

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke



Stellungnahme

zum Entwurf des BSH für den Flächenentwicklungsplan 2019 für die AWZ

der Nord- und Ostsee

Am 26.10.2018 hat das BSH den Entwurf für den Flächenentwicklungsplan 2019 (im Folgenden: FEP-E) für die deutsche Nord- und Ostsee bekanntgemacht. Es besteht Gelegenheit zur Stellungnahme bis zum 03.01.2019, die wir gerne wahrnehmen. Dabei werden die im Entwurf enthaltenen spezifischen Fragen (*F.1 bis F.18*) in einem gesonderten Dokument beantwortet.

Zusätzliche oder vertiefende Anmerkungen im Rahmen des Erörterungstermins am 31.01.2019 behalten wir uns vor.

I. Vorbemerkung

Wir begrüßen die Erweiterung um das Kap. 12, das eine informatorische Darstellung eines erhöhten Ausbaupfads gemäß Szenariorahmen 2019 – 2030 enthält. Dies gilt auch für die informatorische Aufnahme der genehmigten Szenarien des NEP2030 (Version 2019). Dies ist ein wichtiger Schritt zur vollständigen Synchronisation der Prozesse des NEP und des FEP zur optimalen Abstimmung zwischen Offshore- und Onshore-Ausbau und deckt sich mit den Forderungen der Offshore-Windbranche und aller Küstenländer nach einem Ausbauziel von mindestens 20 GW bis 2030.

Bekanntlich hat die Bundesregierung das Ziel gesetzt, bis 2030 65 % Erneuerbare Energien am Bruttostromverbrauch zu erreichen. Dies wird nicht ohne eine deutliche Änderung des derzeit für die Offshore-Windenergienutzung vorgesehenen Mengengerüsts gelingen können. Entsprechend wurde das BSH in einer Entschließung der Koalitionsfraktionen zum EnSaG gebeten, für die weiteren Planungen von Offshore-Windparks Szenarien im

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Bereich 15 bis 20 GW zu erstellen und zeitnah vorzulegen. Die entsprechende Planungsgrundlage wird – nach Gesetzesänderung – eine Fortschreibung des FEP erleichtern und beschleunigen; wegen der langen Vorlaufzeiten von Offshore-Windparks und deren Netz-anbindung ist es ganz besonders wichtig und notwendig, eine schnelle Handlungsfähigkeit herzustellen. Insgesamt wird darauf zu achten sein, die vorhandenen Ressourcen so effizient wie irgend möglich zu nutzen.

Erfreut nehmen wir auch die sich an verschiedenen Stellen findende Erklärung zur Kenntnis, zukünftige Weiterentwicklungen der relevanten Technologien im Blick zu behalten und ggf. in weiteren Fortschreibungen zu berücksichtigen.

Insofern stellen die im EnSaG avisierten sonstigen Energiegewinnungsbereiche eine besonders bedeutungsvolle Chance dar, die Energiewende substantiell voranzubringen. Bislang wurde diese – neue – Ermächtigung noch nicht genutzt. **Da das EnSaG mittlerweile von Bundestag und Bundesrat beschlossen wurde und ein Inkrafttreten kurzfristig zu erwarten ist, sollte diese Ermächtigung nunmehr unbedingt – und zwar auch schon im FEP 2019 – genutzt und sollten sonstige Energiegewinnungsbereiche festgelegt werden.** Aufgrund der langen Entwicklungszeiten für die Anpassung und Skalierung solcher innovativen Technologien bedarf es einer planungsrechtlichen Absicherung der Einsetzbarkeit. Der gesetzlich eingeräumte Rahmen (40 – 70 Quadratkilometer) sollte ausgeschöpft und so die Erprobung von Power-to-X-Technologien ohne Netzanschluss ermöglicht werden. Bei positiven Ergebnissen sind weitere Bereiche in künftigen Fortschreibungen oder Änderungen kurzfristig zu berücksichtigen.

Wir gehen schließlich davon aus, dass bis zum Inkrafttreten des FEP am 01.07.2019 auch alle erforderlichen Voraussetzungen geschaffen wurden, um die im LEP MV als Testfeld ausgewiesene Fläche im FEP berücksichtigen zu können. Dies wäre ein weiterer wichtiger Baustein, um die Windenergienutzung auf See optimal voranzubringen.

Soweit unsere Anmerkungen zum Vorentwurf (vgl. Verbändestellungnahme vom 15.06.2018 sowie den Fragenkatalog) bislang nicht aufgegriffen wurden, halten wir vollumfänglich an ihnen fest.

II. Im Einzelnen

Ziffer 2.2 (S. 6): Voruntersuchung von Flächen

Der Verweis auf § 22d EEG 2014 läuft leer, vermutlich ist § 22 EEG 2017 gemeint.

Ziffer 2.3 (S. 7): Ausschreibung

Auf unsere Stellungnahme zum Vorentwurf bezüglich der Bezuschlagung des niedrigsten Gebots weisen wir hin.

Ziffer 3 (S. 15): Ausgangslage

Wir regen an, die aktuellsten verfügbaren Zahlen zugrunde zu legen statt diejenigen von Ende 2017.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Tabelle 1 (S. 16) gibt die Übertragungsleistung der Kabelsysteme OST-3-1 und OST-3-2 mit 390 MW an. Diese Systeme haben jedoch eine Sonderstellung, da sie ebenfalls für den Interkonnektor nach Dänemark in Verwendung sind. Die Übertragungsleistung ist mithin nicht auf 390 MW beschränkt.

Ziffer 4.2.1.1: (Seite 21 f.): Verbindungen zwischen Konverterplattform

Die Darstellung, die Festlegung des Direktanschlusses als Standard erfolge unter Vorbehalt des Nachweises einer Kostenersparnis der ÜNB, ist volkswirtschaftlich nicht gerechtfertigt. Auch die Ersparnis von Kosten beim OWP-Entwickler bzw. Betreiber kommt dem Endkunden zugute. Dies ergibt sich aus dem System, in dem der Einspeiserlös wettbewerbsmäßig ermittelt wird. Insofern ist es widersprüchlich, einerseits 66 kV als Standard einzuführen, gleichzeitig aber den Vorbehalt der Kostenanalyse aufzustellen, die jedoch noch aussteht. Insofern sollte eine stärkere Position zu 66 kV ergriffen werden, wie sie der Marktentwicklung entspricht.

Bislang wird nur die Schnittstelle im Primärsystem berücksichtigt. Weitere technische Schnittstellen, wie Kommunikations- oder Eigenbedarfssysteme, Leittechniken u.a. sollten konkret aufgenommen und beschrieben werden. Es könnte eine Regelung entsprechend der kooperativen Zusammenarbeit in Hinblick auf die Umspannplattformen in der Ostsee (4.3.2.2) eingeführt werden.

Überdies sollte untersucht werden, ob es erforderlich ist, den OWP-Betreibern den Zutritt zu Konverterplattformen zu verweigern und ob es nicht zielführender wäre, bspw. Übernachtungsmöglichkeiten für das OWP-Personal vorzusehen. Zusammen mit einem Konzept zur Nutzung der Heliplattform ermöglicht dies den Verzicht eines zusätzlichen Bauwerks durch den OWP. Wenn einerseits (Ziffer. 4.3.2.2) ein uneingeschränkter Zugang für den ÜNB auf der Plattform des OWP ermöglicht werden soll, sollte dies auch andersherum funktionieren. Wir verweisen auf die langjährige Praxis in der Ostsee.

Die Maßgabe, den Konverter aus Kostengründen zentral im OWP zu positionieren und zusätzlich um den Konverter einen Radius von 1.000 m frei von Hochbauten zu halten, hat erheblichen Einfluss auf den verfügbaren Raum und das gebotene ertragsoptimierte Parklayout. Es muss für den OWP möglich bleiben, eine separate Betriebsplattform zu errichten und entsprechend auch den Flugkorridor vorzusehen. Technisch besteht keine Notwendigkeit, einen solchen Abstand einzuhalten, vielmehr reichen 500 m aus. Erfahrungsgemäß können erforderliche Ankerabstände eingehalten werden; es besteht insofern kein Unterschied zur Installation von Umspannplattformen, bei denen vergleichbare/dieselben Installationsgeräte zum Einsatz gekommen sind. Daher sollte jedenfalls ein Mitspracherecht, wenn nicht gar ein Veto-Recht des OWP-Betreibers bei der Wahl des Konverterstandorts verankert werden.

Ziffer 4.3.1.4 (S. 26 f.): Anzahl Schaltfelder

Am Ende dieses Abschnitts heißt es, eine weitere Ausgestaltung zur Vorgabe der Anzahl der Schaltfelder erfolge im weiteren Aufstellungsverfahren; es wird weiterer Erkenntnisbedarf dargestellt. Das Aufstellungsverfahren wird allerdings in wenigen Monaten bereits abgeschlossen sein müssen. Sollte bis dahin noch nicht ausreichend Wissen vorhanden sein, regen wir an, dies in „Einzelverfahren“ umzuformulieren.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Zur Standardleistung von 1.000 MW weisen wir auf die Arbeiten im H2020-Projekt PRO-MOTioN zur weiteren Technologieentwicklung betreffend höhere Spannungsebenen und Leistungsklassen hin.

Ziffer 4.3.2.2 (S. 28 f.): Nutzung der Umspannplattform durch ÜNB

Zutreffend wird die Erforderlichkeit einer sehr guten Zusammenarbeit zwischen ÜNB und OWP hervorgehoben. Den Vorschlag, ein gemeinsam zu verantwortendes Dokument vorzulegen, sehen wir allerdings kritisch, zumal der Inhalt dieses Dokuments nicht spezifiziert ist. Wann soll es vorgelegt werden, zu welchen Gegenständen genau, ist es fortzuschreiben bzw. wie kann es fortgeschrieben werden, in welchem Rahmen/welchem Verfahren wird es durch welchen Antragsteller vorgelegt, welche Konsequenzen hätte die Nicht-Vorlage, und auf welcher Rechtsgrundlage, und weitere (Rechts-)Fragen stellen sich. Eine beratende Rolle durch das BSH bei der Abstimmung würde selbstverständlich begrüßt.

Ziffer 4.4.1.3 (S. 32 f.): Luftverkehr

Es sollte möglich sein, zwei oder mehr Plattformen in einem gemeinsamen Korridor zu errichten. Relevant wird dies insbesondere dann, wenn die HGÜ-Plattform im Zentrum eines OWP positioniert wird. Die Anordnung von zwei Plattformen hintereinander ist bei ausreichend großem Abstand in Flugrichtung denkbar. Andernfalls entstünden starke Einschränkungen beim Park-Layout.

Die Maßgabe, eine Überschneidung von Flugkorridoren auszuschließen, ist schwer praktikabel und u.E. auch nicht erforderlich. Dauer und Häufigkeit einer theoretisch gleichzeitigen Flugbewegung in beiden Flugbereichen sind so gering, dass dies nicht gerechtfertigt ist.

Wann ist mit der Beendigung der Abstimmung der infrastrukturbezogenen Planungsgrundsätze zu rechnen und wird es ggf. Gelegenheit zur Stellungnahme geben?

Ziffer 4.4.1.5 (S. 34): Berücksichtigung bestehender Nutzungen und Genehmigungen

Allgemein sollte bei der Diskussion zu den Kabelabständen die überarbeitete Studie des DNV GL hierzu berücksichtigt werden. Derzeit verweist der FEP-E auf die Vorgängeruntersuchung aus 2012.

Ein generelles Verbot der Nutzung des Raumes auf der der Anbindungsleitung zugewandten Seite ist nicht zweckmäßig und technisch nicht notwendig. Insbesondere bei der Errichtung von WEA ist eine Nutzung der 350m Abstandsfläche als Jackup-Zone unproblematisch möglich. Auch unter Berücksichtigung größer (länger) werdender Jackup-Schiffe ist davon auszugehen, dass Einwirkungen auf den Meeresboden auf einen Bereich von maximal 250 m von den WEA begrenzt sind, so dass immer ein Puffer von 100 m zum Kabel eingehalten wird. Mehr ist nicht erforderlich. Selbst bei Reduzierung des Abstands zwischen WEA und Kabel (vgl. Anmerkungen zu Ziffer 4.4.4) kann für den Einsatz von Jackups der Sicherheitsabstand von 100 m zum Kabel erhalten bleiben: Der daraus resultierende 150 m breite Streifen an der WEA reicht aus, um Jackups mehr oder minder parallel zum Kabel zu positionieren.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Bei gleichzeitiger Arbeit an Kabel und WEA wären ggf. die Abstände zwischen den Schiffen zu gering. Diese gleichzeitige Arbeit findet im Betrieb jedoch nur in seltenen Ausnahmen (Kabelaussfall) oder nur für wenige Stunden beim Passieren einer WEA (Survey, Verlegearbeiten) statt. Die Wahrscheinlichkeit für diese Gleichzeitigkeit ist verschwindend gering in der Betriebsphase. In der Bauphase können die Errichtungsarbeiten mit der Installationsplanung des ÜNB koordiniert werden.

Ein Verbot des Jackens auf der dem Kabel zugewandten Seite führt außerdem zu erheblichen Einschränkungen bei der Schiffsverfügbarkeit. Je nach WEA-Struktur und ihrer (wettergetriebenen) Ausrichtung in Verbindung mit der Geometrie und Decksanordnung (wo ist der Kran, wo kann eine Gangway platziert werden?) der Jackup-Schiffe in Bezug zum betreffenden Kabel kann unter Umständen ein Einsatz bestimmter Jackups an bestimmten Lokationen unmöglich werden.

Weiterhin kann es Situationen geben, bei denen WEA beidseits durch Leitungen in ihrer Erreichbarkeit eingeschränkt werden, bspw. am Rand von OWP. Wird dem OWP weder von dem einen noch von dem anderen Nachbarn das Jacken ermöglicht, sind die betreffenden Standorte nicht bebaubar.

Einerseits wird festgestellt, dass eine Reduzierung des Abstandes auf 350 m zwischen Windenergieanlagen und 155 kV-Drehstrom-Seekabelsystem ohne die Aufnahme von Nebenbestimmungen zum Schutz des Netznutzers vor ungerechtfertigten Mehrkosten für z. B. erforderliche Reparatur-/Wartungskosten möglich ist; andererseits wird dann doch wieder gesagt, dass dies im Einzelverfahren zu überprüfen sei. Die erste, vollumfänglich zutreffende Aussage macht nach unserer Ansicht eine erneute Prüfung im Einzelverfahren überflüssig, sodass die Einschränkung zu streichen wäre.

In diesem Zusammenhang möchten wir darauf hinweisen, dass 220-kV-Kabel mit vergleichbaren Techniken verlegt werden, so dass auch insoweit ein Abstand von 350 m ausreicht.

Schließlich sollte klargestellt werden, dass Ziff. 4.4.4 Spezialvorschriften enthält, die ggf. vorrangig zu beachten wären.

Ziffer 4.4.1.7 (S. 38): Schallminderung

U.E. zeigen die Ergebnisse der Studie GESCHA 1, dass das Schallschutzkonzept des BMU den Schutzgrundsatz übersteigert. Denn es werden nicht alle Tiere aus dem Umkreis der Rammstelle vertrieben, sondern es gibt einen Gradienten, der im Schallschutzkonzept nicht berücksichtigt wird. Auf die dem BSH bekannten Ergebnisse verweisen wir.

Ziffer 4.4.1.9 (S. 39): Behördliche Standards etc.

Es sollte einleitend klargestellt werden, dass die genannten Standards etc. in ihrer jeweils geltenden Fassung zu berücksichtigen sind.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Ziffer 4.4.1.10 (S. 39 f.): Emissionsminderung

Es wird um nähere Erläuterung der allgemeinen Ausführungen gebeten: Was genau ist gemeint mit der Anforderung, WEA und Plattformen baulich so zu gestalten, dass sie sämtliche Betriebsstoffe einschließlich eines ausreichend großen zusätzlichen Sicherheitsvolumens auffangen können (S. 40)? Heißt dies, dass alle Betriebsstoffe in Tanks zu sammeln sind?

Ziffer 4.4.1.10 (S. 41): Emissionsminderung/Grau- und Schwarzwasser

Dass Abwasserreinigungsanlagen nicht genehmigungsfähig seien, widerspricht der im übernächsten Satz dargestellten Ausnahmemöglichkeit. Dies ist in die eine oder andere Richtung aufzulösen, wobei die Verhältnismäßigkeit wohl nur dann gewahrt sein dürfte, wenn die Nicht-Genehmigungsfähigkeit mittels eines Zusatzes wie „grundsätzlich“ modifiziert würde.

Ziffer 4.4.1.10 (S. 42): Netzersatzanlagen, Dieselgeneratoren, Dieselkraftstoff

Es soll nur der Einsatz von Dieselgeneratoren auf den baulichen Anlagen zulässig sein, die bzgl. der Emissionswerte mindestens nach MARPOL Anhang VI, Tier III zertifiziert sind. Wir weisen darauf hin, dass es momentan nur eine begrenzte Anzahl an Herstellern gibt, die Dieselgeneratoren mit einem Tier III – Zertifikat anbieten können.

Diesel nach DIN EN 590 "Landdiesel" ist nicht lagerfähig. Es müsste "Low Sulphur Marine Gas Oil" (LSMGO) nach ISO 8217 genannt werden.

Ziffer 4.4.2.1 (S. 44): Schutzgebiete und gesetzlich geschützte Biotope

Nach dem zweiten Grundsatz sind gesetzlich geschützte Biotope „oder entsprechende Strukturen“ zu umgehen. Was sind „entsprechende Strukturen“ im Sinne dieses Grundsatzes? Entweder handelt es sich um ein geschütztes Biotop oder nicht. Es wäre im Einzelzulassungsverfahren zu klären, ob auf Grund des Vorsorgegrundsatzes eine noch nicht vom Gesetz erfasste schützenswerte Struktur vorliegt; als Planungsgrundsatz ist dies u.E. nicht angemessen, solange keine Anhaltspunkte dafür vorliegen, welche Biotoptypen von § 30 BNatSchG derzeit nicht erfasst werden, obwohl sie fachlich erfasst werden sollten.

Ziffer 4.4.2.2 (S. 45 f.): Flächeninanspruchnahme

Die Anforderung ist obsolet, da durch Einführung des WindSeeG eine bestimmte Fläche durch die BNetzA ausgeschrieben wird und mit Zuschlag Anspruch auf eine bestimmte Übertragungskapazität innerhalb dieser Fläche entsteht. Eine weitergehende Ausnutzung der Fläche, bspw. durch Overplanting (was dem Gebot effizienter Flächeninanspruchnahme entspräche) ist – als Antragsgegenstand – allein Sache des Bezuschlagten.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Ziffer 4.4.2.3 (S. 46): Abstände Flächen/Windenergieanlagen

Innerhalb des OWP sollte es dem Entwickler freigestellt bleiben, auch kleinere Abstände (speziell in Nebenwindrichtung) zu realisieren, wenn dies wirtschaftlich sinnvoll und technisch machbar ist. Letzteres ist im Einzelfall in Zusammenarbeit mit dem jeweiligen WEA-Hersteller zu beurteilen.

Bei zukünftig zu erwartenden Rotordurchmessern von bis zu 250 m ergibt die 5D-Regel einen Abstand von Randanlagen von 1.250 m zueinander. Jedoch sehen die aktuellen Befeuerrungsrichtlinien vor, am Rand keine Abstände von mehr als 1.000 m zu realisieren oder mittels Anlagen in einer 2. Reihe die 1.000 m "optisch" aufzufüllen. Wie soll hiermit im Raum zwischen zwei OWPs/zwei Flächen verfahren werden?

Überdies fehlt es nach unserer Kenntnis an einer Rechtsgrundlage, bei Abständen von mehr als 1.000 m einen Durchgang für die Schifffahrt zu sperren, so dass Durchfahrten in einem dann recht schmalen Korridor (250 m) ermöglicht würden. Wie soll hiermit umgegangen werden?

Die Formulierung, die Vorlage eines Abstimmungsnachweises sei Voraussetzung des Einzelzulassungsverfahrens, suggeriert, dass dieser Nachweis Bestandteil der Antragsunterlagen zu sein hat. Trifft dieses Verständnis zu? In § 47 Abs. 1 WindSeeG ist ein solcher Nachweis nicht genannt.

Ziffer 4.4.3.2 (S.48) Flächenbedarf

Es ist unklar, ob der ggf. benötigte Raum für Ankerketten von Bauschiffen durch die Vorgaben bereits erfasst wird oder ob er zu den Abständen noch hinzutreten soll. Muss dieser Abstand also bereits eingeplant werden, und wenn ja von wem? Wann soll er eingeplant werden? Wie soll er bemessen werden (das Anker-Layout ergibt sich im konkreten Fall)? Ab wann gilt eine Planung als „fest“, so dass kein Anpassungsanspruch mehr bestehen kann?

Der vorgesehene Abstand von 1.000 m zwischen Konverter und weiteren Hochbauten ist deutlich zu groß. Aus technischer Sicht ist es unter Berücksichtigung gegenseitiger Einflüsse (bspw. Kolkbildung) Stand der Technik, bspw. Plattformen in deutlich geringerem Abstand zu platzieren. So reicht insbesondere ein Abstand von 200 m zu anderen Plattformen regelmäßig aus, zu WEA bedarf es eines Abstands von 500 m.

Die Kabelführung im Einzelnen wäre selbstverständlich abzustimmen. U. E. ist der Abstand von 1.000 m zur (weitgehend sternförmigen) Heranführung auch einer größeren Anzahl von 66kV-Kabeln nicht zwingend, denn auf jedem der herangeführten Kabel kann bei Einhaltung entsprechender Abstände zueinander bereits nach 500 m eine erste WEA stehen. Die Detailplanung sollte dem OWP überlassen bleiben.

Ziffer 4.4.3.3 (S. 48): Unterkünfte

Unter welchen Umständen kann von der Planung vorübergehender Unterkünfte abgesehen werden? Vor dem Hintergrund etablierter Überstiegstechniken mittels dynamisch

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

stabilisierter Zugangssysteme (sog. "Walk-to-Work" Systeme) von entsprechend zahlreich verfügbaren Schiffen scheint dies – und zwar zunehmend – überflüssig.

Die Formulierung „Offshore-Bauwerke“ schließt auch jede WEA ein, was sicher nicht beabsichtigt ist.

Zum letzten Absatz: Es erschließt sich nicht, warum arbeitsschutzrechtliche Bedenken im Zusammenhang mit provisorischen Unterkünften erst bei einer Nutzung von etwa drei Jahren auftreten.

Ziffer 4.4.4 (S. 49 ff): Seekabelsysteme

Die auf S. 50 zitierte KEMA Studie ist nicht mehr aktuell; sie wurde 2018 im Auftrag einer Kooperation von verschiedenen Unternehmen aktualisiert und über den BWO (vormals AGOW) koordiniert und in Auftrag gegeben. Im Ergebnis kann z. B. der Abstand zwischen einem 2. und 3. parallel verlegten Kabel von 200 m auf 150 m reduziert werden. Ferner nennt die Zusammenfassung der aktualisierten Studie:

- Für Wassertiefen bis 50 m in der deutschen AWZ zeigt die Analyse, dass der Basisabstand zwischen zwei parallel verlegten Stromkabeln auf 50 m reduziert werden kann. Der Abstand zwischen einem 2. und 3. parallel verlegten Kabel kann auf 150 m reduziert werden.
- Wenn Hochspannungskabel in der Nähe von Windkraftanlagen vorbeigeführt werden, fordert der BFO eine Entfernung von 350 m oder 500 m, je nach Sachlage. Dieser Abstand kann auf 250 m reduziert werden, getrieben von der Größe der an der Windkraftanlage eingesetzten Errichterschiffe.
- Aus rein technischer Sicht sind diese Abstände sowohl für Hochspannungs-AC- als auch für Hochspannungs-DC-Kabel einsetzbar. Wo genug Platz zur Verfügung steht, können auch konservativere Abstände gewählt werden.

Für Einzelheiten verweisen wir auf den umfassenden Bericht.

Ziffer 4.4.4.5 (S. 52 f): Kreuzungen

Es ist unklar, was „zu enge Biegeradien“ sind und warum nur dann ein Abstand von 250 m erforderlich sein soll. Welcher Abstand ist denn einzuhalten, wenn die Biegeradien nicht zu eng sind? Ggf. wäre zu definieren, dass in jedem Fall das gerade (rechtwinklige) Heran- und Hinwegführen 250 m betragen sollte.

Ziffer 4.4.4.6 (S.53): Verlegeverfahren

Es sollte textlich klarer differenziert werden, dass einerseits insgesamt ein schonendes Verlegeverfahren angezeigt ist und dass andererseits im Fall der Betroffenheit eines gesetzlich geschützten Biotops bestimmte Verhaltensweisen gelten.

Die Beschränkung der Wirkzone auf 1+2*2m Breite schränkt die Auswahl am Markt verfügbarer Trencher ein. Es sollte eine Erweiterung auf eine Wirkzone von 7 m erfolgen.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Ziffer 4.4.4.8 (S. 54): Sedimenterwärmung

Es leuchtet nicht ein, dass vorgenommene in-situ-Messungen zwar einen sehr deutlichen Abstand zum 2K-Kriterium aufzeigen, aber keinerlei Änderungen an der zugrunde zu liegenden Formel vorgenommen werden, obwohl sie sich als gar zu vorsorglich erweist.

Insbesondere der Wärmewiderstand dürfte anzupassen sein. Gegebenenfalls kommt eine Differenzierung zwischen Nord- und Ostsee in Betracht, da die anzutreffenden Böden in soweit jedenfalls auf Teilstrecken relevante Unterschiede aufweisen.

Hinsichtlich des Wärmewiderstands des Sediments wurde anhand von konkreten Messwerten aus der Ostsee deutlich, dass der in der Ergänzung des StuK4 zum Schutzgut Benthos, Tabelle 1.7, genannte Wert von 0,7 Km/W einen sinnvollen Wert für verschiedene im Trassenverlauf typischerweise auftretende Sedimenttypen darstellt. Gleichzeitig wurde im Rahmen der Arbeitsgruppe die Möglichkeit erörtert, bei Vorliegen von Messwerten zum Wärmewiderstand vom Standardwert abzuweichen und die jeweils individuell auf der Trasse gemessenen Wärmewiderstandswerte für die Nachweisführung zu verwenden.

Es gibt keine normierte und/oder etablierte Messmethode zur Bestimmung des Wärmewiderstandes. Unklar bleibt auch, wie viele Messwerte pro km mindestens notwendig sind, um einen Wert kleiner als 0,7 km/W für die Prognose anwenden zu dürfen. Das BSH sollte daher die anzuwendende Messmethode definieren und die Anzahl der Messpunkte pro km festlegen, um einen Wert kleiner als 0,7 km/W anwenden zu dürfen. Weiter sollte klargestellt werden, dass die Messung im Betrieb nicht zu wiederholen ist.

Ziffer 4.4.4.9 (S. 56): Schutzgebiete/Biotope

Wir verweisen auf unsere Anmerkung zu Ziffer 4.4.2.1.

Ziffer 4.5 (S. 58) Möglichkeiten der Abweichung:

Es wird angeregt, die *verbindlichen Planungsgrundsätze*, bei denen aufgrund verbindlicher Regelungen des Fachrechts keine Abweichung von den Planungsgrundsätzen möglich ist, eindeutig im FEP zu benennen (jedenfalls als ggf. nicht abschließender Katalog), damit eindeutige und unmissverständliche Planungssicherheit für die technische Umsetzung der Anlagen besteht.

Ziffer 4.5.1 (S. 58 f.): Technikgrundsätze

Das „absolute“ Festschreiben der standardisierten Technikgrundsätze leuchtet zwar einerseits ein. Andererseits birgt es die Gefahr, technische Entwicklungen abzuschneiden. Es sollte nach wie vor die Möglichkeit bestehen, in begründeten Fällen abzuweichen. Andernfalls könnten in heute übersehenen Zusammenhängen in einzelnen Flächen unumgängliche Hindernisse in den Einzelverfahren bestehen, obwohl die Sinnhaftigkeit gut begründbar wäre.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Im Übrigen gehen wir von einem engen Verfolgen der technischen Entwicklungen (auch durch das BSH aus, die sich beizeiten auch in den Fortschreibungen des FEP niederschlagen werden. Sowohl die Hersteller als auch die OWP-Entwickler und Betreiber stehen für einen Austausch ggf. gerne zur Verfügung.

Ziffer 4.7 (S. 60 bis 70): Leistungsermittlung

Unabhängig von den Berechnungsmethoden zur Leistungsdichte mit Flächenbezug und Kategorisierungen der Leistung in A- und B- Bereiche zeigt sich, dass der wahre bestimmende Parameter – und damit zugleich der „Flaschenhals“, der unabhängig von der Güte bzw. Windhöflichkeit des jeweiligen Standortes ist – die Netzanbindungskapazität ist. So findet für die künftige Erschließung der Zone 3 - entsprechende gesetzliche Zielvorgaben vorausgesetzt – eine Festlegung der voraussichtlich zu installierenden Leistung im Gleichlauf mit der Festlegung der Netzanbindungssysteme statt. D. h., diese feste Größe und nicht die Güte bzw. das Potenzial der Fläche, kombiniert mit einem intelligenten Park-Layout, entscheiden über die rechnerische Leistungsdichte. Den übrigen Parametern kommt somit nur Scheinparametercharakter zu. Im Ergebnis steht also letztlich eine „mögliche Netzanbindungsdichte“, nicht die „mögliche Erzeugungsdichte“.

Ganz unabhängig von einer „Methodendiskussion“ ist es zwingend erforderlich, dass die Leistungsdichte einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglicht. Dies sollte, ggf. hilfsweise, auch in den FEP aufgenommen werden.

Wir verweisen im Übrigen auf unsere Ausführungen zum Fragenkatalog.

Ziffer 5 (S. 76 ff.): Festlegungen

Unabhängig von der Nutzung der Flächen bestehender Projekte, die bislang noch nicht realisiert wurden, halten wir fest an unserer bereits zum Vorentwurf geäußerten Auffassung, dass – ggf. OWP-scharf – die Areale bereits realisierter Windparks in Cluster 5 als „Gebiete“ festgelegt werden sollten. Es ist nicht auszuschließen, dass noch während der Betriebsdauer dieser Windparks Rechtsfolgen an die Belegenheit in einem „Gebiet“ geknüpft werden, die ansonsten in den genehmigten Bestand eingreifen könnten.

Bezüglich der Festlegung zur Fläche N-9.1 wäre noch das Vorliegen der konkreten Voraussetzungen aus § 5 Abs. 3 Nr. 5 lit. b) WindSeeG darzulegen.

Ziffer 5.3 (S. 87): Voraussichtliche Leistung/Ostsee

Die Bestimmung der voraussichtlich zu installierenden Leistung für die Fläche O-1.3 erfolgt mittels einer individuellen Festlegung unter Berücksichtigung der verfügbaren Netzanbindungskapazität, die aufgrund der Festlegung der Übertragungskapazität von 220kV-Drehstrom-Seekabelsystemen auf 300 MW limitiert wird. Durch die Weiterentwicklung der Technik stehen jedoch bereits heute 220kV-Drehstrom-Seekabelsysteme mit Übertragungsleistungen von mehr als 350 MW zur Verfügung, die auch bereits in einigen internationalen Vorhaben geplant und zum Teil bereits realisiert wurden.

Für die Festlegung der Übertragungskapazität von 220kV-Drehstrom-Seekabelsystemen könnte es daher hilfreich sein, bereits realisierte Vorhaben zu analysieren und anhand

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

dieser Vorhaben die Untergrenze der Übertragungskapazität entsprechend zu erhöhen und dadurch technische Weiterentwicklungen zu berücksichtigen.

Auch aufgrund des Gebotes eines flächensparsamen und effizienten Ausbaus der Offshore Windenergie sollte die Ermittlung der voraussichtlich zu installierenden Leistung für die Fläche O-1.3 anhand der anzulegenden Leistungsdichte entsprechend Kapitel 4.7.4 mit 14 MW/km² erfolgen.

Ziffer 5.5.2 (S. 93): Überprüfung der zeitlichen Reihenfolge

Der generelle Hinweis zu den Realisierungsdauern der Netzanbindungssysteme ist erläuterungsbedürftig.

Ziffer 5.7. (S. 97 f.): Standorte von Konverter

Neben der 66-kV Schnittstelle zum ÜNB sind auf der Umspannplattform des Betreibers weitere zum Service erforderliche Installationen notwendig wie beispielweise Einrichtungen zur Kommunikation oder zur Steuerung des OWP und seiner Sicherheitssysteme. Bei Entfall der Umspannplattform müssten diese ebenfalls auf der Konverterplattform installiert werden. Es sollte diesbezüglich eine ungehinderte Mitnutzung der Konverterplattform zu jeder Zeit sowie entsprechende Zugangsrechte der OWP-Vorhabenträger/Betreiber aufgenommen werden. Die Formulierung, die über das notwendige Maß hinausgehende Nutzung der Konverterplattform privatrechtlich zwischen ÜNB und Offshore Windpark-Vorhabenträger zu regeln, sollte geschärft werden: Der ÜNB sollte gehalten sein, dem OWP eine solche privatrechtliche Vereinbarung über die Mitnutzung (Kommunikationssysteme, Eigenbedarfssysteme, Leitetechniken etc.) der Konverterplattform anzubieten.

Ziffer 5.11 (S. 107 f.): Trassen und Trassenkorridore

Bezüglich der Aufteilung der auf HelWin 2/beta noch verfügbaren Übertragungskapazität in 32 MW für den Cluster 4 und 30 MW für das NAS NOR-7-2 ist aus Gründen der effizienten Ressourcennutzung insbesondere sicherzustellen, dass *letztlich* die in Büttel noch vorhandenen Einspeisemöglichkeiten voll ausgeschöpft werden. Ob dies ggf. durch eine weitere Verlagerung – im Falle der Nicht-Nutzung dieser Kapazität in Cluster 4 – erfolgt, wäre ggf. zu einem späteren Zeitpunkt zu prüfen und auf Grundlage von § 8 Abs. 4 WindSeeG durchführbar.

Ziffer 6 (S. 109 ff.): Pilotwindenergieanlagen

Die unterzeichnenden Verbände begrüßen die Festlegung von Übertragungskapazität für Pilotwindenergieanlagen und die gegenüber dem Vorentwurf sowohl erweiterten als auch offeneren Formulierungen.

Wir gehen, wie einleitend bereits erwähnt, davon aus, dass bis zum Inkrafttreten des FEP die Voraussetzungen für die Fläche eines Testfelds im Küstenmeer von Mecklenburg-Vorpommern geschaffen wurden und sich dies sodann auch im FEP 2019 niederschlagen wird.

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

Ziffer 7.2 (S. 115 f.): Sonstige öffentliche und private Belange

Es wird ausgeführt, das Eintrittsrecht sei kein berücksichtigungsbedürftiger privater Belang. Dem kann nicht gefolgt werden. Das Eintrittsrecht ist eine Entschädigung für in der Vergangenheit getätigte Investitionen, die durch das Ausschreibungsregime (bei Unterliegen im Übergangssystem) andernfalls gänzlich entwertet worden wären. Denn wäre dies nicht so, würde das Eintrittsrecht also nicht als Entschädigung verstanden, entstünden arge Zweifel an der Rechtmäßigkeit des Eintrittsrechts überhaupt. Man kann also nur entweder das Eintrittsrecht als Entschädigung ansehen, mit der Konsequenz, dass es ein privater Belang ist. Oder man kann das Eintrittsrecht insgesamt ablehnen. Dies ist jedoch ausgeschlossen, weil es gesetzlich vorgesehen ist. Insofern dürfen die Festlegungen die bestehenden Eintrittsrechte nicht vereiteln bzw. müssten schon besonders schwerwiegende Gründe für ein Wegwägen dieses grundrechtsrelevanten Rechts geltend gemacht werden.

Dass das Eintrittsrecht in § 5 Abs. 3 s. 2 WindSeeG nicht genannt wird, ist irrelevant, da es sich nicht um einen abschließenden Katalog handelt. Die Gesetzesbegründung verhält sich zu dieser Frage i.Ü. nicht. Vielmehr wird dort nur die Auffassung des Gesetzgebers dargelegt, ein Eintrittsrecht stünde Festlegungen nicht per se entgegen. Dies sagt aber nichts darüber aus, ob es sich um einen in die Abwägung einzustellenden Belang handelt, sondern nur, dass es sich dabei – nach Auffassung des Gesetzgebers – nicht um einen nicht wegzbaren Planungsleitsatz handle.

Ziffer 12 (Anhang, S. 130 ff.): Erhöhter Ausbaupfad

Kapitel 12 befasst sich mit der Wirkung des bereits durch die BNetzA genehmigten Szenariorahmens von 17 und 20 GW bis 2030 sowie 23,2 GW bis 2035. Wir begrüßen, wie einleitend bereits erwähnt, diese vorausschauende Herangehensweise, die es erleichtern wird, das Ziel der BReg von 65% Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 zu erreichen.

20.12.2018

Gez.:

Uwe Knickrehm, Geschäftsführer des Bundesverbands der Windparkbetreiber Offshore e.V. (BWO)

Dr. Ursula Prall, Vorstandsvorsitzende der Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE

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)

OFFSHORE

Deutschlands Windstärke

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

*Bundesverband der Windparkbetreiber
Offshore e.V.*

Schiffbauerdamm 19

10117 Berlin

t.bruns@bwo-offshorewind.de

Dr. Ursula Prall

Stiftung OFFSHORE WINDENERGIE

Kaiser-Wilhelm-Straße 93

20355 Hamburg

u.prall@offshore-stiftung.de