



Stellungnahme

Am 09.06.2017 hat das BSH die Entwürfe der Bundesfachfläche Offshore für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone der Nordsee bzw. der Ostsee 2016/2017 (BFO-E) bekanntgemacht; es besteht Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 07.08.2017. Davon machen die im Bereich Offshore-Windenergie aktiven unterzeichnenden Verbände und Institutionen gerne Gebrauch.

A. Allgemein

Die Bundesfachpläne Offshore (BFO) werden mit dieser Fortschreibung zum letzten Mal fortgeschrieben, ab 2021 – mit Wirkung ab 2026 – wird ihre Funktion vom Flächenentwicklungsplan (FEP) übernommen. Verursacht durch den gesetzlich vorgeschriebenen Entwicklungsgang des Planwerks stagniert damit auch die technische Entwicklung für mehrere Jahre – wir verweisen insoweit noch einmal eindringlich auf die verschiedenen Stellungnahmen im Rahmen der vorlaufenden Konsultation im Frühjahr dieses Jahres. Obgleich es aus verschiedenen, hier nicht relevanten Gründen sinnvoll sein dürfte, die Wirkung des FEP in Hinblick auf die weitere Errichtung von Offshore-Windparks erst ab 2026 einsetzen zu lassen, scheint dies hinsichtlich standardisierter Technikvorgaben im Bereich der Offshore-Anbindungsleitungen hingegen bedenklich. Zwar wird an verschiedenen Stellen der BFO-E'e ausdrücklich erklärt, die Festlegungen im BFO entfalteten keine verbindliche Vorwirkung für den FEP. De facto wird aber durch die Dauer der Wirkung dieser Vorgaben eine Technologieentwicklung im Bereich der Netzanbindung „eingefroren“; diese Wirkung verstärkt sich noch, wenn – wie es angesichts des Klimaschutzvertrags sachgerecht wäre – die Ausbauvolumina angehoben würden. Die Nicht-Umsetzung technischer Innovationen könnte zu höheren Kosten führen und ggf. auch zu einem Mehrbedarf an Netzanbindungssystemen führen. Der befürchtete Effekt, dass „alte“ und „neue“ Netzanbindungssysteme nicht zusammenpassen könnten, wird umso stärker, je länger an den derzeitigen Standards festgehalten werden muss, auch wenn es zukünftig möglicherweise andere Lösungen gibt.

Die unterzeichnenden Verbände und Institutionen begrüßen, dass auch der Zeithorizont über 2030 hinaus in den Blick genommen wird und die BFO-E jeweils Festlegungen zur räumlichen Sicherung sowohl für Windparks als auch für weitere Netzanbindungssysteme enthalten. Dabei wird man im Blick behalten müssen, dass zukünftig auch andere Technologien insbesondere für den Abtransport der offshore erzeugten Energien bereit stehen werden. Diese Technologiemöglichkeiten gilt es daher im Rahmen des zukünftigen Planwerks rechtzeitig zu antizipieren. Die Flächensicherung sollte daher ausreichend Flexibilität ermöglichen.

B. BFO Nordsee (BFO-N)

Ziff. 1.2 (vorletzter Absatz, S. 3)

Diesem Absatz fehlt das Bezugsobjekt. Wer/was genau wird weiterentwickelt? Unklar ist überdies, inwieweit die technische Erkenntnislage sich geändert haben soll und wie dies berücksichtigt wurde, da die technischen Standards den bisherigen entsprechen.

Ziff. 1.3 (letzter Absatz)

Hilfreich wäre hier eine nachrichtliche Darstellung der Abstimmungsergebnisse für die jeweiligen Küstengewässer (*siehe auch 1.5.1 Abs. 2*).

Ziff. 1.5.6, (2. und 3. Absatz, S. 8)

Die Daten der Ausschreibungen im Übergangssystem sind noch nicht an die Fassung des WindSeeG vom 22.12.2016 angepasst.

Im 3. Absatz ist das Verhältnis zwischen Kapazität auf einer clusterübergreifenden Netzanbindung zu der Kapazität im Heimatcluster unklar. Soweit im übergreifend anzubindenden Cluster „zusätzliche“ Kapazität (wozu?) verfügbar wird, entfällt diese naturgemäß im Heimatcluster des NAS, da das NAS keine andere Kapazität aufweist.

Ziff. 3 (1. Absatz, S. 11)

Wir regen an, den Bedarf eines systematischen und effizienten Netzausbaus nicht mehr mit einem „beschleunigten“ Ausbau der Offshore-Windenergie zu begründen. Dies entspricht weder der Rechts- noch der Tatsachenlage und wirkt etwas absurd. Das Effizienzgebot ergibt sich bereits aus dem Gesetz.

Ziff. 3.1.3 (2. Absatz, S. 12)

Der Absatz beschreibt, unter welchen Voraussetzungen von den Planungsgrundsätzen oder standardisierten Technikvorgaben des BFO-N abgewichen werden

kann; es wird vorgegeben, dass eine Abweichung sowohl im jeweiligen Einzelzulassungsverfahren als auch in den Verfahren der Fortschreibung des Plans eingebracht werden müsse. Welcher Plan ist hier gemeint – ein bestehender Planfeststellungsbeschluss (der typischerweise nicht fortgeschrieben, sondern geändert wird)? Sollte der BFO gemeint sein: Der BFO wird nicht mehr fortgeschrieben. Sollte der FEP gemeint sein: Dies dürfte der zeitlichen Reihenfolge widersprechen; der FEP ist Grundlage der Ausschreibungen, die wiederum Grundlage der Einzelzulassungsverfahren sind. Es leuchtet auch nicht ein, weshalb Ausnahmen im Planwerk rezipiert werden müssen; es dürfte sich regelmäßig um – im Einzelfall erforderliche – Abweichungen handeln von dem, was der Normalfall sein und bleiben soll – und wenn die Grundsätze fortgeschrieben werden, bedarf es keiner Abweichungsentscheidung im Einzelzulassungsverfahren mehr.

Ziff. 4.1.1

Wir empfehlen, in der Historie nach dem letzten Absatz die Ratifizierung des Pariser Klimaschutzabkommens durch die Bundesrepublik Deutschland und die Übergabe der Ratifizierungsurkunde am 05.10.2016 bei der UN zu ergänzen sowie die Verabschiedung des nationalen Klimaschutzplanes 2050 durch das Bundeskabinett am 14.11.2016, da diese beiden Beschlüsse den beschleunigten Ausbau auch der Offshore Windenergie erfordern. Die Umsetzung dieser Regierungsbeschlüsse findet sich noch nicht in den hier zitierten Ausbauzielen wieder, wird aber erheblichen Einfluss auf die Ausbauszenarien und Zeithorizonte in naher Zukunft haben müssen.

Ziff. 4.2.1 (S. 15 ff.)

Der vorstehende Absatz (Ziff. 4.2) kündigt eine fachplanerische Bewertung beim BSH anhängiger Anträge für OWPs an. Vorgenommen wird aber nur eine Beschreibung, keine Bewertung, der in den BFO einbezogenen Cluster. Im BFO-O wird dies auch anders gehandhabt.

Bei der Beschreibung von Cluster 6 ist ein bereits erörtertes Vorhaben (Atlantis I) zu ergänzen.

Ziff. 4.2.2 (S. 17)

Bei der Beschreibung von Cluster 10 ist ein bereits genehmigtes Vorhaben (Kai-kas) zu ergänzen.

Ziff. 4.3.1 (S. 18 ff.)

Bei der Leistungsermittlung sollte ergänzend zum im dritten Ansatz gewählten Ansatz auch die in der ersten Übergangsauktion zur Zuweisung beantragte Kapazität berücksichtigt werden, soweit das jeweilige Vorhaben sich hieran beteiligt hat. Die dort genannten Gebotsmengen spiegeln einen deutlich aktuelleren Stand der

Technik. Darüber hinaus muss die nach § 34 WindSeeG bezuschlagte Kapazität einbezogen werden.

Für die Zukunft werden voraussichtlich andere Flächenansätze zu wählen sein. Schon jetzt kann sich der gewählte Wert angesichts der zu erwartenden Entwicklungen bis 2025 als (deutlich) zu gering erweisen. So wird teilweise mit einem Ansatz von bis zu 20 MW/km² für zukünftig zu entwickelnde oder zu bebauende Flächen gerechnet.

Zu überprüfen und ggf. darzustellen ist der Umgang mit „Flächenüberschuss“, der durch die standardisierte Größe der Netzanschlussysteme entsteht: Es muss gewährleistet sein, dass eine vorgesehene Fläche auch vollständig bebaut und der erzeugte Strom exportiert werden kann.

Ziff. 4.3.2 (S. 20, Tabelle 2)

Die Fußnote 6) in Tab. 2 müsste auch in der Zeile „Cluster 7“ hinter der Erzeugungsleistung (2.000 MW) aufgeführt werden (*vgl. hierzu auch oben die Anmerkung zu Ziff. 1.5.6, (3. Absatz, S. 8)*).

Ziff. 4.3.3 (S. 21, Tabelle 3) i. V. m. Ziff. 4.3.1 für Cluster 9 - 13

In den Erläuterungen dieses Abschnitts sollte klargestellt werden, dass andere Arten des Stromexports zukünftig eine Rolle spielen könnten: Eine zwingende Kopplung der Zulässigkeit der Nutzung einer Fläche für die Stromerzeugung aus Wind (nur) in Verbindung mit der Nutzung einer Netzanbindung ist mit den Festlegungen des BFO nicht beabsichtigt. Vielmehr bedarf es hier Technologieoffenheit. Die Sicherung von Flächen für Netzanbindungssysteme würde durch diese Klarstellung nicht relativiert.

Ziff. 5.1.1 (S. 22 f.)

Der BFO behält die bisherigen technischen Standards für Netzanbindungssysteme bei, dies u. a. mit dem Argument, um ausreichende Flächen für die Netzanbindungssysteme zu sichern. Es sollte aufgenommen werden, dass dieses Vorgehen keine Vorwirkung für den FEP entfaltet (*vgl. hierzu aber auch unsere Anmerkungen oben unter A. zur faktischen Wirkung eines „Einfrierens“ der Technologieentwicklung im Bereich der Netzanbindung*). Welche Festlegungen im FEP getroffen werden, ist damit nicht verbindlich entschieden.

Ziff. 5.2.1. (S. 28 ff.)

Neben den bisher standardisierten Netzanschlüssen von Offshore Windparks mit 155 kV AC in der Nordsee sollten auch zusätzlich weitere, kostengünstige Netzanschlusstechniken, die international Stand der Technik sind, eingesetzt werden können. Dazu zählt u. a. der 66 kV AC-Direktanschluss der Windenergieanlagen

über die Array-Kabel an die Substation (hier HGÜ-Konverter) des ÜNB. Der Netzanschlusspunkt würde dann an der 66 kV-Schaltanlage auf der Plattform des HGÜ-Konverters liegen. Auf eine windparkeigene Substation sowie auf die 155 kV AC-Kabel (inkl. deren Kompensationsspulen) könnte somit verzichtet werden.

Ziff. 5.2.1.8 (S. 31 f.)

Wir begrüßen die vorausschauende Herangehensweise, die Voraussetzungen für Verbindungen der Anbindungssysteme untereinander zu schaffen.

Ziff. 5.2.2.2 (S. 33, letzter Absatz)

Es sei darauf hingewiesen, dass in der Praxis/in der Vergangenheit meist die Errichtung der Konverterplattform nicht zu Beginn der Erschließung eines Clusters erfolgte, sondern die Errichtung eines OWP zumeist parallel zur Errichtung der Konverterplattform oder sogar im Vorwege stattfand. Der BFO-N bildet aktuell lediglich den Fall ab, in dem „die Errichtung der Konverterplattform voraussichtlich zu Beginn der Erschließung eines Clusters steht“. Die tatsächliche termintreue Realisierung der Konverterplattformen liegt nicht im Einflussbereich der OWP-Betreiber. Verzögerungen in der Realisierung der Konverterplattform stellen bei geforderter Einhaltung von Abständen durch die OWP aber ein nicht kalkulierbares Risiko für die Ausführungsplanung der OWP-Betreiber dar; bspw. können erhebliche Mehrkosten für zusätzliche Installationskampagnen der Fundamente/Kabel der Windenergieanlagen entstehen.

Die derzeitige Vorgabe führt zu einem Ungleichgewicht. Für den Fall einer zeitgleichen Errichtung sollte daher jedenfalls in Anlehnung an die Regelungen im BFO-O eine gutnachbarschaftliche Zusammenarbeit verankert werden (*s. Ziff. 5.2.1.3 des BFO-O*). Hier soll eine enge Abstimmung der Errichtungsprozesse mit Austausch notwendiger Informationen, wie bspw. Terminplänen, berücksichtigt werden und möglichst ohne nachteilige Beeinträchtigung der am Installationsprozess Beteiligten umgesetzt werden. Diese kooperative Zusammenarbeit sollte auch im BFO-N aufgenommen werden.

Der vorletzte Satz des letzten Absatzes in *Ziff. 5.2.2.2* sollte wie folgt angepasst werden: „Sofern die Errichtung der Konverterplattform idealerweise zu Beginn der Erschließung eines Clusters steht, [...]“.

Darüber hinaus ist unklar, welches Einzelzulassungsverfahren gemeint ist (*vgl. letzter Satz*). Dies bedarf der Konkretisierung.

Ziff. 5.2.3 (1. Absatz, S. 37)

Die im ersten Absatz genannten Netzanbindungssysteme befinden sich sämtlich „im Probetrieb“. Wann wird der abgeschlossen sein?

5.3.2.2 (S. 40 ff.)

Der erforderliche Mindestabstand zwischen parallel laufenden Seekabeln liegt bei der zwei- bis dreifachen Wassertiefe. Daher reicht – bei Wassertiefen von 30 bis 40 m, wie in der Deutschen Bucht anzutreffen, ein Abstand von ca. 100 m generell aus, um ausreichend Platz für eine Reparaturbucht zu haben. Dies impliziert zwar, dass sich die Krone der Reparaturbucht näher am benachbarten Kabel befinden kann. Angesichts der Notwendigkeit sparsamen Flächenverbrauchs ist dies u.E. aber akzeptabel. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Kabel bei demselben Betreiber/Eigentümer liegen.

In Einzelfällen könnte sogar ein Abstand von 50 m ausreichen, wenn es sich bspw. ohnehin nur um zwei parallel laufende Kabel handelt.

Zwischen unterschiedlichen Betreibern vertraglich vereinbarte Abweichungen von den Vorgaben sollten zulässig sein.

Ziff. 5.3.2.5 (S. 43 ff.)

Die Anforderungen an Abstände zwischen bereits bestehenden/genehmigten Nutzungen und Seekabeln sollten so bemessen werden, dass Errichtung und Reparatur an sämtlichen Installationen durchgeführt werden können, ohne dass wechselseitige Gefährdungen entstehen. Der Platzbedarf sollte insoweit bemessen werden an heute verfügbaren Technologien für die Positionierung von Reparatur- und Installationsschiffen. Eine Ausstattung mit DP2 beispielsweise erlaubt ein Manövrieren auf engstem Raum; eine Positionierung mittels Mooring ist nicht erforderlich. In der Vergangenheit waren zwar andere Abstände gängig, doch sind hier wichtige Fortentwicklungen zu verzeichnen, die aufgegriffen werden sollten.

Zu Windenergieanlagen reicht u. E. ein Abstand der Kabel von 200 m aus.

Ziff. 5.3.2.9 (S. 48 f)

Das 2K-Kriterium als Maßstab für akzeptable Sedimenterwärmung beruht auf der naturschutzfachlichen Einschätzungsprärogative der Verwaltung. Da es in der Praxis zu erheblichen Restriktionen bei der Einspeisung und erhöhten Kosten führt, sollte es in der nahen Zukunft auf seine Tragfähigkeit überprüft werden, zumal es mittlerweile einige weiterführende Untersuchungen zu diesem Thema gibt, die sich näher mit diesem Thema auseinandersetzen.

Ziff. 5.3.3.2 (1. und 4. Absatz auf S. 53)

Im ersten Absatz auf S. 53 heißt es, es sei nicht abschließend geklärt, ob ein Kabelsystem zwischen zwei bereits liegenden Kabelsystemen verlegt werden könne. Im vierten Absatz heißt es, HGÜ-Kabelsysteme könnten nach Aussage des zuständigen ÜNB nicht auf Lücke gelegt werden. Dieser Widerspruch müsste wohl in die eine oder andere Richtung aufgelöst werden.

Ziff. 5.4.2.2 (S. 56)

Wir verweisen auf unsere Ausführungen oben zu *Ziff. 5.3.2.2 und 5.3.2.5*.

Ziff. 5.4.2.3 (S. 57)

Wir verweisen hier auf unsere Ausführungen oben zu *Ziff. 5.3.2.2 und 5.3.2.5*.

Die Reduzierung des Abstands zwischen Windenergieanlage und Drehstromseekabel begrüßen wir. U.E. angemessen und ausreichend wäre allerdings ein Abstand von 200 m.

Bezüglich der Anforderung, die Anlagen bei Arbeiten entlang der Trasse abzuschalten, bedarf es einer Differenzierung zwischen Verlege- und Reparaturarbeiten und bloßen Survey-Arbeiten. Letztere werden typischerweise mit deutlich kleineren Fahrzeugen durchgeführt, so dass keine Kollision mit drehenden Rotoren befürchtet werden muss. Eine Abschaltung wäre allenfalls dann erforderlich, wenn das Survey-Fahrzeug sich in die rotorüberstrichene Fläche begeben sollte.

Ziff. 5.5.2.4 (S.63)

Generell sollte über weitere clusterübergreifende Anbindungen nachgedacht werden. Die erwähnten Kettenreaktionen könnten dann sinnvoll sein, wenn dadurch die Gesamtsystemkosten neutral oder niedriger ausfallen, der Verursacher die Kosten trägt oder dies zur Erreichung der Ziele der Bundesregierung als erforderlich angesehen wird. Dies wird im Rahmen der Flächenentwicklungsplanung jedenfalls als Möglichkeit ggf. näher auszuleuchten sein.

Ziff. 8 (S. 83)

Der BFO sollte sich für den Zeitraum 2031 – 2035 auf räumliche Festlegungen beschränken, aber noch keine technischen Standards vorgeben, sondern sollte für diesen Zeitraum möglichst technologieneutral gehalten sein. Dies kann zu einem geeigneten Zeitpunkt im FEP auf Grundlage eines möglicherweise veränderten Stands der Technik vorgenommen werden, ggf. im Rahmen von Fortschreibungen. Es spricht natürlich nichts dagegen, die Räume anhand der derzeitigen technischen Gegebenheiten zu bemessen.

Anlagenteil

Im Anlagenteil fehlt die Darstellung des in Cluster 10 genehmigten Projekts Kaikas.

C. BFO Ostsee (BFO-O)

Ziff. 1.2 (vorletzter Absatz, S. 3)

Diesem Absatz fehlt das Bezugsobjekt. Wer/was genau wird weiterentwickelt? Unklar ist überdies, inwieweit die technische Erkenntnislage sich geändert haben soll und wie dies berücksichtigt wurde, da die technischen Standards den bisherigen entsprechen.

Ziffer 1.5.6 (2. und 3. Absatz, S. 9)

Die Daten der Ausschreibungen im Übergangssystem sind noch nicht an die Fassung des WindSeeG vom 22.12.2016 angepasst.

Im 3. Absatz ist das Verhältnis zwischen Kapazität auf einer clusterübergreifenden Netzanbindung zu der im Heimatcluster unklar. Soweit im übergreifend anzubindenden Cluster „zusätzliche“ Kapazität (wozu?) verfügbar wird, entfällt diese naturgemäß im Heimatcluster des NAS, da das NAS keine andere Kapazität aufweist.

Ziff. 3 (1. Absatz, S. 11)

Wir regen an, den Bedarf eines systematischen und effizienten Netzausbaus nicht mehr mit einem „beschleunigten“ Ausbau der Offshore-Windenergie zu begründen. Dies entspricht weder der Rechts- noch der Tatsachenlage und wirkt etwas absurd.

Ziff. 3.1.3 (2. Absatz, S. 12)

Der Absatz beschreibt, unter welchen Voraussetzungen von den Grundsätzen des BFO-O abgewichen werden kann; es wird vorgegeben, dass eine Abweichung sowohl im jeweiligen Einzelzulassungsverfahren als auch in den Verfahren zur Fortschreibung des Plans eingebracht werden müsse. Welcher Plan ist hier gemeint – ein bestehender Planfeststellungsbeschluss, der typischerweise nicht fortgeschrieben, sondern geändert wird)? Sollte der BFO-O gemeint sein: Der BFO-O wird nicht mehr fortgeschrieben. Sollte der FEP gemeint sein: Dies dürfte der zeitlichen Reihenfolge widersprechen, der FEP ist Grundlage der Ausschreibungen, die wiederum Grundlage der Einzelzulassungsverfahren sind. Es leuchtet auch nicht ein, weshalb Ausnahmen im Planwerk rezipiert werden müssen; es dürfte sich regelmäßig um Abweichungen handeln von dem, was der Normalfall sein und bleiben soll – und wenn die Grundsätze fortgeschrieben werden, bedarf es keiner Abweichungsentscheidung im Einzelzulassungsverfahren mehr.

Ziff. 4.2.2 (einführende Absätze, S. 16)

Die Aussage der einführenden Absätze ist unklar. Worauf genau basieren die vorhandenen Erkenntnisse? Inwieweit sind Überplanungen für die fachliche Einschätzung der Vorhaben für die Rahmenbedingungen relevant? U. E. besteht hier (redaktioneller) Überarbeitungsbedarf.

Der dritte Absatz ist zu streichen. Es wurden in der Ostsee mittlerweile mehrere Projekte erfolgreich errichtet. Die Schlussfolgerung, große Teile der AWZ der Ostsee seien nicht bebaubar, ist daher gerade nicht naheliegend.

Ziff. 4.2.2 (zu Cluster 2, S. 16)

Welche Konsequenzen für den BFO-O hat die Aussage, es handle sich um partiell schwierigen Baugrund? Die Auslegung von Gründungsbauwerken erfolgt standortspezifisch und wird in den Einzelverfahren geprüft und freigegeben. Bewertungen des Baugrundes hinsichtlich der Anforderungen an die Gründungsbauwerke sind nicht Gegenstand des BFO-O und sollten demnach hier entfallen.

Wir weisen darauf hin, dass die als derzeit noch nicht abschließend bewertbar genannten Fragen etwa zu Vogelzug und Schifffahrt im Rahmen der Flächenentwicklungsplanung geklärt werden müssen. Sie können gerade nicht bis zu den Einzelverfahren offengelassen werden.

Die auf S. 17, 2. Absatz erwähnte Fortschreibung wird nicht mehr erfolgen.

Ziff. 4.3.1, 4.3.2 (S. 18, 20; Tabellen 1 bis 3)

Der Vollständigkeit wird darauf hingewiesen, dass sich Cluster 3 in das Küstenmeer hinein erstreckt. Die Leistungsangaben betreffen somit nur einen Teil dieses Clusters und decken entsprechend auch nur einen Teil der Planung ab. Teilkapazität des Clusters und geben damit nur Anhaltspunkte für Planungen in der AWZ (siehe auch S. 21, Abs. 1). Dies ist insbesondere bei der räumlichen Planung der Netzanbindungssysteme zu berücksichtigen.

Ziff. 5.1.1 (S. 22)

Der BFO-O behält die bisherigen technischen Standards für Netzanbindungssysteme bei. Es sollte aufgenommen werden, dass dieses Vorgehen keine verbindliche Vorwirkung für den FEP entfaltet. Welche Festlegungen im FEP getroffen werden, ist damit nicht entschieden.

Ziff. 5.1.2.1 (S. 23, 4. und 5. Absatz)

Angesichts mittlerweile mehrerer in der Ostsee errichteter Windparks kann nicht mehr von „geringer Erfahrung“ die Rede sein. Der Satz sollte umformuliert werden und dabei auch berücksichtigt werden, dass die Bodenverhältnisse schwierig sein mögen, die Probleme aber bewältigt wurden.

Ebenfalls bestätigt ist die Annahme kürzerer Realisierungszeiten von Netzanbindungssystemen in der Ostsee; auch insoweit ist eine Anpassung erforderlich.

Ziff. 5.2.1.5 (S. 26)

Wir begrüßen die vorausschauende Herangehensweise, die Voraussetzungen für Verbindungen untereinander zu schaffen. Aufgrund des in der Ostsee verfolgten Netzanbindungskonzepts muss sichergestellt sein, dass auf die – im scharfen Wettbewerb stehenden – Windparks keine zusätzlichen Kosten entfallen.

Wir sehen daher die Anforderung, windparkseitig pauschal Raum für den Anschluss weiterer Windparks vorzuhalten, kritisch. Dies impliziert erhebliche Mehrkosten und stellt eine Benachteiligung der Ostseevorhaben dar bzw. übervorteilt ggf. nachfolgende Projekte. Eine solche Verzerrung muss vermieden werden.

Ziff. 5.2.2.1 (S. 27)

Die Festlegungen zur Wahl des Standortes der Umspannplattform „möglichst am Rande des Windparks“ sollten entfallen.

Die sich bei einer Standortwahl der Umspannplattform innerhalb eines Windparks ergebene Mehrlänge des Anbindungssystems ist in Bezug auf dessen Gesamtlänge gering. Eventueller zusätzlicher Blindleistungskompensationsbedarf wird nicht zum Einsatz einer nächstgrößeren Standardgröße der Drosselspulen führen, so dass sich auch keine Auswirkungen auf Größe und Dimensionierung der Umspannplattform aufgrund größerer und schwererer Drosselspulen ergeben.

Ziff. 5.2.2.3 (S. 28)

Der Einsatz von Hubschraubern zum Erreichen der Umspannplattform ist eine projektspezifische Entscheidung des jeweiligen Windparkbetreibers. Sofern Hubschrauber als eine Art des Regelzugang zum Einsatz kommen sollen, wird dies Gegenstand des Betriebskonzeptes und auch des jeweiligen Zulassungsverfahrens. Aufgrund der Küstenentfernungen und der im Vergleich zur Nordsee günstigeren Seegangsbedingungen wird bei Wartungs-, aber auch bei Reparatüreinsätzen auf der Umspannplattform, der Einsatz von Schiffen regelmäßig dem Einsatz von Hubschraubern vorgezogen.

Wir regen daher an, den ersten Absatz dahingehend zu ergänzen, dass der Einsatz von Hubschraubern zum Erreichen der Umspannplattform eine projektspezifische Entscheidung des jeweiligen Windparkbetreibers ist.

Der dritte Absatz bezieht sich auf die Berücksichtigung von Schiffen für Reparaturen auf der Umspannplattform und dem damit verbundenen Platzbedarf im Bereich der Plattform. Ein Verweis auf einen möglichen Einsatz von Helikoptern erübrigt sich an dieser Stelle, so dass hier angeregt wird, diesen Verweis auf den Helikopter zu streichen.

Ziff. 5.4.2 (S. 38 ff.)

Wir verweisen auf unsere entsprechenden Anmerkungen zum BFO-N.

Ziff. 5.4.2.2 (S. 38 ff.)

Die Begründung stellt auf Empfehlungen für Wassertiefen von mehr als 40 m ab, obwohl anerkanntermaßen bei geringerer Tiefe die Abstände geringer sein können. Gerade in der Ostsee, die vergleichsweise wenig Raum bietet, sollten die Abstände deshalb differenziert nach Wassertiefen oberhalb und unterhalb von 20 m festgelegt werden, um zu einer möglichst effizienten Flächennutzung zu kommen. Die Kabelverlegung in der Ostsee findet auf weiten Strecken bei Wassertiefen von weniger als 20 m statt.

Die Abstände bei Wassertiefen unterhalb von 20 m sollten deshalb den Ergebnissen der DNV-KEMA-Studie folgen und halbiert werden, also 50 m zwischen zwei einzelnen Systemen und 100 m nach jedem zweiten System betragen. Dies ist auch deshalb machbar, weil die technologischen Möglichkeiten heute weiter fortgeschritten sind als zum Zeitpunkt der Studie. Die Vorbehalte bzgl. der Baugrundverhältnisse leuchten nicht ein; bislang wurden alle Kabelsysteme in der Ostsee erfolgreich verlegt. Streckenweise schwierige Abschnitte werden ohnehin vorher ermittelt und berücksichtigt.

Ziff. 5.4.2.5 (S.41)

Wir verweisen auf unsere entsprechenden Anmerkungen zum BFO-N.

Ziff. 5.4.2.9 (S. 45 f.)

Das 2K-Kriterium als Maßstab für akzeptable Sedimenterwärmung beruht auf der naturschutzfachlichen Einschätzungsprärogative der Verwaltung. Da es in der Praxis zu erheblichen Restriktionen bei der Einspeisung und erhöhten Kosten führt, sollte es in der nahen Zukunft auf seine Tragfähigkeit überprüft werden (*s. bereits oben zum BFO-N*).

Ziff. 5.4.3.2 (letzter Absatz, S. 50)

Welche „Unwägbarkeiten im Planungsraum“ sind hier gemeint?

4. August 2017

Gez.:

Uwe Knickrehm, Geschäftsführer der Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V. (AGOW)

Dr. Ursula Prall, Vorstandsvorsitzende der Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE und Vorsitzende des Offshore Forums Windenergie (OFW)

Dr. Wolfgang von Geldern, Vorsitzender des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V. (WVW)

Andrée Iffländer, Vorsitzender des Wind Energy Network e.V. (WEN)

Jan Rispens, Geschäftsführer Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH (EEHH)

Andreas Wellbrock, Geschäftsführer der Windenergie-Agentur WAB e.V.

Sascha Wiesner, Geschäftsführer der windcomm Schleswig-Holstein e.V.

Matthias Zelinger, Geschäftsführer VDMA Power Systems

Wolfram Axthelm, Geschäftsführer des Bundesverbands Windenergie e.V. (BWE)

Ansprechpartner:

Tim Bruns

Arbeitsgemeinschaft

Offshore-Windenergie e.V.

Schiffbauerdamm 19

10117 Berlin

tim.bruns@aqow.eu

Dr. Ursula Prall

Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE

Kaiser-Wilhelm-Straße 93

20355 Hamburg

u.prall@offshore-stiftung.de