



BUNDESAMT FÜR
SEESCHIFFFAHRT
UND
HYDROGRAPHIE

BSH · Postfach 30 12 20 · 20305 Hamburg

- Per E-Mail an
konsultation@netzentwicklungsplan.de

Dienstszitz Hamburg

Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019
1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
Stellungnahme im Konsultationsverfahren der
Übertragungsnetzbetreiber

Datum
04. März 2019
Durchwahl
+ 49 (0) 40 3190 - 0
Aktenzeichen
(bitte bei Antwort angeben)
080001-5482/001

Sehr geehrte Damen und Herren,

vielen Dank für die eingeräumte Möglichkeit zur Stellungnahme zum 1. Entwurf des Netzentwicklungsplans 2019-2030.

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ist nach §§ 5ff. Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) zuständig für die Aufstellung, Änderung und Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP). Der FEP trifft ab dem Jahr 2026 fachplanerische Festlegungen für die ausschließliche Wirtschaftszone und ggf. dem Küstenmeer. Die bisher im Bundesfachplan Offshore und Offshore-Netzentwicklungsplan getroffenen Festlegungen werden teilweise durch den FEP und teilweise durch die im Netzentwicklungsplan getroffenen Festlegungen abgelöst.

Zum 1. Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber bestehen seitens des BSH folgende Anmerkungen, die sich im Wesentlichen auf Kapitel 3 „Ermittlung des Offshore-Netzausbaubedarfs“ bzw. die zugehörigen Projektsteckbriefe für die Offshore-Netzanbindungssysteme beziehen:

Berücksichtigung der informatorischen Darstellung erhöhter Ausbaupfade im Anhang zum Entwurf des Flächenentwicklungsplans

Bereits in der einleitenden Zusammenfassung zu Kapitel 3 wird darauf hingewiesen, dass sich NEP und FEP u.a. in den zugrundeliegenden Ausbauzielen unterscheiden. Während der am 26.10.2018 veröffentlichte Entwurf des FEP Festlegungen für eine installierte Leistung von Windenergie auf See von insgesamt 15 GW im Jahr 2030 trifft, berücksichtigt der NEP auf Grundlage des von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens Ausbauziele von 17 GW bzw. 20 GW im Jahr 2030 sowie 23,2 GW im Jahr 2035. Ich möchte darauf hinweisen, dass im Anhang des am 26.10.2018 veröffentlichten Entwurfs des FEP eine informatorische Darstellung aufgenommen wurde, die die Szenarien des Szenariorahmens und damit auch die Ausbauziele des NEP abbildet.

Bernhard-Nocht-Str. 78
20359 Hamburg
Tel.: + 49 (0) 40 3190 – 0
Fax: + 49 (0) 40 3190 – 5000
posteingang@bsh.de
www.bsh.de

Bankverbindung:
Bundeskasse Kiel
zugunsten BSH
Deutsche Bundesbank
BLZ 210 000 00
Kto.-Nr. 210 010 30

IBAN:
DE42 2100 0000 0021 0010 30
BIC: MARKDEF1210

Dabei wurde insbesondere auch auf die jeweils erforderlichen zusätzlichen Offshore-Netzanbindungssysteme hingewiesen. Ich möchte Sie daher bitten, sowohl in der zusammenfassenden Darstellung als auch im weiteren Verlauf des Kapitels (z.B. auf Seite 61) deutlicher auf diese Darstellungen einzugehen.

Rechtzeitige Realisierung des Netzanbindungssystems NOR-9-2

Es wird auf Seite 58 sowie in dem Projektsteckbrief für das Netzanbindungssystem NOR-9-2 auf Seite 670 darauf hingewiesen, dass eine Inbetriebnahme des Netzanbindungssystems aufgrund der langen landseitigen Trasse erst nach 2030 realistisch sei. Da das Netzanbindungssystem jedoch zur Erreichung des Ausbauziels in Höhe von 17 GW im Szenario B/C 2030 erforderlich ist, stellt sich die Frage, wie mit einer hier dargestellten möglichen späteren Realisierung im NEP weiter umgegangen wird. Denkbar wäre beispielsweise die Prüfung alternativer, weiter nördlich gelegener Netzverknüpfungspunkte um die landseitige Trasse zu verkürzen und eine Realisierung bis 2030 wahrscheinlicher werden zu lassen oder auch anderweitige Technologiekonzepte (z.B. eine Erhöhung der Übertragungskapazität der einzelnen Netzanbindungssysteme). Eine ausführlichere Darstellung zu einer solchen Überprüfung wäre wünschenswert.

Verfügbarkeit von Übertragungstechnologien

Hinsichtlich der Verfügbarkeit künftiger Übertragungstechnologien wird auf Seite 63 beispielsweise die Erhöhung der Spannungsebene für Netzanbindungssysteme in Gleichstromtechnologie als nach aktuellem Stand nicht realisierbar dargestellt. Insbesondere wird hier auf die Hemmnisse hinsichtlich der Verfügbarkeit entsprechender VPE-Kabelsysteme abgestellt. Jedoch sollten im NEP auch Maßnahmen für das Jahr 2030 bzw. 2035 bewertet werden. Bereits heute werden alternativ zu VPE-Kabelsystemen sog. masseimprägnierte Seekabelsysteme mit einer Spannung von +/- 525 kV betrieben. Es sollte daher geprüft und dargestellt werden, inwiefern die für eine Erhöhung der Standardübertragungsspannung von +/- 320 kV auf +/- 525 kV erforderlichen Komponenten für den für den NEP relevanten Zeitraum zur Verfügung stehen werden. Für eine mögliche Erhöhung der Übertragungsspannung sollte zudem dargestellt werden, welche Netzverknüpfungspunkte unter dieser Annahme für die dann erforderlichen Anbindungssysteme in welchen Jahren zur Verfügung stehen.

Hinsichtlich der Ostsee sollte darauf hingewiesen werden, dass hier Gleichstromanbindungssysteme aktuell nicht dem Standardanbindungskonzept des BFO und des FEP entsprechen und die dargestellten Potentiale lediglich im Rahmen einer Sensitivität der ÜNB gesehen werden. Zudem ist ein Hinweis darauf erforderlich, bis wann die hier aus Sicht der ÜNB dargestellten Gleichstromanbindungssysteme in der Ostsee realisiert werden könnten und ob hier die gleichen Planungs- und Realisierungszeiten gelten wie in der Nordsee.

Umfassendere Darstellung der Planungs- und Zulassungszeiten

Die auf Seite 65 erfolgte Darstellung zu Planungs-, Zulassungs- und Errichtungszeiten sollte auf Basis bisheriger Erfahrungen konkretisiert werden und auch Angaben zu erwarteten Planungs- und Zulassungszeiten enthalten.

Darstellung der Sensitivität Ostsee

Auf Seite 76 f. sowie in der einleitenden Zusammenfassung zu Kapitel 3 wird eine sog. „Sensitivität Berücksichtigung Küstenmeer Ostsee“ aufgeführt. Dabei wird auf „absehbar erschließbare Potenziale in den

Gebieten O-6 und O-7 im Küstenmeer der Ostsee“ sowie auf noch zusätzliche Potenziale u.a. in Gebiet O-4 verwiesen. Hierzu ist aus Sicht des BSH anzumerken, dass der Entwurf des FEP auf Grundlage einer Mitteilung des Landes Mecklenburg-Vorpommern eine Festlegung der Fläche O-7.1 mit einer Leistung von ca. 160 MW enthält. Für darüberhinausgehende Festlegungen von Flächen gibt es aktuell keine Grundlage bzw. andere Flächen stehen tatsächlich nicht für Festlegungen im FEP und das Ausschreibungsverfahren zur Verfügung. Um Missverständnissen vorzubeugen, sollte der Verweis auf § 5 Abs. 4 S. 2 Nr. 7 WindSeeG dahingehend ergänzt werden, dass die ausgewogene Verteilung des Ausschreibungsvolumens auf Nord- und Ostsee unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potenziale zu erfolgen hat.

In diesem Kontext sollte die u.a. auf Seite 77 getätigte Aussage, dass eine Erhöhung der Erzeugungsleistung in Gebiet O-7 auf 250 MW leistbar sei, weiter erläutert werden. Hinsichtlich der auf Seite 76 angesprochenen zusätzlichen Potenziale in den Gebieten O-1 und O-2 verweise ich auf die Ausführungen diesbezüglich im Entwurf des FEP. Des Weiteren möchte ich Sie zur Vermeidung von Fehlinterpretationen bitten, auf den Verweis auf Seite 76, dass 1 GW ca. einem DC-Anbindungssystem entspräche, zu verzichten, da im konkreten Fall voraussichtlich von einem Gleichstrom- und einem Wechselstromanbindungssystem ausgegangen werden müsste.

Darstellungen der Trassenlängen von AC-Systemen in der Ostsee

Die Darstellungen der Trassenlängen von AC-Systemen in der Ostsee (S. 651 / OST-1-4) können auf Basis der Festlegungen des FEP ggf. konkreter erfolgen, da für die AWZ bereits Trassenverläufe im FEP festgelegt werden. Zudem weise ich darauf hin, dass eine Unterteilung in AC-Verbindung und AC-Anschluss an dieser Stelle irreführend erscheint, da es sich nur um jeweils ein Kabelsystem ohne Zwischenplattform handelt.

Hinsichtlich einer eventuellen Ausgestaltung von OST-1-4 in DC-Technologie weise ich auf die standardisierten Technikgrundsätze des FEP hin.

Darstellungen zu AC-Anschlüssen in der Nordsee

Für die AC-Anschlüsse der Gleichstromanbindungssysteme in der Nordsee werden im Entwurf des NEP pauschale Angaben hinsichtlich der Trassenlänge und der Anzahl gemacht (S. 657, S. 661 und S. 676). Da der FEP Standorte von u.a. Konverter- und Umspannplattformen sowie Trassen für Offshore-Anbindungsleitungen festlegt, sollten diese Festlegungen im NEP zugrunde gelegt werden. Des Weiteren bitte ich Sie den Hinweis, dass die Anzahl der AC-Anschlüsse und die exakten Trassenlängen von der Zuweisung der Netzanschlusskapazität durch die Bundesnetzagentur abhängen, zu streichen. Stattdessen sollte klargestellt werden, dass die Trassenlängen der AC-Anschlüsse und deren Anzahl bereits im Entwurf des FEP enthalten sind und diesem auch für die Darstellungen im NEP entnommen werden. Abschließend möchte ich anregen, unter M-Name analog zu den bestehenden Systemen die anzuschließende Fläche anstatt den Konverter zu benennen.

Hinweise zu einzelnen Maßnahmen:

NOR-3-3

In den Darstellungen auf S. 641 f. findet sich ein Widerspruch. Zunächst werden zwei getrennte Anschlüsse für „GodeWind III“ und „GodeWind 04“ dargestellt (so auch in der Tabelle auf S. 642). Gleichzeitig wird jedoch

richtigerweise auf den Entwurf des FEP verwiesen, der von einem gemeinsamen AC-Anschluss für „GodeWind III“ und „GodeWind 04“ und einem zusätzlichen Anschluss zur Anbindung der Fläche N-3.7 ausgeht. Zudem stimmen die Darstellungen von S. 641 f. nicht mit denen auf S. 657 überein, da hier drei weitere AC-Anschlüsse vorgesehen werden. Auch an dieser Stelle sei auf den Hinweis verwiesen, dass eine Zuordnung von AC-Anschlüssen zu Flächen hilfreich sein könnte.

NOR-7-1

Die Kartendarstellung des Trassenverlaufs, des Konverterstandorts und des Standorts der Umspannplattform entsprechen in Gebiet N-7 nicht dem aktuell geltenden Bundesfachplan Offshore (BFO).

NOR-7-2

Zur Begründung des geplanten Projekts auf Seite 665 wird auf den Entwurf des FEP verwiesen, der eine Anlandung in SH vorsehe. An dieser Stelle sollte klargestellt werden, dass diese Festlegung im Entwurf des FEP auf der Einschätzung der ÜNB beruht, dass kein anderer Netzverknüpfungspunkt für eine Fertigstellung einer Offshore-Anbindungsleitung in der Nordsee im Jahr 2027 zur Verfügung steht.

DC21: HGÜ-Verbindung Heide/West – Wilhelmshaven 2 – Uentrop

Da zum aktuellen Zeitpunkt noch unsicher ist, ob das Projekt als DC-Seekabel oder DC-Erdkabel realisiert werden soll, sollte auch die Kartendarstellung entsprechend angepasst werden und nicht wie es aktuell der Fall ist eine Seekabel-Verbindung über einen Stützpunkt im Bereich Helgoland darstellen. Eine lineare Ellipse zwischen Heide/West und Wilhelmshaven 2 erscheint sachgerecht.

P 328 / NeuConnect

Der in der Karte dargestellte Trassenverlauf suggeriert einen Verlauf der Trasse innerhalb von bzw. parallel zu dem Verkehrstrennungsgebiet Terschelling German Bight. Die Vorzugstrasse des Projekts liegt weiter nördlich und sollte entsprechend dargestellt werden. Auf die im Entwurf des FEP unter Abschnitt 5.10 dargestellten Trassen für grenzüberschreitende Seekabelsysteme u.a. zwischen Deutschland und Großbritannien weise ich hin.

Redaktionelle Hinweise

- S. 59: nach dem ersten Spiegelstrich sollte der Satz wie folgt lauten: *„Gebiete in der AWZ oder im Küstenmeer für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie vorzuuntersuchende Flächen in diesen Gebieten,“*
- S. 57 und S. 59: nach dem jeweils zweiten Spiegelstrich sollten vor dem Wort *„bezuschlagte“* die Wörter *„in der Ausschreibung“* ergänzt werden.
- S. 63: Der Satz *„Die standardisierte DC-Technologie gemäß den Planungsgrundsätzen des Entwurfs des FEP [..]“* sollte lauten: *„Die standardisierte DC-Technologie gemäß den standardisierten Technikgrundsätzen des Entwurfs des FEP [..]“*
- S. 76: im ersten Satz sollten der Vollständigkeit halber entsprechend dem Gesetzestext vor dem Wort *„ausgewogene“* die Wörter *„unter Berücksichtigung der insgesamt vorhandenen Potentiale“* ergänzt werden.

Für Rückfragen stehe ich gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
Im Auftrag