

# Spezielle Anforderungen beim Anschluss von Offshore-Windparks mit netzgeführter HGÜ-Technik

## Specific Requirements on the Connections of Offshore-Windfarms by Line Commutated HVDC-Technology

Dipl.-Ing.(FH) Sven Höpfner, Dr.-Ing. Uwe Kaltenborn, Dr.-Ing. Thomas Weber; AREVA Energietechnik GmbH; Dresden, Berlin, Frankfurt; Deutschland, [sven.hoepfner@areva-td.com](mailto:sven.hoepfner@areva-td.com)

### Kurzfassung

Der Anschluss von Offshore-Windparks an das deutsche Verbundnetz wird durch die Anschlussbedingungen der Übertragungs-Netzbetreiber geregelt. Eine technische Umsetzung auf Basis einer klassischen HGÜ mit dynamischer Kompensationseinrichtung wird beschrieben. Der aktuelle Entwicklungsstand dieser Technologie wird erläutert. Mit Blick auf den Anschluss großer Windenergieparks wird auf relevante Betriebsszenarien eingegangen.

### Abstract

The connection of offshore-windfarms to the German bulk power grid is defined by the connection requirements of the Transmission System Operators. A technical solution is described based on a classical line commutated HVDC scheme combined with a dynamic compensation equipment. The latest developments on this technology are explained. With view on the connection of big windfarms relevant operational scenarios are regarded.

## 1 Einleitung

Die Bedeutung der Windenergie als regenerative Energiequelle ist in den vergangenen Jahren stetig gestiegen. Die Entwicklung ermöglicht inzwischen den Einsatz von Windenergieanlagen einer Größe von 5MW, und größere Einheiten sind in Planung. Auf Basis einer solchen Einheitsleistung sind Offshore-Windparks mit einer installierten Leistung von mehreren 100MW geplant bzw. werden realisiert.

Die Energieableitung der in der Nordsee installierten Windparks wird nach der gültigen Rechtslage [1, 2] auf See an insgesamt vier Punkten gebündelt und an Land geführt. Der Netzverknüpfungspunkt wird auf See verlegt, um so durch den Netzbetreiber E.ON Netz eine optimierte gemeinsame Verbindung an Land realisieren zu können. Weiterhin soll diese Maßnahme dazu dienen, die Realisierung der Offshore-Windparks zu unterstützen, indem das Investitionsvolumen für die Anbindung vom Windparkbetreiber zum Übertragungsnetzbetreiber verschoben wird.

Die Entfernung vom Land sowie die Größe der anzubindenden Leistungen erfordern intensive Überlegungen, mit welchen technischen Hilfsmitteln solche Verbindungen realisiert werden können.

Der vorliegende Beitrag beschreibt den Einsatz klassischer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungen (HGÜ) in Verbindung mit dem Einsatz ebenfalls klassischer Synchron-Phasenschieber als leistungsfähige und zuverlässige Lösung zur Anbindung der Offshore-Windparks.

### 1.1 Überblick

Große Entfernungen zwischen Offshore-Windparks und Netzanschlusspunkten (Richtwert: > 100 - 150km) oder hohe Übertragungsleistungen (Richtwert: > 200MW) erfordern i. a. aus technischen und wirtschaftlichen Gründen den Einsatz von HGÜ. Zudem kann dadurch eine geringere Beeinflussung der Umwelt aufgrund der geringeren Anzahl der zu verlegenden Kabel erreicht werden.

Die in einem oder mehreren Windparks erzeugte elektrische Energie wird zunächst auf See mit Drehstromtechnik „eingesammelt“ und dann einer Offshore-HGÜ-Station zugeführt (Bild 1, 2).

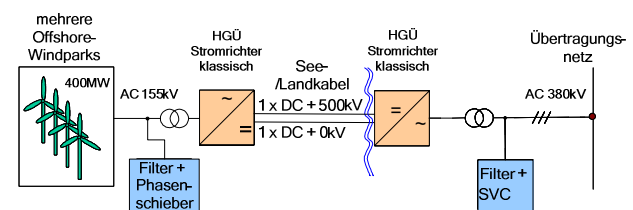


Bild 1: Prinzipdarstellung der Energieübertragung mit Hilfe einer HGÜ

Die Energieübertragung erfolgt dann über Gleichstromkabel bis zur am Netzanschlusspunkt befindlichen Gegenstation, in der die elektrische Energie wieder von Gleichstrom in Drehstrom umgeformt und in das 380kV-Verbundnetz eingespeist wird (Bild 1).

Bei der HGÜ unterscheidet man zwei Arten:

- HGÜ mit netzgeführten Stromrichtern (mit Thyristor-Ventilen) und Gleichstrom-Zwischenkreis
- HGÜ mit selbstgeführten Stromrichtern (mit abschaltbaren Ventilen, z. B. IGBT) und mit Gleichspannungs-Zwischenkreis (Voltage Sourced Converter - VSC)

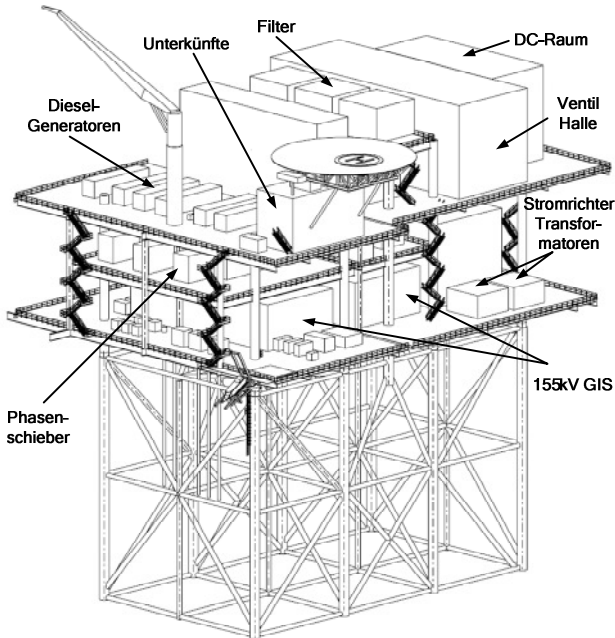


Bild 2: HGÜ-Offshore-Plattform [3]

Die netzgeführt arbeitende HGÜ weist gegenüber der selbstgeführten Technik eine Reihe von Vorteilen auf:

- Es sind höhere Übertragungsspannungen möglich, wodurch sich eine höhere Übertragungskapazität ergibt. Die hohe Sperrfähigkeit der Thyristor-Ventile gestattet den Einsatz von Kabeln mit Nennspannungen bis zu  $\pm 500$  kV. Damit lassen sich mit den heute verfügbaren Massekabeln bei monopolarer Anordnung 600 MW mit nur einem Kabel (mit integriertem Rückleiter) übertragen. Bei Verlegung eines zusätzlichen Rückleiterkabels können sogar 800 MW erreicht werden. Ein späterer Ausbau zum Bipol und damit die Erhöhung der Übertragungskapazität auf 1600 MW (Bild 3) sind einfach zu realisieren. Diese Leistungen sind erforderlich, um der künftigen, hohen installierten Windpark-Leistung in der Nordsee gerecht zu werden.

Demgegenüber werden bei Ventilen in selbstgeführter Technik heute nur Übertragungsspannungen bis zu  $\pm 300$  kV geplant.

- Bei gleicher Übertragungsleistung zeichnet sich die klassische HGÜ durch geringere Verluste aus.
- Bei gleicher Übertragungsleistung ergeben sich geringere Investitionskosten für die klassische HGÜ.

Ausbau zum ca. 1600MW-Bipol

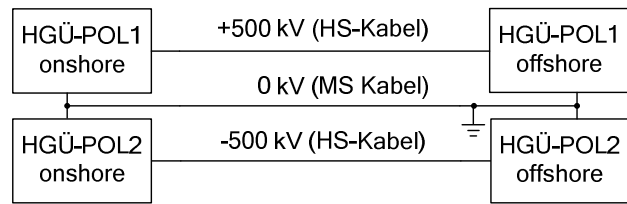


Bild 3: Ausbaubariante vom Monopol mit 800MW Übertragungsleistung zum Bipol [4]

Darüber hinaus handelt es sich bei den Thyristor-Ventilen um sehr bewährte Betriebsmittel, die in der Vergangenheit in vielen HGÜ-Stationen weltweit extrem hohe Zuverlässigkeit [12], lange Lebensdauer und hohe Robustheit bewiesen haben. Dies gilt auch für die Gleichstrom-Massekabel.

Die HGÜ in netzgeführter Technik erfordert in der Offshore-Station besondere Maßnahmen zur Blindleistungsregelung und Bereitstellung der Kommutierungsspannung. Hierbei gibt es sowohl leistungselektronische Lösungen, bei denen ein STATCOM eingesetzt wird [5], als auch Lösungen mit rotierenden Blindleistungsmaschinen (Synchron-Phasenschieber), die sich in der Vergangenheit in vielen Projekten als sehr robuste und zuverlässige Lösung erwiesen haben. Daher wird für die Offshore-Station die Kombination einer netzgeführten HGÜ mit einem Synchron-Phasenschieber als Möglichkeit zur Übertragung sehr hoher Leistungen betrachtet (Bild 1, Bild 3).

## 1.2 Anschlussbedingungen [6]

Die Bedingungen zum Anschluss von neuen Netzteilnehmern werden durch die Netzbetreiber festgelegt. Diese beinhalten zum einen die Erfüllung von Anforderungen an das Kraftwerksverhalten, zum anderen werden weitere Anforderungen durch den Anschluss auf See an das Verhalten des Windparks in unterschiedlichen Betriebszuständen im nicht-fehlerbetroffenen sowie im fehlerbetroffenen Netz definiert [6].

Die Einhaltung der Anschlussanforderungen wird durch Netzberechnungen nachgewiesen. Diese bestehen neben klassischen Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnungen auch aus dynamischen Analysen zum Nachweis des Verhaltens im Fehlerfall. Ein wesentliches Ergebnis ist hierbei die Festlegung eventuell erforderlicher Blindleistungsbereitstellung z.B. durch leistungselektronische Betriebsmittel wie SVC, STATCOM oder einen klassischen Phasenschieber. Der Nachweis des Kraftwerksverhaltens durch die Fähigkeit des Durchfahrens eines Fehlers ist Bedingung für einen Anschluss.

Bild 4 zeigt die Anforderungen an den Betrieb des Windparks bei Frequenzen, die von der Netznennfrequenz abweichen. Wird der Bereich zwischen 47,5 Hz und 51,5 Hz verlassen, ist eine Ausschaltung nach 10 s vorgesehen. Innerhalb des genannten Bereichs gibt es eine zeitliche Abstufung vom Dauerbetrieb bis zu 10 min.

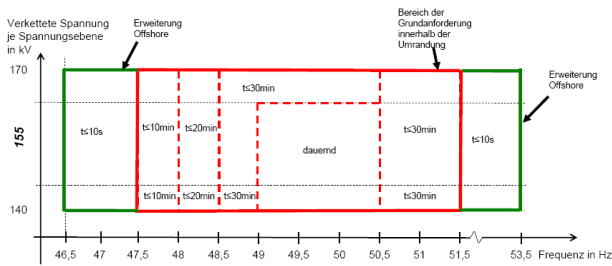


Bild 4: Anforderungen an die Abgabeleistung einer Erzeugungsanlage an das Netz für bestimmte Zeitdauern in Abhängigkeit von Netzfrequenz und Netzspannung (Bild 4 aus [6])

### 1.3 Gesamtsystemverluste

Neben weiteren technischen Randbedingungen stellen die Verluste eine Einflussgröße dar, die sich wirtschaftlich auf die gesamte Betriebsdauer der Anlage auswirkt.

Es ist zu untersuchen, welche Anbindungstechnologie geeignet ist für die jeweilige projektspezifische Anschlusssituation. Die Verluste der unterschiedlichen Anbindungsvarianten wurden über den gesamten Bereich der zu übertragenden Leistung im Rahmen von Machbarkeitsuntersuchungen betrachtet. Bild 5 zeigt die Ergebnisse.

Die Ergebnisse verdeutlichen die geringeren Verluste einer HGÜ-Lösung gegenüber den Drehstromvarianten. Hier geht die Länge der Übertragungsstrecke als wesentlicher Faktor in die Betrachtung mit ein.

Der Vergleich der HGÜ-Lösungen zeigt aus Sicht der klassischen Lösung mit zusätzlicher Kompensationseinrichtung deutlich geringere Verluste als die Lösung mit selbstgeführter Technologie.

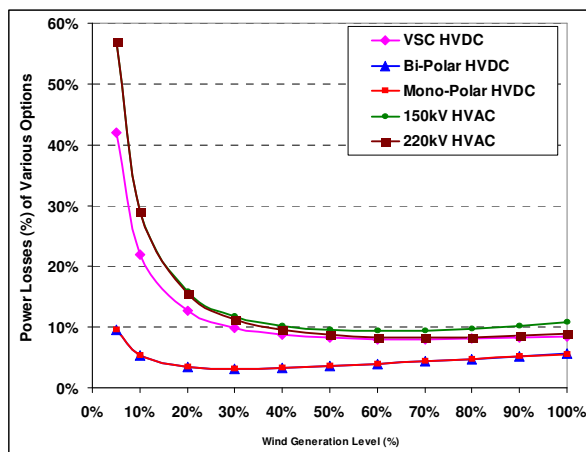


Bild 5: Gegenüberstellung der systemspezifischen Verluste [7], 400MW 190km Offshore Kabel und 50km Onshore Kabel

## 2 HGÜ

### 2.1 Elektrischer Aufbau

Bild 1 zeigt den prinzipiellen Aufbau einer netzgeführten, monopolaren 800MW-HGÜ zur Netzanbindung von Offshore-Windparks. Der elektrische Aufbau entspricht in vielen Punkten dem von klassischen Land-Land-HGÜ-Seekabelverbindungen. Allerdings werden in der Offshore-

Station besondere Maßnahmen zur Erzeugung der Kommutierungsspannung, zur Blindleistungskompensation und zur Erzielung kurzzeitiger Energieabgabe- bzw. -aufnahme-fähigkeit bei transienten Vorgängen erforderlich. Darüber hinaus kommen besondere Regelverfahren zur Anwendung. Die Stromrichterventile selbst basieren auf modernen Modulen (H400), mit denen in anderen Anwendungen bereits sehr positive Betriebserfahrungen gesammelt wurden.

Netzgeführte Stromrichter benötigen bekanntlich ein Netz, das die Kommutierungsspannung und die für den Betrieb des Stromrichters erforderliche induktive Blindleistung (Steuer- und Kommutierungsblindleistung) bereitstellen kann. Dies muss auch dann der Fall sein, wenn die Windkraftanlagen abgeschaltet sind und die HGÜ ausschließlich Eigenbedarfs-Leistung überträgt (bei Umkehr der Energieflussrichtung).

Die gezeigten Synchronmaschinen arbeiten als reine Blindleistungsmaschinen (Synchron-Phasenschieber) und liefern (mit den HGÜ-Filtern) die betrieblich benötigte Blindleistung. Insgesamt sind drei Stück à 62,5MVA vorgesehen. Je nach Höhe der Polradspannung wirken die leerlaufenden Maschinen als Kondensator (Übererregung) oder Spule (Untererregung). Im oben genannten Fall der reinen Eigenbedarfsversorgung bilden die Maschinen den Taktgeber für die Zündung der Ventilzweige (lastgeführter Wechselrichter-Betrieb). Sie sorgen gleichzeitig für ausreichend Kurzschlussleistung, um einen stabilen Betrieb des Stromrichters sicherzustellen. Üblicherweise wird hier ein Verhältnis von Kurzschlussleistung zu Übertragungsleistung von etwa drei angesetzt. Betrachtet man eine zu übertragende Eigenbedarfsleistung von ca. 35MW (HGÜ-Station und Windparks), so ergibt sich damit eine geforderte Kurzschlussleistung von ca. 105MVA, die von den drei Synchron-Phasenschiebern zu erzeugen ist.

Bei plötzlicher Abschaltung der Windparks erfolgt innerhalb von maximal 200ms die Leistungsumkehr, um die Eigenbedarfsversorgung über die HGÜ weiter aufrecht zu halten. Das Trägheitsmoment der Maschinen ist so bemessen, dass dabei die durch die Änderung der Rotationsenergie der Maschinen bewirkte Abweichung von der 50Hz-Nennfrequenz kleiner als 2,5Hz bleibt.

In der Offshore-HGÜ-Station sind unter Beachtung des (n-1)-Ausfallkriteriums drei Drehstrom-Filter geplant, die eine kapazitive Blindleistung von je 160Mvar aufweisen und als zweikreisige, gedämpfte Filter auf die 12. und 24. Harmonische abgestimmt werden.

In der landseitigen HGÜ-Station ist zur schnellen und stufenlosen Einstellung der Blindleistung eine  $\pm 200$ Mvar-SVC-Anlage vorgesehen (SVC = Static Var Compensator). Damit lassen sich die in den Anschlussbedingungen der E.ON Netz [6] an Kraftwerke gestellten Anforderungen für das Spannungsband von 350 bis 440kV hinsichtlich ihrer Fähigkeit zur Blindleistungsaufnahme und -abgabe erfüllen.

Umfangreiche Studien wurden durchgeführt, um nachzuweisen, dass verschiedene Betriebszustände wie Vollast und Schwachlast, aber auch der Schwarzstart und das

Durchfahren von Fehlersituationen beherrscht und dabei die von der E.ON Netz spezifizierten Forderungen in vollem Umfang erfüllt werden. Auf einen Teil der Ergebnisse wird nachfolgend eingegangen.

## 2.2 Schwarzstart

Unter Schwarzstart versteht man die Inbetriebsetzung der HGÜ. Dieser kann bei zunächst abgeschalteten Windparks erfolgen. Die auf der Offshore-Plattform installierten Diesel-Generatoren (6 Stück à 2400kVA/2080kW, Planung nach dem (n-1)-Ausfallkriterium) stellen die Eigenbedarfsversorgung der HGÜ-Offshore-Station sicher, ermöglichen das Starten der Synchron-Phasenschieber und erzeugen während des Startes die Kommutierungsspannung für die HGÜ-Ventile. Der Ablauf ist wie folgt:

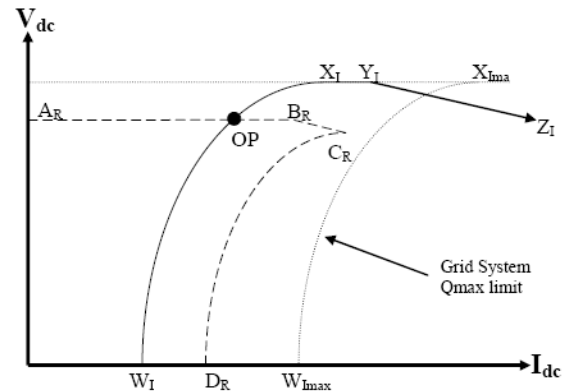
- Die Diesel-Generatoren werden zugeschaltet, sie versorgen vor dem Schwarzstart die minimal benötigten Eigenbedarfsanlagen der HGÜ-Station.
- Einschalten sämtlicher für den Betrieb der HGÜ und das Anfahren der Synchron-Phasenschieber erforderlichen Eigenbedarfsanlagen
- Anfahren der Synchron-Phasenschieber und Zuschaltung zur 155kV-Sammelschiene
- Einschalten der in der Startphase erforderlichen Filterbank und bis zu einer Periode später Impulsfreigabe für die HGÜ-Ventile. Die Synchron-Phasenschieber stellen eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz sicher ( $\sum Q = 0$ ).
- Die HGÜ überträgt zunächst keine Leistung, die Onshore-Station geht in den Gleichrichter- und die Offshore-Station in den Wechselrichterbetrieb über. Die Übertragungsleistung wird dann kontinuierlich gesteigert, bis die von den Eigenbedarfsanlagen (HGÜ-Station und Windparks) benötigte Leistung vollständig aufgebracht wird.
- Die Leistung der Diesel-Generatoren wird gleichzeitig zunehmend verringert, bis sie schließlich abgeschaltet werden.
- Umkehr der Leistungsfluss-Richtung der HGÜ, sobald die Windkraftanlagen elektrische Leistung erzeugen. Die Offshore-Station arbeitet dann als Gleichrichter und die Onshore-Station als Wechselrichter.

## 2.3 Ausgewählte Betriebszustände

Die HGÜ ist für die Übertragung geringer Leistungen (bis Null gemessen an der Sammelschiene der jeweils im Wechselrichterbetrieb arbeitenden Station) ausgelegt, um den Betrieb auch bei geringer bzw. keiner Leistungseinspeisung der Windkraftanlagen im Falle niedriger bzw. zu hoher Windstärke sowie bei Leistungsumkehr und Übertragung ausschließlich von Eigenbedarfs-Leistung zu ermöglichen. Darüber hinaus ist diese Auslegung für den Schwarzstart von Bedeutung.

Es kommt ein spezielles patentiertes Regelverfahren zum Einsatz, bei dem die Verringerung der Übertragungsleis-

tung durch Verringerung der Gleichspannung bis auf nahezu Null (Wechselrichterseite) erzielt wird (Bild 6) [8]. Bei ausreichender Bemessung der Induktivität der Gleichstrom-Glättungsrosseln wird dabei ein nicht lückender Gleichstrom aufrecht erhalten, der bei minimaler Gleichspannung der Wechselrichter-Seite einige Prozent vom Nennstrom beträgt. Zudem kann der Blindleistungsbedarf der Stromrichter bei diesem Verfahren weitgehend konstant gehalten werden, was sich günstig auf den Betrieb auswirkt.



Legende:  $A_R - D_R$  Gleichrichtercharakteristik  
 $W_I - Z_I$  Wechselrichtercharakteristik  
 OP Betriebspunkt

Bild 6: spezielle Regelcharakteristik für den Anschluss von Offshore-Windparks mit netzgeführter HGÜ [8]

## 2.4 Nachweise zur Fähigkeit des Durchfahrens von Fehlersituationen

Beim Durchfahren von Fehlersituationen müssen die von E.ON Netz spezifizierten Forderungen erfüllt werden [6].

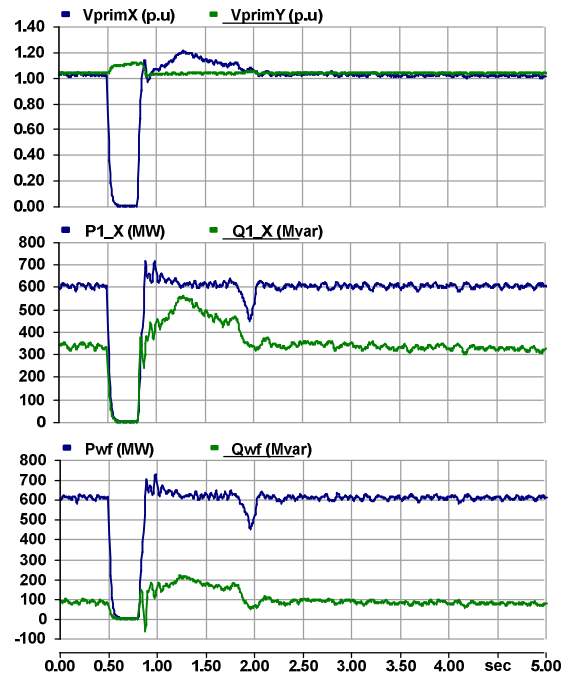


Bild 7: Simulationsergebnisse für den dreipoligen Kurzschluss an der 155kV Sammelschiene der Offshore-Station

Zum Nachweis wurden verschiedene, besonders kritische Fehlerfälle mit PSCAD/EMTDC untersucht:

- dreipoliger, metallischer Kurzschluss (300ms) an der 155kV-Sammelschiene der Offshore-Station
- dreipoliger, metallischer Kurzschluss (300ms) an der 380kV-Sammelschiene der Onshore-Station
- plötzliches Sperren der HGÜ für 300ms als Folge außergewöhnlicher Störungen (keine Abschaltung der Filter)

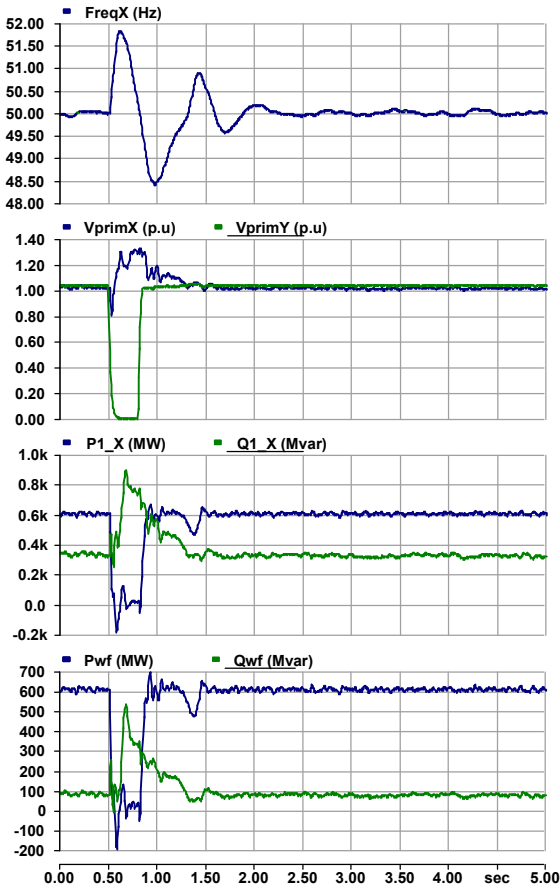


Bild 8: Simulationsergebnisse für den dreipoligen Kurzschluss an der 380kV-Sammelschiene der Onshore-Station

Bei der Simulation dieser Fehlerfälle wurde eine 600MW-HGÜ betrachtet, bei der auf der Gleichstromseite des Gleichrichters eine Leistung von 600MW angesetzt wurde. Es wurde bei diesen theoretischen Untersuchungen angenommen, dass die Fehler nach 300ms beseitigt sind.

Als Generatoren der Windkraftanlagen wurden doppelt gespeiste Schleifringläufer-Asynchronmaschinen angenommen. Bei diesen befindet sich im Läuferkreis ein Pulsumrichter, der an die Ständerklemmen angeschlossen wird. Damit kann der Maschine über den Läufer Energie zugeführt oder entzogen werden, wodurch sich die Drehzahl einstellen lässt. Die Windkraftanlagen sind zudem mit einer „Pitch-Regelung“ der Rotorblätter (Blattverstellung) ausgerüstet.

Für die Berechnungen wurde das Modell einer äquivalenten 600MW-Ersatz-Windkraftanlage inklusive Umrichter

und Regeleinrichtungen entwickelt. Diese Maschine wurde im Detail durch ihre mechanischen und elektrischen Modelle beschrieben. Die dafür benötigten Daten basieren auf Herstellerangaben [9, 10].

Die monopolare HGÜ wurde als zwölfpolige Doppel-Sechspuls-Brückenschaltung in Reihe mit einem Schaltungswinkel von  $15^\circ$  (B6.2S15, DIN 41761) einschließlich Stromrichtertransformatoren, Filterkreise, Leistungsschalter, Glättungsdröseln und Gleichstrom-Kabel nachgebildet. Darüber hinaus wurden die Pol- sowie die übergeordnete HGÜ-Regelung in das Modell mit einbezogen. Das Offshore-Drehstromnetz wurde mit allen relevanten Betriebsmitteln erfasst (Transformatoren, Drehstrom-Kabel); das 380kV-Netz wurde als Ersatzspannungsquelle für minimale Kurzschlussleistung dargestellt.

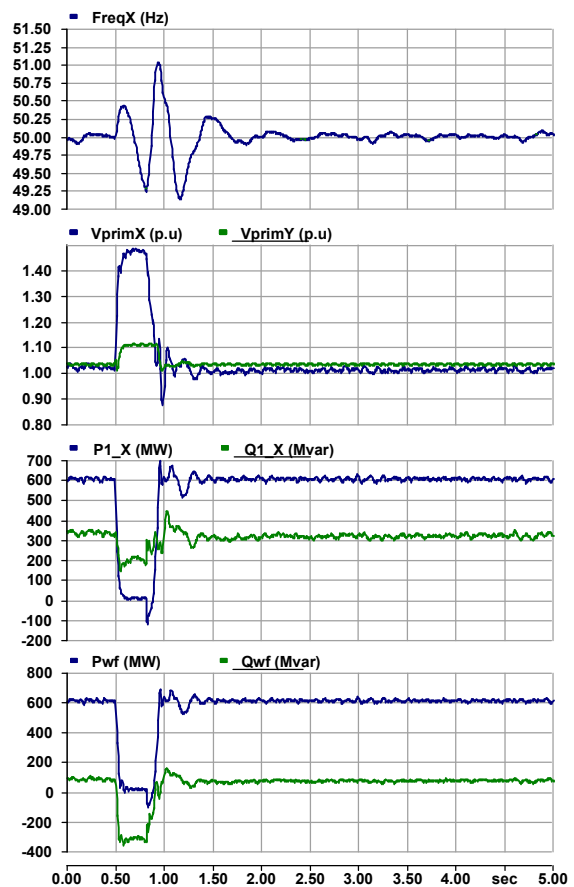


Bild 9: Simulationsergebnisse bei plötzlichem Sperren der HGÜ für 300ms als Folge außergewöhnlicher Störungen

Die Bilder 7, 8 und 9 zeigen folgende Größen:

- Frequenz (FreqX) auf der Offshore-Seite
- Spannung an der 155kV- bzw. 380kV-Sammelschiene auf der Gleichrichter- bzw. Wechselrichter-Seite (VprimX, VprimY)
- Wirkleistungsübertragung (P1\_X) des Offshore-HGÜ-Pols (600MW im ungestörten Zustand)
- Blindleistungsaufnahme (Q1\_X) des Offshore-HGÜ-Pols (371Mvar im ungestörten Zustand ohne die Kompensationsleistung der Filter)

- Wirkleistungseinspeisung (P<sub>wf</sub>) des Windparks (600MW im ungestörten Zustand)
- Blindleistungsabgabe (Q<sub>wf</sub>) des Windparks (100Mvar im ungestörten Zustand)

Man erkennt, dass alle Fehlersituationen beherrscht werden; es treten keine unzulässigen Frequenzabweichungen auf, und die Wiederherstellung der Leistungsübertragung entsprechend der vor dem Fehler vorliegenden Verhältnisse wird schnell erreicht. Damit werden die geforderten Anschlussbedingungen (Kapitel 1.2) eingehalten.

### 3 Kabel

Bei diesem Offshore-HGÜ-System muss ein großer Teil der bis zu 200km langen Übertragungsstrecke im Wasser verlegt werden.

Für die Übertragung der elektrischen Energie ist ein HS-Seekabel vom Typ „NOVA-L 500kV 1x2000mm<sup>2</sup> CU“ [11] und als metallischer Rückleiter (Bild 1) ein MS-Seekabel vom Typ „TSRA 24kV 1x1200mm<sup>2</sup> KQ“ [11] in die Simulation integriert. Eine Auswahl von Daten dieser Kabeltypen ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Kabeldaten der zu benutzenden Seekabel [11]

	HS-Seekabel	MS-Seekabel
Leiter (Durchmesser)	51,8mm	43,7mm
Gesamtdurchmesser	132mm	84mm
Gesamtgewicht	58kg/m	20kg/m
Stromstärke	1700A	1700A
Nennspannung	500kV	
Widerstand (bei 20 °C)	0,0090Ohm/km	0,0151Ohm/km
Spannungsabfall (bei 1700A)	17,1V/km	30,6V/km

Für die Onshore-Kabeltrassen wurden die Kabeltypen „NOEE-L 500kV 1x2200mm<sup>2</sup> Cu“ [11] als HS-Erdkabel und „TXSE 24kV 1x2200mm<sup>2</sup> KQ“ [11] als metallischer Rückleiter angenommen.

Die umfangreichen Anforderungen bezüglich der maximal zulässigen Bodenerwärmung offshore wie onshore werden eingehalten. Für die Sicherung vorhandener Gas- und Stromtrassen gerade während des Offshore-Verlegevorgangs sind besondere Sicherungsmaßnahmen zu treffen.

### 4 Plattform

Ein umfassendes Plattformkonzept (Bild 2) wurde entwickelt [3]. Fragen wie beispielsweise die Klimatisierung, die Branderkennung und –bekämpfung, das nautische Equipment, aber auch ein umfassendes Konzept für die Wartung des umfangreichen elektrotechnischen Equipments wurden entwickelt.

Das gesamte Offshore-HGÜ-System ist auf zwei Module verteilt angeordnet. Diese sollen getrennt voneinander auf See gebracht und errichtet werden. Dadurch können die bestehenden Beschränkungen bzgl. vorhandener Krankapazitäten umgangen werden.

## 5 Zusammenfassung

Die aktuellen Entwicklungen zur Einbindung regenerativer Erzeuger führen zu neuen technischen Herausforderungen. Offshore-Windparks und ihre Anbindung an das Übertragungsnetz fordern Windpark- und Netzbetreiber sowie die Hersteller der Betriebsmittel und Systeme heraus, technisch und wirtschaftlich sinnvolle und zukunftsorientierte Lösungen zu entwerfen und zu realisieren.

Geht man davon aus, dass die aktuellen Entwicklungen sich wie geplant in einem massiven Ausbau der Offshore-Aktivitäten zeigen, sind neben dem Anschluss an das Verbundnetz auch Maßnahmen im Verbundnetz erforderlich. Auch hier werden Netzbetreiber und Hersteller gemeinsam nach tragfähigen Lösungen suchen.

Die vorgestellte Lösung zur Anbindung großer Leistungen im Offshore-Bereich stellt einen wesentlichen Baustein zur Lösung der aktuellen technischen Fragestellungen dar. Die Mischung aus zuverlässiger klassischer Technologie und modernen Entwicklungen bietet ein tragfähiges und leistungsfähiges Konzept auch für weitere Ausbauschritte.

## 6 Literatur

- [1] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG). Geltung ab 13.07.2005; Artikel 1 G. v. 07.07.2005 BGBl. I S. 1970, 3621; zuletzt geändert durch Artikel 7 Abs. 14 G. v. 26.03.2007 BGBl. I S. 358
- [2] Gesetz zur Beschleunigung von Planungsverfahren für Infrastrukturvorhaben (InfraStrPlanVBeschlG). Geltung ab 17.12.2006; G. v. 09.12.2006 BGBl. I S. 2833, 2007 I S. 691
- [3] Technip France, 92973 Paris La Défense, Cedex-France
- [4] Höpfner, S.; Weber, Th.: Anschluss von Offshore-Windparks an das Europäische Verbundsystem – eine der größten Herausforderungen der heutigen Zeit. OVE-OGE 46. Fachtagung „Stromversorgung aus erneuerbaren Energieträgern – Modelle der Zukunft“. Dornbirn (A): Oktober 2008
- [5] Pahlke, Th.; Weber, Th.: Anbindung des Offshore-Windparks Sandbank 24 mit einer Hybridlösung aus klassischer HGÜ und dynamischer Kompensation. ETG-Kongress 2007, Karlsruhe: Oktober 2007
- [6] E.ON NETZ Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannungsnetz, E.ON Netz GmbH, Bayreuth, Germany, April 2006. E.ON NETZ: Anforderungen an seeseitige Netzanschlüsse an das Netz der E.ON Netz. E.ON Netz GmbH, Bayreuth: 1.4.2008
- [7] Bazargan, M.; Pahlke, Th.; Weber, Th.; Yao, L.: Grind integration of Sandbank 24 Offshore windfarm, using LCC HVDC connection. CIGRE Session 2008, Paris: August 2008
- [8] Barker, C.D.; Whitehouse, R.S.: A Direct Current Power Transmission System and Associated Control Method. GB: Pat. 0421440.9 (2004)
- [9] GE DFIG mechanical data: N.W. Miller, W.W. Price, J.J. Sanches-Gasca, Dynamic Modeling of GE 1.5 and 3.6 Wind Turbine-Generators, GE Power System, Version 3.0, Oct. 27, 2003.
- [10] Vestas DFIG electrical data: Generator Data 2.0MW – 690V – 50Hz, Vestas
- [11] Nexans Norway AS, Grenseveien 92, NO-0605 Oslo, Norway
- [12] Vancers, I. e.al. on behalf of Study Committee 14: A Survey of the reliability of HVDC systems throughout world during 1999-2000. Cigre Session 2002, Paper No. 14-101