

## Stellungnahme

# zum Fragenkatalog des BSH zur Fortschreibung der Bundes- fachpläne Offshore für die aus- schließliche Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee 2016/2017, dem Flächenentwicklungsplan und Anbindungskonzepten so- wie standardisierten Technik- vorgaben

Berlin, 25. April 2017

**BSH 1.1.1:** Welcher räumliche Bedarf ist auf den HGÜ Plattformen zu erwarten (Konzept mit OSS)?

Diese Frage kann nur bei der Festlegung der Spannung, der Nennleistung und des Typs der HGÜ beantwortet werden. Darüber hinausgehende Fragen können nur von den HGÜ-Herstellern detailliert beantwortet werden.

**BSH 1.1.2:** Welcher räumliche Bedarf ist auf den HGÜ Plattformen zu erwarten (Konzept ohne OSS)?

Beim direkten Anschluss der Windenergieanlagen an die VSC-HGÜ ist Folgendes zu beachten: Der Zugang zur Nutzung des Heli-Decks auf der HGÜ-Plattform muss sowohl für den Windparkbetreiber als auch für den ÜNB möglich sein. Sowohl der ÜNB als auch der Windparkbetreiber benötigen Hilfssysteme und den dafür notwendigen Platz auf der HGÜ Plattform. Der erforderliche Platz hängt davon ab, was für die Regelung und den Betrieb des Windparks erforderlich ist. Die Erwartung ist, dass der Raumbedarf vergleichbar mit niederländischen Projekten ist. In Bezug auf den Onshore-Netzanschlusspunkt an Land wäre die Erwartung, dass die Onshore-Umrichterstation den heutigen sehr ähneln würde.

Jedoch kann diese Frage nur von den HGÜ-Herstellern detailliert beantwortet werden.

**BSH 1.2:** Welcher räumliche Bedarf ist für Seekabelsysteme zu erwarten? Sind die im BFO-N-N und BFO-N-O vorgesehenen Räume für Verbindungen untereinander (AC-Technologie) – auch für andere Technologien – ausreichend?

Grundsätzlich begrüßt der BDEW eine Diskussion über Mindestabstände von Seekabeln. Der BDEW möchte im Rahmen dieses Verfahrens darauf hinweisen, dass die Veröffentlichung einer diesbezüglichen Studie zu einem späteren Zeitpunkt geplant ist.

**BSH 2:** Gibt es technische Restriktionen für den Einsatz eines HGÜ-Leistungsschalters? Falls ja, welche sind dies?

DC-Leistungsschalter sind derzeit nicht am Markt verfügbar, sie sind bestenfalls in der Entwicklung. Sobald die Entwicklung abgeschlossen ist, muss in einer Pilotphase der erfolgreiche Einsatz nachgewiesen werden. Ein solches Pilotprojekt muss noch realisiert werden.

Die Fehlererkennung und anschließende Fehlerlöschung durch den Schalter muss in "Ultra-Schnellzeit" (< 5 ms) erfolgen, damit der Fehlerstrom beherrschbar bleibt (< 16 kA). Erforderliche Schutz- und Automatisierungsgeräte sind derzeit nicht marktverfügbar.

Der HVDC-Schalter stellt einen single-point-of-failure in einer vermaschten Netzstruktur dar. Eine Nichtverfügbarkeit wäre systemkritisch, da sie zum Verlust deutlich höherer Einspeiseleistungen führen würde, als der Ausfall bestehender HVDC-Netzanbindungen. Der Austausch eines HVDC-Schalters Offshore ist mit deutlich höheren Ausfallzeiten und finanziellen Risiken für angeschlossene OWP verbunden, als bei typischen Fehlern bestehender HVDC-Konverterstationen. Übertragungsnetzbetreiber verweisen z. B. im innovativen Kon-

zept des Offshore-Wind-Hub Doggerbank auf die höhere Gesamtverfügbarkeit bei der Verwendung mehrerer HVDC-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen.

**N3:** Restkapazitäten: Welche technischen Voraussetzungen sollten schon jetzt geschaffen werden, um innovative Anbindungskonzepte für Restkapazitäten auf dann bestehenden Anbindungssystemen (Fertigstellung bis Ende 2025) zu ermöglichen?

Aus Sicht des Windparkentwicklers ist eine Lösung für die Anbindung von Restkapazitäten aus technischer Sicht nicht kosteneffizient möglich. Die technische Herausforderung besteht darin, dass die Spannungsebene von 155 kV AC im Offshore-Netz bereits besteht und alle Neu-Anschlüsse, auch die Restkapazitäten, zwingend an die HGÜ in dieser Spannungsebene erfolgen müssen. Kosteneffizient ist dies nicht zu realisieren, da entweder eine kostenintensive zusätzliche Umspannstation benötigt wird, um die Leistung des Windparks abzuführen oder ein kostenintensives „Mischsystem“ bestehend aus „klassischen“ Anbindungen mit OSS auf 155 kV-Spannungsebene und gleichzeitig einem Direktanbindungssystem ohne OSS auf 66 kV-Spannungsebene.

Für Letzteres ist eine Anbindung einzelner Strings kleinerer Leistung direkt an eine HGÜ unter der Voraussetzung möglich, dass ein zusätzlicher Transformator mit einer Schaltanlage auf der HGÜ-Plattform vorgesehen wird. Daher müsste bereits bei der Ausschreibung der HGÜ diese Option der Anbindung kleiner Restkapazitäten vorgesehen werden (das bedeutet: zusätzlicher Transformator, zusätzliche Schaltanlage, zusätzliche Kabeleinführungen – allesamt verbunden mit jeweils zusätzlichem Raumbedarf und höherem Gewicht der Plattform sowie zusätzliche Kabeltrassen für die Direktanbindungen), ohne allerdings sicher zu wissen, ob diese Option später - d. h. nach 2025 - genutzt werden kann aufgrund der erst später erfolgenden Kapazitätszuweisung durch die BNetzA. Die zweite Unbekannte ist die Dimension (Leistung, Größe, Gewicht) dieser zusätzlichen Komponenten, da die Höhe der Restkapazität zum Zeitpunkt der Ausschreibung der Komponenten unbekannt ist.

Das Risiko von „Restkapazitäten“ auf Konvertern in der Nordsee sollte idealerweise von Anfang an vermieden werden. Dies kann durch Anpassung der Auktionsmengen in der 2. Auktion erfolgen, sodass keine "Restkapazitäten" entstünden. Wenn dies politisch nicht umsetzbar sein sollte, müssten in technischer Hinsicht zwei Optionen geklärt werden: (i) ein 66 kV-Anschluss für den gesamten Anschlusspunkt (kein Mischsystem); (ii) alternativ könnte der ÜNB eine zusätzliche OSS für Restmengen bereitstellen (diese Lösung ist weder innovativ, noch bedarf es weiterer Vorkehrungen). Beide Optionen lassen allerdings keine nachhaltige technische Planung des Netzanschlussystems zu. Zudem sind sie aus wirtschaftlicher Sicht kostenintensiv, da der Umfang der späteren Nutzung im Vorfeld unbekannt ist und vom Auktionsausgang der 2. Auktion im April 2018 abhängt.

**N4:** Restflächen: Welche innovativen Anbindungskonzepte könnten zum Netzanschluss von Restflächen mit einer möglichen zu installierenden Leistung unter 900 MW in Betracht kommen?

Es gibt aus technischer Sicht keine alternativen innovativen Anbindungskonzepte, um Restflächen, d. h. Projektflächen, die nach beiden Auktionen im Übergangssystem ohne Zuschlag verblieben sind, kosteneffizient anzubinden. Die aktuelle Standardlösung für VSC-HGÜ-Netzanschlussysteme in der deutschen Nordsee beträgt derzeit 900 MW. Die Stückkosten würden signifikant steigen, wenn kleinere Kapazitäten für die Netzanschlussysteme gewählt werden, daher sollte die Mindestkapazität 900 MW betragen. Hinsichtlich der Restflächen sind zwei Szenarien denkbar:

(1) Die Restflächen in einem Cluster haben eine Kapazität von weniger als 900 MW. In einem solchen Fall ist zu überlegen, ob die Restfläche im zentralen Modell ab 2026 - soweit die örtlichen Gegebenheiten es zulassen - dahingehend zu erweitern ist, dass ein Standardkonverter von derzeit 900 MW ausgelastet werden kann (Stichwort: "Flächenerweiterung", soweit möglich).

(2) Falls das Erzeugungspotential der Restflächen die derzeitige Standardgröße von 900 MW übersteigt, sollte überlegt werden, ob ein größerer Konverter eingesetzt werden sollte. Es ist markt bekannt, dass es kosteneffizient unter Ausnutzung des Skaleneffekts möglich ist, auch VSC-HGÜ-Konverter in der Größenordnung von 1.200 bis 1.400 MW zu bauen. Ein Netzanschlussystem in dieser Größenordnung ist deutlich kostengünstiger zu errichten, als zwei Netzanschlussysteme mit Leistungen zwischen 600 MW und 700 MW.

**N5.0:** Welche innovativen Anbindungskonzepte könnten bei einer Fertigstellung ab 2026 in Betracht kommen?

Derzeit sind zu Netzanbindungssystemen mittels HVAC und VSC-HVDC keine technischen Alternativen erkennbar, die in absehbarer Zeit kommerziell verfügbar sein werden. Im Zielsystem sollte der Netzanschlusspunkt auf die Plattform des ÜNB verlagert werden, um Kosten durch Wegfall der Umspannstation des OWP und der 155 kV-Exportkabel einzusparen. Stattdessen sollte der Anschluss durch AC-Strings erfolgen, z. B. 66 kV nach dem Vorbild in den Niederlanden.

Bei der Weiterentwicklung der globalen Netzstrukturen der Übertragungsnetzbetreiber sollte auf eine Verbesserung der Verfügbarkeit bzw. auf eine redundante Anbindung der Windparks geachtet werden. Anstelle radialer Einzelanbindungen sollte ein Wechsel zu mehrfach angebotenen Netzwerkknoten erfolgen, vgl. dazu auch das Konzept des Offshore-Wind-Hub Doggerbank.

Zum Einsatz von HVDC-Gleichrichtereinheiten/ HDVC-Diode Rectifier Unit (HVDC-DRU-Konzept) sind aktuell noch zu viele technische Fragen ungeklärt. Derzeitige Ansätze technischer Spezifikationen im NC-HVDC sind proprietär und reichen für eine Standardisierung der Regelungsverfahren und Schnittstellen nicht aus. Bevor eine Markteinführung überhaupt in Betracht kommt, müssten die technische Anlagenverfügbarkeit und das Zusammenwirken mit Windenergieanlagen mehrerer Hersteller in einem umfassenden Prototypentest nachgewie-

sen und publiziert werden. Festlegungen für zukünftige Anbindungen innerhalb des Windparks (Inner-Array-Grid) sollten den Trend bei den Windenergieanlagen zu höheren Leistungen (20 MW-Klasse) berücksichtigen. Dementsprechend sollten weitere Anhebungen der Betriebsspannung von 66 kV auf Betriebsspannungen größer 66 kV offengehalten werden.

Zukünftige Anbindungskonzepte sollten eine autarke, umweltfreundliche Eigenbedarfsversorgung der Windenergieanlagen vorsehen. Verfahren zur Schwarzstartfähigkeit, Regelung im Inselbetrieb und Lieferung von Momentanreserveleistung (inklusive synthetic inertia), die in den derzeitigen Entwürfen des NC-HVDC noch unzureichend definiert sind, benötigen für ihre Markteinführung eine verbindliche Standardisierung.

**N5.1:** Welcher Zeitraum ist für die Realisierung (Planung bis zur Fertigstellung) anzusetzen? Bitte geben Sie hier konkret die Zeiträume für die einzelnen Phasen an.

Diese Frage kann nur von den betroffenen ÜNB sowie den HGÜ-Herstellern genau beantwortet werden.

Der BDEW geht derzeit von folgenden Projektierungsphasen aus:

- Ausschreibung, Verhandlung bis Vergabe: 12 Monate
- Beginn der Umsetzung (d. h. Beauftragung des Anbindungssystems) bis Fertigstellung: 60 Monate für die Realisierung der DC-Anbindungen in der Nordsee

**N5.2:** Bestehen technische Restriktionen für entsprechende Konzepte im Rahmen der derzeitigen Standardisierung?

Ein Abbau von Restriktionen ist notwendig, damit kostengünstige Netzanschlusstechniken, die international Stand der Technik sind, eingesetzt werden können. Weiterhin sind standardisierte Technikvorgaben im Rahmen des Grid Codes zu erstellen. Favorisierte Varianten sind:

- a) 66 kV Direktanschluss an Umspannstation und 220 kV HVAC-Landanbindung (vgl. Vorhaben in den Niederlanden);
- b) 66 kV Direktanschluss an HVDC-Konverteranschluss;
- c) DRU Gleichrichter Kopfstation: für Details zur DRU, s. Punkt 7.

**N5.3:** Wie groß wäre der benötigte Platzbedarf für die einzelnen Komponenten des Anbindungssystems auf der zu errichtenden Plattform?

Gilt für die Varianten mit 66 kV-Direktanschluss, vgl. dazu Ziff. N5.2 lit. a) und lit. b):

Der zusätzlich benötigte Platzbedarf für die 66 kV Schaltfelder, sowie Kontroll-, Regler- und Kommunikationseinrichtungen wird als gering eingeschätzt.

**N5.4:** Ist das Anbindungskonzept unter dem Gesichtspunkt des Gewichtes der Plattform realisierbar?

Gilt für die Varianten mit 66 kV-Direktanschluss, vgl. dazu Ziff. N5.2 lit. a) und lit. b):

Hinsichtlich des Gewichtes der Plattform ist mit keinen signifikanten Änderungen zu rechnen.

**N5.5:** Wäre eine herstellerunabhängige Marktverfügbarkeit gegeben?

Für HVAC und HVDC mit VSC ist eine herstellerunabhängige Marktverfügbarkeit gegeben; für DRU hingegen nicht. In der Regel werden sowohl der Onshore- als auch der Offshore-VSC-HGÜ-Konverter vom gleichen Hersteller gebaut. Daher muss man feststellen, dass die Konfiguration des Netzanschlussystems nicht herstellerunabhängig ist. Grundsätzlich kann diese Frage aber nur von HGÜ-Herstellern detailliert beantwortet werden. Unabhängig vom gewählten Hersteller von HVAC-Komponenten, als auch unabhängig vom Hersteller von VSC-HGÜ Konvertern können Offshore-Windenergieanlagen aller Hersteller an die DC oder AC Netzanschlussysteme angeschlossen werden. Für den Anschluss an die DRU sind die Windenergieanlagen mit einem dafür speziell ausgelegten Regelsystem zu versehen.

**N5.6:** Unter welchen technischen Voraussetzungen ist eine Einbindung in das Netz am Netzverknüpfungspunkt an Land (auch in das bereits bestehende) möglich? Welche Räume sollten hierfür vorgesehen werden?

Landseitige Anbindungen werden durch die unter Ziff. N5.0 beschriebenen Konzepte nicht wesentlich verändert. Diese Frage kann im Detail nur von HGÜ-Herstellern detailliert beantwortet werden. Im Fall der DRU Gleichrichtereinheit müssen die Hersteller direkt kontaktiert werden.

**N6.0:** Wie könnte ein Anbindungskonzept mit Wegfall der Umspannplattform aussehen?

Es ist möglich, die Windenergieanlagen direkt über Arraykabel mit 66 kV AC an den Offshore-VSC-HGÜ-Konverter anzuschließen oder an eine HVAC-Plattform mit direkter Landanbindung (gemäß der Varianten lit. a) und lit. b) in Ziff. N5.2). Der ÜNB stellt einen Netzanschlusspunkt mit der Spannungsebene 66 kV für den OWP zur Verfügung – dies ist ohne weitere Substation möglich.

**N6.1:** Welche zusätzlichen technischen und räumlichen Voraussetzungen sind dadurch auf der Konverterplattform seitens des Übertragungsnetzbetreibers und des Windparkbetreibers zu schaffen? Welche zusätzlichen technischen und räumlichen Voraussetzungen sind beim Netzverknüpfungspunkt an Land zu schaffen?

Der Zugang zur Nutzung des Heli-Decks auf der HGÜ-Plattform muss sowohl für den Windparkbetreiber als auch den ÜNB möglich sein, sowohl der ÜNB als auch der Windparkbetreiber benötigen Hilfssysteme und den dafür notwendigen Platz auf der HGÜ Plattform. Der erforderliche Platz hängt davon ab, was für die Regelung und den Betrieb des Windparks

erforderlich ist (z. B. Platz für Sekundärtechnik des OWP-Betreibers, Nutzungsrecht und Aufenthaltsräume für OWP-Betreiber, Zugang via Heli, backup-power supply für WTG). Die Erwartung ist, dass der Raumbedarf vergleichbar mit niederländischen Projekten ist. Diese Frage kann nur bei der Festlegung der Spannung, der Nennleistung und des Typs der HGÜ beantwortet werden. Darüber hinausgehende Fragen können nur von den HGÜ-Herstellern detailliert beantwortet werden.

**N6.2:** Bestehen zudem zusätzliche Anforderungen an Windkraftanlagen?

Grundsätzlich müssen die Windenergieanlagen immer über ein Array-Kabelsystem an den HGÜ-Konverter angeschlossen werden. Die dafür gewählte Spannungsebene muss wirtschaftlich vertretbar sein. Möglicherweise müssen die Netzanschlussregeln bzgl. des einzuhaltenden Spannungsbandes modifiziert werden, um unnötig hohe Kosten für den Netzanschluss zu vermeiden.

Die Schaltanlagen der Windenergieanlagen müssen den maximalen Kurzschlussströmen standhalten, die maßgeblich durch das Design der Konverterstation bestimmt werden (Größe und Bauart der Trafos). Hierfür sind standardisierte Technikvorgaben für die Konverterstationen erforderlich, die eine Verwendung von Schaltanlagen mit marktgängigen Bemessungskurzschlussströmen in den Windenergieanlagen berücksichtigen. Gleichmaßen sollte eine einheitliche Ausführung der Sternpunktterdung festgelegt werden, damit die zu erwartenden Erdschlussströme im Design der Windenergieanlagen berücksichtigt werden können. Mit Wegfall der Umspannplattform sollte auf eine zentrale Notstromversorgung zur Versorgung des Eigenbedarfs im Windpark verzichtet werden. Anstelle dessen sollten die Anforderungen an Hersteller von Windenergieanlagen zukünftig derart gestellt werden, dass diese eine autarke Eigenbedarfsversorgung für jede Einheit vorsehen müssen. Dadurch könnten der Einsatz von Verbrennungsmaschinen zur Notstromversorgung minimiert und zugleich Voraussetzungen geschaffen werden, die eine zukünftige Inselbetriebsfähigkeit der Einheiten erleichtern.

**N6.3:** Welche Auswirkungen hat dieses Anbindungskonzept auf den Platzbedarf/das Gewicht der Konverterplattform?

Dazu bereits Ziff. 5.3.

Gilt für die Varianten mit 66 kV-Direktanschluss, vgl. dazu Ziff. N5.2 lit. a) und lit. b): Der zusätzlich benötigte Platzbedarf für die 66 kV Schaltfelder, sowie Kontroll-, Regler- und Kommunikationseinrichtungen wird als gering eingeschätzt.

**N6.4:** Ist eine herstellerunabhängige Marktverfügbarkeit gegeben?

Dazu bereits Ziff. 5.5.

Für HVAC und HVDC mit VSC ist eine herstellerunabhängige Marktverfügbarkeit gegeben; für DRU hingegen nicht. In der Regel werden sowohl der Onshore, als auch der Offshore VSC-HGÜ-Konverter vom gleichen Hersteller gebaut. Daher muss man feststellen, dass die

Konfiguration des Netzanschlussystems nicht herstellerunabhängig ist. Grundsätzlich kann diese Frage aber nur von HGÜ-Herstellern detailliert beantwortet werden. Unabhängig vom gewählten Hersteller von HVAC-Komponenten, als auch unabhängig vom Hersteller von VSC-HGÜ Konvertern können offshore Windenergieanlagen aller Hersteller an die DC oder AC Netzanschlussysteme angeschlossen werden. Für den Anschluss an die DRU sind die Windenergieanlagen mit einem dafür speziell ausgelegten Regelsystem zu versehen.

**N7.0:** Wie könnte ein Anbindungskonzept mit Einsatz von dezentralen Gleichrichtereinheiten aussehen?

Die Technologie hat ist sowohl auf Netzanbindungsseite als auch auf WTG-Seite nicht Stand der Technik. Ein zu schneller Einsatz ohne Erprobung würde also zu geringerer Einspeisung aus Offshore-Windparks wegen geringerer Systemstabilität und damit höheren Kosten pro kWh führen. Somit muss das Konzept im Rahmen eines Pilotprojektes getestet werden, bevor es als Netzanbindungstechnologie im Rahmen eines Bieterverfahrens eingesetzt werden kann. Das DRU-Konzept stellt besondere technische Anforderungen an die Windenergieanlagen; bei einer Planung mit heute am Markt verfügbaren WEA ist ein Anschluss an eine Gleichrichter-HGÜ nicht möglich, da zusätzliche Anforderungen wie z. B. Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit sowie ein erweiterter Blindleistungsbereich momentan nicht erfüllt werden können.

Das gesamte HVDC-System, d. h. sowohl die Gleichrichter-HGÜ, als auch die onshore substation sollte auf jeden Fall aus einer Hand betrieben werden, da die Regelung des HVDC-Systems hinsichtlich Lastfluss und Spannungshaltung komplex ist und in einem vermaschten DC-Netz unmittelbare Konsequenzen auf die Funktionsfähigkeit des Netzanbindungssystems hätte. Der Betreiber des Anschlussystems stellt Netzanschlusspunkt 66 kV für OWP zur Verfügung, ohne weitere Substation. Ein einheitliches Regelverfahren für die WTG sollte im Pilotprojekt verifiziert und herstellerübergreifend standardisiert werden.

**N7.1:** Welche zusätzlichen technischen und räumlichen Voraussetzungen sind dadurch auf der Gleichrichtereinheit seitens des Übertragungsnetzbetreibers und des Windparkbetreibers zu schaffen? Welche zusätzlichen technischen und räumlichen Voraussetzungen sind beim Netzverknüpfungspunkt an Land zu schaffen?

Hersteller haben für die HVDC-DRU eine verkleinerte HVDC-Plattform vorgeschlagen. Wie bei konventioneller Anbindung mit Wegfall der Umspannplattform sollte auch die HVDC-DRU vom Übertragungsnetzbetreiber betrieben werden und ein direkter Anschluss der WTG über 66 kV-Strings vorgesehen werden. Der Zugang zur Nutzung des Helidecks auf der HVDC-Plattform muss sowohl für den Windparkbetreiber als auch den ÜNB möglich sein, sowohl der ÜNB als auch der Windparkbetreiber benötigen Hilfssysteme und den dafür notwendigen Platz auf der HVDC-Plattform; der erforderliche Platz hängt davon ab, was für die Regelung und den Betrieb des Windparks erforderlich ist; insbesondere Kompensations- und Filterstufen für das 66 kV-System sollten auf der HVDC-Plattform angeordnet werden. Räume sollten dem Windparkbetreiber ähnlich wie heute auf den HVAC-Umspannplattformen in den Nieder-

landen mit entsprechender Größe bereitgestellt wird, z. B. für Leittechnik und Transfer von Personal.

In Bezug auf den Onshore Netzanschlusspunkt an Land wäre die Erwartung, dass die Onshore Umrichterstation der heutigen sehr ähneln würde. Jedoch kann diese Frage nur von den HGÜ-Herstellern detailliert beantwortet werden.

**N7.2:** Bestehen zudem zusätzliche Anforderungen an Windkraftanlagen?

Ja, es bestehen zusätzliche Anforderungen und bedeuten erhebliche Zusatzkosten. Es ist wichtig, dass unterschiedliche Hersteller in der Lage sein müssen, ihre Offshore-Windenergieanlagen an ein DRU-System anzuschließen. Anforderungen an Regelung, Schutz und Betriebsverhalten der WTG müssen grundlegend anders definiert werden. Rückwirkungen parallel auf das DC-System einspeisender Gleichrichtereinheiten auf das Betriebsverhalten der WTG sind zu untersuchen und in Regelungsverfahren zu berücksichtigen. Durch den Betrieb am Gleichrichter sind höhere Oberschwingungsbelastungen und somit höhere Erwärmungen im Leistungsteil der WTG zu erwarten. Leistungskomponenten müssen ggf. größer dimensioniert oder aber stärker gekühlt werden. Ein Betrieb mit variabler Spannung auf der 66 kV-Seite erfordert darüber hinaus ein geändertes Konzept zur stabilen Eigenbedarfsversorgung, insbesondere für motorische Lasten. Eine mehrjährige Erprobung Offshore im Rahmen einer Pilotanlage ist erforderlich. Die Ergebnisse müssen dem Markt zugänglich gemacht werden. Eigenbedarfsversorgung der Gleichrichterstation, Blindleistungsbereitstellung, Filterung von Oberschwingungen und Aufbau des Netzes ausgehend von einem Inselbetrieb des OWP sind grundlegend zu untersuchen und zu definieren. (Der Eindruck, dass vermeintlich nur die Firmware/Steuerung der WTG ausgetauscht werden müsste, ist irreführend und bagatellisiert die grundsätzlichen Herausforderungen im Betrieb mit Gleichrichtereinheiten)

**N7.3:** Welche Auswirkungen hat dieses Anbindungskonzept auf den Platzbedarf/ das Gewicht der Gleichrichtereinheiten?

In Anbetracht der Erläuterungen zu N7.1 und N7.2 kann nicht abgeschätzt werden, ob mehr oder weniger Platzbedarf/Gewicht entsteht.

Diese Frage bezieht sich auf das DRU-Konzept, daher kann es nur von den Herstellern genau beantwortet werden.

**N7.4:** Ist eine gebündelte Verlegung des AC-Reservekabels mit dem DC-Seekabelsystem möglich (z. B. unter den Gesichtspunkten der elektrischen und magnetischen Felder, Einhaltung 2-K-Kriterium, Verlegevorgang)?

Die Bündelung eines 66 kV-Kabels mit dem DC-Seekabelsystem ist eine neue Herausforderung für den Installationsbetrieb. Einige Kabelhersteller haben bereits Entwürfe mit dem gebündelten 66 kV Kabel und DC-Seekabelsystem vorgeschlagen. Das 2K-Kriterium darf aber dabei kein Designkriterium für das 66 kV Kabel sein, da nicht erwartet wird, dass das 66 kV

Kabel und das DC-Seekabelsystem gleichzeitig in Betrieb sind. Genau beantworten können diese Frage jedoch nur die Hersteller.

Unabhängig davon sollte geprüft werden, ob der Aufwand für ein AC-Reservekabel grundsätzlich eingespart werden könnte, wenn für die HVDC-Plattform eine lokale Noteinspeisung aus den WTG vorgesehen wird, ggf. ergänzt durch eine PV-Anlage auf der Plattform. Mit einem AC-Reservekabel im Bündel mit den DC-Kabeln könnte außerdem keine redundante Versorgung gewährleistet werden.

**N7.5:** Welche maximale Länge des AC-Reservekabels ist möglich?

Genau beantworten können diese Frage nur die Hersteller. Weiterhin sollten preiswertere Alternativen zur Eigenbedarfsversorgung ohne AC-Reservekabel untersucht werden.

**N7.6:** Welche Voraussetzungen müssten bei der Anbindung der Gleichrichtereinheit mit einer VSC-Konverterplattform zur Eigenstromversorgung geschaffen werden?

Genau beantworten können diese Frage nur die Hersteller.

**N7.7:** Ist eine herstellerunabhängige Marktverfügbarkeit gegeben?

Das DRU-Konzept wird derzeit nur von einem Hersteller angeboten und steht somit nicht herstellerunabhängig zur Verfügung. Grundsätzlich kann diese Frage nur von HGÜ-Herstellern detailliert beantwortet werden. Für den Anschluss an die DRU sind die Windenergieanlagen mit einem speziell ausgelegten Regelsystem zu versehen. Herstellerunabhängige Standards müssen hierfür erst noch geschaffen. Um eine rechtzeitige Einführung sicherzustellen, sollten die regulatorischen Ziele frühzeitig festgeschrieben werden.

**N.8.0:** Welche innovativen Anbindungskonzepte könnten bei einer Fertigstellung nach 2030 in Betracht kommen?

Innovation sollte angesichts des zunehmenden europäischen Wettbewerbs primär das Ziel der Kostensenkung verfolgen. Höhere Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit mittels langer AC-Kabel (mit zusätzlicher Kompensationsstation wie OWP Hornsea) oder mittels GIL-Leitungen in 50 Hz-Technik und Unterwassertunnelbau sollten gegenüber Einsatz der DC-Technik geprüft werden. Zur Technologie der Netzanbindungssysteme mittels HVAC, VSC-HVDC und ggf. HVDC-DRU sind derzeit keine Alternativen erkennbar, die zu Beginn des Betrachtungszeitraums kommerziell verfügbar sein könnten. Eine marktgängige Lösung für vermaschte HVDC -Systeme erscheint wegen des hohen technischen Aufwands und der starken Abhängigkeit ihrer Verfügbarkeit von der sensiblen Schlüsselkomponente des HVDC-Leistungsschalters wenig realistisch. Die Verfügbarkeit und Redundanz der HV-Transportsysteme wird mit zunehmender Einzelleistung von Windparks und Rückbau der konventionellen Erzeugungsanlagen nach 2030 systemkritisch werden. Dementsprechend

dürften sich die innovativen Aspekte von Netzanbindungen zunehmend zu den Übertragungsnetzbetreibern verlagern.

**N.8.1:** Welcher Zeitraum ist für die Realisierung (Planung bis zur Fertigstellung) anzusetzen? Bitte geben Sie hier konkret die Zeiträume für die einzelnen Phasen an.

Für Konzepte gemäß N5, N6 und N7 gelten die in N5.1 genannten Zeiträume.

Unterwasser-GIL-Projekte (Power Transmission pipelines) mit 8000 MVA: Die Planungs- und Genehmigungsphase, der Aufbau der notwendigen Fertigungskapazitäten und der Logistik, der Bau eines 60 km langen Tunnelabschnitts mit Umspannplattformen sowie die Installation von 4 GIL werden auf zehn bis zwölf Jahre veranschlagt. An die 60 km GIL kann ein AC-Kollektorsystem aus z.B. 220-kV-Kabeln angeschlossen werden.

Quelle: [http://www.forwind.de/forwind/files/forwind\\_a404einzelnklein.pdf](http://www.forwind.de/forwind/files/forwind_a404einzelnklein.pdf);

weitere Quellen: <http://orca.cf.ac.uk/73315/1/2015ElnaddabKPhD.pdf>.

**N.8.2:** Bestehen technische Restriktionen für entsprechende Konzepte im Rahmen der derzeitigen Standardisierung?

Regelungsverfahren auf dem Stand des aktuellen NC-HVDC beschreiben lediglich den Status quo. Zur Erfüllung von Anforderungen an die Systemstabilität und Reserveleistungsbereitstellung nach 2030 sollten auf Grundlage bereits bestehender Studien zeitnah neue Verfahren Offshore-spezifisch definiert und erprobt werden. Im Einzelfall sind sogar grundlegende Veränderungen des dynamischen Verhaltens der Netzregelung zu erwarten, z. B. synthetic inertia. Die Entwicklung der nächsten Stufe des NC-HVDC sollte frühzeitig beginnen, damit den Herstellern von HVDC-Systemen und Windenergieanlagen ausreichend Zeit für die Umsetzung und Erprobung neuer Verfahren zur Verfügung steht.