

An aerial photograph of an offshore wind turbine in the middle of the ocean. The turbine has three white blades, one of which is angled towards the top right. The blades have red and white striped tips. A yellow service platform is visible at the base of the tower. The water is a deep blue with whitecaps.

# 15 Jahre Offshore Wind

ZUKUNFT OFFSHORE 2025

# 2010

## **Irina Lucke**

Geschäftsführerin von Omexom  
Renewables Offshore  
Vorstandsvorsitzende des BWO



## **2010 – Pionierleistung auf hoher See: Wie alpha ventus die deutsche Offshore-Wind-Branche begründete**

Mit alpha ventus nimmt 2010 der erste deutsche Offshore-Windpark den Betrieb auf – unter herausfordernden Bedingungen und mit viel Improvisation. Für Irina Lucke war das Forschungsprojekt ein Highlight ihrer beruflichen Laufbahn. Sie erinnert sich an eine Zeit, in der es für viele Fragen noch keine fertigen Antworten gab – aber viel Mut, Teamgeist und Gestaltungswille.

### **Der erste Hochseewindpark alpha ventus ging 2010 ans Netz – wie hat es sich angefühlt, an einem solchen Pionierprojekt mitzuwirken?**

Es war einzigartig und sicher einer der Höhepunkte meiner beruflichen Laufbahn. Wenn man Teil eines Projektes ist, das tatsächlich zum allerersten Mal durchgeführt wird, dann spürt man bei allen Schritten eine unglaubliche Energie und Dynamik. Wir haben als Team, das aus völlig unterschiedlichen Unternehmenskulturen kam, zahlreiche Hindernisse überwunden und etwas wirklich Innovatives geschaffen. Dabei haben wir viel gelacht, viel ausprobiert, häufig gezweifelt und sehr viel gearbeitet. Sehr besonders war es, dass auch Genehmigungsbehörden, die Politik, die Hersteller und die Dienstleister im Rahmen ihrer Möglichkeiten an einem Strang zogen haben. Es war mir wirklich eine große Ehre, Teil dieser Gemeinschaft gewesen zu sein.

### Was waren die größten Herausforderungen während der Bauphase die?

Die größten Herausforderungen? Wo soll ich anfangen? Es gab keine geeignete Logistik. Wir haben Schiffe aus dem Hafenausbau oder der Öl- und Gas-Industrie eingesetzt. Viel zu klein oder viel zu groß. Konzepte und Vorgehensweisen, insbesondere im Bereich der Arbeitssicherheit, der Installation oder der Kommunikationstechnik wurden völlig neu gedacht und mussten theoretisch immer wieder durchgespielt werden. Vertragliche Aspekte, wie z.B. der Umgang mit Schlechtwetter oder der Versicherungsschutz, waren ein ständiger Quell ausufernder Grundsatzdiskussionen. Was heute als Stand der Technik empfunden wird, waren damals, und das sind nur 17 Jahre, sehr dicke Bretter, die gebohrt werden mussten.

### Welche Bedeutung hatte alpha ventus für die weitere Entwicklung der Offshore-Windbranche in Deutschland?

Alpha ventus war der Startschuss für die deutsche Offshore-Industrie. Das Projekt hat eindrucksvoll bewiesen, dass Offshore-Windenergie in Deutschland erfolgreich sein kann. In vielerlei Hinsicht gab alpha ventus den Referenzrahmen, der bis heute deutlich spürbar ist. Er ist bis heute ein Leuchtturm und wird es auf seine Weise bleiben.

### Was 2010 noch wichtig war:

- ▶ 60 MW alpha ventus geht ans Netz
- ▶ Bundesregierung legt Energiekonzept vor: Konkrete Zielformulierung Energieversorgung bis 2050 inklusive Ausbauziele für die Offshore-Windenergie

alpha ventus entsteht vor der Küste Borkum



# 2011



## **Ralf Neulinger**

Leiter Produktion Erneuerbare Energien  
EnBW

## **2011 - Startschuss in der Ostsee: EnBW nimmt Baltic 1 in Betrieb**

Mit Baltic 1 geht 2011 der erste kommerzielle Offshore-Windpark Deutschlands ans Netz – und markiert damit einen industriepolitischen Wendepunkt. Für die EnBW ist das Projekt der Einstieg in eine ganz neue Welt. Ralf Neulinger, der den Bereich Produktion Erneuerbare Energien bei EnBW verantwortet, erinnert sich an den Aufbau unter Zeitdruck, die Aufbruchsstimmung im Team – und die riesigen Schritte, die die Branche seither gemacht hat.

### **Welche Bedeutung hatte der erfolgreiche Betrieb von Baltic 1 für den Offshore-Windmarkt in Deutschland und für EnBW?**

Mit Baltic 1 haben wir vor 15 Jahren den Grundstein für die kommerzielle Offshore-Windnutzung in Deutschland gelegt. Baltic 1 war in Deutschland, aber auch für die EnBW echte Pionierarbeit und wir konnten zeigen, dass Offshore-Windparks hier wirtschaftlich zu betreiben sind.

## **Baltic 1 war der erste kommerzielle Offshore-Windpark Deutschlands und der erste in der deutschen Ostsee. Was waren die größten Herausforderungen bei der Realisierung dieses Projekts?**

Wir hatten damals die Aufgabe innerhalb eines Jahres ein eigenes Projektteam aufzusetzen. Offshore-Windenergie war für Deutschland ein neues Thema, das Fachpersonal heiß begehrt. Aber wir haben es geschafft und viele Kolleg\*innen von damals sind immer noch an Bord und realisieren Projekte in ganz anderen Dimensionen.

## **Apropos Dimensionen – wie hat sich die Offshore-Windkraftbranche in den letzten 15 Jahren entwickelt?**

Es ist beeindruckend zu sehen, wie sich die Branche innerhalb von 15 Jahren entwickelt hat. Die 21 Windkraftanlagen von Baltic haben eine Gesamtleistung von knapp 50 MW. Jede Anlage hat 2,3 MW. Nach heutigen Maßstäben sind das Babys. Heute realisieren wir He Dreiht mit 960 MW, Deutschlands größten Offshore-Windpark im Bau. Mit einer technischen Weltpremiere: Zum ersten Mal wird die größte am Markt erhältliche 15 MW-Windkraftanlage von Vestas eingesetzt. Eine einzige Rotorumdrehung reicht aus, um rechnerisch vier Haushalte einen Tag mit Strom zu versorgen.

### **Was 2011 noch wichtig war:**

- ▶ 48.3 MW Baltic 1 geht ans Netz
- ▶ Gesetzespaket zur Energiewende: Atomausstieg 2022 und Neuausrichtung auf erneuerbare Energien (Verankerung im EEG)

### **Ostsee-Projekt Baltic 1 kommen Siemens-Turbinen zum Einsatz**



# 2012

**Dominik Schwegmann**

Leiter Offshore-Betrieb Kontinentaleuropa RWE



## **2012 – Vom Pionierprojekt zum Cluster: Wie Offshore-Wind vor Helgoland Wirklichkeit wurde**

Mit Nordsee Ost und Amrumbank West beginnt 2012 für RWE die Bauphase ihrer ersten kommerziellen Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee. Damit nimmt auch das sogenannte „Helgoland-Cluster“ Form an. Dominik Schwegmann war von Anfang an dabei – als Projektleiter für den Bau von Amrumbank West auf der Baustelle und heute als Verantwortlicher für den Betrieb der gesamten Offshore-Windflotte in Kontinentaleuropa.

### **Herr Schwegmann, Sie waren dabei, als die Arbeiten auf See für das heutige „Helgoland-Cluster“ von RWE starteten. Wie haben Sie persönlich die Anfänge dieser Projekte erlebt?**

Im Jahr 2012 wurden die ersten Fundamente für den Offshore-Windpark Nordsee Ost installiert. Zeitgleich begannen die Bodenuntersuchungen für Amrumbank West. Für den Bau dieses Offshore-Windparks war ich damals der zuständige Projektleiter. Es war 2012 ein großartiges Gefühl zu sehen, dass die harte Arbeit, die wir in die Planung und Entwicklung gesteckt haben, nun Früchte trägt. Gleichzeitig hatte ich großen Respekt vor der Aufgabe, zum ersten Mal ein so großes Team mit in Spitzenzeiten rund 100 Mitarbeitenden zu führen und ein Milliarden-Bauprojekt zu verantworten.

## **Amrumbank West war einer der frühen großen Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee. Was waren damals die größten technischen oder logistischen Herausforderungen?**

Eine der größten Herausforderungen war die Komplexität. Wir haben uns für einen „Multi-Contracting-Ansatz“ entschieden und waren somit für sehr viele Lieferanten und Dienstleister direkt verantwortlich. Wir waren als Bauherr gleichzeitig auch der Generalunternehmer, der alle Schnittstellenrisiken und die Terminkoordination zwischen den verschiedenen Gewerken übernehmen musste. Es gab damals im Markt noch keine erfahrenen Kontraktoren, denen wir diese komplexe Aufgabe anvertrauen wollten. Zudem haben wir eine Reihe von technischen Innovationen bei Amrumbank West umgesetzt – etwa geschraubte Verbindungen zwischen Transition Piece und Monopile oder Kolkschutz mit geotextilen Sandcontainern. Bei allen Herausforderungen: Was die Zeit damals aber ganz besonders geprägt hat, war die Aufbruchstimmung und der positive Spirit, wenn man gemeinsam etwas zum allerersten Mal macht.

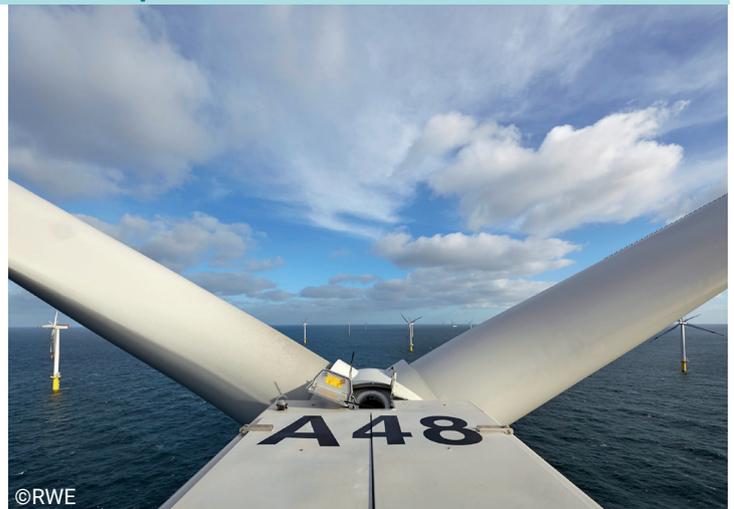
## **Sie verantworten heute den Betrieb der Offshore-Windparks von RWE in Kontinentaleuropa. Was hat sich seit 2012 am stärksten verändert?**

Es ist industrieller geworden. Mittlerweile betrachten wir unsere Offshore-Windparks als Flotte. Wir haben eigene Teams für Jahreswartungen oder den Tausch von Großkomponenten über die gesamte Flotte hinweg. Wir haben hochspezialisiertes Personal für vorrausschauende Fehleranalysen und einen optimalen Betriebsablauf. Für küstenferne Parks können wir heute Service Operation Vessels mit Gangway-Systemen einsetzen, was den Zugang zu den Anlagen auch bei rauer See erheblich verbessert und die Sicherheit erhöht.

### **Was 2012 noch wichtig war:**

- ▶ Zubau 80 MW, verteilt auf 16 Offshore-Windenergieanlagen
- ▶ EEG- und EnLAG-Novelle: Förderung erneuerbarer Energien sowie Infrastruktur
- ▶ Umfangreiche EnWG -Novelle inklusive O-NEP (Beteiligung am Offshore-Netzentwicklungsplan)

### **Impressionen aus Bau und Betrieb des Windparks Amrumbank West**



# 2013



## **Olaf Lies**

Langjähriger Wirtschafts- und Energieminister  
in Niedersachsen

## **2013 – Starker Gegenwind, klare Haltung: Olaf Lies über den ersten Cuxhavener Appell**

Als der Ausbau der Offshore-Windenergie Anfang 2013 ins Stocken gerät, setzt Olaf Lies – damals Wirtschaftsminister in Niedersachsen – gemeinsam mit anderen Vertretern der Küstenländer ein Zeichen: Der erste Cuxhavener Appell warnte vor einem Stillstand der Energiewende und forderte verlässliche Rahmenbedingungen.

### **Herr Lies, 2013 gehörten Sie zu den Erstunterzeichnern des Cuxhavener Appells. Was hat Sie persönlich bewegt, sich so klar vor die Offshore-Wind-Branche zu stellen?**

Damals sah sich die Offshore-Branche mit starkem „Gegenwind“ konfrontiert: Die Vorschläge der Bundesminister Altmaier und Rösler im Februar 2013 waren misslich für den Ausbau der erneuerbaren Energien insgesamt. Die „Strompreisbremse“ wurde zur Investitionsbremse insbesondere für die Offshore-Windenergie. Leichtfertig hat man mit den Vorschlägen eine hohe Verunsicherung bei allen Beteiligten geschürt und damit Arbeitsplätze in Deutschland gefährdet. Laut Arbeitsagentur standen rund 5.000 der bundesweit etwa 18.000 Arbeitsplätze in der Branche auf der Kippe.

## **Der Ausbau der Offshore-Windenergie stockte, viele Unternehmen waren verunsichert. Was war für Sie der Moment, in dem klar wurde: Jetzt braucht es ein starkes gemeinsames Signal?**

Wir standen vor dem Problem, dass eine kürzlich noch boomende Industrie fast zum Stillstand gekommen war. Viele Arbeitsplätze und investiertes öffentliches Kapital gerieten in Gefahr. Die Offshore-Windenergie wurde ungerechtfertigt von Einzelnen als Kostentreiber der Energiewende verunglimpft und mittels verzerrter Berechnungen als besonders teure Technologie dargestellt. Diese Entwicklung war inakzeptabel – für die Branche und für die deutsche Energiesicherheit. Für uns war klar: Der Bund musste verspieltes Vertrauen bei der Branche und Investoren zurückgewinnen und für verlässliche Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergie sorgen. In dieser sich immer weiter zuspitzenden Lage brauchte es ein starkes Bündnis und einen eingängigen Appell der Küstenländer.

## **Wenn Sie heute auf die Cuxhavener Appelle ab 2013 zurückblicken – was haben sie bewirkt, und welche Bedeutung hat der erste bis heute für Ihre politische Arbeit?**

Aus Cuxhaven ging 2013 ein dringender politischer Weckruf aus, der laut in Berlin gehört werden und dessen Echo bis heute immer noch widerhallen sollte. Wir haben damit genau die richtigen Impulse gegeben, um das politische Problem-Bewusstsein zu schärfen und schließlich eine Anhebung der Ausbauziele zu erreichen. Das war ein Riesenerfolg. Denn unsere Forderungen haben Früchte getragen und haben sich politisch manifestiert – etwa 2014 im novellierten Erneuerbaren-Energien-Gesetz des Bundes. Heute wird die Bedeutung der Offshore-Windenergie für die energie- und klimapolitischen Ziele von niemandem mehr ernsthaft in Frage gestellt. Dafür hat unser norddeutsches Bündnis die Kernarbeit geleistet.

### **Was 2013 noch wichtig war:**

- ▶ 400 MW BARD Offshore 1 wird vollständig in Betrieb genommen
- ▶ BMU veröffentlicht das "Schallschutzkonzept"
- ▶ Inkrafttreten Bundesbedarfsplangesetz BBPIG
- ▶ Präzisierung § 17f EnWG: Geregelt Haftungsregime

**Olaf Lies mit Nordländer-Kollegen bei der Vorstellung des Cuxhavener Appells**



# 2014

**Dirk Halfpap**

Vertriebsleiter  
Steelwind Nordenham

## **2014 – Wertschöpfung made in Europe: Wie ein Werk zum industriepolitischen Faktor wurde**

Mit der Werkseröffnung in Nordenham steigt Steelwind 2014 in die Offshore-Windindustrie ein – als neuer Hersteller von Monopile-Fundamenten. Dirk Halfpap begleitet den Aufbau von Anfang an. Rund 10 Jahre später blickt er zurück auf technologische Sprünge und schwierige Marktphasen.

### **Herr Halfpap, 2014 wurde das Werk von Steelwind in Nordenham eröffnet. Was war das für ein Moment für Sie persönlich und für die Region?**

Für Steelwind und mich persönlich war die Werkeröffnung 2014 ein Meilenstein: Nach intensiver Vorbereitung wagte das Unternehmen als neuer Hersteller großer Monopilefundamente den Einstieg in die Offshore-Windenergie – und auch ich war erst 2013 in die Branche gewechselt. Dank eines hochmotivierten Teams mit viel Erfahrung herrschte Aufbruchsstimmung. Kurz darauf folgte mit 91 Fundamenten für das Projekt Race Bank der erste Großauftrag.

### **Seitdem hat das Werk einiges erlebt: Aufschwung, Unsicherheit, internationale Konkurrenz. Wie würden Sie die Entwicklung der letzten zehn Jahre beschreiben – und was waren die schwierigsten Phasen?**

Die Entwicklung von Steelwind war insgesamt sehr erfolgreich – auch wenn der Weg teils steinig war. Das Unternehmen hat sich mit immer komplexeren Fundamenten technisch wei-

terentwickelt und zählt heute zu den zuverlässigsten Herstellern und qualitativ besten Herstellern der Branche. Wir mussten wiederholt Markturbulenzen mit geringerer Nachfrage und Phasen mit mehrmonatiger Kurzarbeit überstehen. Heute können wir die Produktion effizient auf

hohem Niveau halten. Die Auslastung ist bereits für die nächsten anderthalb Jahre gesichert.

### **Steelwind hat sich am Markt etabliert. Was waren die wichtigsten Meilensteine auf diesem Weg?**

Steelwinds wichtigste Meilensteine spiegeln die zunehmende Größe und Komplexität der Fundamente wider: 2017 wurden erstmals Monopiles mit Ringflanschen und kurz darauf Transition Pieces gefertigt. 2021 folgten für Arcadis Ost 1 erstmals „Single Piece Foundations“ – mit Montage des Turms direkt auf dem Monopile und einem Gewicht über 2.000 Tonnen. Das erforderte den Einsatz eines dritten Krans. Jüngster Meilenstein ist die Investitionsentscheidung von September 2024 zur Werkserweiterung für Außendurchmesser bis 11,5 Meter – Produktionsstart ist Mitte 2026.

### **Heute soll die europäische Industrie wieder stärker politisch unterstützt werden, zum Beispiel mit dem Net-Zero Industry Act der EU. Doch der internationale Wettbewerb ist härter denn je. Wie können Standorte wie Nordenham im globalen Wettbewerb bestehen?**

Wir benötigen ein klares politisches Bekenntnis zu Offshore-Wind. Für Steelwind und die gesamte europäische Industrie sind verlässliche Ausbauziele entscheidend – sie schaffen Planungssicherheit und ermöglichen eine wettbewerbsfähige Produktion, auch gegenüber dem wachsenden Wettbewerb aus Asien.

#### **Was 2014 noch wichtig war:**

- ▶ 401 MW neu am Netz: 288 MW Meerwind Süd/Ost, 113 MW Riffgat
- ▶ Reform EEG: Einführung des „Ausbaukorridors Offshore“

**Steelwinds erstes Monopile**



©Steelwind Nordenham

**Das Werk in Nordenham**



©Steelwind Nordenham

# 2015

**Tim Meyerjürgens**  
CEO  
TenneT Deutschland



## 2015 – Der Strom fließt, das System wächst

Mit der erfolgreichen Inbetriebnahme von fünf Offshore-Netzanbindungen markiert das Jahr 2015 einen Wendepunkt für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland.

Tim Meyerjürgens erinnert sich an einen Meilenstein für das Netz – und für die Branche.

### **Herr Meyerjürgens, 2015 war ein Durchbruchjahr für TenneT im Offshore-Bereich: Gleich mehrere große Netzanbindungen gingen erfolgreich ans Netz. Was waren auch für Sie persönlich die bedeutendsten Meilensteine?**

2015 markierte für TenneT den operativen Durchbruch: Mit fünf neuen Offshore-Anbindungen haben wir eine Übertragungskapazität von über 4.300 MW erreicht - bereits zwei Drittel der damals geltenden Offshore-Ausbauziele. Für mich persönlich war das ein besonderer Erfolg: ich habe den Bereich von Beginn an mit aufgebaut und gesehen, wie unsere Arbeit greifbare Wirkung entfaltete. Das zeigte sich insbesondere im Oktober 2015, als erstmals ein Offshore-Netzengpass auftrat. Das hat uns vor Augen geführt, wie wichtig ein synchroner Ausbau von Netz und Erzeugung ist. Diese Systemlogik prägt unser Denken bis heute.

### **Der Weg dahin war herausfordernd. Was waren aus Ihrer Sicht die zentralen technischen und organisatorischen Lehren aus dieser Phase?**

Unsere Offshore-Projekte waren echte Pionierarbeit - technisch wie organisatorisch. Die technischen Anforderungen an Hochspannungsgleichstromtechnik auf See sind bis heute hochkomplex: Hochspannungsgleichstromtechnik auf See, Plattformbau auf Werften, Logistik

und Installation im engen Wetterfenster der Nordsee und Kabelverlegung im Wattenmeer – vieles war damals Neuland und mit erheblichen Risiken verbunden. auf See, Plattformbau auf Werften, Logistik und Installation im engen Wetterfenster der Nordsee und Kabelverlegung im Wattenmeer – vieles war damals Neuland und mit erheblichen Risiken verbunden. Der Markt an geeigneten Partnern war sehr begrenzt. Unsere Lehre: Technische Exzellenz braucht strategische Partnerschaften, klare Prozesse und Planungssicherheit. Dieses Know-how haben wir kontinuierlich mit unseren Partnern aufgebaut. Heute ist Europa führend in der Offshore-Leistungselektronik – ein klarer Wettbewerbs- und Standortvorteil.

### **Heute ist Offshore-Wind ein zentraler Pfeiler der europäischen Energiewende. Wie gelang dieser Imagewandel – und was hat sich seitdem technologisch und politisch verändert?**

Offshore-Wind galt lange als teuer und technisch riskant. Das hat sich grundlegend geändert - durch Erfahrung, Verlässlichkeit und Fortschritt. Heute haben wir eine ausgereifte Infrastruktur mit hohen Verfügbarkeiten und etablierten Standards. Aus der ersten 400-MW-Plattform der Anfangszeit ist nun das TenneT 2-GW-Programm geworden - effizienter, leistungsstärker und skalierbar. Und die Lösungsansätze gehen weiter: Wir entwickeln derzeit Multiterminal-Hubs für die Vernetzung der Gleichstromleitungen von See mit denen an Land. Mit den Nordsee-

Anrainerstaaten arbeiten wir an einem länderübergreifenden Offshore-Stromnetz. Auch politisch hat sich viel bewegt: 2015 kam mit den G7-Energieministern erstmals politische Prominenz auf unsere Plattformen und Offshore rückte auf die Agenda. Heute wird Offshore grenzüberschreitend gedacht – als europäisches Infrastrukturprojekt und zentraler Baustein der europäischen Energie- und Industriepolitik.

### **Was 2015 noch wichtig war:**

- ▶ 2.373 MW neu angeschlossen: 302 MW Amrumbank West I, 288 MW Baltic 2, 312 MW Borkum Riffgrund 1, 288 MW Butendiek, 288 MW DanTysk, 400 MW Global Tech I, 295 MW Nordsee Ost, 200 MW Trianel Windpark Borkum
- ▶ Erweiterung EnWG: Offshore-Haftungsumlage für den Ausbau der Offshore-Windenergie

**G7-Energieminister auf HelWin alpha**



**Seit 2015 in Betrieb: HelWin alpha und beta**



# 2016



## **Martin Gerhardt**

Leiter Offshore-Produktmanagement  
Siemens Gamesa

## **2016 – Industrielle Zukunft an der Küste: Siemens Gamesa setzt auf Cuxhaven**

Mit dem ersten deutschen Offshore-Wind-Werk in Cuxhaven schafft Siemens Gamesa 2016 eine neue industrielle Basis für den Ausbau auf See. Die Turbinenfabrik am direkten Zugang zur Nordsee wird zum globalen Leitwerk – auch in schwierigen Marktphasen. Martin Gerhardt war von Anfang an dabei.

### **Herr Gerhardt, 2016 wurde in Cuxhaven der Grundstein für das erste Offshore-Wind-Werk von Siemens Gamesa in Deutschland gelegt. Was war das für ein Moment für Sie?**

2016 gehörte die Windsparte noch zur Siemens AG. Cuxhaven war damals die erste Investitionsentscheidung für den Neubau einer Fertigung in Deutschland nach 20 Jahren. Mit dem direkten Zugang zur Nordsee und dem Aufbau des Werks in vier Fertigungslinien haben wir den Grundstein gelegt, um die Chancen von Offshore-Wind in einem industriellen Maßstab zu nutzen. Es war eine Entscheidung mit damals viel Weitblick, und für alle Beteiligten natürlich persönlich sehr aufregend.

## Cuxhaven war ein starkes Bekenntnis zur deutschen Industrie – doch das Werk produzierte zunächst vor allem für Projekte im Ausland. Wie haben Sie diese Phase erlebt?

Cuxhaven ist unser globales Leitwerk für Offshore-Maschinenhäuser. Angesichts des eher unsteten Ausbaus in Deutschland seit der Werkseröffnung mitsamt Fadenriss war es wichtig, das Werk mit Projekten aus dem Ausland auszulasten. Es ist aber natürlich eine besondere Motivation und Anerkennung für die Kolleginnen und Kollegen, wenn die Turbinen, die sie produzieren, auch in Deutschland installiert werden und hier ihren Beitrag im Kampf gegen die Klimakrise leisten.

## Was waren die größten Herausforderungen bei Planung, Bau und Inbetriebnahme des Werks – und was hat Ihnen damals besonders imponiert?

In nur sieben Jahren sind wir von 7 MW über 11 MW bei 14 MW Turbinen angelangt – jede Umstellung war eine Herausforderung für das Werk. Wie das Team in Cuxhaven sich dabei stets weiterentwickelt und an Effizienz gewonnen hat, ist sehr beeindruckend.

## Heute ist Cuxhaven ein fester Baustein der Offshore-Wertschöpfungskette. Was braucht es aus Ihrer Sicht, damit Standorte wie dieser langfristig wettbewerbsfähig bleiben?

Cuxhaven wird einen wichtigen Beitrag zum 70-GW-Ziel für Offshore-Wind bis 2045 leisten – vor allem durch Industrialisierung. Mit unserer 14-MW-Anlage setzen wir auf hohe Stückzahlen und lange Produktlaufzeit. Über 16 GW sind bereits verkauft – das schafft Skaleneffekte und stärkt die Wettbewerbsfähigkeit. Dabei hilft die Unterstützung von Stadt, Land und Bund. Noch wichtiger ist jedoch Planungssicherheit. Darum unterstützen wir den Vorschlag von WindEurope, in den 2030er Jahren 100 GW per CfD auszuschreiben – für Investitionssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit in einem starken europäischen Heimatmarkt.

### Was 2016 noch wichtig war:

- ▶ 582 MW Gode Wind 1 + 2 gehen ans Netz
- ▶ Referentenentwurf WindSeeG: Trennung aus EEG

**Gunnar Groebler und Johann Saathoff trainieren auf der DanTysk-Wohnplattform**



**Der Bauplatz des Cuxhavener Siemens Gamesa-Werks**



# 2017

**Udo Schneider**

Geschäftsführer  
Green Giraffe Advisory



## **2017 – Null Cent, hohe Wirkung:**

### **Wie ein Auktionsjahr die Offshore-Wind-Finanzierung veränderte**

Als in der Offshore-Wind-Auktion 2017 zum ersten Mal Null-Cent-Gebote abgegeben wurden, war das ein Paukenschlag für die Branche. Was bedeutete das für Investoren, Banken und Lieferketten? Udo Schneider hat diese Phase intensiv begleitet.

### **Herr Schneider, 2017 hat die Branche mit den ersten Null-Cent-Geboten für Aufsehen gesorgt. Was war damals Ihre erste Reaktion – und wie hat dieser Moment die Wahrnehmung von Offshore-Wind verändert?**

Wir haben einen anderen Bieter in der Auktion unterstützt und daher war mein erster Gedanke: Was für eine Wette von EnBW und Orsted auf die künftigen Strompreise und Technologien! Mein zweiter Gedanke: Mist, da denkt jemand, dass meine Stromrechnung künftig steigen wird. Im Grunde war es eine gute Botschaft für den Sektor: Offshore Wind ist am Markt angekommen! Schön zu sehen, dass He Dreiht and Borkum Riffgrund 3 jetzt Strom einspeisen können. Oder zumindest beinahe. Wette gewonnen!

### **Aus heutiger Sicht: Welche Auswirkungen hat der Preisdruck auf die Branche – auf Entwickler, Lieferketten, Investoren?**

Neben der technologieabhängigen Produktionskapazität sind Bau- und Kapitalkosten die zentralen Werttreiber in Offshore-Projekten. Bis 2022 machten sinkende Kapitalkosten Offshore-Wind wettbewerbsfähig – ebenso wie die Innovationsleistung der Zulieferindustrie, die größere Anlagen oft auf eigenes Risiko in Kleinserie lieferte. Mit steigender Nachfrage

konnten Hersteller zuletzt bessere Preise und Margen erzielen – ein überfälliger Schritt für eine zukunftsfähige Branche. Doch nun wächst der Wettbewerbsdruck erneut – vor allem aus China.

### Wie hat sich das Finanzierungsmodell für Offshore-Wind durch die Null-Cent-Gebote verändert ?

Die Offshore-Wind-Branche hat verschiedene Finanzierungsphasen durchlaufen: Früher ging es darum, die Technologie „bankable at scale“ zu machen – heute darum, zukünftige Marktpreise kalkulierbar zu machen. Banken verlangen für günstige Kredite die Sicherheit, dass Strom auch zum Beispiel am 27. September 2035 verlässlich und rentabel verkauft werden kann. PPAs spielen dabei eine wichtige Rolle, um Risiken zu mindern. Ob es aber für die Ausbauziele genügend langfristige PPAs von bonitätsstarken Kunden zu attraktiven Konditionen geben wird, ist zunehmend fraglich.

### Was ist für Sie die wichtigste Lehre aus dieser Phase – und was braucht es, damit Offshore-Wind auch langfristig wirtschaftlich bleibt?

Kapitalkosten sind neben der Technologie ein zentraler Werttreiber – sie spiegeln Projektrisiken wider, die zunehmend schwer kalkulierbar sind. Ohne risikogerechte Renditen sind Investitionen kaum noch möglich. Gescheiterte Ausschreibungen, etwa in Dänemark, zeigen die Folgen. Vor diesem Hintergrund ist die vom BWO unterstützte Initiative „A New Offshore Wind Deal for Europe“ mit der Forderung nach CfDs nur folgerichtig. Die Branche kann Technologierisiken managen – aber 30 Jahre Marktrisiko sind selbst für große Akteure eine wachsende Herausforderung.

### Was 2017 noch wichtig war:

- ▶ 1.483 MW vollständig in Betrieb genommen: 350 MW Wikinger, 332 MW Nordsee One, 111 MW Nordergründe, 402 MW Veja Mate, 288 MW Sandbank gehen ans Netz
- ▶ Erste Ausschreibung OWPs gemäß EEG (1550 MW) an Ørsted und EnBW
- ▶ Außerkrafttreten SeeAnIV
- ▶ Inkrafttreten WindSeeG (Überführung aus EEG)

BorWin Gamma



Nordsee One



# 2018

## Lea Haefke

Leiterin des Referats Flächenentwicklungsplan im Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie



## 2018 – Planung statt Zufall:

### Der erste Flächenentwicklungsplan schafft Ordnung auf See

Mit dem ersten Flächenentwicklungsplan (FEP) bringt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) 2018 Struktur in den Offshore-Ausbau. Die systematische Vorausplanung ersetzt seither das projektgetriebene Verfahren – ein Meilenstein für die Energiewende auf See. Lea Haefke leitet das zuständige Referat im BSH.

### **Frau Haefke, mit dem ersten Flächenentwicklungsplan 2018 hat das BSH eine neue Ära der Offshore-Wind-Planung eingeläutet. Wie haben Sie diesen Moment erlebt – und was war der größte Unterschied zu der Zeit davor?**

Der Flächenentwicklungsplan war ja Teil eines großen Systemwechsels für den Offshore-Bereich. Nach den ersten Jahren des engagierten, aber doch unkoordinierten Starts in die Energieerzeugung auf See, war ein Zeitpunkt erreicht, an dem es für den Ausbau sowohl zeitlich als auch räumlich eine Steuerung brauchte. Da kam dem BSH in der Fachplanung mit dem Flächenentwicklungsplan dann eine noch viel zentralere Rolle zu.

### **Der FEP war ein Meilenstein, aber auch ein Mammutprojekt. Was waren aus Ihrer Sicht die größten Herausforderungen bei der Erstellung?**

Eine wesentliche Herausforderung waren sicher die für ein Instrument wie den Flächenentwicklungsplan rasant aufeinander folgenden politischen Entscheidungen. Das Gesetz sieht vor,

dass der Flächenentwicklungsplan mindestens alle vier Jahre fortgeschrieben wird. Jetzt haben wir Anfang des Jahres mit dem Flächenentwicklungsplan 2025 schon den vierten Plan veröffentlicht! Ich sehe den FEP als Ermöglicher für den Offshore-Ausbau. Daher warten wir nicht erst mal ab, bis Gesetze verabschiedet sind, sondern führen unsere Verfahren regelmäßig schon parallel zu den Gesetzgebungsverfahren.

### **Der FEP hat die Grundlage für künftige Ausschreibungen gelegt – mit klaren Vorgaben zu Flächen, Netzanschlüssen und Zeitplänen. Was hat aus Ihrer Sicht besonders gut funktioniert?**

Das Ineinandergreifen der neuen Instrumente, vom FEP über die Voruntersuchung bis zur Ausschreibung hat von Anfang an sehr gut geklappt. Das war möglich durch die vertrauensvolle Zusammenarbeit zwischen den Behörden, auch über die Ressorts hinweg. Unser Ziel ist es, mit dem Flächenentwicklungsplan die politischen Entscheidungen zügig umzusetzen.

Wir mussten ja jeweils schon parallel zueinander starten, uns teilweise noch mit Übergangssystemen und beendeten Projekten auseinandersetzen. So konnten wir die Ausschreibungen gemeinsam rechtzeitig an den Start bringen. Überdies ist mir wichtig, die verschiedenen Interessen und Belange zu hören und einzubeziehen. Darauf aufbauend suchen wir tragfähige Lösungen, die Verlässlichkeit für den Ausbau der Offshore Windenergie schafft.

### **Heute ist der FEP ein zentrales Steuerungsinstrument im Offshore-Wind-Ausbau. Was war 2018 die wichtigste Weichenstellung, damit daraus ein dauerhaft tragfähiges Planungsinstrument wurde?**

Das war sicher die Entscheidung nach den Netzanbindungen auch die Flächen für die Windenergie in die strategische Planung einzubeziehen. Dieser integrierte Ansatz war aus meiner Sicht auch die Voraussetzung, um die späteren Erhöhungen der Ausbauziele kurzfristig umzusetzen.

#### **Was 2018 noch wichtig war:**

- ▶ 835 MW vollständig in Betrieb genommen: 450 MW Borkum Riffgrund, 385 MW Arkona
- ▶ Ausschreibung: 1.610 MW an Ørsted, RWE und EnBW

**Transport einer Siemens-Gamesa-Gondel**



**Rettungsübung im Windpark Arkona**



# 2019



## Jörg Kubitza

Geschäftsführer von Ørsted Deutschland  
Vorstandsmitglied BWO

## 2019 – Grüner Strom für die Industrie: Ørsted und der Aufbruch ins PPA-Zeitalter

Mit dem Projekt Borkum Riffgrund 3 geht Ørsted 2019 neue Wege: Erstmals wird ein Offshore-Windpark in Deutschland über langfristige Stromabnahmeverträge mit Industriekunden finanziert. Jörg Kubitza erklärt, warum dieser Schritt entscheidend war – und welche Lehren die Branche heute aus der PPA-Pionierphase ziehen kann.

### **Herr Kubitza, Ørsted hat 2019 das erste großvolumige PPA für Offshore-Wind in Deutschland abgeschlossen. Wie kam es dazu?**

Zwei Jahre zuvor hat Ørsted erstmalig den Bau eines Offshore-Windparks ohne staatliche Förderung gewagt. Für die Gegenfinanzierung des Projekts Borkum Riffgrund 3 hatten wir uns – als erster in der Offshore-Windbranche – für langfristige Stromabnahmeverträge mit Industrieunternehmen entschieden. Das Interesse auf Abnehmerseite war groß. Mit Covestro konnten wir gleich ein Unternehmen gewinnen, welches das zu diesem Zeitpunkt größte Corporate PPA aus Windenergie mit uns abschloss. Nacheinander kamen BASF, die Rewe Gruppe sowie Amazon und Google dazu. Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Finanzierung war aber auch der anteilige Verkauf des Windparks an unseren Investoren Nuveen Infrastructure – bereits viele Jahre vor Betriebsstart. Zum ersten Mal hatten wir damit Anteile an einem Projekt noch vor der finalen Investitionsentscheidung an einen institutionellen Investor veräußert und so die Finanzierung zusätzlich abgesichert.

## Heute sprechen viele über grünen Strom für die Industrie – Sie haben ihn früh konkret gemacht. Wie fühlt es sich an, einen Teil dieser Entwicklung mit angestoßen zu haben?

Wir hatten zur richtigen Zeit das richtige Angebot – und Partner aus der Industrie, die gezielt Strom aus Offshore-Wind wollten. Das war ein Statement für die Leistungsfähigkeit von Offshore-Wind. Covestro und unseren anderen PPA-Partner sind – stellvertretend für die deutsche Industrie – ein elementarer Teil der Dekarbonisierung in Deutschland. Diese Entwicklung spielt eine Schlüsselrolle für das Ziel, bis 2045 Klimaneutralität in Deutschland zu erzielen.

## Wenn Sie auf die letzten fünf Jahre zurückblicken: Hat sich das PPA-Modell bewährt – und was braucht es, damit es künftig einen verlässlichen Offshore-Windausbau gibt?

Der Bedarf an Grünstrom bleibt hoch – PPAs sind weiterhin ein sehr geeignetes Mittel und begünstigen die Realisierung von Projekten. Doch angesichts der heutigen Kostensituation bedarf es grundsätzlich anderer Anreize für die Umsetzung.

Länder wie Deutschland, die bei ihrer künftigen Energieversorgung auf Offshore-Windkraft setzen, sollten sicherstellen, dass diese auch wirklich realisiert werden. Dafür sollten Kosten und Nutzen zwischen Windparkerbauer und dem Staat gerechter verteilt werden. Die in der letzten Legislaturperiode eingeführten Konzessionszahlungen sind volkswirtschaftlich ineffizient und verteuern den Strom. Differenzkontrakte, sogenannte CfDs, wie in Großbritannien, senken die Stromgestehungskosten erheblich und minimieren die Risiken.

### Was 2019 noch wichtig war:

- ▶ 1.162 MW neu am Netz: 497 MW Hohe See, 269 MW Deutsche Bucht, 396 MW Merkur Offshore
- ▶ Inkrafttreten Netzausbau-Beschleunigungsgesetz: Netzausbau und BNetzA erhält mehr Befugnisse
- ▶ Senvion meldet Insolvenz an

Installationsarbeiten im Windpark Borkum Riffgrund 3



# 2020

**Giles Dickson**  
CEO  
WindEurope



## **2020 – Stillstand mit Wirkung: Was der deutsche Fadenriss für Europa bedeutete**

2020 und 2021 kam der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland nahezu vollständig zum Erliegen – mit weitreichenden Folgen für Wertschöpfung, Vertrauen und Beschäftigung. Giles Dickson, CEO von WindEurope, beschreibt, wie dieser Fadenriss aus Brüsseler Perspektive wahrgenommen wurde, welche Risiken eine solche Entwicklung für ganz Europa birgt – und warum nun Kontinuität, Koordination und ein industrielles Umdenken gefragt sind.

### **Herr Dickson, der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland kam 2020 fast zum Stillstand, 2021 komplett. Wie haben Sie diese Phase erlebt und wie wurde das in Brüssel wahrgenommen?**

Deutschland ist der wichtigste Windenergiemarkt und der zweitgrößte Offshore-Windenergiemarkt in Europa. Viele Hersteller und Zulieferer haben hier ihren Sitz. Diese Unternehmen liefern ihre Produkte nach Europa und in die ganze Welt. Sie sind daher diversifiziert. Dennoch steht und fällt ihr Erfolg mit dem starken deutschen Heimatmarkt. Der Fadenriss bei der Offshore-Windenergie in 2020 und 2021, der ja von einem zeitgleich schwachen Zubau im deutschen Onshore-Wind Sektor begleitet wurde, hat in Deutschland zu großen Verwerfungen geführt. Tausende Arbeitsplätze sind verloren gegangen. Die Auswirkungen waren und sind europaweit zu spüren.

## Welche Auswirkungen hatte diese Phase aus Ihrer Sicht auf die europäische Offshore-Wertschöpfungskette?

Die EU will den Offshore-Wind-Ausbau deutlich beschleunigen – dafür braucht es mehr Fabriken, Schiffe, Häfen und Fachkräfte. Der deutsche Fadenriss hat die europäische Wertschöpfungskette ausgebremst. Umso ermutigender ist es, dass viele deutsche Unternehmen durchgehalten haben und nun optimistisch auf steigende Ausschreibungen und die Zubauspitzen in 2029-2031 blicken. Investitionen wie von der Meyer Werft, Smulders oder Steelwind sind nur einige aktuelle Beispiele.

## Was braucht es, damit europäische Mitgliedsstaaten gemeinsam eine stabile industrielle Basis für Offshore-Wind aufbauen können – und wie wichtig ist dabei Kontinuität?

Kontinuität und klar definierte CfD-Pipelines sind essenziell für Investitionen. Offshore-Projekte haben lange Vorläufe – unsichere Volumen und politische Zick-Zack-Kurse sind Gift für Planung und Industrie. Es ist deshalb richtig, dass die Bundesregierung von Negativgeboten auf Differenzverträge umstellen will. CfDs sind europäischer Standard und schaffen Verlässlichkeit – auch für die Zulieferindustrie. Die Unsicherheit bei Realisierung und Auftragslage hat Investitionen in neue Kapazitäten blockiert. Wichtig ist nun auch eine bessere europäische Koordination – bei Fertigung, Installation und Netzplanung. Gut, dass die neue Bundesregierung das Projekt grenzüberschreitende Offshore-Projekte aktiv weiterverfolgt. Die EU sollte hier auch wieder verstärkt mit dem Vereinigten Königreich zusammenarbeiten.

## Was 2020 noch wichtig war:

- ▶ 312 MW neu angeschlossen: 200 MW Trianel Windpark Borkum II, 112 MW Albatros
- ▶ WindSeeG-Novelle: Inkrafttreten Offshore-Windenergie-Gesetz 2020: Ausbauziele 20 GW bis 2030 und 40 GW bis 2040

Giles Dickson auf der WindEurope-Bühne



EnBW baut den Windpark Albatros



# 2021

**Stefan Thimm**

Geschäftsführer

Bundesverband Windenergie Offshore e.V.



## 2021 – Neue Ziele, neue Dynamik: Offshore-Wind im Ampel-Koalitionsvertrag

Mit dem Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung wird 2021 der Ausbau von Offshore-Wind mit deutlich höheren Ausbauzielen unterlegt. Mindestens 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 sind ein starkes Signal an die Branche. Stefan Thimm, Geschäftsführer des BWO, ordnet diesen Moment ein.

### **Herr Thimm, der Koalitionsvertrag 2021 hat für die Offshore-Wind-Branche ein neues Kapitel aufgeschlagen. Erinnern Sie sich, wie Sie diesen Moment erlebt haben?**

Absolut. Das war ein echter Wendepunkt. Zum ersten Mal hatten wir verbindliche politische Ziele mit klarer Perspektive – nicht nur für das nächste Projekt, sondern für die ganze Branche. Das hat uns als Verband Rückenwind gegeben, aber auch die Verantwortung, die Umsetzung aktiv mitzugestalten.

### **Die Ausbauziele klangen ambitioniert – mindestens 30 GW bis 2030, 70 GW bis 2045. Was war aus Ihrer Sicht das Entscheidende an diesem Koalitionsvertrag?**

Dass nicht nur Ziele formuliert wurden, sondern auch eine klare industriepolitische Haltung dahinterstand. Offshore-Wind wurde als strategischer Baustein der Energiewende anerkannt.

Und es wurde verstanden: Die Branche war zuvor durch eine grausame Phase der Unsicherheit und des Stillstands gegangen. Um daraus wieder herauszukommen, brauchte es zweierlei: eine langfristige Perspektive – und kurzfristig schnelle, großvolumige Ausschreibungen. Beides kam nach dem Koalitionsvertrag 2021 auf den Tisch.

### **Wie war die Stimmung damals in der Branche – eher Euphorie oder auch Skepsis, ob das wirklich Realität werden kann?**

Beides. Die Ziele haben viele elektrisiert – endlich Ambition sowie kurz-, mittel- und langfristige politische Klarheit! Aber es war auch klar: Ein Koalitionsvertrag allein baut keine Windparks. Wir wussten, dass wir bei Genehmigungen, Koordination und Infrastruktur noch riesige Hausaufgaben vor uns hatten. Diese Spannung begleitet uns bis heute.

### **Was nehmen Sie aus dem Jahr 2021 mit – auch für Ihre Arbeit heute?**

Für mich bleibt 2021 vor allem ein Beleg dafür, wie entscheidend Planungssicherheit ist. Mit dem Koalitionsvertrag haben wir die Aussicht auf einen verlässlichen Ausbaupfad bekommen – das war der Moment, in dem Investoren, Hersteller und Projektierer wieder langfristig denken konnten. Diese Verlässlichkeit war überfällig – und ist bis heute die Grundlage dafür, dass wir als Branche Tempo aufnehmen können. Auch wenn es an einigen Stellen noch hakt, etwa bei der Finanzierung des Hochlaufs der Lieferkette oder des Hafenausbaus.

### **Was 2021 noch wichtig war:**

- ▶ Koalitionsvertrag mit deutlich höheren Offshore-Ausbauzielen: Mindestens 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045
- ▶ Erstmals seit 2010 geht kein neuer Windpark ans Netz
- ▶ Erste Auktion im „Zentralmodell“

### **Die Zukunft Offshore fand Covid-bedingt 2021 online statt**



# 2022



**Prof. Dr. Andreas Reuter**

Geschäftsführender Institutsleiter  
Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES

## 2021 – Viel Rückenwind, wenig Budget: Forschung in Zeiten des Osterpakets

Mit dem Osterpaket 2022 macht die Bundesregierung Tempo beim Offshore-Wind-Ausbau und stellt ambitionierte Ziele auf. Für das Fraunhofer IWES bedeutet das zunächst mehr Arbeit und neue Verantwortung. Doch parallel werden die Forschungsbudgets gekürzt. Andreas Reuter berichtet von einem Jahr mit widersprüchlichen Signalen – und erklärt, warum wissenschaftliche Expertise für den Ausbau unverzichtbar bleibt.

### **Herr Professor Reuter, 2022 hat die Ampel-Regierung mit dem „Osterpaket“ richtig Tempo beim Offshore-Wind-Ausbau gemacht. Wie haben Sie diesen Aufbruch aus Sicht der Forschung erlebt und was hat das mit Ihrer Arbeit beim IWES verändert?**

Grundsätzlich hat sich hierdurch ein positiver Impuls ergeben: es gab ja plötzlich jede Menge mehr zu tun. Allerdings hat dann das Problem rund um den KTF dafür gesorgt, dass unser Forschungsbudget vom BMWK um mehr als die Hälfte reduziert wurde und die schlechter werdende wirtschaftliche Situation bei vielen Akteuren auch nicht zu einer Forschungseuphorie geführt hat. Also eher begrenzte Begeisterung.

## Ihr Institut unterstützt die Flächenplanung mit Daten, Messungen und Analysen. Was motiviert Sie persönlich dabei und wo sehen Sie den größten Unterschied, den Forschung hier machen kann?

Das besondere an unserer Forschung ist die schnelle Umsetzung in die Praxis. Üblicherweise werden Forschungsergebnisse erst nach vielen Jahren in die industrielle Anwendung gebracht. Bei uns ist das anders - teilweise wird ja erst gebaut und dann geforscht. Das motiviert ungemein, weil wir ja sofort die Wirkung unserer Arbeit erfahren können.

## Die Anforderungen an neue Offshore-Flächen sind enorm: Es geht um Wind, Netz, Umwelt und Nutzungskonflikte. Wo stoßen Sie bei Ihrer Arbeit aktuell an Grenzen und was wäre nötig, um noch besser unterstützen zu können?

Naja – zu tun gibt es wirklich genug, nur die finanziellen Spielräume begrenzen uns enorm. Offensichtlich wäre ja, zum Beispiel einen Teil der Einnahmen aus den Ausschreibungen direkt in die dazugehörige Forschung zu investieren - das scheint aber nicht so gut anzukommen.

## Wenn Sie Politik oder Verwaltung einen Wunsch mitgeben dürften: Was müsste sich aus Ihrer Sicht ändern, damit wissenschaftliche Expertise noch stärker zum Erfolg der Energiewende beitragen kann?

Derzeit beschäftigt uns sehr die mittelfristige Perspektive der europäischen Windenergie-Branche und der Wettbewerb mit China. Niemand bei uns möchte die gleiche Entwicklung wie in der Solarbranche erleben. Dafür bräuchte es einen tragfähigen europäischen Ansatz, der auch das Problem der absehbaren Lieferengpässe und der schon bestehenden Abhängigkeiten aufgreift. Erste sehr vorsichtige Diskussionen gibt es ja schon – aber viel zu zurückhaltend und langsam. Also mehr Ernsthaftigkeit und Tempo wären hier unser Wunsch.

### Was 2022 noch wichtig war:

- ▶ 342 MW Kaskasi geht ans Netz
- ▶ "Osterpaket" (EEG 2023 + WindseeG-Novelle): Anhebung der gesetzlichen Offshore-Wind-Ziele auf mindestens 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035, 70 GW bis 2045
- ▶ Einführung einer Gebotskomponente für nicht zentral voruntersuchte Flächen
- ▶ Vattenfall übt sein Eintrittsrecht für die Fläche N-7.2 aus, die später unter dem Namen Nordlicht I entwickelt wird

RWEs Kaskasi erhält recyclingfähige Blätter



©RWE



© Fraunhofer IWES/Gerrit Wolken-Möhlmann

# 2023



**Antoine Becker**  
MD Offshore Wind Germany

## 2023 – Neue Dynamik im Markt:

### TotalEnergies steigt mit Milliardenangeboten in Offshore-Wind ein

Als TotalEnergies 2023 gleich zwei Flächen in einer Offshore-Auktion ersteigert, ist die Überraschung groß. MD Offshore Wind Germany Antoine Becker erklärt, wie es zu dieser Entscheidung kam, worauf es jetzt ankommt – und was er sich für eine nachhaltige Marktentwicklung wünscht.

#### **Die Auktion 2023 war ein Paukenschlag: TotalEnergies hat sich mehrere Flächen mit Milliardenangeboten gesichert. Wie war es, in diesem Umfang in den Offshore-Windmarkt einzusteigen?**

Ja, wenn ich mich an die damaligen Presseartikel erinnere, war das eine große Überraschung für die deutsche Industrie. TotalEnergies hat das Ziel, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf über 100 TWh zu steigern. Als Europas größter Strommarkt wird Deutschland dabei eine wichtige Rolle spielen. Der Einstieg in den deutschen Offshore-Wind-Markt im Jahr 2023 war daher naheliegend. Als Verantwortlicher für den Ausbau Offshore Wind in Deutschland war und bin ich sehr stolz darauf, Teil eines solchen Abenteuers zu sein!

#### **Die Auktionen 2023 haben ein neues Preisniveau markiert. Wie bewerten Sie die Auswirkungen dieser Gebote auf den Markt?**

Die Auktionen haben den Offshore-Konzessionen in deutschen Gewässern den richtigen

Marktwert zugewiesen. Es war ein dynamischer Auktionsprozess - schnell, transparent, diskriminierungsfrei und rechtsverbindlich. Diese Merkmale waren von entscheidender Bedeutung, da die Rollen und Aufgaben klar voneinander getrennt waren: Die Regierung hat einen unparteiischen und transparenten Rechtsrahmen geschaffen, um ihre politischen Ziele erreichen. Die Entwickler konzentrieren sich auf die wirtschaftliche und industrielle Entwicklung und finanzieren das Netz über die Pachtgebühren.

### Was sind aus Ihrer Sicht die größten Herausforderungen, um diese Projekte erfolgreich umzusetzen?

Die jüngsten Verzögerungen beim Ausbau des Stromnetzes zeigen, dass zusätzliche Flexibilität und eine andere Risikoverteilung erforderlich sind, um die ehrgeizigen Ziele Deutschlands im Bereich der Offshore-Windenergie in einen echten industriellen Erfolg umzuwandeln. In den nächsten 20 Jahren sollen Offshore-Wind Kapazitäten von 60 GW installiert werden, während in den letzten 15 Jahren 10 GW installiert wurden! Wir brauchen daher einen realistischen Ansatz hinsichtlich der Kapazität und des Zeitplans der Projekte, wobei die Bauzeit an die Größe des Windparks angepasst werden muss.

### Was ist aus Ihrer Sicht die größte Herausforderung für die Branche?

Ich gehe davon aus, dass zwischen 2031 und 2033 in diesem Land 7 bis 9 GW zusätzliche Kapazitäten in Betrieb genommen werden. Der damit verbundene Druck auf die Lieferanten und die verfügbaren Ressourcen machen die Zielerreichung unrealistisch. Wir glauben, dass eine Glättung des Kapazitätsausbaus auf 4 bis 5 GW pro Jahr tragfähige Projekte und eine nachhaltige Lieferkette gewährleisten würde.

### Was 2023 noch wichtig war:

- ▶ Ausschreibungen: 8.800 MW an BP, EnBW, TotalEnergies und RWE
- ▶ ca. 13,384 Milliarden Euro Gesamtsumme der Auktionseinnahmen
- ▶ Flächenentwicklungsplan (BFO-Planung): Umsetzung erhöhter Ausbauziele
- ▶ Vattenfall übt sein Eintrittsrecht für die Fläche N-6.6 später aus, die später unter dem Namen Nordlicht II entwickelt wird

Deutsche Windtechnik im Einsatz



Arcadis OST 1



# 2024



**Felipe Montero**  
CEO Iberdrola Deutschland

## **2023 – Verlässlichkeit entscheidet: Warum Iberdrola auf klare Ausbaupfade setzt**

Mit Baltic Eagle am Netz und der Investitionsentscheidung für Windanker baut Iberdrola 2024 am größten Offshore-Wind-Hub in der deutschen Ostsee. Für Felipe Montero ist klar: Der Ausbau gelingt nur mit stabilen politischen Zielen, planbaren Ausschreibungen und industriepolitischem Rückhalt.

### **Herr Montero, 2024 stand ganz im Zeichen der Umsetzung der Ausbauziele der Ampel-Regierung. Welche Rolle spielen diese Ziele für ihre Arbeit am „Baltic Hub“ mit drei Windparks in der Ostsee?**

Verlässliche Ausbauziele sind für unser Geschäft unverzichtbar. 2024 haben wir Baltic Eagle fertiggestellt und in Windanker investiert – damit wird Iberdrola der größte Offshore-Entwickler in der Deutschen Ostsee. Unser Baltic Hub wird ab 2026 über 1,1 GW leisten und rund 4 Milliarden Euro Investitionen umfassen. Das stärkt Versorgungssicherheit, Wertschöpfung und Beschäftigung. Politische Klarheit ist dafür essenziell – voreilige Zieldebatten gefährden das Vertrauen von Investoren und Lieferkette.

**Iberdrola ist in vielen Ländern aktiv. Was läuft in Deutschland besonders gut – und wo sehen Sie noch Nachholbedarf, um die gesetzlich festgelegten Ziele effizient zu erreichen?**  
Deutschland bleibt ein zentraler Markt für Iberdrola mit großem Potenzial. Um die Attraktivität

des Standorts zu sichern, braucht es jetzt zweiseitige Differenzverträge, sogenannte CfDs. Ein verlässliches Ausschreibungsdesign verhindert spekulative Gebote, senkt Kosten und stärkt den Wettbewerb. Die neue Bundesregierung sollte zügig handeln, um die positiven Effekte frühzeitig zu nutzen.

### Wo sehen Sie aktuell die größten Risiken für den weiteren Ausbau und die Projektumsetzung?

Deutschland hat in den vergangenen Jahren einiges bei der Entwicklung der Offshore-Windenergie erreicht. Wir dürfen uns dennoch nicht auf diesen Erfolgen ausruhen oder die Ambitionen gar reduzieren. Wenn wir in andere Länder blicken, sehen wir, wie schnell sich das Blatt wenden und ein schnell nachlassendes Investoreninteresse einschleichen kann. Wir blicken daher mit etwas Sorge auf die aufgekeimte Zieldebatte und auf die Vorschläge zur hohen Überbauung und Spitzenkappung. Die Rechnung greift hier zu kurz: Ein geringerer Ausbau der Offshore-Kapazität wird auch immer zu geringeren Energieerträgen führen. Wir brauchen aber jede Kilowattstunde.

### Was ist ihr Wunsch an die Politik, um den Ausbaupfad effizient und möglichst planbar zu machen?

Klarheit und Verlässlichkeit sind entscheidend für Investitionen und den Offshore-Ausbau. Notwendig sind sichere Ausbauziele und ein stabiler Finanzierungsrahmen durch zweiseitige CfDs, die Risiken und Kosten senken. Unser Appell an die neue Bundesregierung: Offshore-Wind muss Priorität bleiben. Zum Wohle des Wirtschaftsstandorts Deutschland.

### Was 2024 noch wichtig war:

- ▶ 718 MW neu angeschlossen: 476 MW Baltic Eagle, 242 MW Gode Wind 3 gehen ans Netz
- ▶ Ausschreibungsgewinner: 5.500 MW an RWE, Total Energies, Luxcara
- ▶ Neuer Flächenentwicklungsplan: Richtungswechsel zugunsten von Flächen mit geringerer installierter Leistung
- ▶ Erstmals soll mit MingYang im Projekt Waterkant (Luxcara) ein chinesischer Windenergieanlagen-Anbieter – im deutschen Offshore-Windmarkt zum Einsatz kommen

