

Offshore-Windenergie-technik

Technologieentwicklung und Perspektiven

Dr. Martin Kühn
 GE Wind Energy GmbH
 martin.kuehn@ps.ge.com

Einleitung

Während der letzten 15 Jahre kam es zu einer stürmischen Entwicklung der Windenergienutzung an Land, die ermöglicht wurde durch die technische Weiterentwicklung der Windenergieanlagen, den kontinuierlich wachsenden Markt und Fördermaßnahmen für regenerative Energien. Eine ähnliche Entwicklung ist bei der Nutzung des riesigen Windenergiepotenzials im Meer auf den kontinentalen Festlandsockeln zu erwarten. So hat im Januar 2002 die Bundesregierung das Ziel eines Anteils der Windenergie von 15 % an der Elektrizitätsversorgung im Jahre 2025–2030 formuliert [1].

Offshore-Entwurfsanforderungen

Provokativ formuliert lassen sich die Fragen nach den technischen Anforderungen an Offshore-Windanlagen als Gegensatz formulieren: Müssen sie größer sein oder brauchen sie für eine höhere Zuverlässigkeit eine bessere technische Qualität? Exponierte Standorte mit großer Wassertiefe und Küstenentfernung lassen sich nur mit großen Anlagen wirtschaftlich erschließen. Die Qualität, oder genauer die technische Reife ist jedoch ein mindestens gleichwertiges, wenn nicht bedeutenderes Kriterium. Daher stellt dieser Beitrag vier Qualitätsziele für Offshore-Windparks und darauf bezogene Entwicklungs-generationen der Technologie vor [2]:

1. Integrierter Entwurf des Windparks

Wirtschaftlichere und zuverlässigere Lösungen können durch eine sogenannte „integrierte Entwurfsphilosophie“ erreicht werden, die die eigentliche Windenergieanlage (WEA) aber auch den Windpark als Gesamtsystem betrachtet. Langfristig werden Offshore-WEA sich von Landanlagen unterscheiden, da die Betriebs- und Wartungsaspekte eine höhere Bedeutung besit-

zen und sich die Investitionskosten anders als bei Onshore-WEA auf die Teilsysteme verteilen. Entscheidend ist bei der Entwicklung ist das Einbeziehen von Erfahrungen aus der Windenergienutzung an Land, der Offshore Öl- und Gasindustrie sowie der Energiewirtschaft.

2. Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit, Reparaturfähigkeit und Wartung

Aspekte des Betriebes und der Wartung sind entscheidende Kriterien für den Entwurf von Offshore-WEA. Der erschwerte Zugang aufgrund von häufig schlechten Witterungsverhältnissen führt bei einer Anlagenstörung zu längeren Stillstandszeiten und erhöhten Ertragsausfällen. Daher muss auf See die Zuverlässigkeit, im Vergleich zu den schon sehr guten Werten an Land, weiter verbessert werden. Akzeptable Verfügbarkeit und Betriebskosten können durch gezielte Maßnahmen und eine spezielle Betriebs- und Wartungsstrategie mit geeignetem Personal und Geräten erreicht werden.

3. Netzintegration und Regelbarkeit

Große Offshore-Windparks müssen als Kraftwerke im nationalen, bzw. internationalen Verbund betrieben werden. Schnelle Regelbarkeit sowohl der einzelnen Anlagen als auch des gesamten Parks, sehr gute Netzverträglichkeit und Fähigkeiten zur Netzstabilisierung sind essenziell. Diese Anforderungen können nicht durch die traditionellen, robusten so genannten Stall-Anlagen erfüllt werden, die mit nahezu konstanter Drehzahl aber ohne Blattwinkelverstellung arbeiten. Auch die so genannten Aktiv-Stall-Anlagen reichen hier nicht aus, die zwar eine Blattwinkelverstellung besitzen aber keinen variablen Drehzahlbetrieb. Denn Voraussetzung für eine Netzintegration ist ein Anlagenkonzept mit Drehzahlvariabilität und Blattwinkelverstellung (Pitch-Regelung).¹ Dies bedingt auf See daher zusätzliche technische Ausstattungen und Kosten, um die erforderliche Zuverlässigkeit zu erreichen.

¹ Das Pitch-Anlagen-Konzept ist in allen Größenklassen bis zu 4,5 MW vertreten. Es kombiniert die Blattwinkelverstellung (Pitch) mit einem drehzahlvariablem Betrieb und Leistungselektronik im elektrischen System.

Standort	Baujahr	Leistung	Rotordurchmesser	Nabenhöhe (MSL)	Wassertiefe	Abstand zur Küste	Investitionskosten
		[MW]	[m]	[m]	[m]		[€/kW]
Nogersund, Ostsee, SE	1990	1 x 0,22	23	37,5	≈ 7	250 m	-
Vindeby, Ostsee, DK	1991	11 x 0,45	35	37,5	3–5	1,5 km	2170
Lely, Ysselmeer, NL	1994	4 x 0,5	40,77	40	5–10	750 km	1720
Tunø Knob, Ostsee, DK	1995	10 x 0,5	39	43	3,1–4,7	6 km	2200
Dronten, Ysselmeer, NL	1996	28 x 0,6	43	50	≈ 5	20 m	-3
Bostigen Valar, Ostsee, SE	1998	5 x 0,5	37	≈ 43	5,5–6,5	3 km	-3
Blyth Harbour, Nordsee, UK	2000	2 x 2	66	58	8,5	≈ 800 m	-3
Utgrunden, Ostsee, SE	2000	7 x 1,5	70,5	65	7,2–10	8–12,5 km	-3
Middelgrunden, Ostsee, DK	2000	20 x 2	76	64	3–6	3 km	1250
Yttre Stengrund, Ostsee, SE	2001	5 x 2	72	60	8	5 km	-3
Horns Rev, Nordsee, DK	2002	80 x 2	80	70	6,5–13,5	14–20 km	1690
Samsø, Ostsee, DK	2002	10 x 2,3	82,4	61,2	11–18	4 km	1520

4. Windpark-Installation

Technologisch existiert bei Windpark-Installationen ein erhebliches Optimierungspotenzial. Innerhalb der nächsten 5 bis 10 Jahre ist eine drastische Verringerung der Anzahl der erforderlichen Arbeitsschritte vor Ort auf nur wenige Hauptoperationen zu erwarten.

Zudem rückte in verschiedenen nordeuropäischen Gebieten die zu erwartende Sättigung des weiteren Windanalgenausbaus an Land ins Bewusstsein.

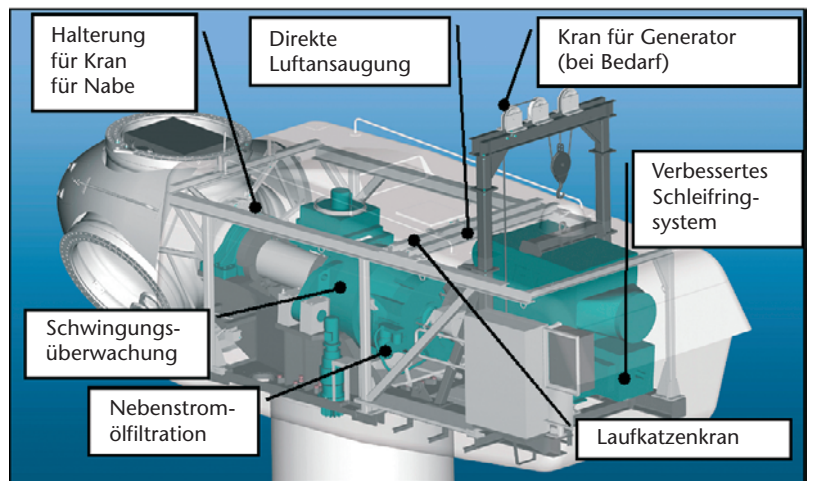
*Tabelle 1
Vergleich von Offshore-Windparks, die bis 2002 realisiert wurden*

Technologie-Generationen

Exemplarisch können wir vier Technologie-Generationen von Offshore-WEA unterscheiden.

1. Prototypengeneration der 500/600 kW-Klasse

Erste Ideen und Studien zur Elektrizitätsgewinnung durch Windenergienutzung auf See gehen bis in den Anfang der siebziger Jahre zurück. Aber erst zwischen 1991 und 1997 wurden in Dänemark, den Niederlanden und Schweden Demonstrationsprojekte gebaut (Tab.1). Dies ermöglichte erste, recht positive, Betriebserfahrungen. Es handelte sich um Standardmaschinen der 500/600 kW-Klasse in geschützten Küstengewässern. In wirtschaftlicher Hinsicht war jedoch die Anlagen- und Projektgröße zu klein. In Dänemark, den Niederlanden und auf europäischem Niveau [3] folgten daraufhin neue Forschungs- und Entwicklungsprojekte. Energieversorger, andere Großunternehmen und Behörden begannen wieder, sich ernsthaft mit Offshore-Windparks zu beschäftigen.



2. Erste kommerzielle Generation: Marinisierte Megawatt-Klasse

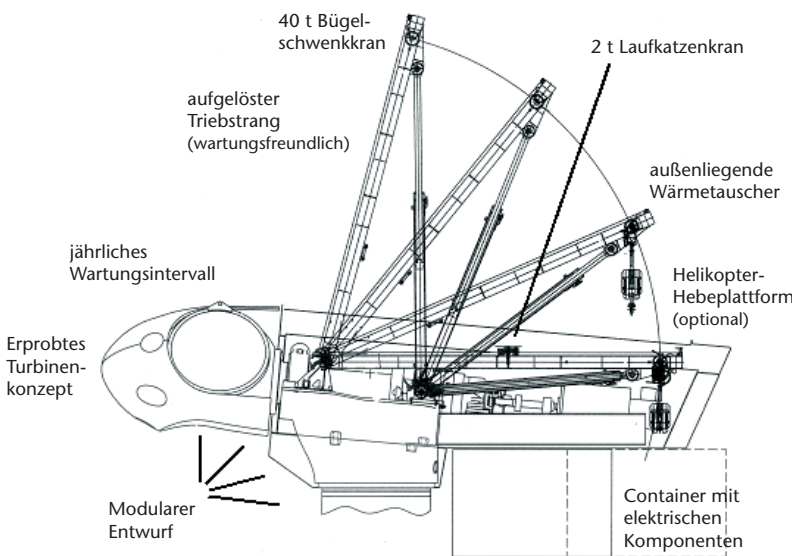
Das Jahr 2000 läutete eine neue Phase ein durch drei neue Offshore-Windparks (Tab.1). Erstmals setzten die Unternehmen Anlagen der sogenannten Megawatt-Klasse, d.h. mit 1,5 bis 2 MW Nennleistung, ein. Diese kommen auch in den Jahren 2002 und 2003 für die ersten Windparkgroßprojekte mit einer Gesamtleistung von 160 MW zum Einsatz. Die Turbinen mit einem Rotordurchmesser bis über 80m etablierten die erste kommerzielle Generation von

*Abbildung 1
Marinisierung am Beispiel der „GE Wind Energy 1.5 offshore“, Abmessungen: Rotordurchmesser 70,5 m, Länge Gondel und Nabe 12,45 m; Breite 3,55 m; Höhe 3,8 m*

Offshore-WEA, die auf marinierten Onshore-Entwicklungen basiert. Marinisierung bezieht sich auf verschiedene graduelle Modifikationen von Onshore-Anlagen für den Einsatz auf See: z.B. Wartungshilfsmittel für Reparaturen mit Bordmitteln vor Ort, verbesserten Klima- und Korrosionsschutz im Maschinenhaus. *Abb. 1* zeigt dies anhand einer 1.5 MW-Anlage für Offshore-Nutzung der Firma GE Wind Energy im Windpark Utgrunden [4].

Abbildung 2
Berücksichtigung von Offshore-Anforderungen im Anlagenentwurf der GE Wind Energy 3,6 Offshore; Abmessungen: Rotor-durchmesser 100 m, Länge Gondel und Nabe 19,75 m; Breite 7,75 m; Höhe 6 m bzw. 8,25 m mit Container

3. Zweite kommerzielle Generation: Multi-Megawatt-Klasse für Onshore- und Offshore
Der Trend zu immer größeren und leistungsstärkeren Windenergieanlagen ist, insbesondere auf dem deutschen Markt, ungebrochen. Die nächste Turbinengeneration mit einer Nennleistung von 3 bis 5 MW und Rotordurchmessern von 90 bis 115 m befindet sich derzeit im Entwurfsstadium bzw. schon in der Erprobung.



Mitte 2002 wurden die ersten Prototypen an Land aufgebaut. Diese Anlagen werden voraussichtlich in zwei Varianten auf jeweils den Offshore- und Onshore-Markt hin entwickelt. Denn auf See und an Starkwindstandorten ist eine hohe Nennleistung in Bezug zur überstrichenen Rotorfläche sinnvoll, während an wind-schwächeren (Binnen-)Landstandorten ein umgekehrtes Verhältnis Vorteile bringt. Die neue Qualität dieser Anlagengeneration liegt in der frühzeitigen Berücksichtigung von Offshore-Anforderungen in der Konzeptphase. Die Firma

GE Wind Energy entwickelte eine 3,6 MW Off-shore-WEA (100 m Rotordurchmesser) mit einer 3,2 MW Onshore-Variante (104 m Rotordurchmesser). Anforderungen wie erhöhte Zuverlässigkeit, Austauschbarkeit sämtlicher Großkomponenten ohne große Schwimmkräne und verlängerte Wartungsintervalle wurden ebenso berücksichtigt (*Abb. 2*) wie Erfahrungen aus der ersten Offshore-Generation in Utgrunden. Anfang Oktober 2002 begann der Betrieb des Onshore-Prototyps in Spanien. Einige Hersteller versuchen nun direkt von der Megawatt-Klasse in die 5 MW-Klasse zu springen. Die Zukunft wird zeigen, ob ein solch enormer technischer Sprung, derzeit auch wirtschaftlich praktikabel ist, oder ob nicht zunächst die 3 MW-Klasse sinnvoller ist.

4. Dritte kommerzielle Generation: Spezielle Offshore Multi-Megawatt-Klasse

Die dritte kommerzielle Generation von Offshore-WEA mit einer Nennleistung von 5 MW oder mehr und einem Rotordurchmesser von ca. 120 m wird möglicherweise nahezu exklusiv auf See eingesetzt werden. Aufgrund der teuren Infrastruktur für Transport und Errichtung sowie den hohen spezifischen Anlagen- und Turm-kosten wird eine Landaufstellung im größeren Rahmen kaum wirtschaftlich sein. Des Weiteren können spezielle Maschinenkonzepte, wie z.B. sehr hohe Blattspitzengeschwindigkeiten oder Zweiblattanlagen weniger mit den Anforderungen an Land vereinbar sein.

Kostenentwicklung

Die ersten kommerziellen Projekte (*Tab. 1*) und verschiedene Studien zeigen generell gute wirtschaftliche Aussichten für die Nutzung der Off-shore-Windenergie in Nordeuropa. Jedoch sind die Investitions- und Energiegestehungskosten stark von den lokalen Standortparametern abhängig, d.h. vom Windangebot, der Wassertiefe und dem Abstand zur Netzanbindung. Der überwiegende Teil der in Deutschland beantragten Projekte ist gekennzeichnet durch große Wassertiefen von 15 bis 35 m und lange Strecken zum Netzanchluss von über 50 km. Hier besteht noch ein erheblicher technischer Entwicklungsbedarf, der beispielhaft durch eine Studie des VDMA belegt wird [5]. Auf Basis der

derzeitigen Anlagengeneration der 2 MW-Klasse wurde ein fiktiver 90 MW Onshore-Windpark an einem sehr guten Küstestandort mit Offshore-Parks mit 90 bzw. 450 MW Leistung in der Nord- und Ostsee verglichen.

Abb. 3 zeigt die Verteilung der spezifischen Investitionskosten pro installierte Nennleistung auf die Teilsysteme (linke Achse) und den Energieertrag gemessen in der Anzahl der jährlichen Volllaststunden (rechte Achse). In der Nordsee sind die Gesamtinvestitionen zwischen 75% und 95% höher als an Land. Für die weniger exponierte Ostsee variieren die Zusatzkosten immer noch zwischen 65% und 75%. Erwartungsgemäß werden die Mehrkosten hauptsächlich durch die 4 bis 7 mal teureren Gründung und Netzanschluss verursacht. Auch wenn die höheren Leitungsverluste und die geringere technische Verfügbarkeit der Anlagen auf See berücksichtigt werden, so ist der 75% bzw. 50% höhere Energieertrag in der Nordsee und Ostsee bemerkenswert.

In einer Abschätzung der Energiegestehungskosten erweisen sich die windstärkeren Standorte in der Nordsee als vorteilhaft gegenüber der mehr geschützten, jedoch windschwächeren Ostsee.

Im Vergleich zwischen den Onshore- und Offshore-Parks zeigt sich, dass die höheren Energieerträge nicht vollständig den Anstieg in den Investitions- und Betriebskosten kompensieren können. In diesen Beispielen überschreiten die Offshore-Energiekosten sogar die Vergütung nach dem EEG, wenn auf See und an Land gleiche Verzinsung des Eigenkapitals angenommen wird. Es ist jedoch schon nicht mehr möglich, Platz für größere Windparks in der Küstenregion an Land zu finden. Die derzeitige Technik der 2 MW-Klasse ist für die Entwicklung von Standorten in flacheren und küstennäheren Gewässern geeignet, wie sie in einigen europäischen Nachbarländern schon vorhanden sind. Hierdurch können wertvolle Erfahrungen für die spätere großtechnische Nutzung des enormen Offshore-Potenzial gewonnen werden.

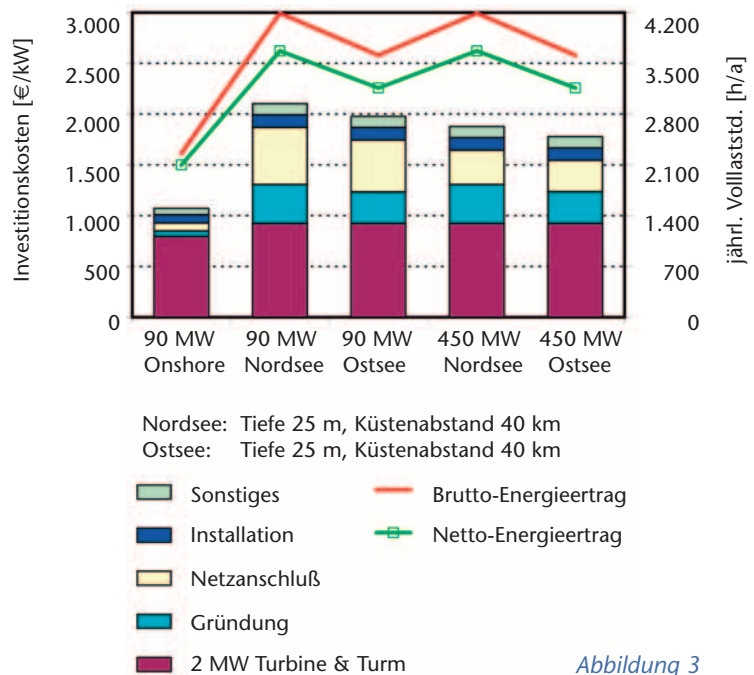


Abbildung 3
Vergleich von Investitionskosten und Energieertrag anhand exemplarischer Onshore- und Offshore-Windparks in Deutschland

Literatur

- [1] BMU, Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See, Januar 2002
- [2] M. Kühn, „Dynamics and Design Optimisation of Offshore Wind Energy Conversion Systems“, Dissertation, Techn. Univ. Delft, 2001
- [3] H. Matthies, et al., „Study on Offshore Wind Energy in the EC“ (JOUR 0072), Verlag Natürliche Energien, Brekendorf, 1995
- [4] M. Kühn, „Projekterfahrungen mit einem Offshore-Windpark in Schweden“, Proc. BMU-Kongress Offshorewindenergienutzung und Umweltschutz, Berlin, VI-7–VI-10, 2001.
- [5] Herdan, T., et al., „From Onshore to Offshore – Main Parameters for Economical and Ecological Use of Offshore Wind Turbines from the Manufacturers’ Point of View“, Proc. EWEC 2001, 204–207