



»BorWin beta« ist eine von bisher drei Offshore-Konverterstationen, für die Nordic Yards von Siemens den Zuschlag bekommen hat. Ende August verließ die Plattform die Warnemünder Werft, um zu ihrem Standort in der Nordsee geschleppt zu werden

Bau von Konverterplattformen: Pionierarbeit mit Lerneffekt

Für die Anbindung deutscher Offshore-Windparks ans Festland werden in den meisten Fällen Umspannplattformen benötigt. Mit deren Bau betreten sowohl Technologiekonzerne als auch Werften Neuland. Von Anne-Katrin Wehrmann

In der deutschen Nordsee entstehen die meisten Offshore-Windparks – vor allem aus Naturschutzgründen – deutlich weiter von der Küste entfernt als in der Ostsee oder den Gewässern anderer Länder. Das führt dazu, dass die Netzanbindung hier eine aufwendige und kostspielige Besonderheit mit sich bringt: Weil ab einer Entfernung von etwa 80 km die Übertragungsverluste beim Transport des von den Windenergieanlagen erzeugten Drehstroms so groß würden, dass es nicht mehr ökonomisch wäre, muss dieser zunächst in Gleichstrom umgewandelt werden. Zusätzlich zu den parkinternen Umspannwerken, die den Strom der einzelnen Anlagen sammeln und die Spannung ein erstes Mal hochtransformieren, werden daher Konverterstationen benötigt, die der Nordseenetzbetreiber Tennet bereitzustellen hat. Ihre Aufgabe ist es, den Strom für eine möglichst verlustarme Übertragung

umzuwandeln und außerdem die Spannung erneut zu transformieren: bei den aktuellen Projekten üblicherweise auf ± 320 Kilovolt (kV), die mit kunststoffisolierten Kabeln derzeit maximal realisierbare Übertragungsspannung.

Mit der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) im Offshore-Bereich betreten die Marktteilnehmer technisches Neuland. Zwar kommt HGÜ selbst seit fast 60 Jahren in verschiedenen Land- und Seekabelverbindungen weltweit zum Einsatz, und auch mit der beim Anschluss von Offshore-Windparks angewandten modernen Generation dieser Technologie, der sogenannten selbstgeführten (also unabhängig vom Netz funktionierenden) HGÜ, haben die marktführenden Technologiekonzerne bereits seit einigen Jahren Erfahrungen gesammelt. Komplett neu ist allerdings die Installation dieser komplexen Konverter-

systeme auf hoher See – in salzhaltiger Umgebung und auf engstem Raum.

Angesichts der Herausforderungen haben sich aktuell erst drei Unternehmen auf den Markt gewagt, um die insgesamt acht bisher von Tennet vergebenen HGÜ-Anbindungsprojekte inklusive der dazugehörigen Kabelverbindungen umzusetzen. Während sich Siemens und ABB mit vier beziehungsweise drei Aufträgen vorerst die meisten Stücke vom Kuchen abgeschnitten haben, ist mit Alstom Anfang dieses Jahres ein dritter Anbieter in den Wettbewerb eingetreten. Eine ähnliche Verteilung zeigt sich bei den bisher zum Zug gekommenen Werften: Hier erhielten die Nordic Yards und die niederländische Heerema Fabrication Group vier bzw. drei Zuschlüsse, ein weiterer ging an die norwegische Werft Aibel, die für den Stahlbau wiederum Drydocks World in Dubai engagierte.

Challenging power transmission

In Germany, most offshore wind farms are being built far from the coast. Since the alternating current (AC) generated by these wind turbines could be transported to the distant mainland only at the cost of great losses, it must be converted to direct current (DC) in advance. Converter stations are required for this purpose. However, market players involved in this process of construction and installation break new ground as seaworthy platforms for high-voltage direct current (HVDC) have never been required in any other country of the world so far. ABB, Siemens and Alstom are the only market actors which implement the eight HVDC connection projects previously tendered by network operator Tennet. The platforms are currently being built by four shipyards: Nordic Yards (Germany), Heerema (Netherlands), Aibel (Norway) and Drydocks World (Dubai). For further information please contact the author: info@wehrmann-journalismus.de

ABB wagt sich zuerst in den neuen Markt

Den Anfang machte ABB mit dem Bau der 54 m langen und 33 m breiten Konverterplattform »BorWin alpha«, die bereits 2009 in der Nordsee installiert wurde und den vor einigen Wochen offiziell eröffneten Windpark »Bard Offshore 1« mit einer Gesamtleistung von 400 Megawatt (MW) ans Stromnetz anschließt. Alle weiteren Projekte, die Tennet seither vergeben hat, werden zwei oder sogar drei Windparks anbinden: so auch die beiden Plattformen »DolWin

alpha« (Gesamtleistung 800 MW) und »DolWin beta« (900 MW), die ABB inzwischen ebenfalls für sich verbuchen konnte. »DolWin alpha« ließ der Technologiekonzern wie zuvor schon »BorWin alpha« von Heerema bauen. Laut ursprünglicher Netzanbindungszusage von Tennet hätte über diese Konverterstation schon seit Anfang März 2013 der erste Strom aus dem »Trianel Windpark Borkum« transportiert werden sollen, doch daraus wurde nichts. »Die Frist von 30 Monaten, die die Bundesnetzagentur bei den ersten Anbindungsprojekten noch vorgegeben hatte, war von Anfang an zu kurz bemessen«, meint Raphael Görner, Leiter Marketing und Vertrieb im Bereich Grid Systems bei ABB Deutschland. Mitte August wurde die Plattform schließlich an ihrem Standort in der Nordsee installiert, wo sie seither auf ihre Inbetriebnahme vorbereitet wird. Zum Einsatz kam dabei der Schwimmkran »Thialf«, der die mehr als 9.000 t schwere Topside von einer Barge auf das bereits Ende 2012 im Meeresboden verankerte Jacket-Fundament hievte und dort befestigte.

Da bei nur zwei weltweit existierenden Schwerlastschwimmkränen dieser Größenordnung entsprechende Installationsfenster nur schwer verfügbar sind, verfolgt ABB beim Bau von »DolWin beta«, der bislang größten HGÜ-Plattform mit einer Länge von 90 m und einer Breite von 70 m, ein anderes Konzept. Um gleichzeitig das Wetterfenster für die Installation zu vergrößern, entschied sich das Unternehmen in Zusammenarbeit mit Aibel erstmals für eine »Gravity Based Structure«, also eine Schwerlastgründung. Für die Stahlarbeiten engagierte man die Werft Drydocks World in Dubai, wo derzeit die komplette Plattform inklusive Gründung in einem Stück gefertigt wird.

Zum Jahreswechsel soll »DolWin beta« auf einem Halbtaucher nach Norwegen gebracht werden, wo die letzten elektrischen Komponenten eingebaut werden. Voraussichtlich im Herbst 2014 wird die selbstschwimmende Konstruktion dann zu ihrem finalen Installationsort geschleppt, dort mit Ballast versehen und so auf den Meeresboden abgesenkt. »Gerade bei diesen großen Projekten, bei denen auch die leistungsstärksten Schwimmkräne an ihre Grenzen kommen, sind Schwerlastgründungen eine gute Wahl«, sagt Görner. »Sie können praktisch das ganze Jahr über installiert werden, wodurch wir zeitlich flexibler werden und die Projektrisiken minimieren.«

Siemens-Plattform steht seit August in der Nordsee

Kernstücke jeder Offshore-HGÜ-Station sind zwei große Konverterhallen und die beiden Haupttransformatoren, die möglichst platzsparend untergebracht werden müssen. So ließ Siemens etwa die 576-MW-Plattform »HelWin alpha«, die Ende August und damit nach Unternehmensangaben etwa ein Jahr später als ursprünglich geplant in der Nordsee installiert wurde, bei Nordic Yards mit sieben übereinanderliegenden Decks bauen. Auf diesen befinden sich ne-

ben der Technik u. a. Mannschaftsquartiere und ein Hubschrauberlandeplatz. Mit den anderen beiden bei Nordic Yards in Auftrag gegebenen Projekten ist der Münchener Technologiekonzern nach den Negativschlagzeilen der vergangenen Monate inzwischen ebenfalls auf einem guten Weg: »BorWin beta« (800 MW) hatte beim Redaktionsschluss dieser Ausgabe gerade die Werft in Warnemünde verlassen und sich auf die Reise zu ihrem Installationsort begeben, und auch »SylWin alpha« (864 MW) soll nach jetzigem Stand wie ihre beiden



Marine Service GmbH

LNG

Technical Services

Commercial Advisory Services

Offshore Wind Power



Siemens Pressbild

Marine Service GmbH
Mattentwiete 1
D-20457 Hamburg
Telefon +49 40 36 90 30
E-Mail ms@ms-de.eu
www.marine-service-gmbh.de



Gratulation, HelWin alpha!

Herzlichen Glückwunsch an TenneT und Siemens zur erfolgreichen Installation der Konverter Plattform. Wir danken TenneT für das Vertrauen in unsere technische Kompetenz bei der Durchführung der:

- Konzeptentwicklung
- Spezifikationserstellung
- Zeichnungsprüfung und Genehmigung
- Projektleitung technische Plattform
- Überwachung der Offshore Installation
- Planung Instandhaltung
- sowie dem technischen Plattformmanagement

Marine Service, von der Konzeption bis zur Planung der Instandhaltung. Alles aus einer Hand.



1



2



3



4

kleineren Schwestern in der zweiten Jahreshälfte 2014 vollständig in Betrieb genommen werden.

Bei den ersten beiden Projekten sieht der Installationsvorgang so aus, dass die selbstschwimmende Topside mithilfe von Schleppern exakt über der Gründungsstruktur positioniert wird. Dann werden ihre für den Transport nach oben gefahrenen sechs Stahlbeine abgesenkt und mit den im Meeresboden befestigten Pfählen verbunden. Anschließend hebt sich die Plattform über ein hydraulisches Hubsystem in ihre Endposition 22 m über dem Wasser. »SylWin alpha« ist mit 15.000 t schwerer als die beiden anderen und schwimmt darum nicht selbst, sondern wird auf einer Barge in die Nordsee transportiert und dort im Rahmen einer Floatover-Operation auf die Tragkonstruktion abgesenkt. Anschließend juckt auch sie sich selbst in die Höhe. Die vierte HGÜ-Plattform, »HelWin beta« (690 MW), lässt Siemens derzeit bei Heerema bauen. Sie soll nach ihrer Fertigstellung mit einem Schwimmkran von der Transportbarge auf das Jacket-Fundament gehoben werden und im ersten Halbjahr 2015 in Betrieb gehen.

»Dass wir jetzt die erste Plattform installiert haben, ist ein wichtiger Meilenstein für uns«, macht Siemens-Gesamtleiter Marc Becker deutlich. »Auch für die anderen Projekte ist das ein gutes Signal.« Ein Signal, das auch dringend nötig war: Mehr als 700 Mio. € musste der Konzern wegen der aufgelaufenen Verzögerungen beim Bau der Offshore-Plattformen inzwischen schon abschreiben. Becker erklärt das damit, dass die 30-Monate-Frist der Bundesnetzagentur einfach nicht ausreichend gewesen sei. Die Erfahrungen hätten gezeigt, dass man zur Umsetzung solcher Großprojekte 50 bis 55 Monate einkalkulieren müsse. Man habe da wohl »die maritime Komponente etwas unterschätzt«. Engineering, Bau und Genehmigungsverfahren mit dem

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) sowie die einzelnen Zertifizierungsvorgänge hätten sich als deutlich zeitaufwendiger herausgestellt als ursprünglich gedacht: So sei bei vielen Arbeitsschritten wegen fehlender Standards lange gar nicht klar gewesen, was konkret gefordert werde. »Das sind für alle Beteiligten Pionierprojekte«, so Becker, »auch für Tennet und die Behörden. Wichtig ist jetzt, dass wir nach vorn schauen und die Fehler nicht wiederholen. Da sind alle auf einem guten Weg.«

Standards sollen für Beschleunigung sorgen

Von Vorteil ist es da, dass in Zukunft das Rad nicht jedes Mal wieder neu erfunden werden muss: In seinem Anfang dieses Jahres veröffentlichten Bundesfachplan Offshore für die Nordsee hat das BSH festgelegt, dass die Plattformen künftig als selbstgeführte HGÜ-Systeme mit einer Übertragungsspannung von ± 320 kV und einer Leistung von 900 MW produziert werden sollen. Abgesehen von den Gründungsstrukturen, die jedes Mal individuell an Wassertiefen und Bodenverhältnisse angepasst werden müssen, werden die Hersteller darum einmal erarbeitete Baupläne als Grundlage für weitere Projekte heranziehen können. Zudem arbeitet die Behörde aktuell an einem Standard für Konverterstationen, der die Planungssicherheit erhöhen und den Marktteilnehmern Leitlinien für die einzelnen Freigabeschritte an die Hand geben soll. Sie gehe davon aus, dass dies zu einer Beschleunigung der Prozesse führen werde, sagt Carolin Abromeit, Leiterin des Sachgebiets Offshore-Vorhaben beim BSH. »Ich glaube allerdings kaum, dass das Fehlen solcher Standards zu den bisherigen Verzögerungen geführt hat.«

Der stellvertretende technische Gesamtleiter bei Alstom, Cederick Allwardt, zeigt sich optimistisch, dass der französi-

1 – Mit »HelWin alpha« hat Siemens im August seine erste Offshore-HGÜ-Station an ihrem Standort in der Nordsee installiert. Nachdem sich die Topside über ein hydraulisches Hubsystem in ihre Endposition 22 m über dem Wasser gehoben hat, ist sie selbst vor Jahrhundertwellen geschützt

2 – Die bei Heerema in den Niederlanden gebaute Plattform »DoIWin alpha« ist im August in der Nordsee installiert worden. Das Foto zeigt die Befestigung des Jacket-Fundaments im Meeresboden, kurz bevor die Eisenträger gerammt werden

3 – »SylWin alpha« ist die dritte Konverterplattform, die Nordic Yards für Siemens baut. Auf dem Foto ist die Tragkonstruktion (Baseframe) zu sehen, auf der später in der Nordsee die Topside platziert wird

4 – Die Stahlbauarbeiten für »DoIWin beta« erledigt Drydocks World in Dubai. Damit ist erstmals bei der Produktion einer Konverterplattform eine Werft außerhalb Europas zum Zug gekommen. Das Bild zeigt vier der sechs Standbeine: Die Topside soll noch in diesem Oktober mit der Gründungsstruktur verbunden werden

sche Technologiekonzern sein erstes HGÜ-Offshore-Projekt pünktlich übergeben wird. »Wir können hier von den Erfahrungen anderer vergleichbarer Projekte profitieren und haben uns selbst schon über einen längeren Zeitraum an den Bereich Offshore herangetastet, indem wir Umspannplattformen für verschiedene Windparks geliefert haben«, erläutert er. Des Weiteren habe man die Projektlaufzeit extensiver bemessen und dafür »etwa fünf Jahre« vereinbart. Aktuell befinde man sich noch in der Engineeringphase. Für den Bau von »DolWin gamma«, die eine Kapazität von 900 MW haben wird, holte sich Alstom Nordic Yards ins Boot.

Die Kabel für die seeseitige Anbindung werden wie auch bei den vier Siemens-Projekten von Prysmian geliefert (ABB produziert seine Kabel selbst). Das Investitionsvolumen für das gesamte Anschlussprojekt beträgt nach Angaben von Tennet mehr als 1 Mrd. €. Für Alstom soll das nur der Anfang gewesen sein: Sein Unternehmen werde sich auch bei künftigen Ausschreibungen wieder bewerben, kündigt Allwardt an. »Wir möchten uns als dritter Player auf diesem Markt etablieren.«

Transformation vom Schiffbauer zum »maritimen Systemintegrator«

Das hat Nordic Yards bereits geschafft. Die Werften in Wismar und Warnemünde konnten bisher die Hälfte aller HGÜ-Plattformen für sich verbuchen und haben damit die Marktführerschaft in diesem Segment übernommen. Nach Aussage von Burkhard Römhild, Direktor Projektmanagement, machen die vier Projekte derzeit mehr als die Hälfte des Auftragsbestands aus und sichern bis 2017 die Auslastung der Produktionsstätten. »Unsere 1.200 Mitarbeiter sind je nach Projektphase alle mehr oder weniger involviert und werden flexibel an beiden Standorten eingesetzt«, sagt Römhild.

Grundsätzlich sei in beiden Werften die Infrastruktur vorhanden, sowohl die Tragkonstruktionen als auch die Plattformen selbst zu bauen – aufgrund der Krankapazitäten sei Warnemünde allerdings besser geeignet, den Bau einer Topside samt Einsetzen der Beine abzuschließen. Die Projekte hätten den Transformationsprozess des Unternehmens zu einem »maritimen Systemintegrator« und EPCI-Contractor (Engineering, Procurement, Construction and Installation) maßgeblich mitbestimmt. »Wir passen nicht mehr in das Raster einer klassischen Werft und sind bereit für neue He-

erausforderungen«, betont Römhild. So wolle man sich künftig nicht nur um weitere HGÜ-Plattformen bewerben, sondern auch beim Bau der parkinternen Umspannwerke in den Markt einsteigen. Parallel werde man selbstverständlich weiterhin im angestammten Bereich des Schiffbaus aktiv bleiben.

Wie im Schiffbau geht es für eine Werft auch bei der Produktion von Plattformen in erster Linie darum, Stahlplatten zuzuschneiden und miteinander zu verschweißen. Die Anforderungen seien dennoch ungleich höher, erläutert Römhild: »Bei den Plattformen bekommt quasi jede Schweißnaht eine Urkunde, muss also zertifiziert sein. Da waren neue Qualifikationen nötig, wie etwa für den zum Teil dickeren Offshore-Stahl, und neue Fertigkeiten wie das Schweißen an Rohrverbindungen mussten ausgebildet werden.« Auch nach Abschluss der Pionierprojekte glaube er nicht, dass der Bau solcher Plattformen jemals »Business as usual« werde. Bei »DolWin gamma« wird Nordic Yards erstmals auch das komplette Paket der Basis- und Detailplanung sowie den Transport und die Installation auf See übernehmen. »Wir gehen davon aus, dass zukünftige Konverterplattformen überwiegend komplett, also mit Konstruktion, Transport und Installation, angefragt und vergeben werden«, meint Römhild. Hierfür sei das Unternehmen gut aufgestellt.

Logistischer Aspekt wird oft unterschätzt

Bei den beiden ersten Siemens-Projekten hat der Dienstleister Searenergy Offshore aus Hamburg die Logistik inklusive Installation von Unterseestruktur und Topside übernommen. Ganz allgemein lasse sich feststellen, dass es in der Offshore-Windbranche viele Marktteilnehmer gebe, denen im maritimen Bereich noch die Erfahrung fehle, sagt Benjamin Vordemfelde, Leiter Geschäftsfeldentwicklung bei Searenergy. »Da wird der logistische Aspekt oft unterschätzt.« Es stelle sich zum Beispiel die Frage, ob die Plattformen tatsächlich selbstschwimmend sein müssten: »Die haben die Form eines Würfels und können nur bei wenig Wind geschleppt werden, dadurch ergeben sich unnötige Wittereinschränkungen.« Einen solchen Würfel von Wismar bzw. Warnemünde über Skagen, mit einem Zwischenstopp in Esbjerg, zum Installationsort in der Nordsee zu transportieren, sei schon eine Herausforderung. Bei »HelWin alpha« habe man allein für das

Positionieren der Topside über der Gründungsstruktur mit vier Schleppern vier Tage benötigt. Bei »BorWin beta« wird das voraussichtlich kaum schneller gehen: Die Plattform soll direkt neben »BorWin alpha« stehen und sogar über eine Brücke mit ihr verbunden werden, sodass der Platz an der Stelle begrenzt ist. Zur Sicherheit werde man in diesem Fall darum acht Schlepper einsetzen, sagt Vordemfelde.

Geht der Trend bei den Werften weg von Europa?

Dass die Logistikkonzepte der Zukunft neben Herausforderungen wie diesen möglicherweise auch weitere Anfahrtswege einplanen müssen, zeigt das Beispiel »DolWin beta«. Mit Drydocks World hat sich Anfang 2012 zum ersten Mal eine Werft außerhalb Europas einen Auftrag zum Bau einer Konverterplattform gesichert – ob daraus nun ähnlich wie beim Schiffbau ein Trend wird, muss sich zeigen. Aus Sicht von Markus Vöge, Vorstand Produktion und Technik bei dem Unternehmen am Persischen Golf, spräche zumindest einiges dafür. »Für solche Plattformen braucht man enorm viel Platz und eine große Zahl von qualifizierten Mitarbeitern, die Stahlkonstruktionen bauen können«, erläutert er. »Da ist es die einzige Möglichkeit, sich außerhalb von Europa umzusehen, wenn man Kosten senken will.« Nach seiner Aussage arbeiten aktuell allein etwa 2.000 von 13.000 Werftarbeitern an dem Großauftrag aus Deutschland, der langsam, aber sicher Formen annimmt: Noch in diesem Oktober soll die Gründungsstruktur mit der Topside verbunden werden. Insgesamt werden rund 18.000 t Stahl verbaut, nach Einbau der technischen Komponenten wird die Konstruktion sogar fast 22.000 t wiegen.

Drydocks World habe umfangreiche Erfahrungen mit dieser Art von Konstruktionen und in der Vergangenheit mehrfach Projekte in ähnlichen Größenordnungen erfolgreich an internationale Kunden ausgeliefert, sagt Vöge. Für die Zukunft habe man sich vorgenommen, die Aktivitäten in den Offshore-Bereichen Öl und Gas sowie erneuerbare Energien auszubauen und zu stärken. »Wir werden auf jeden Fall wieder mitbieten, wenn weitere HGÜ-Plattformen ausgeschrieben werden«, kündigt der aus Deutschland stammende Manager an. Wie es aussieht, werden sich die europäischen Werften auch in diesem Segment auf Konkurrenz aus Asien einstellen müssen. ■