistung stellt normalerweise einen stark fluktuierenden Prozess dar, die unter Umständen zum instabilen elektrischen Betrieb des DVN führen kann.

Als Maß für deren Konformität zwischen der eingespeisten Windleistung und der Aufnahmekapazität des AP vom DVN ist ein Leistungsverhältnis

$K_p = S_k (380kV) / P_{Ein} = 40 \text{ GW} / P_{Ein}$ geeignet (Tabelle 4). Dabei gilt, je größer dieses Verhältnis ist, desto weniger Netzrückwirkung von Windparks lässt sich erwarten.

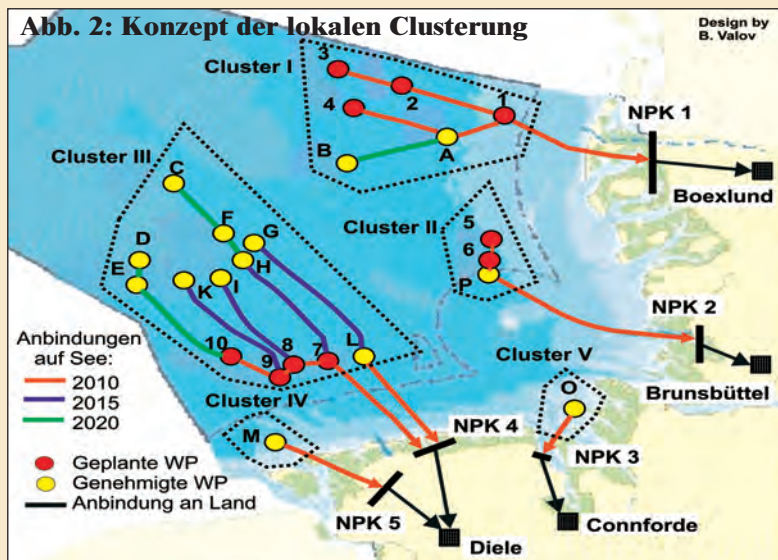
Aus dieser Tabelle folgt, dass die AP nicht gleichmäßig belastet sind. Dadurch wird die Regelung des elektrischen Betriebes im DVN komplizierter. Besonders ist der AP „Boexlund“ negativ betroffen. Sein kleines Leistungsverhältnis kann ggf. nur durch eine Windparkregelung ausgeglichen bzw. verbessert werden. Hier sind Netzverstärkungsmaßnahmen eventuell in größerem Umfang als für andere AP erforderlich. In einem weiteren dargestellten Konzept der Bündelung mit Querverbindungen wird eine alternative Lösung vorgeschlagen, die genannte Nachteile beseitigt.

	2010	2015	2020
	14	18	24

Tab. 3: Erforderliche Zahl von Seeplattformen

AP an das	2010		2015		2020	
	P_{Ein}	K_p	P_{Ein}	K_p	P_{Ein}	K_p
DNV	GW	p.u.	GW	p.u.	GW	p.u.
Diele	3,8	10,5	7,7	5,2	8,5	4,7
Connforde	2,5	16,0	4,5	8,9	5,7	7,1
Brunsbüttel	1,9	20,6	1,9	20,6	2,2	18,0
Boexlund	7,7	5,2	7,7	5,2	8,1	5,0

Tab. 4: Leistungsverhältnisse für unterschiedliche Anschlusspunkte und Zeithorizonte



Zeithorizont 2010

Einzelne WP werden in Cluster gruppiert. WP 5, 6 und P sind über 30kV Kabel vereinigt.

Zeithorizont 2015

Die neu genehmigten WP ergänzen die Clusterstruktur und nutzen schon bestehende Infrastruktur auf den Seeplattformen. Neue WP (K, I, H, G) werden statt separater Anbindungen an die NPK an die schon bestehenden Windparks (9, 8, 7, L) angebunden. Keine zusätzliche Verlegung von Seekabeln im Küstenbereich ist mehr erforderlich.

Zeithorizont 2020

Erweiterung um die letzten genehmigten Windparks. Vereinigung der Windparks D mit E sowie C mit F und H über 30kV Kabel. Keine weiteren Baumaßnahmen sind in den schon erschlossenen Gebieten in 2010 und 2015 mehr nötig.

1 - Butendiek; 2 - Dan Tysk; 3 - Sandbank 24; 4 - Nördlicher Grund; 5 - Amrumbank West; 6 - Nordsee Ost; 7 - Offshore North Sea Windpower; 8 - Borkum West; 9 - Borkum Riffgrund; 10 - Borkum Riffgrund West; A – Uthland; B - Weiße Bank; C - Vento Tec Nord I; D - Offshore Windpark Austerngrund; E - Offshore-Windpark "Deutsche Bucht"; F - Vento Tec Nord II; G - Global Tech I; H - Hochsee Windpark Nordsee; I - Hochsee Windpark Hedreht; K - BARD Offshore I; L - Gode Wind; M - Borkum Riffgat; O - Offshore-Windpark Nordergründe; P – Meerwind.

Konzept lokaler Clusterung

Es wird zur Verbesserung des Konzeptes der separaten Anbindung eine Clusterung von einzelnen WPs vorgeschlagen, wo die geographische Lage es erlaubt und der Planungsstand ähnlich ist. In diesem Fall können Windparks vereint und dadurch die Zahl von Seeplattformen reduziert werden. Dabei ergibt sich die Möglichkeit, einige „Pflichtanlagen“ der Seeplattformen für Blindleistungskompensation, Kommunikation, Regelung, Notstromversorgung usw. als gemeinsam genutzte Anlagen zu installieren. Auch Seetrassen werden unter Berücksichtigung der Leistungen im Endausbau ausgelegt und gebaut. Dadurch werden sie in den Naturschutzgebieten nur ein Mal verlegt und Platzbedarf auf See reduziert. Das führt zur Kostensenkung

der Projekte und zur Schonung des Meers. Weitere Ersparnis kann durch die Verkabelung eines Teils von Windparks mit Mittelspannungskabeln (Abb. 2) erreicht werden. Dies hat auch positiven Einfluss auf die gesamte Infrastruktur der WP, das heißt der Platzbedarf und die Zahl der Leistungstransformatoren auf See kann gesenkt werden. Der Ausbauperlauf von HS-ES auf See verdeutlicht die Abb. 2.

Aus dieser Abbildung kann man deutlich sehen, dass statt 24 einzelner Anbindungen nur etwa 6 Kabeltrassen auf See notwendig sind. Die Tabelle 5 zeigt die notwendige Zahl von Kabeln auf See und an Land. Die optimierte Clusterung von Windparks ermöglicht auch eine Senkung

der Zahl von Seeplattformen (Tabellen 3 und 6).

In diesem Konzept werden auch die Leistungsverhältnisse in NPK geändert, die in der Tabelle 7 gezeigt sind. Die Unterschiede zwischen Daten in den Tabellen 4 und 7 werden durch die unterschiedliche Vorgehensweise bei der Planung der Anbindungen hervorgerufen. Die höchste Priorität im Konzept der separaten Anbindung war ein Minimum der Länge der Seekabel und im Konzept der lokalen Clusterung - ein Minimum der Zahl von Seetrassen.

Anbindungen	Zahl von Kabeln		
	150 kV	220 kV	380 kV
WP „1“ – NPK1	45	29	18
NPK1-Boexlund	45	29	18
WP „P“ – NPK2	10	8	5
NPK2-Brunsbüttel	10	8	5
WP „7“ – NPK4	59	40	24
WP „L“ – NPK4	13	9	5
NPK4-Diele	72	49	29
WP „M“ – NPK5	1	1	1
NPK5-Diele	1	1	1
WP „O“ – NPK3	1	1	1
NPK3-Connforde	1	1	1
Insgesamt auf See	129	88	54
Insgesamt an Land	129	88	54

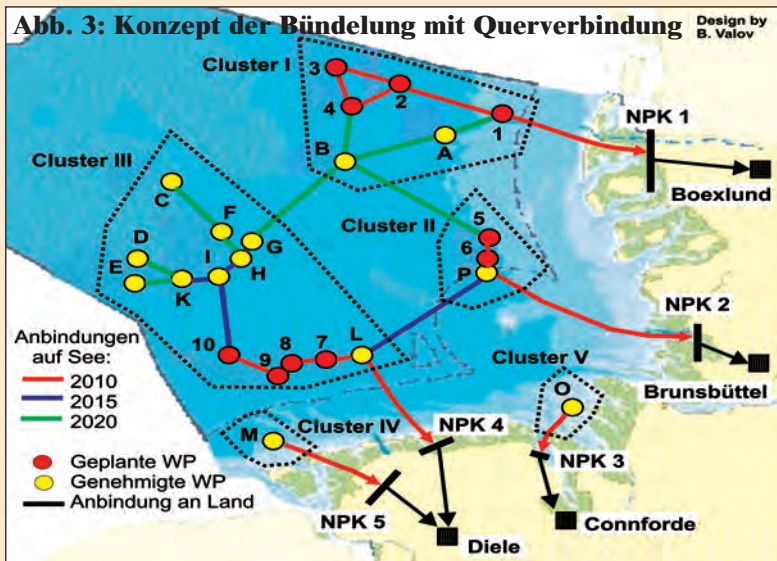
Tab. 5: Erforderliche Anzahl von Kabeln im HS-ES auf der Nordsee und an Land bei unterschiedlichen Nennspannungen

2010	2015	2020
13	17	19

Tab. 6: Erforderliche Zahl von Seeplattformen

AP an das DNV	2010		2015		2020	
	P_{Ein} GW	K_P p.u.	P_{Ein} GW	K_P p.u.	P_{Ein} GW	K_P p.u.
Diele	6,2	6,5	12,1	3,3	14,4	2,8
Connforde	0,1	320	0,1	320	0,1	320
Brunsbüttel	1,9	20,6	1,9	20,6	1,9	20,6
Boexlund	7,7	5,2	7,7	5,2	8,1	4,8

Tab. 7: Leistungsverhältnisse für unterschiedliche Anschlusspunkte und Zeithorizonte



Anbindungen	Zahl von Kabeln		
	150 kV	220 kV	380 kV
WP „1“ – NPK1	42	31	18
NPK1-Boexlund	42	32	20
WP „P“ – NPK2	9	9	6
NPK2-Brunsbüttel	9	9	6
WP „L“ – NPK4	72	47	31
NPK4-Diele	72	47	31
WP „M“ – NPK5	1	1	1
NPK5-Diele	1	1	1
WP „O“ – NPK3	1	1	1
NPK3-Connforde	1	1	1
Insgesamt auf See	126	90	59
Insgesamt an Land	126	90	59

Tab. 8: Erforderliche Anzahl von Kabeln im HS-ES auf der Nordsee und an Land bei unterschiedlichen Nennspannungen

Zeithorizont 2010

Statt zwei Trassen „7-NPK4“ und „L-NPK4“ im Konzept lokaler Clusterung (Abb. 2) wird nur eine Trasse „L-NPK4“ verlegt.

Zeithorizont 2015

Bestehende „Cluster III“ wird durch weitere WP erweitert. Erste Querverbindung „L-P“ wird eingefügt.

Zeithorizont 2020

Die letzten genehmigten WP kommen in Betrieb. Das HS-ES auf See wird durch zwei Querverbindungen „G-B-4“, „B-A“ und „B-5“ verstärkt.

1 - Butendiek; 2 - Dan Tysk; 3 - Sandbank 24; 4 - Nördlicher Grund; 5 - Amrumbank West; 6 - Nordsee Ost; 7 - Offshore North Sea Windpower; 8 - Borkum West; 9 - Borkum Riffgrund; 10 - Borkum Riffgrund West; A – Uthland; B - Weiße Bank; C - Vento Tec Nord I; D - Offshore Windpark Austergrund; E - Offshore-Windpark „Deutsche Bucht“; F - Vento Tec Nord II; G - Global Tech I; H - Hochsee Windpark Nordsee; I - Hochsee Windpark Hedreih; K - BARD Offshore I; L - Gode Wind; M - Borkum Riffgat; O - Offshore-Windpark Nordergründe; P – Meerwind.

Konzept der Bündelung mit Querverbindung

Obwohl das Konzept lokaler Cluster schon eine Reihe von Vorteilen gegenüber dem Konzept der separaten Anbindung aufweist, bleibt trotzdem das Problem einer ungleichmäßigen Belastung von AP des DVN ungelöst. Es kann aber durch die Verlegung von zusätzlichen Querverbindungen zwischen den Clustern auf See (Abb. 3) erfolgreich gelöst werden [20]. Hierbei sollen während der ersten Phase die küstennahen einzelnen Windparks zu den Clustern vereint und über die gemeinsam nutzenden Trassen an den NPK eingeschlossen werden (Abb. 3, Zeithorizont 2010).

In den weiteren Ausbauphasen (2015-2020) kommen zu diesen Trassen die letzten Windparks hinzu. Während der zweiten Ausbauphase (2010-2015) soll die Querverbindung zwischen den Windparks „Gode Wind“ (L) und „Meerwind“ (P) verlegt werden, um die Möglichkeit des Lastausgleiches der AP des DVN zu erreichen und dadurch Netzverstärkungsmaßnahmen dieser AP zu erübrigen. Während der dritten Ausbauphase (ab 2015) sollen die nächsten Querverbin-

dungen zwischen den Windparks „Global Tech I“ (G) und „Weiße Bank“ (B) sowie zwischen den Windparks „Weiße Bank“ (B) und „Amrumbank West“ (5) verlegt werden, um volle Flexibilität der Betriebsführung des HS-ES auf See erreichen zu können. Zusätzliche Kabelkosten für diese Querverbindungen auf See werden, wie die Berechnungen gezeigt haben, niedriger sein als die Kosten für die benötigten Netzverstärkungsmaßnahmen im DVN an Land. In diesem Konzept wird die Betriebssicherheit und Flexibilität des ganzen HS-ES auf See durch die gewonnenen Möglichkeiten zur gegenseitigen Unterstützung der Windparks beim Schwarzstart, Notstromversorgung, Datentransfer, Behebung und Kostenreduzierung der Havariezustände erhöht. Das Konzept bietet auch die Möglichkeit zum Ausgleich bzw. zur Dämpfung von Fluktuationsintensitäten der Einspeiseleistungen und zur Stabilisierung der Spannungen bei den Unterschieden in Windgeschwindigkeiten auf großer Seeoberfläche der WP an. Der Wachstumstrend des

HS-ES auf See ist aus der Abbildung 3 ersichtlich.

Die notwendige Zahl von Kabeln auf See und ans Land verdeutlicht die Tabelle 8.

Durch die Steuerung der Leistungsflüsse in den Querverbindungen können die AP aller Windparks zwischen den Einspeisepunkten ans Land geregelt bzw. optimiert werden. Aus diesen Gründen wird für dieses Konzept keine Tabelle, ähnlich zu den Tabellen 4 und 7, beigefügt. Die extreme Differenz in der Belastung von den AP laut der Tabelle 7 kann nun ausgeglichen werden: kaum belastete AP „Connforde“ und geringfügig belasteter AP „Brunsbüttel“ können überschüssige Windenergie der stark belasteten AP „Diele“ und AP „Boexlund“ übernehmen (Tab. 7).

Durch Realisierung dieses Konzeptes sollen auch die Betriebssicherheit, Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit des ganzen HS-ES auf See verbessert sowie Empfehlungen der dena-Studie Rechnung tragen werden.

2010	2015	2020
13	17	19

Tab. 9: Erforderliche Zahl von Seeplattformen

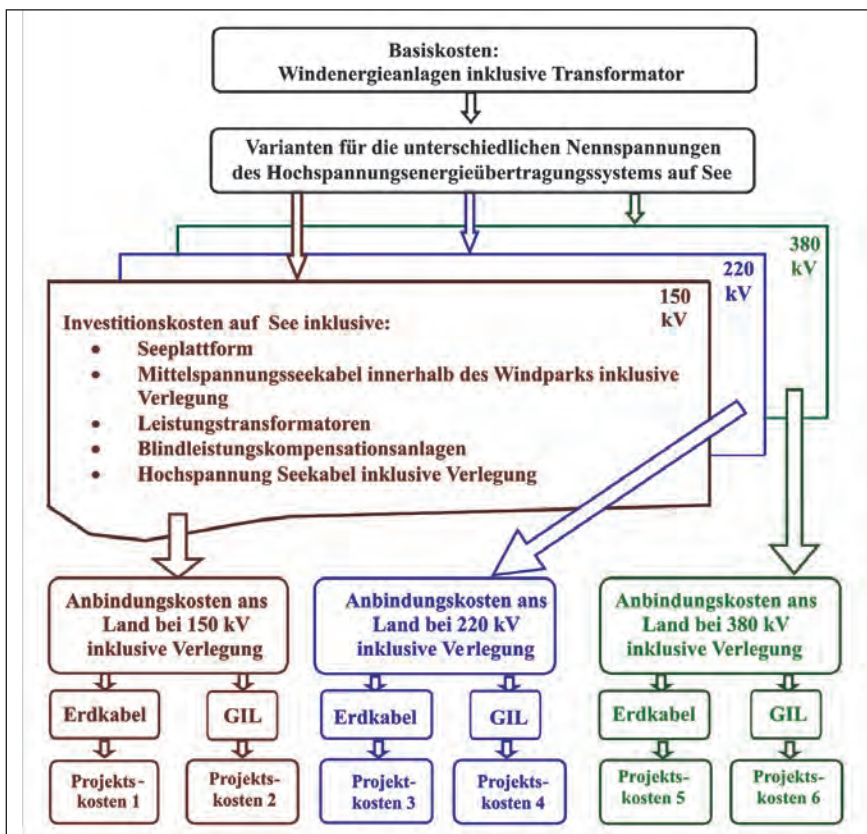


Abb. 4: Berechnungsstruktur der Projektkosten für jedes Konzept

vorwiegend um die Kabelanzahl, die für den Anschluss von WP während der nächsten 2-5 Jahre ausreichend wäre. Bei Betrachtung des Zeithorizontes 2020 folgt allerdings, dass diese Insel und das anschließende Naturschutzgebiet noch *mehrere Male* beeinträchtigt werden sollen. Wird bis 2020 die prognostizierte Zahl von 24 WP tatsächlich erreicht, sollen 24 Kabeltrassen gebaut werden. Sie können bis 157 Kabelsysteme im Extremfall benötigen (Tab. 2, 150 kV). Darüber hinaus kann die Kabelzahl im Seeboden bis 471 erreichen (157 Kabelsysteme x 3 einadriger Kabel). Die durchgeführten Berechnungen im Rahmen des genannten Vorhabens haben gezeigt, dass diese 471 Kabel auf etwa 162-177 (54 bis 59 Kabelsysteme x 3 einadriger Kabel) reduziert werden können (Tab. 5 und 8). Um die Leistung von etwa 25 GW (Tab. 1) zukünftiger WP [9] über eine Entfernung bis 140 km an das DVN einspeisen zu können, kommen heute sowohl Drehstrom- als auch Gleichstromübertragungsverfahren in Betracht [7, 11]. Vor- und Nachteile dieser beiden Systeme werden immer noch diskutiert.

Allerdings wird bei dem Aufbau aller WP weltweit das Drehstromübertragungsverfahren bevorzugt. Auch aus diesem Grund wird im

Weiteren nur dieses Verfahren behandelt, bei dem bereits langjährige Erfahrungen gesammelt wurden und die Technik erprobt ist.

In den nächsten Kapiteln werden die entwickelten Vorschläge zur Planung des HS-ES auf der Nordsee mit drei Zeithorizonten 2010, 2015 und 2020 behandelt. Die entsprechenden Zuwachsstufen von Offshore - Windleistungen dieser drei Zeithorizonte wurden aus den genehmigten und für Genehmigung beantragten Windparks gebildet [9], die in der Tabelle 1 dargestellt sind.

Vorgehensweise zur Konzeptentwicklung

Die Netzanschlusspunkte aller WP an das DVN sind in [7] definiert, allerdings ohne Angaben der Netzdaten wie Anfang-Kurzschlussleistung und Netzimpedanzwinkel, die bei der Durchführung von Netzberechnungen von 40 GW für die Spannungsebene 380 kV zugrunde gelegt wurden [17, 18]. Um die unterschiedlichen Netzkonfigurationen nach wirtschaftlichen Merkmalen vergleichen zu können, wurden in allen Varianten folgendes einheitlich angenommen:

- Nennspannung des internen Windparknetzes ist 30 kV,
- interne Verbindungen zwischen den Windkraftanlagen im Wind-

park sowie zwischen den Windparks und dem Netzanschlusspunkt an der Küste (NPK) haben einen einheitlichen Typ des Seekabels,

- für alle Anbindungen zwischen den WP und den NPK werden Nennspannungen von 150, 220 und 380 kV benutzt.

Die unterschiedlichen Varianten bei der Planung der Netzkonfigurationen können sehr zahlreich sein. Für eine wirtschaftliche Auswertung wurden nur diejenigen Varianten in Betracht gezogen, bei denen ein normaler elektrischer Betrieb des HS-ES auf See (Spannungen und Leistungsverluste in allen Betriebsmitteln bleiben in den zulässigen Bereichen) erreicht werden kann.

Bei der Prognose des Entwicklungsstandes des HS-ES auf See in jedem Konzept wurde angenommen, dass zuerst küstennahe WP in Betrieb kommen. Sie haben in der Regel einen weiter fortgeschrittenen Genehmigungsstand, kleinere Leistungen gegenüber anderen WP, kleinere Entfernungen zur Küste und brauchen dadurch weniger Zeitaufwand für den Aufbau. Zum Zeithorizont 2015 wurden Windparks mit mittlerer und zum Jahr 2020 - mit größter Entfernung zugeordnet.

Wirtschaftlichkeitseckwerte der Konzepte

Da die Kosten der benötigten Anlagen und Bauarbeiten in unterschiedlichen Literaturquellen [z. B. 7, 12, 13, 19] einen großen Unterschied aufweisen, wurden mittlere realistische Werte angenommen und unverändert bei den Berechnungen aller Konzepte und Varianten als einheitliche Basis angewandt. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit zum Vergleich von Varianten.

In Abb. 4 ist die Berechnungsstruktur der Projektkosten von unterschiedlichen Varianten für jedes Konzept dargestellt. Die Kosten der Windkraftanlagen aller Varianten sind gleich. Die weiteren Berechnungen gliedern sich im Bezug auf die Nennwerte des HS-ES auf See: 150, 220 oder 380 kV. Für jede Variante wurden die Basiswerte der Hochspannungsseekabel, der Leistungstransformatoren und Blindleistungskompensationsanlagen jeweils angepasst sowie die Realisierbarkeit des elektrischen Betriebes des ganzen HS-ES auf See durch entsprechende Netzberechnungen geprüft.

Seit der Veröffentlichung der dena-Studie werden bezüglich der Aus-

führung der Verbindung von NPK mit den AP an das DVN mit einem Erdkabel oder mit einer gasisolierten Leitung (GIL) intensiv diskutiert. Die beiden Anbindungsvarianten kamen in elektrischen und wirtschaftlichen Berechnungen auch in Betracht (Abb. 4). Dadurch wird jedes Konzept auf sechs unterschiedliche Varianten gesplittert. Insgesamt wurden auf diese Weise 18 Netzvarianten analysiert.

Die Berechnungsergebnisse zeigen die Diagramme in den Abb. 5 und 6. Auf Grund der getroffenen Annahmen sind alle berechneten Kosten nur als Schätzwerte zu betrachten.

Die Leistungsverluste in Abb. 6 beziehen sich jeweils auf die installierte Leistung von 24,5 GW beim Endausbau (Tab. 1).

Aus den Abb. 5 und 6 folgt: Investitionen bis 4,18 Mrd. Euro und Leistungsverluste bis 3,05% im Konzept der separaten Anbindung sind die größten Werte unter den betrachteten Konzepten.

Durch Bildung von WP-Clustern auf See ergeben sich Ersparnisse um 0,65 Mrd. Euro (von 4,18 auf 3,53). Das Konzept der Bündelung mit Querverbindungen bei der Nennspannung 380 kV und bei der GIL-Anbindung an Land hat die niedrigsten Investitionen von etwa 2,55 Mrd. Euro, die um 1,63 Mrd. Euro (von 4,18 auf 2,55) weniger im Vergleich zum Konzept der separaten Anbindung sind.

Die Erhöhung der Betriebsspannung im HS-ES auf See bringt finanzielle Vorteile.

Durch Anwendung von GIL statt Kabeln führt zur Senkung der Investitionen, führt aber zu höheren Leistungsverlusten.

Ein Vergleich der Leistungsverluste spricht gegen das momentan bevorzugte Konzept der separaten Anbindung.

Zusammenfassung

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen die Notwendigkeit und Zweckmäßigkeit eines koordinierten Aufbaus einer einheitlichen Hochspannungsenergieübertragung im Offshore - Bereich. Das Konzept der separaten Anbindung zwischen den Windparks und dem Deutschen Verbundnetz wird zu besonders hohe Investitionen, Leistungs- bzw. Energieverlusten führen. Es weist eine große Zahl an Kabeln und Trassen im Vergleich zu anderen möglichen

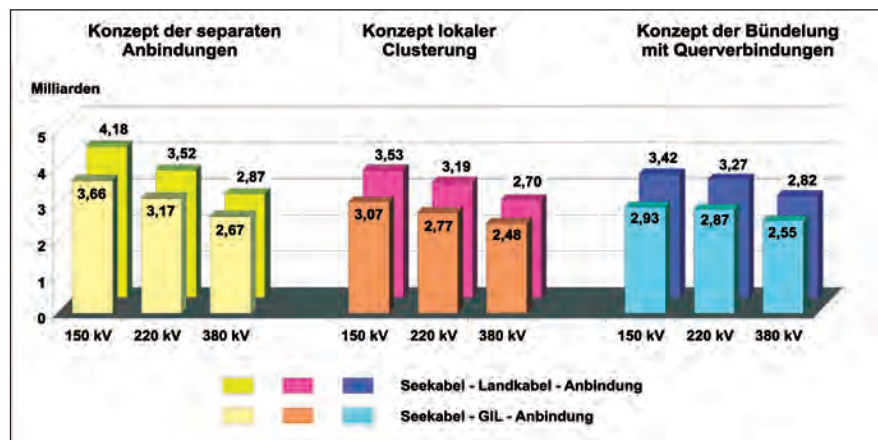


Abb. 5: Investitionen pro Jahr

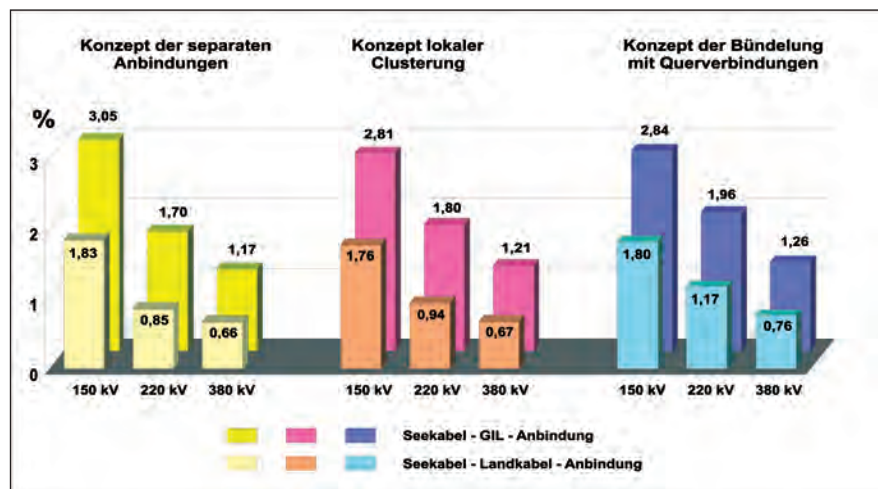


Abb. 6: Leistungsverluste bei unterschiedlichen Konzepten

Konzepten auf und ist mit verstärkten Naturbeeinträchtigungen verbunden. Als Alternative wurden Konzepte zur lokalen Clusterung und Bündelung mit Querverbindungen entwickelt. Wirtschaftlichkeit und Machbarkeit von diesen neuen Konzepten wurden durch entsprechende Wirtschafts- und Netzberechnungen nachgewiesen. Besonders viele Vorteile vereint das Konzept der Bündelung mit Querverbindungen. Dieses Konzept soll der Verstärkung und Stabilität des deutschen und europäischen Verbundsystems bei den großen fluktuierenden Windleistungen (0 bis 25 GW) aus dem Offshore-Bereich auch dienen. Als weiterer positiver sozialer Aspekt der vorgeschlagenen Konzepte ist eine Erhöhung der Akzeptanz insbesondere bei der lokalen Bevölkerung durch einmaligen statt mehrmaligen Angriff auf die Flora und Fauna in den betroffenen Gebieten der nationalen Naturparks zu erwarten.

Literatur

1. Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung, Januar 2002
2. Europa geht Offshore: Mitgliedstaaten diskutierten Stromerzeugung aus Windenergie auf See. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. Pressemitteilung Nr. 053/07, 23.02.2007
3. DNR- Leitlinie zum umwelt- und sozialverträglichen Ausbau der Windenergie in Deutschland. Entwurf und Koordination: Walter Feldt, e-Mail: walfel@gmx.de
4. Bundesamt für Strahlenschutz (Hrsg.): Grundsätze zu den Umweltauswirkungen im Zusammenhang mit elektromagnetischen Feldern und thermischen Auswirkungen der Kabelanbindung von Offshore-Windenergieparks an das Verbundstromnetz. Salzgitter 2005.
5. V. Konermann: Wie umweltverträglich ist die Netzanbindung von Offshore-Windparks? WWF

Deutschland, Frankfurt am Main, Januar 2006, 1. Auflage.

6. North Sea Offshore Wind – A Powerhouse for Europe. Technical and Economical Considerations Study. Published by Greenpeace e.V., Germany. 2000.

7. Dena-Studie. Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, Mai 2005.

8. Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben. BGBL Jg 2006, Teil 1, Nr. 59, S. 2833-2853, Bonn, 16.12.2006.

9. Windparks in der Nordsee.
www.offshore-wind.de/page/index.php?id=4761&L=http%3A%2F%2Fm00.laughingllamas.com%2Ffileupload%2Fstore%2Fcheck.txt%3F&fs

10. Nordsee: Offshore-Windparks.
www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/CONTIS-Informationssystem/_ContisKarten/_NordseeOffshoreWindparksPilotgebiete.pdf

11. D. Wensky: Netzanschluß von Offshore-Windparks. Fachtagung Windenergie und Netzintegration. Fachtagung in Hannover 17.–18.02.2005.

12. R. Bernd Oswald: Vergleichende Studie zu Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz. ForWind. Hannover & Oldenburg, 20. September 2005.

13. H. Brakelmann: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel? Studie im Auftrag des Bundesverband WindEnergie e.V.. Universität Duisburg-Essen 2004.

14. M. Schreiber: Vermeidung negativer ökologischer Auswirkungen bei der Netzanbindung.
www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/schreiber_20.pdf

15. M. Sobottka: Kabeltrassen für Offshore-Windenergieparks in Schutzgebieten des niedersächsischen Küstenmeeres.

16. M. Bauer: Kabeltrassen für Offshore-Windparks im schleswig-holsteinischen Küstenmeer, Bremen, 21.06.06.

17. EN 60076-5 (VDE 0532) Leistungstransformatoren. Teil 5: Kurzschlussfestigkeit.

18. G. Balzer, D. Nelles, Ch. Tuttas: Kurzschlussberechnung nach VDE 0102. VDE Verlag. Berlin-Offenbach 2001. ISBN 3-8007-2101-5.

19. Untersuchung der Wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Effekte von Bau und Betrieb von Offshore-Windparks in der Nordsee auf das Land Niedersachsen. Niedersächsische Energie-Agentur GmbH in Zusammenarbeit mit Deutschem Windenergie-Institut GmbH, Niedersächsische Institut für Wirtschaftsforschung e.V., Projekt Nr. 2930, Hannover, 14.06.2001.

20. B. Valov: Aufbaukonzept des dezentralen Offshore – Energiesystems auf der Nordsee. Zwölftes Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik 2007. 22.-23. November 2007. Tagungsband, S. 167-179.

1 Integration großer Offshore-Windparks in elektrische Versorgungssysteme, FKZ Nr. 0329924C

Kontaktperson:

Dr./OAK Moskau Boris Valov
Group Electricity Grids
R&D Division Engineering
and Power Electronics
ISET e.V.
Koenigstor 59
34119 Kassel
Germany
Phone : +49-561-7294-125
Fax : +49-561-7294-400
mailto:
bvalov@iset.uni-kassel.de
http://www.iset.uni-kassel.de



8. Januar 2008 : **Alle 48 sind am Netz** **Lillgrund ist fertig !**

Termingerecht ist der Windpark im Øresund in Betrieb gegangen. Die Errichtung und die Inbetriebnahme liefen nahezu reibungslos, die 2,3 MW Siemens Anlagen laufen vom Fleck weg perfekt.

Seit Mitte Oktober ist eine Reihe nach der anderen ans Netz gegangen, die Letzte wurde zum Jahreswechsel angeschlossen.

Der Betreiber Vattenfall ist ungeheuer stolz auf seinen ersten grossen Offshore Windpark und nimmt jetzt die nächsten Projekte in Angriff. In Schweden ist das Potential für Offshore riesig, bisher ging es aber sehr zögerlich voran. Das wird sich in den nächsten Jahren ändern.

Anfang Februar hat Vattenfall sich zusätzlich das Offshore-Projekt Taggen gesichert.

Schweden : Offshore-Projekte in Planung / Vorplanung

Projekt	MW	Jahr
Bondön	27	ab 08
Utgrunden II	90	ab 08
Klasården	42	ab 09
Havsnäs	144	ab 09
Uljabuouda	36	ab 08
Kriegers Flak	640	ab 11
Gasslingegrund	33	ab 09
Stora Middelgrund	860	ab 11
Gabrielsberget	120	ab 09
Sjjsjka	90	ab 08
Skottarevet	150	ab 09
Trolleboda	150	ab 09
Taggen	300	ab 12

Special Blade Service

Special Blade Service BV :
Gutachten, Wartung, Reparatur

P.O Box 40108, NL - 7504 RC Enschede
Tel. 0031 / 6300 60382
info@specialbladeservice.com
www.specialbladeservice.com

Service that is going to give you wings

alpha ventus geht zügig voran!

Die Vorbereitungen sind in vollem Gange, denn bereits im Herbst soll der erste Strom in das deutsche Übertragungsnetz eingespeist werden. Zum ersten Mal werden dazu Windenergieanlagen der 5 MW- Klasse unter realen Offshore-Bedingungen errichtet.

Für Sommer 2008 sind geplant: Die Errichtung der südlichen Hälfte des Windparks mit sechs Windenergieanlagen vom Typ Multibrid M5000, eines Offshore-Umspannwerks und der Fertigstellung des Netzanschlusses. Im Sommer 2009 folgt nach derzeitigem Planungsstand die Errichtung der nördlichen Hälfte des Windparks mit sechs Windenergieanlagen vom Typ REpower 5M.

Das Projektteam :

- Hendrik Bergmann, Vattenfall, Projektleiter alpha ventus
- Irina Lucke, EWE, Teilprojektleiterin Offshore-Umspannwerk
- Dominik Schwegmann, E.ON, Teilprojektleiter Windenergieanlagen
- Dr. Bernd Horstmann, Vattenfall, Teilprojektleiter Gründungskonstruktion, Errichtungslogistik
- Gotthard Storz, Planungsgruppe Grün (zuständig für die Bauüberwachung des Netzanschlusses im Hilgenrieder-Siel)

Im Juni 2007 wurde Multibrid in Bremerhaven beauftragt und arbeitet derzeit an der Fertigung der ersten sechs WEA. Im Dezember 2007 wurden die NSW (Norddeutsche Seekabelwerke, Nordenham) mit der Innerparkverkabelung und eine Arbeitsgemeinschaft von Bilfinger Berger AG (Mannheim), Hochtief Construction AG (Essen) und WeserWind GmbH (Bremerhaven) mit dem Bau des Offshore-Umspannwerks beauftragt. Die AREVA Energietechnik GmbH (Bremen / Dresden) liefert die komplette Elektrotechnik des 110/30 kV Umspannwerks inklusive Transformator. Die Errichtung des Umspannwerks ist parallel zur Errichtung der ersten sechs WEA für den Sommer 2008 geplant. Auch die Bauarbeiten zum Netzanschluss von alpha ventus haben bereits begonnen. Seit August 2007 werden die Bohrungen zur Verlegung der Kabeltrasse vom Anlandungspunkt Hilgenrieder Siel durch das Wattenmeer nach und über Norderney von insgesamt drei Bohrstellen aus vorangetrieben. Parallel läuft das Vergabeverfahren für die sechs weiteren geplanten WEA und die dazugehörigen Gründungen und die Logistik für die Errichtung. Da die Gründungen bzw. die Fundamente der WEA eine Lieferzeit von bis zu 20 Monaten haben, sollen diese Anlagen nach derzeitigem Planungsstand im Sommer 2009 errichtet werden.

Mit dem Pilotprojekt alpha ventus werden grundlegende Erfahrungen mit Bau und Betrieb eines Offshore-Windparks gesammelt. Dazu ist die Errichtung eines Offshore-Umspannwerks und von insgesamt 12 Windenergieanlagen geplant. Zum ersten Mal werden Anlagen der 5 MW-Klasse küstenfern 45 Kilometer vor der Küste Borkums in 30 Meter Wassertiefe errichtet und betrieben. Die generierten Forschungs- und Entwicklungsergebnisse werden in Konstruktion, Bau und Betrieb zukünftiger Offshore-Anlagen einfließen. Das Bundesumweltministerium wird das Projekt finanziell fördern.

Das Investitionsvolumen beläuft sich insgesamt auf rund 180 Millionen Euro. E.ON Energy Projects GmbH (seit 01.01.2008: E.ON Climate & Renewables), EWE AG und Vattenfall Europe New Energy GmbH haben für die Realisierung des Windparks „alpha ventus“ die „Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG“ (DOTI) gegründet. Unter der Bezeichnung „Borkum West“ hat DOTI die Genehmigungsrechte an dem Testfeld von der Stiftung der Deutschen Wirtschaft für die Nutzung und Erforschung der Windenergie auf See (Stiftung Offshore-Windenergie) gepachtet.

Zeittafel

- 1999/2001 Antrag auf Errichtung „Windpark Borkum-West“ durch PROKON Nord GmbH
- 2001 Genehmigung durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie BSH
- 2005 Gründung der Stiftung Offshore-Windenergie, Verkauf der Nutzungsrechte von PROKON Nord GmbH an die Stiftung
- Juni 2006 Gründung der DOTI zur Realisierung des Windparks
- Dez. 2006 Pachtvertrag zwischen der DOTI und der Stiftung Offshore-Windenergie
- Ende 2006 Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz der Bundesregierung
- Juni 2007: Vertragsunterzeichnung Multibrid Entwicklungsgesellschaft mbH (seit Dezember 2007: Multibrid GmbH) als Generalunternehmer für Bau und Errichtung sechs WEA M5000
- Dezember 2007: Auftragvergabe Offshore-Umspannwerk und Innerparkverkabelung an AREVA, Bilfinger Berger, Hochtief Construction, WeserWind und Norddeutsche Seekabelwerke
- Sommer 2008: Baubeginn Offshore

www.alpha-ventus.de

**DOTI Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur GmbH & Co.KG c/o EWE AG
Tripitzstr. 39, 26122 Oldenburg**

Dänemark :

Nysted II / Rødsand gestoppt

Die DONG hat den Windpark Rødsand mit 200 MW vorläufig gestoppt. Grund dafür ist anscheinend die zu knapp berechnete Einspeisevergütung, die umgerechnet bei nur 3,5 Eurocent/kWh (50 Øre) liegt. Die E.ON Sverige Vind AB hat im Dezember 07 nachgezogen und ebenfalls ihren 20% Anteil vorläufig an die dänische Energieaufsichtsbehörde zurückgegeben. Es ist zur Zeit nicht klar, ob der Windpark in absehbarer Zeit gebaut wird. Die Energistyrelsen prüft jetzt, ob auf dem eigentlich sehr attraktiven Standort zunächst 3 grosse Testanlagen mit insgesamt 15 MW errichtet werden können, was anderen Förderrichtlinien unterliegen würde.