

Die Zukunft hat begonnen

Anbindung des weltweit größten Offshore-
Windparkgebiets mit Hochspannungs-
Gleichstromübertragung

Jochen Kreusel

Erneuerbare Energien, die ohne CO₂-Ausstoß elektrische Energie bereitstellen, werden weltweit stark vorangetrieben. Als eine der großen Industrienationen geht Deutschland hier einen sehr ambitionierten Weg: Von heute 13 % soll bis zum Jahr 2030 der Anteil erneuerbarer Energien auf 25–30 % gesteigert werden. Das ist noch ein weiter Weg, und der Schlüssel zum Erreichen dieses Ziels liegt auf See – in Deutschland sogar auf recht hoher See. Die Offshore-Windenergie soll einen Großteil der Lücke schließen. Ende 2006 wurde eine wichtige gesetzliche Voraussetzung dafür geschaffen, und inzwischen sind Windparks mit einer Gesamtleistung von über 15.000 MW in Nord- und Ostsee in Planung, wovon die ersten die Realisierungsphase bereits erreicht haben. Doch wie gelangt die gewonnene elektrische Energie an Land und zum Verbraucher?

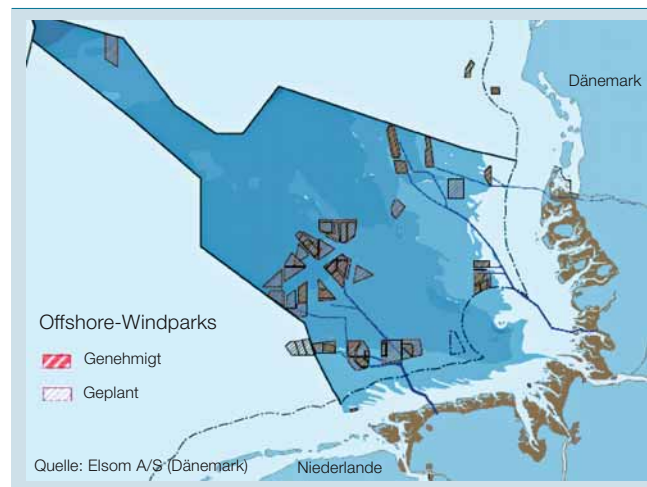
Mit dieser Frage wird in Deutschland Neuland betreten, denn die bereits in anderen Ländern realisierten Offshore-Windparks stehen alle deutlich näher an der Küste als die in der Nordsee ausgewiesenen Gebiete. Aufgrund des zu schützenden Wattenmeers sind hier teilweise Entfernungen von mehr als 100 km mit Seekabeln zu überwinden **1**. Der Einsatz von Drehstromkabeln ist bei solchen Entfernungen wirtschaftlich und technisch unattraktiv. Deshalb sind auch die Seekabelverbindungen, die es z. B. in Skandinavien und zwischen Skandinavien und Kontinentaleuropa gibt, als Hochspannungs-Gleichstromsysteme ausgeführt. Allerdings ist die einfache Übernahme dieser bewährten Lösung für die Netz-anbindung der Offshore-Windparks nicht möglich.

Die klassische thyristorbasierte Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) benötigt nämlich für die Kommutierung (d. h. die Löschung der Thyristoren) Kurzschlussleistung, die von den umgebenden Netzen bereitgestellt werden muss. Dies ist bei der Kopplung der Verbundsysteme von Skandinavien und Kontinentaleuropa ebenso gewährleistet wie bei den großen Leistungsfernübertragungen in China und Südamerika, den bisher wichtigsten HGÜ-Anwendungsfällen. Für einen Offshore-Windpark, der erstens kein starkes Netz hat und zweitens auch aus dem leistungslosen Zustand hochgefahren werden können muss, stellt das Fehlen der sogenannten Schwarzstartfähigkeit ein grundsätzliches Problem dar.

HVDC Light® für die Offshore-Windenergie

Die technische Innovation, die dieses Problem löst, heißt selbstgeführte Hochspannungs-Gleichstromübertragung. Sie basiert auf modernen Leistungstransistoren (Insulated-Gate Bipolar Transistors, IGBT) und wurde Mitte der 1990er Jahre von ABB unter den Namen HVDC Light® erstmals vorgestellt und seitdem in zahlreichen Projekten mit ständig wachsender Leistung eingesetzt. Heute sind mit

1 Geplante Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee



dieser Technik Systemleistungen von bis zu 1.100 MW realisierbar.

Die in der selbstgeführten HGÜ eingesetzten Leistungstransistoren sind im Gegensatz zu den in den klassischen Systemen verwendeten Thyristoren in der Lage, Strom nicht nur ein-, sondern auch auszuschalten. Damit können sie für eine Pulsweitenmodulation verwendet werden, die im Vergleich zur klassischen HGÜ zu einer viel besseren Annäherung des sinusförmigen Spannungsverlaufs und somit zu einem viel geringeren Filterbedarf führt. Drei Eigenschaften machen sie zur idealen Lösung für die Anbindung von Offshore-Windparks:

Uneingeschränkte Blindleistungsbereitstellung

Die Umrichter eines HVDC Light-Systems können jede Wirk-/Blindleistungskombination innerhalb ihrer Aus-

legungsgrenzen schnell und ohne die in klassischen Systemen erforderlichen Stufungen bereitstellen **2**. Sie bieten damit an beiden Enden eines Übertragungssystems die volle Funktionalität einer regelbaren Kompensations-einrichtung (Static VAR Compensator, SVC). Im Falle von Windparkanbindungen kann so einerseits Blindleistung für das Offshore-Netz innerhalb des Windparks bereitgestellt werden, und andererseits kann die Spannungsstabilität am Anschlusspunkt unterstützt werden. So können die großen Leistungen der Offshore-Windparks systemverträglich in das in Küstengebieten oft schwache Netz eingespeist werden.

Für einen Offshore-Windpark stellt das Fehlen der sogenannten Schwarzstartfähigkeit ein grundsätzliches Problem dar.

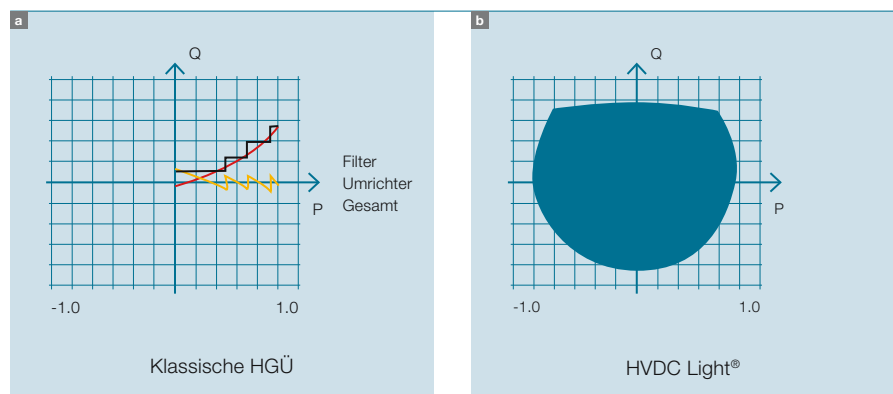
Schwarzstartfähigkeit

Das Übertragungssystem kann aus dem leistungslosen Zustand, z. B. wenn der Wind einmal nicht geweht hat, hochgefahren werden.

Geringerer Filter- und damit Platzbedarf

Im Vergleich zur klassischen HGÜ kann die Offshore-Plattform deutlich kleiner und für wesentlich weniger Gewicht ausgelegt werden.

2 P-Q-Diagramm einer klassischen HGÜ **a** und der selbstgeführten HVDC Light **b**. HVDC Light kann jeden Punkt der vier Quadranten schnell und kontinuierlich ansteuern.



Systeminnovationen

Ein Weltrekord

Ein weiterer Vorteil der selbstgeführten HGÜ ist ihre Kombinierbarkeit mit einfachen, leichten, umweltfreundlichen Polymerkabeln, da im Gegensatz zur klassischen HGÜ keine Spannungsspitzen im Gleichstrom-Zwischenkreis auftreten. Des Weiteren werden die HGÜ-Umrichter heute in einem modularen, weitgehend fabrikgefertigten Aufbau ausgeführt. So können die für die geplanten Offshore-Windparks benötigten Netzanbindungen ausreichend schnell realisiert werden. Zuletzt wurde dies mit der Ende 2006 übergebenen Estlink-Verbindung zwischen Finnland und Estland demonstriert, die in knapp 20 Monaten realisiert wurde – ein Weltrekord für ein HGÜ-System [1].

Die selbstgeführte HGÜ basiert auf modernen Leistungstransistoren und wurde Mitte der 1990er Jahre von ABB unter dem Namen HVDC Light vorgestellt.

Grünes Licht für das Nordsee-Netz

Im Sommer 2007 waren alle technischen Voraussetzungen für den Start des Aufbaus des Offshore-Netzes in der Nordsee erfüllt, als E.ON Netz die erste Stufe der ersten Anbindung eines kommerziellen Offshore-Windparkgebiets in der Nordsee, des Clusters

Borkum 2, ausschrieb. Nach Fertigstellung aller derzeit verfolgten Windparkprojekte in diesem Gebiet wird das Windparknetz eine Leistung von rund 6.300 MW haben.

Da durch das deutsche Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz die Verantwortung für die Netzanbindung der Offshore-Windparks bei den Übertragungsnetzbetreibern liegt, kann die Netzanbindung unabhängig von den einzelnen Windparks optimiert werden [2]. Für das Windparkgebiet Cluster Borkum 2 sind deshalb mehrere sogenannte „Steckdosen auf See“ vorgesehen, an die die Windparks nach ihrer Fertigstellung angeschlossen werden können. ABB erhielt den Auftrag, die erste dieser „Steckdosen“ mit einem HVDC Light-System mit einer Leistung von 400 MW zu realisieren. Dieser erste Sammelknoten für mehrere Windparks wird über 128 km Seekabel und 75 km Landkabel am Umspannwerk Diele mit dem Übertragungsnetz verbunden [3].

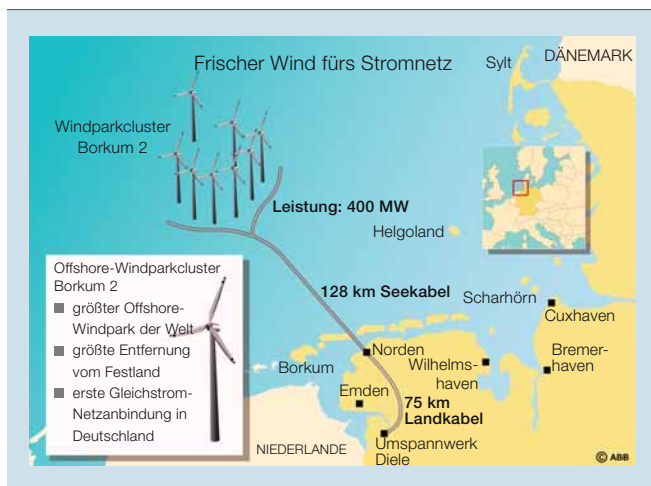
Im Juni 2008 wurde mit der Verlegung der Landkabel begonnen, die für eine Gleichstrom-Zwischenkreisspannung von ± 150 kV ausgelegt sind [4]. Deutlich erkennbar ist der für das HVDC Light-System typische, sehr geringe Durchmesser der Kabel von etwa 8 cm. Die Kabel werden an Land in Abschnitten von 750 m Länge in einer Tiefe von etwa 90 cm im vorhandenen Bodenmaterial verlegt und durch eine Kunststoffabdeckung geschützt.

Bereits im Jahr 2009 wird die Netzanbindung in Betrieb gehen. Damit wird sie ebenso schnell fertig gestellt sein, wie die bereits erwähnte Estlink-Verbindung zwischen Finnland und Estland. Für den weiteren Ausbau des Windparkgebiets ist eine stufenweise Erweiterung dieser ersten Verbindung vorgesehen. [5] zeigt das prinzipielle Konzept der Netzanbindung des Windparkgebiets, wie es im Verantwortungsgebiet des Netzbetreibers E.ON verfolgt wird. Alle Windparks haben eine eigene Übergabepattform, auf der die von den Windenergieanlagen kommenden 30-kV-Kabel zusammengefasst werden. Diese Plattformen sind wiederum über relativ kurze Hochspannungs-Drehstromkabel mit den E.ON-Plattformen (den „Steckdosen“) verbunden, auf denen die Umwandlung in Gleichstrom erfolgt. Gleichzeitig kann die Umrichterstation den Blindleistungsbedarf des Offshore-Netzes decken. Mehrere der E.ON-Plattformen und mehrere HVDC Light-Systeme können auf See über eine Drehstrom-Sammelschiene verbunden werden. So können beim weiteren Ausbau der Netzanbindung stufenweise weitere Übertragungssysteme parallel zu dem jetzt entstehenden System integriert werden.

Weiterentwicklung der Netze an Land

Die Lösung für den Transport der auf See gewonnenen elektrischen Energie an Land steht also zur Verfügung. Doch damit sind noch nicht alle Hindernisse auf dem Weg zur Erreichung

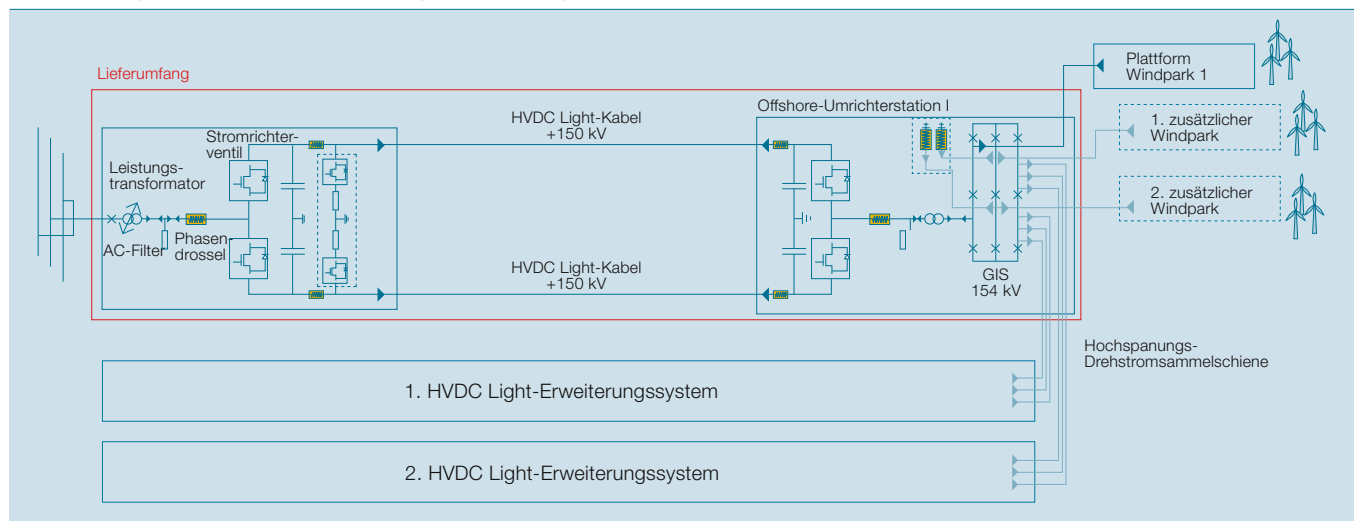
3 Anbindung des Offshore-Windparkgebiets Cluster Borkum 2 an das deutsche Übertragungsnetz



4 Verlegung der ersten Kabelstücke (Betriebsspannung 150 kV, Übertragungsleistung 400 MW) im Landkreis Aurich im Juni 2008



5 Erweiterungskonzept für die Netzanbindung des Windparkgebiets Cluster Borkum 2



der energiepolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung aus dem Weg geräumt, denn die Nutzer der gewonnenen elektrischen Energie finden sich nicht in den norddeutschen Küstenregionen. Aller Voraussicht nach befinden sie sich nicht einmal im nächstgelegenen Ballungsraum, dem Ruhrgebiet, denn dort werden gerade neue thermische Kraftwerke gebaut, und zwar mehr als in der Vergangenheit und mehr als in dieser Region benötigt werden. Bedarf für weitere Erzeugungskapazität besteht jedoch im Süden und Südwesten, wo zahlreiche Kernkraftwerke ins Netz einspeisen.

ABB erhielt den Auftrag, die erste dieser „Steckdosen auf See“ mit einem HVDC Light-System mit einer Leistung von 400 MW zu realisieren.

Das deutsche Übertragungsnetz wird deshalb künftig viel stärker auf ausgesprochene Transportaufgaben ausgerichtet werden müssen, als es in der Vergangenheit der Fall war. Dazu werden einerseits die in der ersten Netzstudie der Deutschen Energie-Agentur (dena) für den Zeitraum bis 2015 als erforderlich ermittelten Verstärkungen des bestehenden 400-kV-Netzes beizutragen [3]. Ergänzend wird Deutschland aber auch eine dedizierte Trans-

portinfrastruktur in Form von Ferntransportleitungen benötigen, die das bestehende 400-kV-Netz über die genannten Verstärkungen hinaus ergänzen. Technisch ist diese Infrastruktur – ein sogenanntes Overlay-Netz – als Drehstrom-Höchstspannungsnetz mit Spannungen bis zu 800 kV, aber auch in Form von HGÜ-Leitungen vorstellbar, die aufgrund ihrer geringeren Verluste und des fehlenden Blindleistungsbedarfs für Ferntransporte prädestiniert sind.

Die Netzanbindung des Windparkgebiets Cluster Borkum 2 gibt bei genauem Hinsehen bereits einen Hinweis auf die wahrscheinliche Entwicklung. Hier endet das Gleichstromkabel nicht an der Küste, denn dort ist kein geeigneter Anschlusspunkt verfügbar, sondern es wird 75 km weiter über Land bis zu einer geeigneten Stelle geführt. Wahrscheinlich werden genau so die ersten Gleichstrom-Ferntransportleitungen Einzug in das europäische Übertragungsnetz halten. Diese Einschätzung wird inzwischen auch

von der deutschen Bundesregierung geteilt: In dem am 18. Juni 2008 vom Bundeskabinett beschlossenen Entwurf des Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze werden Hochspannungs-Gleichstromübertragungssysteme ausdrücklich als Lösung für den Transport der elektrischen Energie in den süddeutschen Raum aufgeführt [4].

Jochen Kreusel

ABB AG
Mannheim, Deutschland
jochen.kreusel@de.abb.com

Literaturhinweise

- [1] Ronström, L., Hoffstein M.L., Pajo, R., Lahtinen M.: „The Estlink HVDC Light® Transmission System. Security and Reliability of Electric Power Systems“, CIGRÉ Regional Meeting, Tallinn, 18–20 Juni 2007
- [2] „Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben“, Bundesgesetzblatt, Jg. 2006, Teil I, S. 2833, Berlin, 9. Dezember 2006
- [3] Deutsche Energie-Agentur: „Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020 (dena-Netzstudie)“, Köln, 2004
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: „Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung des Ausbaus der Höchstspannungsnetze“, Berlin, 18. Juni 2008