

Fragenkatalog im Rahmen der Konsultation des BSH-Vorentwurfs eines Flächenentwicklungsplans 2019 (Anlage zur Stellungnahme)

Zu 4.2.1.1 Verbindung zwischen Konverterplattform und Offshore-Windparks: Standardkonzept 66 kV

F.1 Wie bewerten Sie die Umstellung im Vergleich zum BFO-N 16/17 auf das 66 kV Anbindungskonzept als Standard zur Anbindung von Offshore-Windparks an eine Konverterplattform?

Die Ausführungen zum Standardkonzept einer Spannung von 66 kV für die Verbindung zwischen Konverterplattform und Offshore-Windparks gibt den Stand der Technik wieder. Sie verhindert aber die Weiterentwicklung in der Gleichstrom-Technologie.

Daher muss auch die Öffnung für andere Spannungsebenen – z. B. 132 kV, 155 kV, 220 kV – durch den FEP gewährleistet werden. Denn nur durch eine solche Öffnung lassen sich neuste und insbesondere kostengünstige Technologien realisieren.

F.2 Ist der Eingang der 66 kV Anbindungsleitungen in die Konverterplattform (Kabelendverschluss der 66 kV Seekabel) eine sinnvolle Schnittstelle bzw. Eigentumsgrenze zwischen ÜNB und Offshore-Windpark-Vorhabenträger/Betreiber?

Der Kabelendverschluss der 66-kV-Seekabel am Eingang der 66-kV-Schaltanlage ist die primäre Schnittstelle zwischen dem Betreiber des Offshore Windparks und dem Betreiber der Konverterplattform. Sekundäre Schnittstellen zwischen beiden Parteien bestehen an allen Interfaces, die der Regelung des Offshore-Windparks und der Kommunikation zwischen ÜNB und dem Offshore-Windpark dienen.

Beim Anschlusskonzept in den Niederlanden sind die o.g. primären und sekundären Schnittstellen zwischen dem Betreiber des Offshore-Windparks und dem Betreiber der 220-kV-AC-Offshoreplattform definiert worden. Die Festlegung dieser Schnittstellen ist auch auf das Anbindungskonzept in der deutschen Nordsee sinnvoll übertragbar.

Die Schnittstelle ist außerdem so zu wählen, dass Eigentumsübergang und Verantwortungsbereich, auch vor dem Hintergrund von Sicherheitsabschaltungen, übereinstimmen. Es müssen Blindleistungskompensation, ggf. Schutz-Vorrichtungen sowie die dazugehörigen Drosseln und ggf. Filter an die 66kV Schaltanlage angeschlossen werden können.

F.3 Ist es erforderlich, dass der Offshore-Windpark-Vorhabenträger/Betreiber beim 66 kV Anbindungskonzept eine separate (Wohn-)Plattform errichtet? Sollten die beiden Plattformen in diesem Fall räumlich nah beieinander liegen und nach dem Mutter/Tochter-Konzept des BFO-N 16/17 realisiert werden?

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Diese Frage lässt sich nicht pauschal beantworten, sondern hängt vom jeweiligen O&M-Konzept für das jeweilige Projekt ab und von der Küstenentfernung. Diese Wahl sollte dem jeweiligen OWP-Betreiber überlassen werden.

Wenn eine Wohnplattform errichtet wird, so sollte sie vorzugsweise benachbart zur Konverterstation liegen, damit möglichst wenig Fläche verbraucht wird, die für Windenergieanlagen genutzt werden könnte. Dies geht allerdings davon aus, dass der Konverter zukünftig im oder zumindest sehr nahe beim Windpark liegt. Sollte dies nicht der Fall sein, sollte dem OWP-Betreiber die Platzierung überlassen bleiben, im Rahmen der genehmigten Koordinaten.

F.4 Welche Aspekte, die die Schnittstelle zwischen ÜNB und Offshore-Windpark-Vorhabenträger/Betreiber betreffen, sollten im Rahmen von Planungsgrundsätzen im FEP Berücksichtigung finden? (Bsp.: Planung, Errichtung, Betrieb/Wartung)

Insgesamt sollten Planung, Errichtung, Betrieb und Wartung in gegenseitiger nachbarschaftlicher Rücksichtnahme erfolgen. Dies betrifft bspw. die (räumliche) Zuführung der Kabel, den Verlegeprozess, das Timing von Wartungsarbeiten u. a..

Planungsgrundsätze im FEP sollten die eigentumsrelevante Schnittstelle benennen. Darüberhinausgehende Vereinbarungen zu Schnittstellen sollten dem Gestaltungsspielraum vom Betreiber des Offshore-Windparks und dem Betreiber der Konverterplattform überlassen werden. Für Fälle, in denen OWP-seitig wegen dieses Konzepts auf eine Plattform verzichtet wird, sollte jedoch die Möglichkeit (eng und eindeutig begrenzter) Mitnutzungen geschaffen werden, beispielsweise das Helikopterlandedeck.

Zu berücksichtigen sind darüber hinaus Einrichtungen zur Blindleistungskompensation im 66kV-Netz, Spannungsregelung im 66kV-Netz sowie Standard-Technikvorgaben für elektrische Daten der 66kV-Anschlüsse. Ebenfalls ist das elektrische Schutzkonzept anzupassen, i. S. v. Technikvorgaben vor Einbau der Sekundärtechnik des OWP-Betreibers auf der Konverterplattform.

Betreiberpflichten im OWP sind von allen Beteiligten zu berücksichtigen.

Bei Anbindung mehrerer OWPs an einen Konverter ist zusätzlich eine räumliche Trennung der Installationen und Einrichtungen der unterschiedlichen OWP-Vorhabensträger/Betreiber zu berücksichtigen. Die diesbezügliche Vorgabe ist aufzunehmen.

Bei der Standortwahl der Plattformen ist eine Abstimmung zwischen den Betreiber und den ÜNB vor dem Hintergrund der Ertragsmöglichkeiten erforderlich.

Bei Errichtung und Rückbau des OWPs und der Konverterplattform ist ein Abstimmungs- und Priorisierungsprozess zu erstellen.

F.5 Inwiefern sind auch beim 66 kV Anbindungskonzept Verbindungen zwischen Konverterplattformen (auch solchen mit 155 kV Anbindungskonzept) möglich? Welche technischen Maßnahmen wären hierfür zu berücksichtigen?

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Es ist aus Sicht der Windbranche überaus wünschenswert, die Möglichkeit zur Vernetzung der Konverter untereinander beizubehalten.

Diese Möglichkeit bleibt auch bei einem 66 kV-Konzept prinzipiell bestehen, wenngleich sie – aus heutiger Sicht – schwieriger und wohl auch kostenaufwendiger umzusetzen ist. Erforderlich ist vor allem eine vorausschauende Planung, die die Zuführung der verbindenden Kabel in ausreichender Anzahl berücksichtigt und die ausreichend Raum für diese Kabel bietet. Eine nachträgliche Installation hingegen dürfte zwar machbar, aber voraussetzungsvoll sein.

F.6 Welche Aspekte sind bei einem zeitlich verzögerten Anschluss mehrerer Offshore-Windparks (etwa aufgrund unterschiedlicher Inbetriebnahmejahre) an eine Konverterplattform mit 66 kV Anbindungskonzept zu berücksichtigen?

Insbesondere muss die Schnittstellenvereinbarung sauber und ohne Benachteiligungen auf den hinzutretenden Windpark erweitert werden. Die Vereinbarung zwischen ÜNB und dem ersten OWP wird dies vermutlich bereits antizipieren müssen.

In Hinblick auf die Ausstattung der Konverterplattform ist davon auszugehen, dass von vorneherein ausreichend Möglichkeiten der Anbindung hinzutretender Erzeugungskapazität geschaffen wurden und es insoweit keiner „Nachrüstung“ bedarf.

F.7 Welche technischen Anforderungen sind beim 66 kV Anbindungskonzept an Offshore-Windenergieanlagen zu stellen?

Die technischen Anforderungen an Offshore-Windenergieanlagen, die an eine Konverterplattform angeschlossen werden, sind in der VDE-AR-N 4131 definiert. Diese Anwendungsregel wird am 26. August 2018 in Kraft treten; sie gelten auch für die Spannungsebene 66 kV.

Zu 4.2.2 Standardkonzept Ostsee: Drehstromsystem

F.8 Ist es aus Ihrer Sicht schlüssig, dass aufgrund der geringen verfügbaren Leistung in der AWZ der Ostsee weiterhin das AC-Anbindungskonzept verfolgt werden sollte, um Leerstände zu vermeiden?

Wir stimmen dem Ansatz zu, Leerstände von NAS zu vermeiden. Es bedarf aber jedenfalls einer Öffnungsklausel, um im Einzelfall auch ein anderes Anbindungskonzept für ein größeres Cluster oder ein größeres Vorhaben realisieren zu können, ohne dass dies einen Widerspruch zum Planwerk auslöst. Denn sollten in der Zukunft – ggf. im Einzelfall – Flächen in der Ostsee ausgewiesen werden, die in der Größenordnung der Nordsee liegen (900-1.200 MW), könnte aus technischer, wirtschaftlicher und naturschutzfachlicher Sicht ein Gleichstromsystem erwägenswert sein.

Zu 4.3 Standardisierte Technikgrundsätze

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

F.9 *Es ist vorgesehen, weitere Technikgrundsätze in den FEP aufzunehmen. Gibt es daher von Seiten der Konsultationsteilnehmer Hinweise zu weiteren Technikgrundsätzen für Netzanbindungssysteme, Verbindungen untereinander, grenzüberschreitende Seekabelsysteme aber auch Flächen?*

Am 26.08.2018 werden Netzanschlussregeln für HGÜ-Systeme und an HGÜ-Systeme angeschlossene Windparks in Kraft treten (VDE-AR-N 4131); Netzanschlussregeln für an AC-Verbindungen angeschlossene Windparks (VDE-AR-N 4130) sind bereits seit 17. Mai 2018 gültig. Beide Vorschriften sind Ergebnis eines europäischen Prozesses. Es ist insofern sinnvoll, die Technikgrundsätze im FEP entsprechend zu spezifizieren. Erforderlich ist allerdings, dies auch auf die landseitig eingesetzten Technologien abzustimmen. Ggf. bedarf es daher noch einer nationalen Ausgestaltung.

Gleichzeitig darf keine „Barrierewirkung“ für die weitere Technologieentwicklung entstehen. So ist es durchaus denkbar, dass sich in den nächsten Jahren alternative Anschlusskonzepte für Offshore-Windparks technisch und wirtschaftlich optimaler darstellen als diejenigen, die jetzt im Grundsatz festgelegt werden. Erwähnenswert sind aus heutiger Sicht etwa das DRU-Anschlusskonzept und der Multiterminal-Anschluss von Offshore-Windparks an bestehende DC-Leitungen (insbesondere an Interkonnektoren). Beide Anschlusskonzepte sind aus verschiedenen Gründen heute noch nicht ausgereift, so dass ein sofortiger Einsatz unwahrscheinlich ist. Es handelt sich jedoch um sehr innovative Konzepte, deren Einsatz ab 2026 denkbar ist. Daher sollte der FEP die Anwendbarkeit nicht ausschließen.

Aufgrund der hohen Komplexität sollten Grundsätze für die genannten alternativen Anschlusskonzepte zwischen den Herstellern von Windenergieanlagen und von HGÜ-Systemen, den ÜNB sowie den Betreibern von Offshore-Windparks und dem BSH zusammen erarbeitet werden.

Zu 4.3.1 Gleichstromsystem Nordsee

F.10 *Welche technischen Eigenschaften (Nennspannung, Leiterquerschnitt, Stromtragfähigkeit, max. übertragbare Leistung) von DC-Übertragungssystemen sollten für die Jahre ab 2026 zugrunde gelegt werden? Und sind damit die unter den standardisierten Technikvorgaben angegebenen Übertragungskapazitäten sicher zu erreichen?*

Diese Frage ist von den einschlägigen Herstellern zu beantworten. U. E. sollten jedoch die maximal realisierbaren Parameter als Standard zugrunde gelegt werden.

F.11 *Gibt es belastbare Hinweise darauf, dass das Diodengleichrichterkonzept (DRU) ab 2026 großtechnisch eingesetzt werden kann? Welche Vor- und Nachteile ergeben sich im Gegensatz zum auf VSC-Konvertern basierenden HGÜ-Anbindungskonzept? Welche Konsequenzen hätte eine Nutzung des DRU Konzepts für die Festlegungen des FEP? Wäre ein herstellerunabhängiger Einsatz von Offshore-Windenergieanlagen möglich?*

Diese Frage ist von den einschlägigen Herstellern zu beantworten.

Ein Standard darf nur gesetzt werden, wenn Herstellerunabhängigkeit (sowohl bezüglich der Netzanbindung als auch bezüglich der Windenergieanlagen) gewährleistet ist.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Zu 4.3.3.2 Verbindungen in Gleichstromtechnologie

F.12 *Welche Technologien wären für eine Gleichstromverbindung von zwei oder mehreren Konverterplattformen zwingend erforderlich? Sind diese Technologien ab dem Jahr 2026 voraussichtlich großtechnisch verfügbar?*

Auch diese Frage ist von den einschlägigen Herstellern von HGÜ-Systemen zu beantworten.

Zu 4.4 Planungsgrundsätze

F.13 *Es ist vorgesehen, weitere Planungsgrundsätze in den FEP aufzunehmen. Gibt es daher von Seiten der Konsultationsteilnehmer Hinweise zu weiteren Planungsgrundsätzen für Flächen, Plattformen oder Seekabelsysteme?*

- Siehe Beantwortung der Fragen F.1 und F.9.
- Das BSH sollte für die Nordsee auch HVA(!)C in Betracht ziehen; die Entscheidung für HVDC wurde getroffen, bevor 275kV-HVAC-Kabel verfügbar waren. HVAC kann eine Lösung für das – im Vergleich zu den geplanten NAS – flächenmäßig beengte Gebiet N-3 darstellen, da sich so die Anbindungskapazität im Gesamtgebiet N-3 flexibler dosieren ließe anstelle einer „strikten“ Aufteilung nach den derzeit geplanten Systemen.
- Die Planungsgrundsätze müssen den Zweck der Flächenentwicklung (fachplanerische Festlegungen für die AWZ) und das Ziel der Flächenentwicklung, nämlich die Nutzung der Windenergie zur Energieerzeugung auf See einschließlich der Möglichkeit zukünftiger leitungsunabhängiger Nutzungen, widerspiegeln. Gegebenenfalls ist diesem Zweck Vorrang in Abwägungsprozessen einzuräumen.
- Das Gebot, Windparks an den Konverter, der für das Gebiet vorgesehen ist, anzuschließen, ist zu technologieeingrenzend formuliert. Er macht so nur Sinn für leitungsgebundene Windparks. Aufgrund der technologischen Weiterentwicklungen sollte die Art der Erzeugung durch Wind und des Abtransportes der erzeugten erneuerbaren Energien möglichst technologieoffen bleiben. Auch clusterübergreifende Anbindungsmöglichkeiten müssen weiter möglich sein, insbesondere bereits vorgesehene. Hier kann ein Regel-Ausnahme-Verhältnis geschaffen werden.
- Es bedarf nicht nur einer zeitlichen, sondern auch einer räumlichen Gesamtkoordinierung der Verlegearbeiten unter Berücksichtigung ggf. noch nachfolgender OWP's oder nachfolgender Verbindungen zwischen Convertern.
- Die Größe von Netzanschluss und anzuschließenden Projekten muss übereinstimmen, damit zukünftig keine weiteren „stranded capacities“ entstehen.

Zu 4.4.1 Flächen

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

F.14 Ist der angenommene Abstand von 500 m zwischen zwei Flächen bzw. zwischen bestehenden Projekten und neu zu entwickelnden Flächen für die Festlegung des Flächenzuschnitts (und damit der möglichen Leistung) ausreichend?

Die Festlegung eines Abstands von 500m reicht nicht aus. Schon zur Vermeidung ggf. standsicherheitsgefährdender Turbulenzen gilt eine Faustregel des fünffachen Rotordurchmessers; teilweise wird etwas mehr, teilweise wegen günstigerer Turbulenzverhältnisse offshore etwas weniger angesetzt. Basierend auf beispielsweise der derzeit größten bekannten WTG (GE 12 MW mit 220 Metern Rotormesser) und auf Basis des zuvor gesagten müsste der Abstand - konservativ gerechnet - 1.100 Meter betragen.

Im Übrigen wird man zu berücksichtigen haben, ob eine neue Fläche ein bestehendes Projekt abschattet oder ob sie selbst abgeschattet wird. Während im zweiten Fall der Betreiber sein Layout darauf einstellen kann, könnte im ersten Fall der Betreiber bis auf die Mindestgrenze heranrücken. Dies könnte vor allem dann abwägungsfehlerhaft sein, wenn bisherige Planungen, im alten Zulassungsregime, dies nicht erwarten ließen.

F.15 Sind weitere Planungsgrundsätze für Flächen erforderlich?

Zur Ausnutzung eines Netzanbindungssystems und zur vollen Nutzung des mit einem Zuschlag gewährten, nicht eingeschränkten Anspruchs auf Übertragung einer bestimmten Strommenge muss der Flächenzuschnitt auch ein Overplanting ermöglichen (bspw. im Umfang typischer (WEA-seitiger) Stillstände; typisches Lastprofil nach Windhöflichkeit des Gebiets).

Der Flächenzuschnitt sollte eine Minimierung – oder jedenfalls „ausgewogene Verteilung“ der Abschattungseffekte zwischen den Flächen berücksichtigen.

Zu 4.4.3 Seekabelsysteme

F.16 Inwiefern kann eine verstärkte bzw. verbesserte Temperaturüberwachung von Seekabelsystemen zu einer durchschnittlich höheren Auslastung der Seekabel unter Berücksichtigung des Planungsgrundsatzes zur Sedimenterwärmung führen?

Durchgeführte Messungen und aktuelle Forschungsarbeiten zeigen, dass die Sedimenterwärmung derzeit deutlich unter 2K bleibt und existierende Kabel stärker belastet werden könnten, ohne diese Grenze zu überschreiten.

Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass das Messen hochgradig aufwendig ist. Da bereits wichtige praktische Erkenntnisse vorliegen, ist es nicht erforderlich, ein Temperaturmonitoring zu verlangen.

Wir halten es allerdings für zwingend, die Methoden der Erwärmungsprognosen den aktuellen Erkenntnissen anzupassen, um mit differenzierteren Annahmen arbeiten zu können. Die bisherigen Annahmen haben sich als mittlerweile zu vorsorglich erwiesen; eine stärkere Auslastung scheint möglich.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

F.17 Welche technischen Maßnahmen (etwa Temperaturmessung am Kabel) wären hierfür erforderlich? Sind diese bereits verfügbar bzw. im Einsatz?

Wir verweisen auf F.16. Die Frage ist von den Übertragungsnetzbetreibern zu beantworten.

Zu 4.7. Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung

F.18 Wie bewerten Sie die in diesem Kapitel beschriebene grundsätzliche Methodik der Leistungsermittlung?

Wir halten die Methodik in der angemessenen Detailtiefe für plausibel.

F.19 Ist die Annahme gerechtfertigt, dass die Weiterentwicklung des Standes der Technik bei Windenergieanlagen im Zeitraum 2026 bis 2030 keinen Einfluss auf die Leistungsbestimmung hat? Wenn nein, welche Entwicklung wird für diesen Zeitraum erwartet?

Der Annahme stimmen wir zu. Entscheidend ist die nicht beliebig veränderbare Kenngröße die vom Rotor überstrichene Fläche. Auch die angegeben Bandbreite von ca. 300 bis 500 W/m² trifft zu.

F.20 Welche der genannten Kriterien sind aus Ihrer Sicht maßgeblich für die Bestimmung der voraussichtlich installierbaren Leistung? Gibt es weitere Kriterien? Die

Die wesentlichen Kriterien dürften die Parkgeometrie sowie externe Abschattungseffekte durch benachbarte Parks sein. Weiterhin sind das Errichtungsjahr und die dann zu erwartende Turbinengröße relevant.

Allerdings zeigen unsere langjährigen Erfahrungen in der Auslegung des optimalen Parklayouts grundsätzlich nicht, dass ein durch Nachbarwindparks abgeschatteter Windpark einer geringere Leistungsdichte bedarf, um die Wirtschaftlichkeit zu optimieren. Kriterium Nr. 2 in Kap. 4.7.3. ist daher u.E. in dieser Form nicht allgemeingültig anwendbar. Die spezifische Leistungsdichte der Turbinen hingegen spielt für die Leistungsdichte des Parks, wie in 4.7.3 ausgeführt eine Rolle und sollte nicht pauschalisiert werden.

F.21 Halten Sie es für gerechtfertigt, aufgrund der vorherrschenden Windverhältnisse in der Ostsee von der Methodik zur Leistungsermittlung abzuweichen (z.B. Annahme von max. 14 MW/km², unabhängig von Lage und Geometrie des Windparks)?

Nein, dies ist nicht gerechtfertigt. Es sollte in Gänze das gleiche Schema wie für die Nordsee angewendet werden.

F.22 Ist die Höhe der anzulegenden Leistungsdichte für die einzelnen Flächenkategorien gerechtfertigt?

Die Leistungsdichte halten wir für realistisch.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Allerdings fällt auf, dass das Spektrum der Leistungsdichte sehr breit ist. Bringt man dies im Zusammenhang mit der Flächengröße, so zeigt sich bei den Angaben der Tabelle 7 (S. 50) der Trend, kleine Flächen – wie z. B. N-6.7 – unter Hinweis (Fn. 4) auf die Berücksichtigung der Netzanbindungskapazität mit einer extrem hohen Leistungsdichte von 20 MW/km² auf ca. 22 km² Fläche auszuweisen. Umgekehrt werden die neuen Großflächen N-9.1 und N-9.2 der Zone 3 nur mit rund 10-12 MW/km² skizziert. Bei mehr als vierfacher Fläche wird also etwa nur die Hälfte der Leistungsdichte ausgewiesen. Als Begründung werden für die Zone 3 u. a. „betriebs- und volkswirtschaftliche Gesichtspunkte“ angeführt, vgl. S. 31 des FEP-VE. Das überzeugt nicht.

Dazu auch sogleich F.23.

F.23 Halten Sie die abweichende Methodik zur Leistungsermittlung in Zone 3 im Sinne einer effizienten Stromerzeugung aus Offshore-Windenergie für zielführend?

Nein, die Methodik dürfte nicht zielführend sein. Es gib keinen Grund, unterschiedlich vorzugehen. Die für Zone 1 und 2 verwendete Methodik ist plausibel, warum sollte sie nicht auch für Zone 3 gelten? Der Rückschluss wäre doch, dass die Methodik für Zone 1 und 2 nicht geeignet wäre und man die Abschattungseffekte, die als Begründung herangezogen werden, weit stärker gewichten müsste als es erfolgt. Damit würde sie aber abwägungsfehlerhaft, weil dann der Plan installierte Leistung von vorneherein als nur minder verfügbar festlegen würde.

Vielmehr scheint es so, dass die Angaben zur Leistungsdichte eher im Hinblick auf die Kapazität des künftigen Netzanbindungssystems gemacht wurden: Mal wurde bei kleinen Flächen die Leistungsdichte hoch angesetzt, um den Bedarf an Konverterkapazität hoch auszufüllen; mal wurde sie bei sehr großen Flächen geringer angesetzt, um künftige Netzanbindungssysteme von bis zu 1.200 MW nicht zu überlasten.

Im Sinne einer effizienten Flächennutzung sollte die Methodik über alle Zonen beibehalten werden und der Bedarf an Netzanbindungskapazität entsprechend bemessen werden.

F.24 Ist bei der Bewertung der Abschattung durch benachbarte Windparks der max. Abstand von 5.000 m sinnvoll oder sollten weiter entfernte Windparks in die Betrachtung mit aufgenommen werden?

Vermutlich rufen auch weiter entfernt liegende OWPs noch Abschattungseffekte hervor, die sich auf die Jahresproduktion durchaus auswirken könnten. Für die Festlegung der derzeitigen, durch die bisherige Entwicklung bereits vorgezeichnete Flächen- und Gebietskulisse dürften 5.000 m für die Bewertung der Abschattung bereits ausreichen. Für die Zukunft sollte auf der Grundlage flächenspezifischer Untersuchungen ggf. noch eine verfeinerte Bewertungsgrundlage geschaffen werden.

F.25 Welche Gesamthöhen für Windenergieanlagen auf See können für den Zeitraum 2026 bis 2030 sowie perspektivisch darüber hinaus erwartet werden?

Gesamthöhen von 250m sind das absolute Minimum, das zugrunde gelegt werden sollte.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Allerdings ist auch schon von deutlich höheren Anlagen die Rede. WEA sind in den letzten dreißig Jahren beständig größer geworden, und zwar sowohl onshore wie offshore. Es ist unklar, wie lange dieser Trend anhalten wird; zum augenblicklichen Zeitpunkt gibt es allerdings kein Anzeichen dafür, dass er am Ende angekommen ist. Daher sollte für die Planung extrapoliert werden.

Die augenblicklich größte WEA ist die GE 12MW mit einem Rotordurchmesser von 220 Metern und einer voraussichtlichen Verfügbarkeit im Jahr 2023. Für diese Anlage ist ein Abstand von 40 bis 50 Metern Abstand der unteren Blattspitze zu MSL optimal; folglich kann von einer Nabenhöhe von 160 Metern und einer Gesamthöhe von 270 Metern ausgegangen werden.

Für die Jahre 2026 bis 2030 und danach wird man sicherlich noch größere Anlagen sehen. 2030 könnte es bereits die nächste Generation nach der Haliade-X sein. Daher schlagen wir vor, langfristig und konservativ mit Rotordurchmessern von ~300 Metern und ~375m Gesamthöhe zu rechnen.

Zu 4.8.2.6. Kriterium 6: Voraussichtlich zu installierenden Leistung

F.26 Kann eine Mindestgröße für eine voraussichtlich zu installierende Leistung auf einer Fläche für einen (wirtschaftlichen) Betrieb eines eigenständigen Offshore-Windparks bestimmt werden?

Dies kann nicht pauschal beantwortet werden, da der wirtschaftliche Betrieb davon abhängt, wie weit eine Fläche von der Küste entfernt ist, wie stark sie abgeschattet wird, wie viele Flächen von einer Onshore-Base aus versorgt werden können, wie viel Anlagen gleichen Typs in einem Areal vorhanden sind etc.. Es hat sich gezeigt, dass die bisher üblichen Projektgrößen vom 300 bis 400 MW, aber auch kleinere Projekte durchaus wirtschaftlich betrieben werden können.

Zu den Anbindungsleitungen NOR 3-2 und NOR-7-2

F.27 Ist eine Trassenführung der Anbindungsleitung NOR-7-2 (BorWin6/kappa) in Richtung Schleswig-Holstein, beispielsweise auch aus umwelt- und naturschutzfachlicher Sicht hinsichtlich der Trassenführung im Küstenmeer Schleswig-Holsteins, möglich (siehe schematische Darstellung der Trassenführung in Abbildung 24)?

Wir geben zu bedenken, dass ein Anschluss von NOR-7-2 an Büttel eine Vielzahl (30!) von Kabelkreuzungen mit sich brächte. Außerdem würden vier Schifffahrtsstraßen durchquert. Die derzeit bestätigte BFO-Trasse für NOR-7-2 zur niedersächsischen Küste hingegen kommt mit weniger als der Hälfte der Kreuzungen aus, und der geplante Anschluss von NOR-5-2 an Büttel bedarf sogar nur einer Kabelkreuzung.

Die hier zur Konsultation gestellte Idee steht damit in eklatantem Widerspruch zu den Planungsgrundsatz, nach dem Kreuzungen von Gleichstrom-Seekabelsystemen sowohl untereinander als auch mit anderen bestehenden Rohrleitungen und bestehenden oder im Rahmen dieses Plans festgelegten Seekabeln so weit wie möglich vermieden werden sollen. Dies leitet sich aus dem Grundsatz der Raumordnung 3.3.1 (7) ab, nach dem Kreuzungen

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

zungen von Seekabeln sowohl untereinander als auch mit anderen bestehenden und geplanten Rohrleitungen und Seekabeln so weit wie möglich vermieden werden sollen (BFO Nordsee 2016/2017).

An anderer Stelle wird diesem Grundsatz ein stärkeres Gewicht beigemessen. So heißt es etwa in Zusammenhang mit der Fläche N-8.4, eine gebietsübergreifende Anbindung an Gebiet N-7 oder N-6 sei nicht möglich, diese mit zahlreichen Kreuzungen verbunden sei und dies die Anbindung und somit Entwicklung der Gebiete in den Zonen 3 bis 5 des O-NEP erheblich behindere (FEP-VE, S. 56).

Aber auch wenn diese Bedenken wegwägbare sein sollten, ist derzeit schlicht noch nicht entschieden, wie mit dem Cluster 5 bzw. einem möglichen Gebiet N-5 und einer möglichen Fläche N-5-4 umzugehen ist; die Konsultation hierzu läuft ja gerade.

Ein Anschluss von NOR-7-2 in Büttel ist daher nur dann denkbar, wenn NOR-5-2 jedenfalls im ungefähren Planungshorizont 2028 nicht realisiert wird. Dies ist das im FEP-VE vorgeschlagene Inbetriebnahmedatum für NOR-7-2 in Büttel. Gleichzeitig müsste gesichert sein, dass der landseitige Netzausbau zukünftig die Ableitung weiteren Stroms aus den Gebieten N-5, N-11, N-12 und N-13 erlaubt.

Ein weiterer Gesichtspunkt dieser Planungsumstellung ist die höhere Kapazität, die für NOR-7-2 ins Auge gefasst ist, im Vergleich mit der von NOR-5-2. Die Umstellung darf keinesfalls dazu führen, dass aufgrund von Engpässen am Netzknoten Büttel vermehrte oder stärkere Einspeisemanagement-Maßnahmen im HelWin-Cluster erforderlich werden.

F.28 Sollte die verfügbare Kapazität in Höhe von 62 MW auf dem Netzanbindungssystem NOR-4-2 (HelWin2/beta) zugunsten einer höheren Kapazität (maximal 932 MW) des Netzanbindungssystems NOR-7-2 genutzt werden sofern technisch realisierbar? In diesem Fall stünde für das Gebiet N-4 keine Netzanbindungskapazität für Pilotwindenergieanlagen zur Verfügung.

Nach bisherigem Stand wurden weitere WEA östlich des bestehenden HelWin-Clusters als genehmigungsrechtlich problematisch eingestuft wegen des direkt angrenzenden Vogelschutzgebiets. Wenn dieser Diskussionsstand weiterhin besteht, stellt diese Frage sich nicht, denn es macht wenig Sinn, eine Fläche für PWEA auszuweisen, die genehmigungsrechtlich letztlich nicht genutzt werden kann. Die insgesamt verfügbare Übertragungskapazität sollte dann von vorneherein so sinnvoll wie möglich umgesetzt werden.

Sollte diese Einschätzung allerdings eine andere sein, so müsste überlegt werden, ob sich doch Nutzungsmöglichkeiten ergeben. Jedenfalls vorstellbar erscheint dies unter dem Gesichtspunkt der typischen Auslastung von Netzanbindungssystemen.

Ansprechpartner:

Tim Bruns

Arbeitsgemeinschaft

Dr. Ursula Prall

Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Offshore-Windenergie e.V.
Schiffbauerdamm 19
10117 Berlin
tim.bruns@agow.eu

Kaiser-Wilhelm-Straße 93
20355 Hamburg
u.prall@offshore-stiftung.de