

Stellungnahme

zum Vorentwurf des Flächen- entwicklungsplans

Konsultation des Bundesamts für Seeschifffahrt
und Hydrographie (BSH)

Berlin, 15. Juni 2018

1. Allgemeine Anmerkungen

Der Flächenentwicklungsplan (FEP) stellt das zentrale Steuerungsinstrument beim zukünftigen Ausbau der Offshore-Windenergie im zentralen Modell dar. Der BDEW begrüßt, dass durch den FEP die räumliche wie zeitliche Koordination des Ausbaus von Offshore-Windparks (OWP) in der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nord- und Ostsee sowie ihrer Netzanbindung ermöglicht wird. Die Möglichkeit zur Kommentierung des Vorentwurfs des FEP nimmt der BDEW gerne in Form unten aufgeführter Antworten zu den angeführten Konsultationsfragen sowie folgender genereller Anmerkungen wahr.

Nachvollziehbar ist, dass der Vorentwurf des FEP auf Basis der geltenden Rechtsgrundlagen, wie in Kapitel 1 dargelegt, ausgearbeitet wurde. Der Vorentwurf des FEP bezieht sich dabei explizit auf die in § 1 Abs. 2 EEG genannten Ausbauziele für Erneuerbare Energien. In diesem Kontext wird auch darauf hingewiesen, dass der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD eine Anhebung des Ausbauziels für Erneuerbare Energien auf einen Anteil am Bruttostromverbrauch in Höhe von 65 % bis 2030 enthält. Aus Sicht des BDEW ist Konsistenz zwischen dem auszuarbeitenden FEP und der politischen Zielsetzung zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Bereich Offshore zwingend erforderlich. Damit einher geht das Erfordernis, dass die vorgesehenen Festlegungen des FEP mit den Planungen zum Netzausbau gemäß Netzentwicklungsplan übereinstimmen. Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan sollte in seiner Fortschreibung die avisierten Sonderausschreibungen sowie die geplante Anhebung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien berücksichtigen. Um die Belastbarkeit der vorliegend konsultierten Inhalte sowie ihre Übereinstimmung mit der weiteren Netzplanung zu gewährleisten, wäre es grundsätzlich wünschenswert, dass der Prozess zur Ausarbeitung des FEP (einschließlich der Veröffentlichung und Konsultation des Vorentwurfs) mit diesen Prozessen bezüglich Anpassungen zum weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie abgestimmt wird.

Die Energiewirtschaft unterstützt jede verantwortbare Zusatzanstrengung beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien. Die Offshore-Windenergie kann dazu einen relevanten Beitrag leisten. Auch haben die Ergebnisse der zweiten Übergangsausschreibung mit einer durchschnittlichen Zuschlagshöhe von 4,66 ct/kWh den Trend einer starken Kostendegression bestätigt, der es rechtfertigt, Möglichkeiten zur stärkeren Nutzung der Offshore-Windenergie zu eruieren. Aus Sicht des BDEW ist daher zu prüfen, inwieweit die Offshore-Windenergie über die bestehenden Zielplanungen hinaus einen weiteren Beitrag leisten kann. Vonseiten Marktteilnehmern wird weiteres Potenzial zur Realisierung von OWP gesehen, welches über die Zielplanung von 15 GW für das Jahr 2030 hinausgeht. Der BDEW wird dazu noch in diesem Jahr einen Diskussionsprozess zwischen den Marktteilnehmern und den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) einleiten.

Zu begrüßen ist das grundsätzliche Ziel des FEP, durch eine Standardisierung von Technikgrundsätzen „eine Grundlage für eine systematische und koordinierte Gesamtplanung zu schaffen.“ Dadurch können Synergien genutzt, eine effiziente Raumplanung gewährleistet und Kostensenkungspotenziale erschlossen werden. Um zu verhindern, dass durch diese Festlegungen des FEP technologische Weiterentwicklungen (beispielsweise beim Abtransport von Energie) eingeschränkt werden, sollten die standardisierten Technikvorgaben soweit möglich technologieutral erfolgen. Diese Technologieutralität in den Festlegungen des FEP ist in

besonderem Maße mit Blick auf die „sonstigen Energiegewinnungsbereiche“ erforderlich, welche im Rahmen der geplanten Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes definiert werden und deren Festlegung künftig ebenfalls durch den FEP erfolgen soll. Im Kontext der „sonstigen Energiegewinnungsbereiche“ sind wesentliche technologische Weiterentwicklungen im Kontext mit Energiegewinnungsanlagen auf See sowie dem Abtransport von Energie (netzgebunden oder ohne Netzanbindung) zu erwarten. Es sollte daher vermieden werden, dass vom FEP eine Sperrwirkung für Weiter- oder Neuentwicklungen technologischer Lösungen ausgeht. Dies betrifft insbesondere Zone 3 der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nordsee und damit Gebiete jenseits der für die Ausbauziele bis 2030 einbezogenen Cluster 1 bis 8.

Mit Blick auf die Festlegung von standardisierten Technikvorgaben und Planungsgrundsätzen führt der Vorentwurf des FEP aus, dass den angegebenen Inhalten „bereits eine Abwägung möglicherweise betroffener öffentlicher Belange und Rechtspositionen“¹ zugrunde liege und im Zuge dessen mögliche Alternativen bereits vorgeprüft worden seien. Unklar ist hierbei, welche Alternativen unter Berücksichtigung welcher Kriterien von welchen Akteuren abgewogen wurden. Um die Nachvollziehbarkeit des geschilderten Vorgehens sowie insbesondere seiner Ergebnisse zu stärken, wäre die Darlegung der geprüften Alternativen, der Kriterien sowie der beteiligten Akteure wünschenswert.

Des Weiteren ist im Kontext der Festlegung von standardisierten Technikvorgaben festzustellen, dass auf die Belange von OWP-Betreibern beim Entfallen der Umspannstation sowie einhergehende Herausforderungen nur ansatzweise eingegangen wird. Dies lässt sich insbesondere am Beispiel von Kommunikationseinrichtungen aufzeigen: Technische Einrichtungen zur Kommunikation sind essenziell für den Betrieb eines OWP. Darüber hinaus sind sie erforderlich, um behördlich vorgegebene Auflagen aufrechtzuerhalten, beispielsweise zur Sicherstellung der Windparkbefeuerung im Sinne der See-Verkehrssicherheit oder zur Informationssicherheit. Gleiches gilt für die Überwachung und Steuerung der Windenergieanlagen (WEA) oder die Seeraumüberwachung. Aus OWP-Betreibersicht ist eine Lösung der Frage zwingend erforderlich, wie bei einem Wegfall der Umspannplattform mit der Unterbringung der für die Erfüllung der genannten Auflagen und Aufgaben erforderlichen Einrichtungen umzugehen ist. Eine Mitnutzung der Konverterplattformen mit Beteiligung des OWP-Betreibers an möglichen Kosten erscheint dabei grundsätzlich sinnvoll; die Nicht-Wälzbarkeit der in diesem Fall betreiberseitig entstehenden Kosten ist nachvollziehbar. Unbedingt erforderlich ist in dieser Konstellation eine klare Abgrenzung von Aufgaben und Zuständigkeiten.

Neben der Unterbringung von technischen Gerätschaften ist die Durchführung von Service- und Wartungsarbeiten vor Ort für OWP-Betreiber von grundlegender Bedeutung. Die Steuerung des OWP, die Durchführung der Wetterbeobachtung sowie das Vorhalten von Servicepersonal und Ersatzteilen sind Beispiele für Nutzungen, denen die Umspannplattform heute dient. Um diesen Nutzungen gerecht zu werden, ist die grundsätzliche Möglichkeit zur Errichtung einer separaten Plattform durch den OWP erforderlich (siehe Anmerkungen zu Frage 3).

¹ Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2019, S. 17.

Um Weiterentwicklungen des Service-Konzepts und damit einhergehenden möglichen Kostensenkungen Rechnung zu tragen, sollte die Errichtung einer solchen Plattform auch zu einem späteren Zeitpunkt als beim Bau des OWP möglich sein.

2. Konsultationsfragen

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 66 kV-Anbindungssystem als Standardkonzept zur Anbindung zwischen Konverterplattform und OWP geben den Stand der Technik wider und sind grundsätzlich zu begrüßen. Die Abstimmung des 66 kV-Anbindungskonzepts an die Entfernung des OWP zur Konverterplattform ist dabei zwingend erforderlich; das 66 kV-Anbindungskonzept erscheint bei Distanzen von bis zu 20 km sinnvoll anwendbar. Um eine Umspannstation vollständig einzusparen, müssen alle Strings des OWP einzeln an die Konverterplattform angeschlossen werden, wobei mit größerer Entfernung die Übertragungsverluste deutlich zunehmen. Des Weiteren erscheint ein singulärer Netzanschluss nur eines OWP an einer Konverterstation sinnvoll, da dies wirtschaftlicher, einfacher bezüglich entstehender Schnittstellen und vorteilhaft mit Blick auf Rückwirkungen aus OWP Dritter erscheint.

Darüber hinaus sollten, in Anlehnung auf obige Ausführungen zu technologischen Fortschritten, Weiterentwicklungen der Anbindungssysteme durch die geplanten Festlegungen nicht eingeschränkt werden, beispielsweise mit Blick auf die Gleichstrom-Technologie beziehungsweise die Spannungsebene. Die Realisierung neuer und kostengünstiger Technologien ließe sich nur durch eine entsprechende Öffnung der Standard-Festlegung erreichen.

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?

Grundsätzlich ist mit Blick auf die Definition der Eigentumsgrenze erforderlich, dass Eigentums- und Verantwortungsbereiche übereinstimmen. Dabei ist notwendig, dass der OWP-Betreiber Zugriffsmöglichkeiten auf für den OWP-Betrieb erforderliche Steuerungs- und Regelungsfunktionen erhält.

Neben der Abgrenzung von Verantwortung und Befugnisse mit Blick auf technische Schnittstellen sind aus Sicherheits- und Verantwortungsgründen weitere Klarstellungen technischer wie organisatorischer Anforderungen erforderlich. So ist beispielsweise der Umgang mit Sicherheitsabschaltungen oder der Zugang zu Stromzählern aufseiten der OWP-Vorhabenträger/-Betreiber zu klären.

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 beieinanderliegen und nach dem Mutter-Tochter-Konzept des BFO-N 16/17 realisiert werden?

Die Möglichkeit zur Errichtung ist einer separaten Plattform zu Wohn- oder Servicezwecken sollte eingeräumt werden (siehe oben). Ein Mutter-Tochter-Konzept ist nicht zwingend erforderlich, würde jedoch (technische) Schnittstellenfragen vereinfachen. Etwaige Seekabel-Anbindungssysteme zwischen der Konverterplattform und der separaten Plattform wären kürzer. Der Zugang zu den Installationen des OWP-Vorhabenträger/Betreibers auf der Konverterplattform ließe sich ebenfalls bautechnisch leichter herstellen.

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)

- Zugangsrecht des OWP-Betreibers sowie Betreiberpflichten: Ein reiner Verweis auf das Erfordernis einer bilateralen Abstimmung bezüglich aller Schnittstellen zwischen dem ÜNB und dem OWP-Vorhabenträger/-Betreiber erscheint unzureichend. Regelungsbedarf wird mit Blick auf das Zugangsrecht von OWP-Betreibern und die Abgrenzung von Betreiberpflichten gesehen. Wichtig ist, dass Festlegungen zu entsprechenden Rahmenbedingungen (beispielsweise vertragliche Grundlagen) im Vorfeld zu Ausschreibungen erfolgen.
- Anbindung einer separaten Plattform: Zur Gewährleistung des sicheren Betriebs einer separaten Plattform ist ihre Anbindung an die Konverterplattform erforderlich. Ferner ist sicherzustellen, dass die Anbindung der Steuereinheiten auf der separaten Plattform an die Innerparkverkabelung und an das Kabel zur Landanbindung gewährleistet ist. Diesbezügliche technischen Schnittstellen und Einrichtungen auf der Konverterplattform sind zu berücksichtigen.
- Standortwahl: Aufgrund der Dimensionen der Konverterplattform ist mit einem Einfluss auf die Windverhältnisse im OWP zu rechnen. Diesen Erfordernissen ist bei der Standortwahl Rechnung zu tragen. Vorzugswürdig erscheint ein Standort am Rand des OWP. Die Standortwahl sollte in Abstimmung zwischen ÜNB und OWP-Betreiber erfolgen.

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?

Sollten separate Plattformen aufseiten der OWP-Vorhabenträger/-Betreiber errichtet werden, können erforderliche technische Installationen für den Betrieb des OWP oder seiner Sicherheitssysteme dort untergebracht werden. Eine Vernetzung wird nicht für erforderlich gehalten.

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?

Jeder OWP müsste voraussichtlich mehrere Kabel an der HGÜ-Leitung installieren. Daher muss sichergestellt werden, dass bei Verzögerungen im Bauablauf der Installationsprozess anderer OWP nicht behindert wird oder ein laufender Betrieb unterbrochen werden muss.

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

Die WEA muss die entsprechende Spannungsebene bereitstellen. Als weitere Anforderungen werden gesehen:

- Eigenbedarfsversorgung einzelner WEA im Inselbetrieb
- Inselparallelbetrieb von WEA eines 66 kV-Strings
- Beitrag der WEA zur Eigenbedarfsversorgung der Konverterplattform
- Rücksynchronisation von WEA an den Konverter nach Netzwiederaufbau
- Aktive Filterung von Oberschwingungen durch WEA-Konverter

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?

Die Nutzung des AC-Anbindungskonzepts erscheint aufgrund der angeführten Rahmenbedingungen in der Ostsee schlüssig.

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?

Grundsätzlich erscheint es zielführend, Technikgrundsätze nicht zu eng zu gestalten, um die Möglichkeit zu Innovationen und zur Erschließung von Kostensenkungspotenzialen zu erhalten. Technische Grundsätze erscheinen für folgende Einrichtungen sinnvoll:

- Spannungsregelung im 66 kV-Netz
- Standard-Technikvorgaben für elektrische Daten der 66 kV-Anschlüsse
- Elektrisches Schutzkonzept
- Technikvorgaben vor dem Einbau von Sekundärtechnik des OWP-Betreibers auf der Konverterplattform

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?

Der FEP sollte technologie- und herstellernerneutrale Rahmenbedingungen enthalten und sicherstellen, dass die angewandten Konzepte nicht einschränkend mit Blick auf Innovationen und die Hebung von Kostensenkungspotenzialen wirken. Die Festlegungen des FEP sollten in der Form gestaltet sein, dass Netzanschlusskonzepte einen herstellerunabhängigen Einsatz von WEA ermöglichen.

Für HVDC-Systeme sollte eine Übertragungskapazität von 1.000 MW pro System angestrebt werden. In Abstimmung mit Herstellern von HVDC-Systemen sollte eruiert werden, ob DC-Spannungen von mehr als 320 kV wirtschaftlich realisierbar sind.

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?

Die Planungsgrundsätze sollten die Unterschiede in den Netzanbindungskonzepten und den Rahmenbedingungen zwischen Nord- und Ostsee berücksichtigen. Dies bedeutet, dass die Planungsgrundsätze entsprechend den Erfordernissen der jeweiligen Vorhaben und einhergehenden Netzanbindungskonzepten angepasst werden können müssen. Beispielsweise ist anzunehmen, dass eine Erreichbarkeit mit Helikoptern nicht für jegliche Art von Plattformen erforderlich sein wird.

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?

In der Projektierung von OWP wird zur Festlegung erforderlicher Abstände zwischen Projekten häufig der sechsfache Rotordurchmesser herangezogen. In Anbetracht von Rotordurchmessern von circa 200 m und einem einhergehenden Abstand von 1.200 m erscheint der angenommene Abstand von 500 m als zu niedrig.

F.15 – Sind weitere Planungsgrundsätze für Flächen erforderlich?

Zur Gewährleistung volkswirtschaftlicher Effizienz bei der Flächenplanung sollten die Planungsgrundsätze eine Abwägung beinhalten zwischen einer Flächen-Mindestgröße einerseits, ab welcher die betriebswirtschaftliche Rentabilität von OWP-Projekten gewährleistet werden kann (siehe Frage 26), und dem bestmöglichen Ausschöpfen des bestehenden Flächenangebots andererseits. Die gemeinsame Ausschreibung räumlich getrennter Flächen ist ein positives Beispiel für diese Abwägung und sollte weiterverfolgt werden. Dennoch ist anzunehmen,

dass bei zunehmender Distanz zwischen einzelnen Flächen und damit einhergehenden, wachsenden Unterschieden in den physischen Rahmenbedingungen der Flächen die Sinnhaftigkeit der Kombination von Flächen an Grenzen stößt.

Aus OWP-Betreibersicht ist bei der Festlegung von Planungsgrundsätzen für Flächen der Erhalt von Flexibilität bei der Festlegung von Abständen zwischen WEA wünschenswert. Darüber hinaus sollte bei der Definition von Planungsgrundsätzen beispielsweise den Erfordernissen von Helikopteran- und -abflügen Rechnung getragen werden.

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?

Es wird angenommen, dass dem Ansatz zur Verbesserung der Temperaturüberwachung die Distributed-Temperature-Sensing-(DTS-)Technik zugrunde gelegt werden soll. Die Wirtschaftlichkeit der Anwendung vorausgesetzt, ist diese Technik grundsätzlich für AC-Exportkabel sinnvoll. Mit Verweis auf den „Workshop 2K-Kriterium“ des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur vom 30.05.2018 müsste die Nachweisführung zur Einhaltung des genannten Planungsgrundsatzes dahingehend abgeändert werden, dass eine realistischere und an den tatsächlichen Auslastungen der Kabel orientierte Nachweisführung ermöglicht wird. Die Messung der Kabeltemperatur kann im Zusammenhang mit geeigneten Modellen und Algorithmen einen zuverlässigen Rückschluss auf die momentane und bevorstehende Sedimenterwärmung liefern. Die biologische Wirksamkeit der Sedimenterwärmung in der Winterzeit und bei größeren Wassertiefen sollte nachgewiesen werden. Eine höhere Leistungseinspeisung der OWP wäre dann insbesondere in Winterzeiten und entsprechenden Temperaturniveaus sinnvoll.

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

Die beschriebene Methodik erscheint grundsätzlich plausibel. Mit Blick auf das Kriterium der Windhöffigkeit zeigen OWP-betreiberseitige Erfahrungen, dass bei der Auslegung von Parklayouts für einen durch benachbarte OWP abgeschatteten OWP nicht zwingend eine geringere Leistungsdichte angesetzt werden muss, um eine Optimierung seiner Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Das genannte Kriterium erscheint daher nicht anwendbar. Die spezifische Leistungsdichte der Turbinen hingegen spielt für die Leistungsdichte des Parks eine wichtige Rolle und sollte nicht pauschalisiert werden.

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 wesentliche, begrenzende Faktor bei der Weiterentwicklung der Leistungsdichte ist die vom Rotor einer WEA überstrichene Fläche. Andere technische Fortschritte (beispielsweise Steuerungssysteme, mechanische Neuerungen) lassen weitere Leistungserhöhungen von WEA erwarten, jedoch in geringerem Ausmaß. Im genannten Zeitraum sind bis dato keine derartigen Fortschritte bei der Rotorfläche absehbar, sodass die Annahme gerechtfertigt scheint.

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)?

Es wird kein Anlass gesehen, für die Ostsee vom in der Nordsee verfolgten Ansatz bei der Leistungsermittlung abzuweichen oder pauschale Begrenzungen der Leistungsdichte festzuschreiben.

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

Die jeweilige Höhe der anzulegenden Leistungsdichten erscheint grundsätzlich realistisch. Um jedoch die Nachvollziehbarkeit der individuell angelegten Leistungsdichten für Flächen der Kategorie C zu stärken, wäre die Angabe der jeweiligen Gründe, Annahmen und ihrer Gewichtung wünschenswert (zum Beispiel bezüglich Fläche N-6.7, siehe Anmerkungen zu Frage 23).

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

Zu der skizzierten Methodik zur Leistungsermittlung in Zone 3 ist zumindest in Frage zu stellen, ob das Ausmaß der Abweichung zwischen den Leistungsdichten einzelner Flächen realistisch ist. Tabelle 7 im FEP-Vorentwurf weist insbesondere für kleine Flächen wie beispielsweise die Fläche N-6.7 eine äußerst hohe Leistungsdichte von 20 MW/km² aus, wohingegen für die relativ großen Flächen N-9.1 und N-9.2 die Leistungsdichte auf 10-12 MW/km² beziffert wird. Mit einer Halbierung der Leistungsdichte bei einer Vervierfachung der Flächengröße erscheinen die erwarteten Abschattungseffekte in einem äußerst starken Umfang berücksichtigt. Im Rahmen der Abwägung zwischen einer kostengünstigen Stromerzeugung einerseits (die gemäß Vorentwurf des FEP durch eine tendenziell geringere Leistungsdichte erreicht werden kann) und einer optimierten Auslastung der Netzanbindungskapazitäten andererseits scheint die außergewöhnlich hohe Leistungsdichte der Fläche N-6.7 darauf abzuzielen, die voraussichtlich zu installierende Leistung im Gebiet N-6 auf 1.200 MW zu maximieren. (Auf die wünschenswerte Darlegung der Abwägung von Gründen, Annahmen und ihrer Gewichtung, siehe Anmerkungen zu Frage 22, wird verwiesen.) In diesem Kontext ist des Weiteren darauf hinzuweisen,

dass angesichts einer begrenzten Anzahl von Gates durch das Wattenmeer aktuell noch unklar ist, inwieweit das künftige Erzeugungspotenzial aus Zone 3 netzgebunden an Land und dort über Land abgeführt werden kann.

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?

Es ist unklar, auf welche Punkte im OWP (Mittelpunkt oder Rand des OWP) sich die vorgeschlagene Distanz von 5.000 m bezieht, sodass die Frage aktuell noch nicht beantwortet werden kann.

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

Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 eine maximale Höhe von 270 m nicht überschritten wird.

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

Grundsätzlich hängt die Wirtschaftlichkeit eines OWP von einer Vielzahl von Kriterien ab, die über seine zu installierende Leistung hinausgeht (unter anderem: Distanz der Fläche zur Küste, Abschattung, Anzahl der von einer Onshore-Basis versorgbaren Flächen, Möglichkeit zur Verwendung gleicher Anlagen innerhalb eines Areals). Um die betriebswirtschaftliche Rentabilität von Offshore-Windenergie-Projekten zu gewährleisten und gleichzeitig Stromgestehungskosten zu optimieren, erscheint jedoch eine Mindestgröße von 50 WEA-Standorten sinnvoll. Die Ergebnisse der jüngsten Ausschreibungen in Europa (beispielsweise in den Niederlanden, aber auch im Übergangsmo­dell Deutschlands) haben gezeigt, dass eine auskömmliche Flächengröße und das daraus resultierende Erzeugungspotenzial die entscheidenden Treiber für ein wirtschaftlich optimiertes Gebot darstellen. Um dem in den Ausschreibungen zu beobachtenden Trend der Kostensenkung zu folgen, erscheint eine entsprechende Mindestgröße von 50 Standorten als sinnvoll. Dabei ist auf die Möglichkeit der Zusammenlegung räumlich getrennter Flächen (siehe Frage 15) zu verweisen, um die projektspezifischen Stromgestehungskosten zu optimieren und die wirtschaftliche Rentabilität zu erhöhen.

Sofern aufgrund von geleisteten Vorarbeiten bereits Ergebnisse aus durchgeführten Voruntersuchungen vorliegen, kann mit Blick auf bestehende Projekte eine Mindestgröße von nur 25 WEA-Standorten sinnvoll sein, obwohl aufgrund der Flächenverhältnisse eine Zusammenlegung mit anderen räumlich getrennten Flächen nicht weiter möglich ist (zum Beispiel Gebiet O-1). Die Historie bestehender Projekte sollte bei der Abwägung zwischen optimierten Stromgestehungskosten und der effizienten Nutzung des Flächenangebots berücksichtigt werden.

In diesem Kontext ist die neue Dimensionierung der Fläche N-3.6 zu begrüßen, die durch Lage und Größe dafür geeignet scheint, in den Ausschreibungen des zentralen Modells beispielhaft das allgemeine Kostensenkungspotenzial der Offshore-Windenergiebranche zu reflektieren. Bedenken bestehen jedoch mit Blick auf Zuschnitt und Aufteilung der Flächen N-3.5 und N-3.8, aufgrund deren Einzelgrößen und Fragmentierung eine Zusammenfassung geprüft werden sollte, um gegebenenfalls volkswirtschaftliche Effizienzpotenziale mit Blick auf zu erwartende Gebote zu heben und die betriebswirtschaftliche Rentabilität zu stärken.

Ansprechpartner:

Thomas Pollithy
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1315
Thomas.Pollithy@BDEW.de