

# HANSA



INTERNATIONAL MARITIME JOURNAL

08|2015

## SCHIFFFAHRT

CMA CGM  
Economies of Scale  
33. Schiffsregatta

## SCHIFFBAU

Schwerpunkt LNG  
Klassifikationsreport  
Marine engine survey

## HÄFEN

ZDS fordert »ISETEC III«  
Rendsburg Port  
Weltweite Hafen-Trends



August 2015 | 152. Jahrgang  
ISSN 0017-7504 | C 3503 E | € 14,80

[www.hansa-online.de](http://www.hansa-online.de)

# THE NEW WÄRTSILÄ 31 REDEFINES EFFICIENCY



The leader in fuel efficiency, flexibility and environmental compliance, Wärtsilä, has the most complete marine offering on earth. We've used all of this knowhow to develop the most efficient engine ever. And with efficient, we don't just mean fuel efficiency. Read more about it at [www.wartsila.com](http://www.wartsila.com)

**INTRODUCING THE WÄRTSILÄ 31 – EFFICIENCY REDEFINED.**





Foto: Eon

# Erfahrung kann beim Sparen helfen

*Der Energiekonzern Eon steht kurz vor der Fertigstellung seines ersten eigenen Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee. Die gesammelten Erkenntnisse könnten künftig hilfreich sein. Von Anne-Katrin Wehrmann*

Im Herbst dieses Jahres sollen die Bauarbeiten im rund 35 km nördlich von Helgoland gelegenen Offshore-Windpark »Amrumbank West« von Energiekonzern Eon abgeschlossen sein. Wenn es so weit ist, wird auch der letzte von insgesamt drei Windparks im sogenannten Helgoland-Cluster (nach »Meerwind Süd|Ost« von WindMW und »Nordsee Ost« von RWE) vollständig ans Netz gegangen sein. Damit endet für die Projektentwickler eine lange Phase der Vorbereitung und Umsetzung, die schon vor 15 Jahren mit der Beantragung ihren Anfang genommen hatte. »Da braucht man schon einen langen Atem«, sagt Projektleiter Dominik Schwegmann, der seit 2009 verantwortlich für den Bau von »Amrumbank West« ist. »Aber es fühlt sich toll an zu sehen, dass es nach all den Jahren jetzt fertig wird.« Noch ist es aber nicht ganz so weit, noch müssen die

letzten Windkraftanlagen im 32 km<sup>2</sup> großen Bau Feld installiert werden. Die 80 Monopile-Fundamente stehen bereits: Sie wurden zwischen Januar 2014 und März 2015 in Wassertiefen von 20 bis 25 m in den Boden der Nordsee gerammt. Die Installation der ersten Turbine verkündete Eon Mitte Februar. Mittlerweile sind 53 der Anlagen an ihrem Platz, mehrere von ihnen speisen schon über die Konverterplattform »HelWin beta« Strom ins Netz ein. Wenn alle 80 Turbinen ihre Produktion aufgenommen haben, wird der gut 1 Mrd. € teure Windpark über eine installierte Leistung von 288 MW verfügen und damit rechnerisch bis zu 300.000 Haushalte mit Strom versorgen können. Das sind die Fakten. Jenseits von Zahlen und Daten lässt sich die Geschichte von »Amrumbank West« aber auch als exemplarisch für den Bau von Offshore-Windparks erzählen, so

wie er bisher verlaufen ist: sowohl was verspätete Netzanbindungen als auch was individuelle Herausforderungen während des Projektverlaufs angeht.

Wie andere Betreiber bekam auch Eon Mitte 2011 vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber Tennet mitgeteilt, dass sich der Anschluss verzögern werde – und zwar um 15 Monate. Anders als einige Mitbewerber erhielt der Düsseldorfer Konzern diese Nachricht allerdings noch kurz vor der finalen Investitionsentscheidung, sodass der Zeitplan auf die neuen Gegebenheiten eingestellt werden konnte. Nach diesem angepassten Zeitplan erreicht das Projekt nun weitestgehend pünktlich die Zielgerade, auch wenn das die Verantwortlichen unterwegs die eine oder andere schlaflose Nacht gekostet haben dürfte. Schlechtwetterphasen, eine vom BSH geforderte und zuvor nicht einkalkulierte Erweiterung des Schallschutzsystems bei den Ramm-Arbeiten, Probleme mit der Eigenschwingung der Fundamente beim Ablassen ins Wasser und andere ungeplante Vorkommnisse führten zu Verzögerungen, die letztlich nur durch die Charterung eines zusätzlichen Großgeräts wieder aufgeholt werden konnten: Der Schwimmkran »Svanen« von Ballast Nedam unterstützte das Bauteam bei der Fundament-Errichtung

## Learning from the past

Energy company Eon will complete construction at its offshore wind farm »Amrumbank West« presumably in fall this year. This wind park which consists of 80 turbines is located about 35 km north of Helgoland and will then have an installed capacity of 288 megawatts. The history of the project may be considered as an example for the recent construction of offshore wind farms in the German North Sea both in terms of delayed power grid connection as well as in terms of specific challenges to the project.

For further information please contact HANSA: [redaktion@hansa-online.de](mailto:redaktion@hansa-online.de)

und installierte insgesamt 19 Monopiles, die zuvor mit Schleppern ins Baufeld gebracht worden waren. »Das war eine riesige Herausforderung für uns alle, hat uns aber tatsächlich wieder auf Spur gebracht«, berichtet Schwegmann.

Hauptakteur bei den Installationsarbeiten war und ist das Jack-up Vessel »MPI Discovery«, das bis vor wenigen Monaten die Fundamente in Cuxhaven geladen hat und sich nun die Turbinen in Esbjerg abholt. Eon hat für seine verschiedenen europäischen Offshore-Windprojekte mit dem niederländischen Betreiber MPI Offshore einen Langzeitchartervertrag abgeschlossen, der über insgesamt sechs Jahre läuft und in dieser Zeit die ständige Verfügbarkeit der »MPI Discovery« sowie bei Bedarf und Verfügbarkeit auch den Einsatz des Schwesterschiffes »MPI Adventure« beinhaltet. Die Frage, ob man für das Geld nicht auch ein eigenes Errichterschiff hätte bauen können, habe sich für Eon nicht gestellt, sagt Sven Utermöhlen, Leiter der Erneuerbare-Energien-Projekte im Konzern. »Wir wollen uns auf das konzentrieren, was wir können, und das ist nicht der Bau und Betrieb von Schiffen«, erläutert er. Zudem erlebe die Offshore-Windenergie einen ständigen technischen Fortschritt, der angesichts größer und schwerer werdender Turbinen und Fundamente direkten Einfluss auf die Anforderungen an Installationsschiffe habe. »Und was macht man dann in ein paar Jahren mit einem veraltetem Schiff?«

Schiffe sind naturgemäß ein großes Thema beim Bau und später auch beim Betrieb von Offshore-Windparks: Vom Kabelleger über Crew Transfer Vessels, Schlepper und Verkehrssicherungsschiffe bis hin zum Hotelschiff für die Errichtungsphase kommt einiges zusammen. »Ich habe die Schiffe noch nicht durchgezählt, die wir im Einsatz hatten«, sagt Schwegmann, »aber es würde mich wundern, wenn es bis zum Ende der Installationsarbeiten weniger als 100 wären.« An manchen Tagen seien zeitgleich 20 Schiffe im Baufeld unterwegs gewesen. Als besondere logistische Herausforderung erwies sich der Aspekt Schallschutz. Zum Schutz der Schweinswale darf in deutschen Gewässern beim Installieren der Fundamente in 750 m Abstand zur Schallquelle ein Grenzwert von 160 Dezibel (dB) nicht überschritten werden, was bei den derzeit gängigen Rammverfahren ohne geeignete Schallminderungsmaßnahmen praktisch unmöglich ist. Eon entschied sich für den doppelten Blasenschleier – zwei kreisförmig in einigem Abstand um das Fundament auf den Meeresboden gelegte perforierte Schläuche, aus denen Luftblasen aufsteigen, die eine schalldämmende Blasenwand erzeugen. »Um den Blasenschleier jederzeit auslegen zu können, ist ein sehr leistungsfähiges Schiff erforderlich. Mit einem schwächeren Schiff ist die Flexibilität eingeschränkt, da dann das Auslegen des Blasenschleiers nur bei Stauwasser möglich ist«, berichtet Peter Voigt, zuständig für den Bereich Installation und Logistik. »Da war es nicht ganz einfach, das Ganze in die Errichtungsprozesse zu integrieren.«



Sind froh, dass »Amrumbank West« nach langen Jahren der Planung nun bald fertig ist: (v.l.) Peter Voigt und Dominik Schwegmann

Foto: Wehrmann

Der Schallschutz zeigte sich auch in anderer Hinsicht als Knackpunkt. »Das BSH hatte inzwischen Erfahrungswerte mit anderen Projekten gesammelt«, so Schwegmann. »Das war unser Pech. Kurz vor Beginn der Bauarbeiten wurde uns mitgeteilt, dass der große Blasenschleier nicht ausreicht.« Der Projektleiter und sein Team testeten daraufhin alle möglichen Schallschutzsysteme, die der Markt aktuell hergibt. Als eine Variante, mit der sich der Grenzwert zuverlässig einhalten ließ, erwies sich schließlich eine Kombination aus doppeltem Blasenschleier und dem sogenannten Hydroschalldämpfer. Letzterer besteht im Wesentlichen aus einem mit Schaumstoffkörpern versehenen Netz, das um das Fundament herum im Wasser aufgespannt wird. »Für den Schallschutz hat das funktioniert«, sagt Schwegmann, »aber logistisch war es eine Katastrophe. Das würde ich so nie wieder machen.«

Der ungeplante Zusatzaufwand brachte den Zeitplan ins Wanken und schlug mit einem zweistelligen Millionenbetrag zu Buche – laut Schwegmann »der mit Abstand größte Kostentreiber außerhalb des ursprünglichen Plans«. Gebe es bei der Fundamente-Installation Verzögerungen, ziehe sich das durch bis zum Ende der Bauarbeiten und führe nicht zuletzt auch zu Problemen mit der Verfügbarkeit der gecharterten Schiffe. Er würde sich wünschen, dass man sich mit dem BSH in einer frühen Phase des Projekts auf eine Maßnahme einigen könne. »Wir brauchen in diesem Punkt Planungssicherheit, sonst kann es zu einem finanziellen Desaster kommen.«

Der ungeplante Zusatzaufwand brachte den Zeitplan ins Wanken und schlug mit einem zweistelligen Millionenbetrag zu Buche – laut Schwegmann »der mit Abstand größte Kostentreiber außerhalb des ursprünglichen Plans«. Gebe es bei der Fundamente-Installation Verzögerungen, ziehe sich das durch bis zum Ende der Bauarbeiten und führe nicht zuletzt auch zu Problemen mit der Verfügbarkeit der gecharterten Schiffe. Er würde sich wünschen, dass man sich mit dem BSH in einer frühen Phase des Projekts auf eine Maßnahme einigen könne. »Wir brauchen in diesem Punkt Planungssicherheit, sonst kann es zu einem finanziellen Desaster kommen.«

### Kostensenkung durch technische Neuerungen

Der bereits erwähnte technische Fortschritt wird unter anderem an einem nicht unwesentlichen Detail deutlich. Als Eon vor knapp vier Jahren die Investitionsentscheidung für »Amrumbank West« traf, waren auf dem Markt zwar schon 5-MW-Turbinen zu haben, aber noch keine Monopiles, die diese Anlagen auch tragen konnten. Hierfür wären die teureren Jacket- oder Tripod-Fundamente erforderlich gewesen, die aufgrund ihrer aufwendigeren Verankerung ein anderes Logistikkonzept benötigt hätten. Die Verantwortlichen entschieden sich deswegen für die 3,6-MW-Turbine von Siemens, die nach damaligem Stand gerade noch auf Monopiles zu installieren war. Mittlerweile gibt es XXL-Monopiles, die auf deutlich leistungsstärkere Anlagen ausgelegt sind – ein erkennbarer Beitrag zur Kostensenkung in der Branche.

Zwei ebenfalls auf eine Reduzierung der Kosten zielende Neuerungen führte das Projektteam selbst ein. So wurde 2013 eine innovative Variante des Kolksschutzes installiert: Während üblicherweise direkt nach der Errichtung eines Fundaments zu dessen Schutz vor Auskolkungen ein Steinhaufen aufgeschüttet wird, wurden in diesem Fall vorab pro Monopile-Standort 500 mit 1,4 t Sand gefüllte Säcke auf den Grund gelegt. Die Monopiles selbst wurden unten leicht

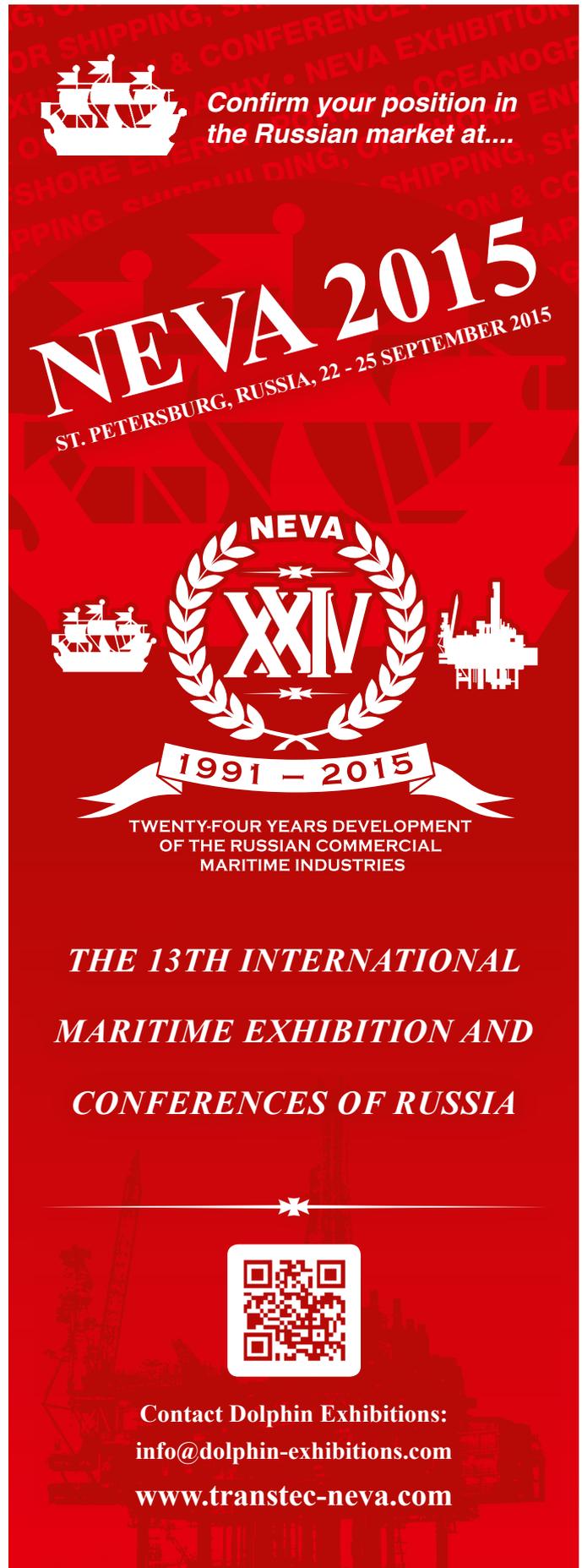
»angespitzt« und konnten später durch die Sandsäcke hindurchgerammt werden, was die Kolkchutz-Logistik deutlich vereinfachte. Zweitens wurde eine neuartige Verbindung zwischen Fundament und Transition Piece (verbindet das Monopile mit dem Turm) entwickelt, die auf das bislang gängige und in manchen Projekten mit Problemen behaftete Grouting (gegossener Mörtel oder Beton) verzichtet. Stattdessen kam in »Amrumbank West« erstmals eine besondere Form von Ringflanschverbindung mit großen Verbindungsbolzen zum Einsatz, was eine sehr gerade und genaue Installationsarbeit voraussetzt. In drei Fällen klappte das nicht ganz wie gewünscht, was aber laut Eon mit Ausgleichsflanschen »relativ leicht heilbar« sei. Darüber hinaus wurden beim Rammen zwei Flansche beschädigt: Mit der »MPI Enterprise« ist darum derzeit ein weiteres Errichterschiff im Bau, um nachzubessern. Unter dem Strich zeigt sich Projektleiter Schwegmann aber sehr zufrieden mit der Neuentwicklung. »Wir scheinen damit einen neuen Standard gesetzt zu haben«, sagt er. »Wie es aussieht, wollen andere die Sache mit dem Flansch jetzt aufgreifen.«

#### »Gute Perspektive«

Wenn der Bau abgeschlossen ist und der Windpark komplett den Betrieb aufgenommen hat, werden dauerhaft rund 50 Mitarbeiter mit dem Projekt beschäftigt sein – einige davon in Hamburg, die meisten aber in der mittlerweile fertiggestellten Servicestation auf Helgoland. Im Schichtsystem werden sie dann abwechselnd zwei Wochen arbeiten und zwei Wochen frei haben. Kernaufgabe der Servicetechniker wird es sein, die Turbinen zu warten und bei Bedarf auch zu reparieren. »Dafür stehen permanent zwölf Techniker an der Kaimante bereit«, erläutert Betriebsleiter Enrico Schäfer. »Sechs von uns und sechs von Siemens.« Zur Arbeit fahren sie in den meisten Fällen mit Crew Transfer Vessels. Für eilige Fälle und schlechtes Wetter soll bald auch ein Helikopter zur Verfügung stehen.

Nach der Beteiligung am Testfeld »Alpha Ventus« ist »Amrumbank West« der erste Windpark in deutschen Gewässern, den Eon allein betreibt. Nachdem die Konzernleitung Ende vorigen Jahres eine strategische Neuausrichtung angekündigt hatte, in deren Rahmen die konventionelle Stromerzeugung an ein neues Unternehmen mit dem Namen Uniper abgetreten werden soll, dürfte die Bedeutung des Geschäftsfelds Offshore-Wind für Eon noch einmal steigen. Erst Mitte Mai hatte man bekanntgegeben, dass vor der südenenglischen Küste der 400MW-Windpark »Rampion« gebaut werden soll. Die finale Investitionsentscheidung für das Ostsee-Projekt »Arkona Becken Südost« soll noch in diesem Jahr fallen, mit »Delta Nordsee« hat das Energieunternehmen einen weiteren Meereswindpark in deutschen Gewässern in der Entwicklung.

Wie es anschließend hierzulande weitergeht, wird laut Utermöhlen entscheidend davon abhängen, wie die Bundesregierung das Ausschreibungsdesign zur Bestimmung der künftigen Einspeisevergütungen gestaltet. »Grundsätzlich halte ich Ausschreibungen für in Ordnung«, sagt der Leiter der Erneuerbaren-Projekte. »Der Wechsel muss allerdings gelingen, ohne dass die Branche wieder einen Knick bekommt.« Die Aussichten für die Offshore-Industrie schätzt er trotz der aktuellen Unsicherheiten als »sehr positiv« ein. »Wir müssen jetzt in stetiges Fahrwasser kommen, da ist der politische Ansatz durchaus sinnvoll – auch wenn es gerne etwas mehr als die geplanten 800 MW Zubau pro Jahr sein dürften.« Doch auch wenn es dabei bleibe und ab 2020 nur noch zwei Offshore-Windparks pro Jahr gebaut würden: Von einer Investitionsentscheidung bis zum Bauende dauere es schließlich mindestens drei Jahre. »Faktisch wären also immer mindestens sechs Windparks parallel im Bau«, meint Utermöhlen, »und das ist schon eine gute Perspektive für die Branche.« ■



OR SHIPPING, SHIPING & CONFERENCE, NEVA EXHIBITION, OCEANOGR, SHIPING, SHIPING & CO

**Confirm your position in the Russian market at....**

**NEVA 2015**  
ST. PETERSBURG, RUSSIA, 22 - 25 SEPTEMBER 2015

NEVA XXIV  
1991 - 2015

TWENTY-FOUR YEARS DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN COMMERCIAL MARITIME INDUSTRIES

**THE 13TH INTERNATIONAL MARITIME EXHIBITION AND CONFERENCES OF RUSSIA**



Contact Dolphin Exhibitions:  
[info@dolphin-exhibitions.com](mailto:info@dolphin-exhibitions.com)  
[www.transtec-neva.com](http://www.transtec-neva.com)