



Bundesnetzagentur

Bedarfsermittlung 2025

Zusammenfassung zur Bestätigung
Offshore-Netzentwicklungsplan (Zieljahr 2025)



NOVEMBER 2016



Bedarfsermittlung 2025
Zusammenfassung zur Bestätigung
Offshore-Netzentwicklungsplan (Zieljahr 2025)

Inhalt

A Gesamtverfahren	6
1. Szenariorahmen	6
2. Netzentwicklungspläne	7
3. Bundesbedarfsplan	7
4. Bundesfachplanung	7
5. Planfeststellung	7
B Zusammenfassung zur Bestätigung Offshore-Netzentwicklungsplan 2025	8
1. Methodik	8
2. Prüfung	8
2.1 Berücksichtigung des Szenariorahmens	9
2.2 Berücksichtigung der Bundesfachpläne Offshore	9
2.3 Ausbaubedarf	9
2.4 Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung	10
2.5 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme	11
2.5.1 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Nordsee	11
2.5.2 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee	11
2.6 Angabe von Terminen	11
2.7 Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen	13
3. Zusammenfassung Prüfungsergebnisse	13
Impressum	17

A | Gesamtverfahren

Abbildung 1: Fünf Schritte zum Netzausbau



Um den erforderlichen Netzausbau voranzutreiben, wird seit dem Jahr 2012 in einem transparenten Verfahren regelmäßig mit fünf aufeinander aufbauenden Schritten und unter breiter Beteiligung der Öffentlichkeit der bundesweite Ausbaubedarf für die Höchstspannungsnetze geprüft, bestätigt und räumlich konkretisiert.

Ziel ist es, das Stromnetz möglichst schnell für den Umstieg auf die erneuerbaren Energien zu rüsten und dabei die erforderlichen Entscheidungen gemeinsam mit der Gesellschaft zu treffen.

1. Szenariorahmen

Wie viel Strom werden wir in den kommenden Jahren verbrauchen? Welche Rolle werden künftig Kohlekraftwerke und Windenergieanlagen spielen? Mögliche Antworten liefert der sogenannte Szenariorahmen. Dieser wird von den vier Übertragungsnetzbetreibern (Amprion, TransnetBW, 50Hertz Transmission,

TenneT) gemeinsam entwickelt. Die Bundesnetzagentur konsultiert die Öffentlichkeit zum Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, verändert den Szenariorahmen entsprechend den begründeten Anregungen aus der Konsultation oder aufgrund eigener Erkenntnisse und genehmigt ihn schließlich.

2. Netzentwicklungspläne

Auf dem Szenariorahmen aufbauend erstellen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) einen Netzentwicklungsplan (NEP), um den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zu ermitteln. Dazu wird die im Szenariorahmen festgelegte Erzeugungskapazität zunächst regionalisiert, also einem konkreten Standort zugeordnet.

Daran anschließend wird durch eine Marktmodellierung ermittelt, welcher dieser Erzeuger künftig zu welchem Zeitpunkt welche Leistung in das Stromnetz einspeisen wird und wo die Leistungen verbraucht werden. Daraus ergibt sich der Transportbedarf, den das Strom-Übertragungsnetz bewältigen können muss. Der NEP enthält die dafür notwendigen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Stromnetzes und gilt für das gesamte Bundesgebiet.

Die ÜNB erstellen neben dem NEP für den Landbereich auch für Nord- und Ostsee einen NEP, den sogenannter Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP). Dieser legt den Bedarf an Anbindungsleitungen für die Anbindung von Offshore-Windparks fest und ermittelt die zeitliche Reihenfolge, in der die Anbindungsleitungen errichtet werden sollen. Die Bundesnetzagentur prüft die vorgeschlagenen Maßnahmen in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) hinsichtlich ihrer energiewirtschaftlichen Notwendigkeit.

Bürgerinnen und Bürger, Verbände und Behörden können in mehreren Beteiligungsrounds Stellungnahmen zum NEP und O-NEP abgeben.

Neben der Prüfung des NEP bzw. O-NEP ermittelt, beschreibt und bewertet die Bundesnetzagentur zur Vorbereitung eines Bundesbedarfsplans die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen in einer Strategischen Umweltprüfung (SUP). Diese erste Umweltprüfung im Verfahrensablauf ist eine Art Frühwarnsystem, um schon zu Beginn des Prozesses potenzielle Konflikte mit den berechtigten Schutzbelangen von Mensch und Natur zu identifizieren und in der Folge möglichst wirksam zu verringern oder am besten ganz zu vermeiden. Die Ergebnisse werden in einem Umweltbericht festgehalten, der auch für die Netzentwicklungspläne 2025 vorgelegt wird. Der Umweltbericht wird parallel zum überarbeiteten NEP und O-NEP zur Konsultation gestellt.

3. Bundesbedarfsplan

Die bestätigten Netzentwicklungspläne und den überarbeiteten Umweltbericht legt die Bundesnetzagentur der Bundesregierung mindestens alle vier Jahre als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vor. Dieser enthält eine Liste der benötigten Leitungsvorhaben – jeweils mit Angabe der Anfangs- und Endpunkte. Für die Vorhaben, die im Bundesbedarfsplan enthalten sind, ist der vordringliche Bedarf und die energie-wirtschaftliche Notwendigkeit gesetzlich festgestellt.

4. Bundesfachplanung

Für die Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplan werden auf Antrag der Vorhabenträger raumverträgliche Trassenkorridore – 500 bis 1.000 Meter breite Gebietsstreifen – verbindlich festgelegt. Dabei wird der Vorschlagstrassenkorridor des Vorhabenträgers sowie infrage kommende Alternativen betrachtet, öffentlich diskutiert und auf ihre voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen und Raumverträglichkeit geprüft.

Für die Leitungen, die im Bundesbedarfsplangesetz als länderübergreifend oder grenzüberschreitend gekennzeichnet sind, ist die Bundesnetzagentur zuständig. Betrifft ein Leitungsvorhaben nur ein Bundesland, ist weiterhin die jeweilige Landesbehörde zuständig, die dann gegebenenfalls ein Raumordnungsverfahren durchführt.

5. Planfeststellung

Die im vierten Schritt ermittelten Korridore bilden die Grundlage für das Planfeststellungsverfahren zur Konkretisierung der Trassenverläufe. Auch hier werden der Vorschlag des Vorhabenträgers sowie infrage kommende Alternativen betrachtet, öffentlich diskutiert und auf ihre Umweltverträglichkeit und Raumverträglichkeit geprüft. Am Ende steht ein Planfeststellungsbeschluss mit einem Trassenverlauf, der möglichst geringe Belastungen für Mensch und Umwelt zur Folge hat. Für die länder- und grenzüberschreitenden Vorhaben übernimmt die Bundesnetzagentur auch die Planfeststellungsverfahren.

B | Bestätigung Offshore-Netzentwicklungsplan 2025

1. Methodik

Die Regelungen der § 17b ff. EnWG zur Erstellung eines Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) sollen verhindern, dass Anbindungsleitungen speziell für einzelne Offshore-Windparks und nur nach deren individuellem Realisierungsfortschritt errichtet werden. Stattdessen sollen durch den O-NEP die neu zu errichtenden Anbindungssysteme sogenannte „Cluster“ erschließen. Ein Cluster besteht aus mehreren benachbarten Offshore-Windparks, die ein zusammenhängendes Gebiet bilden, so dass sie über eine sogenannte Sammelanbindung angebunden werden können. Die Bundesnetzagentur hat gemäß § 17c Satz 1 EnWG die Übereinstimmung des O-NEP mit den Anforderungen nach § 17b EnWG in Abstimmung mit dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu prüfen.

Allerdings steht mittlerweile mit der Einführung eines Ausschreibungssystems für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ein weiterer „Systemwechsel“ auch für die Windenergie auf See bevor. Die maßgeblichen Regelungen für die Offshore-Windenergie trifft das Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz, kurz WindSeeG), das am 18.10.2016 verkündet wurde und am 01.01.2017 in Kraft tritt. Demnach wird bis einschließlich 2020 die bestehende Rechtslage fortgelten. Ab Beginn des Jahres 2026 werden Ausschreibungen auf Flächen in Nord- und Ostsee stattfinden, die staatlich voruntersucht wurden.

In den Jahren 2021 bis 2025 wird ein Übergangssystem implementiert, in welchem bestehende Projekte an zwei Gebotsterminen zum 01.03.2017 und 01.03.2018 mit einem Ausschreibungsvolumen von jeweils 1.550 MW teilnehmen können. Bestehende Offshore-Windparkprojekte sind Projekte mit einer planungsrechtlichen Genehmigung oder einem Erörterungstermin in einem solchen Verfahren, die im Küstenmeer oder Cluster 1 bis 8 der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee oder Cluster 1 bis 3 der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Ostsee liegen. Zudem soll sich der Ausbau infolge dieser Ausschreibungen wie folgt auf die einzelnen Jahre verteilen: 500 MW in 2021 alleine in der Ostsee, 500 MW in 2022 in Nord- oder Ostsee, jeweils 700 MW in den Jahren 2023 bis 2025 in Nord- oder Ostsee. Der O-NEP 2025 soll die Erreichung dieser Vorgaben ermöglichen. In der Ostsee ist die Ausbaupkapazität

jedoch gesetzlich auf 750 MW begrenzt. Darüber hinaus hat der O-NEP 2025 die Teilnahme aller bestehenden Projekte an den beiden Gebotsterminen durch eine ausreichende Übertragungskapazität zu ermöglichen. Der O-NEP 2025 regelt ferner die ausnahmsweise Zulässigkeit des Anschlusses eines Windparks über einen anderen Cluster als denjenigen, in welchem sich der betroffene Windpark befindet (sogenannter clusterübergreifender Netzanschluss).

Im Folgenden werden die einzelnen Schritte skizziert, die der Prüfung des O-NEP zu Grunde gelegt wurden.

2. Prüfung

Der O-NEP stellt eine auf einen 10-Jahres-Horizont vorgenommene Planung von Anbindungssystemen zur Erschließung von Clustern für die gesamte Nord- und Ostsee Deutschlands dar. Im Gegensatz zum Netzentwicklungsplan Strom (NEP), dessen Ziel der Ausbau des landseitigen Stromnetzes für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung ist, handelt es sich beim O-NEP um einen Plan für Sammelanbindungen zur Erschließung von Clustern. Daher unterscheidet sich auch die Prüfung des O-NEP von der Prüfung des NEP.

Ein zentraler Punkt bei der Prüfung des landseitigen NEP ist zum Beispiel die Prüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme. Dabei wird untersucht, ob das Netz auch ohne diese Maßnahme sicher wäre und weiterhin zuverlässig betrieben werden könnte (sogenanntes n-1-Kriterium). Im Unterschied dazu führt der Ausfall eines Offshore-Anbindungssystems zunächst nur dazu, dass die betroffenen Offshore-Windparks nicht mehr ins Stromnetz einspeisen können. Solange die fehlende Einspeisung durch andere Stromeinspeisungen kompensiert werden kann, hat dies jedoch keinerlei Einfluss auf die Stabilität des Stromnetzes.

Aufgrund der genannten Unterschiede zum NEP erfolgt die Prüfung des O-NEP anhand der nachfolgend genannten Kriterien:

Im Folgenden werden die jeweiligen Bewertungsmaßstäbe dargestellt.

Prüfung der Anbindungsmaßnahmen

1. Berücksichtigung des Szenariorahmens
2. Berücksichtigung der Bundesfachpläne Offshore
3. Ausbaubedarf
4. Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung
5. Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme
6. Angabe von Terminen
7. Festlegung zu clusterübergreifenden Anschlüssen

2.1 Berücksichtigung des Szenariorahmens

Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie gemäß des genehmigten Szenariorahmens für den O-NEP 2025 übernommen. Für die Szenarien B1, B2 und C 2025 wurde von den Übertragungsnetzbetreibern demnach die gesamte Erzeugungsleistung aus Offshore-Windenergie von 10.500 MW auf 9.210 MW in der Nordsee und 1.290 MW in der Ostsee aufgeteilt.

Das WindSeeG, insbesondere § 27 WindSeeG, und die novellierten Vorschriften des EnWG, insbesondere § 118 Abs. 20 EnWG, existierten zum Zeitpunkt der Genehmigung des Szenariorahmens 2025 und zum Zeitpunkt der Erstellung bzw. der Vorlage des zweiten Entwurfs des O-NEP 2025 durch die Übertragungsnetzbetreiber noch nicht. Insofern konnten die Übertragungsnetzbetreiber diese geplanten gesetzlichen Regelungen noch nicht berücksichtigen. Eine Berücksichtigung der neuen Rechtslage im Rahmen der Bestätigung erscheint jedoch als zwingend erforderlich, da ansonsten der gesetzlich angestrebte Ausbau der Windenergie auf See und das damit verbundene Ausschreibungssystem für die Jahre 2021 bis 2025 nicht umgesetzt werden könnte.

2.2 Berücksichtigung der Bundesfachpläne Offshore

Bei der Erstellung des O-NEP 2025 wurden die Festlegungen des Bundesfachplans für die Nordsee (BFO-N) sowie die Festlegungen des Bundesfachplans für die Ostsee (BFO-O) zu Grunde gelegt. Dies gilt insbesondere für die durch die BFO vorgenommene Clustereinteilung innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone und die Ermittlung der zu erwartenden Windparkleistung dieser Cluster.

2.3 Ausbaubedarf

Es besteht ein Ausbaubedarf von 2.048 MW aufgeteilt auf vier Anbindungssysteme in der Nordsee sowie ein Ausbaubedarf von 735 MW mit drei Anbindungssystemen in der Ostsee. In der Nordsee handelt es sich um die Netzanbindungssysteme NOR-1-1, NOR-3-3, NOR-5-2 sowie NOR-7-1, in der Ostsee um die Netzanbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3. Die Anbindungen NOR-1-1, NOR-3-3 und NOR-7-1 sind mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 900 MW zu realisieren die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 250 MW. Das Anbindungssystem NOR-5-2 wird mit einer Anbindungskapazität realisiert, die der gegebenenfalls in einer der beiden Gebotstermine nach § 26 Abs. 1 WindSeeG bezuschlagten Gebotsmenge entspricht, jedoch 900 MW nicht überschreitet.

Der Ausbaubedarf des O-NEP 2025 ergibt sich aus der Differenz zwischen der prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung für das Jahr 2025 und der durch das Startnetz bereits abgedeckten Übertragungskapazität unter Berücksichtigung der Gewährleistung eines hinreichenden Wettbewerbs im Sinne des § 118 Abs. 20 Satz 1 EnWG.

Da bei der Prognose der Offshore-Erzeugungsleistung anstelle der Annahmen des Szenariorahmens 2025 die neue Rechtslage zugrunde zu legen ist, wird im Jahr 2025 ein Ausbau von 10.750 MW Offshore-Windenergie unterstellt. Diese Annahme beruht auf folgendem Ausbaupfad: Bis zum Jahr 2020 werden insgesamt 7.649,2 MW auf Basis unbedingter Netzanschlusszusagen oder bereits durch die Bundesnetzagentur zugewiesener Anschlusskapazität realisiert, davon 6.575,6 MW in der Nordsee und 1.073,6 MW in der Ostsee. In den Jahren 2021 bis 2025 werden gem. § 27 Abs. 4 Satz 1 WindSeeG insgesamt bis zu 3.100 MW realisiert. Von diesem Zubau entfallen 2.350 MW auf die Nordsee und 750 MW auf die Ostsee. Diese Annahme basiert wiederum auf

den Vorgaben des Mengengerüsts nach § 27 Abs. 4 Satz 1 Nr. 1 bis 5 WindSeeG, der sogenannten Mindestquote für die Ostsee nach §§ 27 Abs. 3 und 34 Abs. 2 WindSeeG sowie der Begrenzung der Ausbaukapazität für die Ostsee in Höhe von 750 MW nach § 118 Abs. 20 Satz 2 EnWG. Hiernach wird ein Zubau von 500 MW im Jahr 2021 ausschließlich in der Ostsee, von jeweils 250 MW in Nord- und Ostsee 2022 und von jeweils 700 MW in den Jahren 2023 bis 2025 ausschließlich in der Nordsee erwartet.

Die Übertragungskapazität des Startnetzes umfasst in der Nordsee ca. 7.130 MW sowie in der Ostsee 1.090 MW. Allerdings lässt die Orientierung an der reinen Übertragungskapazität des Startnetzes außer Acht, dass in der Nordsee einige der Anbindungssysteme von vorneherein nicht voll ausgenutzt werden können, da die Übertragungskapazität der Startnetzleitungen bereits das gesamte Erzeugungspotenzial des jeweiligen Clusters überschreitet. Zieht man in diesen Fällen – anstelle der Übertragungskapazität des Startnetzes – das Erzeugungspotenzial von der prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung ab, ist der Zubaubedarf in der Nordsee nicht um 7.130 MW, sondern um ca. 6.878 MW zu kürzen.

Unterstellt man eine regionalisierte Leistung von 8.926 MW, verbliebe nach Abzug der ca. 6.878 MW für die Nordsee noch ein Zubaubedarf von 2.048 MW.

Wie viele Maßnahmen sich aufgrund dieses Ausbaubedarfs ergeben, hängt unter anderem von der Übertragungskapazität der einzelnen Anbindungssysteme ab. Hier sind die standardisierten Technikvorgaben innerhalb des BFO zu berücksichtigen. Abhängig davon, ob der Ausbau in Nord- oder Ostsee vorgesehen ist, werden unterschiedliche Anbindungskonzepte verfolgt. Die Netzanbindung erfolgt in der Nordsee laut Vorgabe des BFO-N standardmäßig mittels DC-Technologie (d. h. Gleichstrom) und mit einer übertragbaren Leistung von 900 MW pro Seekabel. In der Ostsee erfolgt sie gemäß BFO-O standardmäßig mittels AC-Technologie (d. h. Wechselstrom) und mit einer übertragbaren Leistung von 250 MW pro Seekabel. Die Übertragungsnetzbetreiber sind diesen Standardisierungsvorgaben des BFO-N und BFO-O gefolgt.

Bei einer prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung von 8.926 MW abzüglich einer Übertragungskapazität von 6.878 MW besteht für die Nordsee im O-NEP 2025 ein Ausbaubedarf von 2.048 MW Leistung. Bei dem festgelegten Standard von 900 MW pro Anbindung werden demnach drei Anbindungssysteme für einen bedarfsgerechten Ausbau an Netzanbindungssystemen in der Nordsee benötigt. Zudem wird in Ab-

weichung vom Grundsatz der Bedarfsgerechtigkeit ein weiteres Anbindungssystem benötigt, um gem. § 118 Abs. 20 Satz 1 EnWG einen hinreichenden Wettbewerb unter den bestehenden Projekten im Rahmen der Ausschreibungen im Übergangssystem zu gewährleisten. Diese Regelung soll nach dem Willen des Gesetzgebers sicherstellen, dass der O-NEP alle Anbindungssysteme enthält, damit die bestehenden Projekte im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG in der Übergangsphase an den Ausschreibungen teilnehmen können (BT-Drs. 18/9096, S. 378). Damit alle teilnahmeberechtigten, bestehenden Projekte in den Clustern 1, 3, 4, 5, 6 und 7 an den Ausschreibungen im Übergangssystem teilnehmen können, sind jedoch vier Anbindungssysteme in der Nordsee zur Erschließung der Cluster 1, 3, 5 und 7 (NOR-1-1, NOR-3-3, NOR-5-2 und NOR-7-1) mit geplanter Fertigstellung bis zum Jahr 2025 erforderlich (ein bestehendes Projekt in Cluster 4 kann über die Startnetzanbindung NOR-4-2, ein bestehendes Projekt in Cluster 6 kann über das Anbindungssystem NOR-7-1 erschlossen werden; siehe unten 7.). Das Anbindungssystem NOR-5-2 wird mit einer Übertragungskapazität realisiert, die der bezuschlagten Kapazität entspricht, jedoch nicht 900 MW überschreitet, da eine Nutzung etwaiger ungenutzter Kapazitäten im Zielmodell ab 2026 äußerst unwahrscheinlich ist.

Bei einer prognostizierten Offshore-Erzeugungsleistung von 1.824 MW abzüglich einer Übertragungskapazität von 1.088 MW besteht für die Ostsee im O-NEP 2025 ein Ausbaubedarf von 735 MW. Dazu werden drei Anbindungssysteme mit einer Übertragungskapazität in Höhe von 250 MW benötigt. Ein zusätzliches Anbindungssystem ist in Ansehung des § 118 Abs. 20 Satz 1 EnWG in der Ostsee nicht erforderlich, da sich dort lediglich in den Clustern 1, 2 und 4 bestehende und teilnahmeberechtigte Projekte befinden, die jedoch über Anbindungssysteme erschlossen werden, die allen Projekten in den drei Clustern im Wege eines clusterübergreifenden Netzanschlusses gleichermaßen zur Verfügung stehen (siehe unten 7.).

2.4 Kriterien für die zeitliche Abfolge der Umsetzung

Auf Basis der in § 17b Abs. 2 S. 3 EnWG vorgeschlagenen Kriterien haben die Übertragungsnetzbetreiber bei ihrer Prüfung folgende Kriterien (in entsprechender Rangfolge) zu Grunde gelegt, um die zeitliche Staffellung der Offshore-Netzausbaumaßnahmen zu ermitteln:

- 1) Küstenentfernung,
- 2) jeweiliges Erzeugungspotential eines Offshore-Windenergie-Clusters,
- 3) geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte und
- 4) Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks.

Die Anwendung der Kriterien sowie deren Reihung im zweiten Entwurf des O-NEP sind sachgerecht.

Das Kriterium „Küstenentfernung“ als erstes Kriterium zur Gestaltung der Reihung in der im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 vorgesehenen Ausgestaltung ist ebenfalls sachgerecht. In der Nordsee erfolgt eine Aufteilung in fünf Zonen, während in der Ostsee nur eine einzige Zone vorgesehen ist. In der Ostsee werden demnach alle Cluster bezüglich ihrer Küstenentfernung gleichrangig behandelt.

Die Anwendung des Kriteriums „Erzeugungspotential eines Offshore-Windenergie-Clusters“ als zweites Kriterium zur Gestaltung der Reihung hält die Bundesnetzagentur ebenfalls für sachgerecht.

Auch das Kriterium der „geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ als rein korrekatives Kriterium wurde sachgerecht angewandt.

Das Kriterium „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ ist als rein korrekatives Kriterium anzuwenden, um ein grob unangemessenes Ergebnis zu vermeiden. Dabei ist dieses Kriterium so anzuwenden, dass unbillige Härten durch den Wechsel vom windparkspezifischen Anbindungsregime zum Regime des O-NEP verhindert werden.

Weitere Kriterien, die eine Änderung der zeitlichen Reihung bewirken können, sind nicht ersichtlich.

2.5 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme

2.5.1 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Nordsee

Die vier erforderlichen Anbindungssysteme in der Nordsee sind in folgender Reihenfolge zu realisieren: (1) NOR-3-3, (2) NOR-1-1, (3) NOR-7-1, (4) NOR-5-2.

Im ersten Schritt hat zunächst eine Auswahl gemäß der Küstenentfernung in Form der Zonen zu erfolgen. Da die Anbindungssysteme NOR-1-1 und NOR-3-3 in Zone 1, NOR-5-2 und NOR-7-1 hingegen in Zone 2 liegen, sind zunächst die beiden Anbindungssysteme NOR-1-1 und NOR-3-3, dann die beiden Systeme NOR-5-2 und NOR-7-1 zu realisieren.

Die Entscheidung, welches der beiden Anbindungssysteme in Zone 1 und 2 zuerst angeschlossen wird, wird anhand des Kriteriums des Erzeugungspotenzials getroffen. Da das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial in Cluster 3 höher ist als in Cluster 1, wird zunächst NOR-3-3, dann NOR-1-1 realisiert. Da das noch zu erschließende Erzeugungspotenzial in Cluster 7 höher ist als in Cluster 5, wird danach NOR-7-1, dann NOR-5-2 realisiert.

Bei einer Plausibilitätskontrolle der vorstehend geschilderten Staffelung der Anbindungssysteme anhand der Kriterien „Geplante Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte“ und „Realisierungsfortschritt der anzubindenden Offshore-Windparks“ ergibt sich kein Korrekturbedarf.

2.5.2 Zeitliche Staffelung der Anbindungssysteme in der Ostsee

Die drei erforderlichen Anbindungssysteme in der Ostsee sind in folgender Reihenfolge zu realisieren: (1) OST-2-1, (2) OST-2-2, (3) OST-2-3.

Da sämtliche erforderlichen Anbindungssysteme dieselben Cluster erschließen bedarf es keiner Staffelung gegenüber Anbindungen, die andere Cluster erschließen. Im Übrigen ist ein Netzverknüpfungspunkt für die drei Anbindungssysteme verfügbar.

2.6 Angabe von Terminen

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im zweiten Entwurf des O-NEP 2025 als Beginn der Umsetzung das Jahr der Beauftragung der Anbindungsleitung zugrunde gelegt. Das Jahr der Beauftragung wird wiederum auf der Basis des Jahres der geplanten Fertigstellung bestimmt, das heißt es wird zunächst der geplante Zeitpunkt der Fertigstellung des jeweiligen Netzanbindungssystems bestimmt. Ausgehend von diesem Zeitpunkt wird anhand der voraussichtlichen Realisierungsdauer der Anbindungssysteme das Jahr, in welchem das Anbindungssystem beauftragt werden muss, um eine Fertigstellung zu dem geplanten Termin zu gewährleisten, festgelegt.

Der zweite Entwurf des O-NEP sieht als Zeiträume vom Beginn der Umsetzung bis zur Fertigstellung der Anbindungssysteme generell fünf Jahre für die Nordsee und 3,5 Jahre für die Ostsee vor. Dabei gehen die Übertragungsnetzbetreiber von einem Zeitraum von 60 Monaten für die Realisierung der DC-Anbindungssysteme in der Nordsee und von 42 Monaten für die Realisierung der AC Anbindungssysteme in der Ostsee aus.

Der O-NEP muss ferner den geplanten Zeitpunkt der Fertigstellung der Anbindungsmaßnahmen enthalten. Der O-NEP entspricht dieser Anforderung.

Auf dieser Grundlage bestehen folgende Termine für die vier erforderlichen Anbindungssysteme in der Nordsee: (1) NOR-3-3 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2023; (2) NOR-1-1 Beauftragung im Jahr 2019, geplante Fertigstellung im Jahr 2024; (3) NOR-7-1 Beauftragung im Jahr 2020, geplante Fertigstellung im Jahr 2025; (4) NOR-5-2 Beauftragung im Jahr 2020, geplante Fertigstellung im Jahr 2025. Für die drei erforderlichen Anbindungssysteme in der Ostsee sind folgende Termine maßgebend: (1) OST-2-1 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2021; (2) OST-2-2 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2021; OST-2-3 Beauftragung im Jahr 2018, geplante Fertigstellung im Jahr 2022.

Dies ergibt sich aus der Berücksichtigung des Mengengerüsts gem. § 27 Abs. 3 und 4 WindSeeG: Danach erfolgt in der Nordsee 2021 zunächst kein Zubau an Offshore-Windenergie, während der Zubau in Höhe von 500 MW alleine in der Ostsee stattfinden soll. Daher sind die Anbindungssysteme OST-2-1 und OST-2-2 im Jahr 2021 erforderlich. Bei einer Realisierungsdauer von 3,5 Jahren ist daher eine Beauftragung 2018 notwendig.

2022 erfolgt dann ein Zubau von jeweils 250 MW in Nord- und Ostsee. In der Nordsee ist jedoch kein zusätzliches Anbindungssystem erforderlich, da in Cluster 4 ein bestehendes Projekt existiert, das unter Berücksichtigung der Antragslage ein Volumen von mehr als 250 MW aufweist und über die bereits in Betrieb genommene Startnetzanbindung NOR-4-2 erschlossen werden kann, auf welcher noch eine ungenutzte Übertragungskapazität in Höhe von 387 MW besteht.

In der Ostsee ist das Anbindungssystem OST-2-3 im Jahr 2023 erforderlich. Dies würde zwar grundsätzlich bei einer voraussichtlichen Realisierungsdauer von 3,5 Jahren eine Beauftragung im Jahr 2019 bedeuten.

Im Falle von OST-2-3 erscheint jedoch eine Beauftragung bereits im Jahr 2018 in Abweichung der dargelegten Grundsätze zur Ermittlung des Umsetzungsbeginns ausnahmsweise als sachgerecht. Denn das Anbindungssystem OST-2-3 erschließt dieselben Cluster wie die beiden Systeme OST-2-1 und OST-2-2, mithin kann denselben bestehenden Projekten auf OST-2-3 ein Zuschlag erteilt werden wie auf den Systemen OST-2-1 und OST-2-2. Zudem sind die Fertigstellung von OST-2-3 im Kalenderjahr nach der Fertigstellung der beiden anderen Systeme und eine sukzessive Inbetriebnahme aller drei Systeme geplant. In diesem Fall erscheint eine gemeinsame Vergabe effizienter, denn nur dann können entsprechende Synergieeffekte gehoben werden. Eine Beauftragung von OST-2-3 führt auch nicht zu einem früheren Fertigstellungstermin, da dieser sich gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 EnWG alleine an dem gesetzlich festgelegten Mengengerüst nach § 27 Abs. 4 WindSeeG zu orientieren hat und nicht mehr am Umsetzungsbeginn bzw. der schnellstmöglichen Realisierung eines Anbindungssystems.

Da die Übertragungskapazität in der Ostsee gem. § 118 Abs. 20 Satz 2 EnWG bei 750 MW gedeckelt ist und dort bereits in 2021 und 2022 Anbindungssysteme mit einer entsprechenden Übertragungskapazität erforderlich sind, erfolgt der Ausbau von Anbindungssystemen in den Jahren 2023 bis 2025 ausschließlich in der Nordsee.

Um entsprechend des Mengengerüsts nach § 27 Abs. 4 WindSeeG einen Zubau von jeweils 700 MW in den Jahren 2023 bis 2025 zu gewährleisten, ist pro Jahr ein weiteres Anbindungssystem erforderlich, das heißt unter Zugrundelegung der zeitlichen Staffelung ist die Fertigstellung von NOR-3-3 im Jahr 2023, von NOR-1-1 im Jahr 2024 und von NOR-7-1 im Jahr 2025 erforderlich. Unter Berücksichtigung einer Realisierungsdauer von fünf Jahren bedeutet dies eine Beauftragung von NOR-3-3 im Jahr 2018, von NOR-1-1 im Jahr 2019 und von NOR-7-1 im Jahr 2020. Da das Anbindungssystem NOR-5-2 nicht erforderlich ist, um den Zubau an Offshore-Windenergie gemäß dem gesetzlichen Mengengerüst in den Jahren 2021 bis 2025 zu gewährleisten, sondern um allen bestehenden Projekten im Sinne des § 26 Abs. 2 WindSeeG in der Nordsee die Teilnahme an den Ausschreibungen im Übergangssystem zu ermöglichen, ist die Fertigstellung des Anbindungssystems erst im Jahr 2025 erforderlich. Dies führt bei einer Realisierungsdauer von fünf Jahren zu einer Beauftragung von NOR-5-2 im Jahr 2020.

2.7 Festlegungen zu clusterübergreifenden Netzanschlüssen

In der Nordsee können bestehende Projekte in Cluster 6 an das Anbindungssystem NOR-7-1 angeschlossen und auf diesem Kapazität zugewiesen werden. In der Ostsee können bestehende Projekte aus Cluster 1 und 4 an die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 angeschlossen und auf diesen Kapazität zugewiesen werden. Im Übrigen ist der Anschluss eines Projekts über einen anderen Cluster ausgeschlossen.

Clusterübergreifende Netzanschlüsse sind sowohl nach alter als auch nach neuer Rechtslage grundsätzlich ausgeschlossen. Nach neuer Rechtslage ist die Festlegung clusterübergreifender Anschlüsse jedoch ausnahmsweise zulässig, wenn diese wirtschaftlich geboten erscheinen, nicht gegen die Planungsgrundsätze des BFO verstoßen und nicht zu einer Kettenreaktion führen (Bsp.: Aufgrund eines bereits clusterübergreifend angeschlossenen Windparks reicht die Kapazität der für das Cluster A vorgesehenen Anbindungssysteme nicht mehr aus, um einen weiteren in Cluster A gelegenen Windpark bzw. eine in Cluster A gelegene staatlich vorentwickelte Fläche zu erschließen, so dass der Windpark seinerseits bzw. die vorentwickelte Fläche ihrerseits clusterübergreifend erschlossen werden müsste).

Ein clusterübergreifender Netzanschluss von Cluster 6 über das Anbindungssystem NOR-7-1 ist wirtschaftlich geboten, da es das Anbindungssystem NOR-6-3 im Zeitraum 2021 bis 2025 entbehrlich macht und damit die Gefahr eines drohenden kostenintensiven Leerstandes auf dem Anbindungssystem verhindert wird. Ein clusterübergreifender Netzanschluss von Cluster 6 über das Anbindungssystem NOR-7-1 ist nach dem Entwurf des BFO-N 2016 ausnahmsweise zulässig. Auch dürfte es mit Blick auf das Zielmodell ab dem Jahr 2026 nicht zu einer Kettenreaktion kommen, da die Anbindungssysteme NOR-7-1 und NOR-7-2 auf der Grundlage der derzeit vorliegenden Erkenntnisse grundsätzlich ausreichend sind, um die Flächen bestehender Projekte in Cluster 6 oder 7 im zentralen Zielmodell zu erschließen.

Ein clusterübergreifender Netzanschluss von Cluster 1 und 4 über die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 ist wirtschaftlich geboten, da es eine Einzelanbindung von Cluster 1 und Cluster 4 im Zeitraum 2021 bis 2025 entbehrlich macht und damit die Gefahr drohender Leerstände auf den Anbindungs-

systemen verhindert werden. Ein clusterübergreifender Netzanschluss von Cluster 1 und 4 über die Anbindungssysteme OST-2-1, OST-2-2 und OST-2-3 ist nach dem Entwurf des BFO-O 2016 ausnahmsweise zulässig. Da auch zur weiteren Erschließung der Cluster 1, 2 und 4 im Rahmen des zentralen Zielmodells ab dem Jahr 2026 clusterübergreifende Anschlüsse in Betracht kommen und die Übertragungskapazität der Anbindungssysteme geringer ist als in der Nordsee, kann es auch nicht zu einer Kettenreaktion kommen.

3. Zusammenfassung Prüfungsergebnisse

Die bestätigten Anbindungssysteme sind in Abbildung 1 für die Nordsee und in Abbildung 2 für die Ostsee dargestellt.

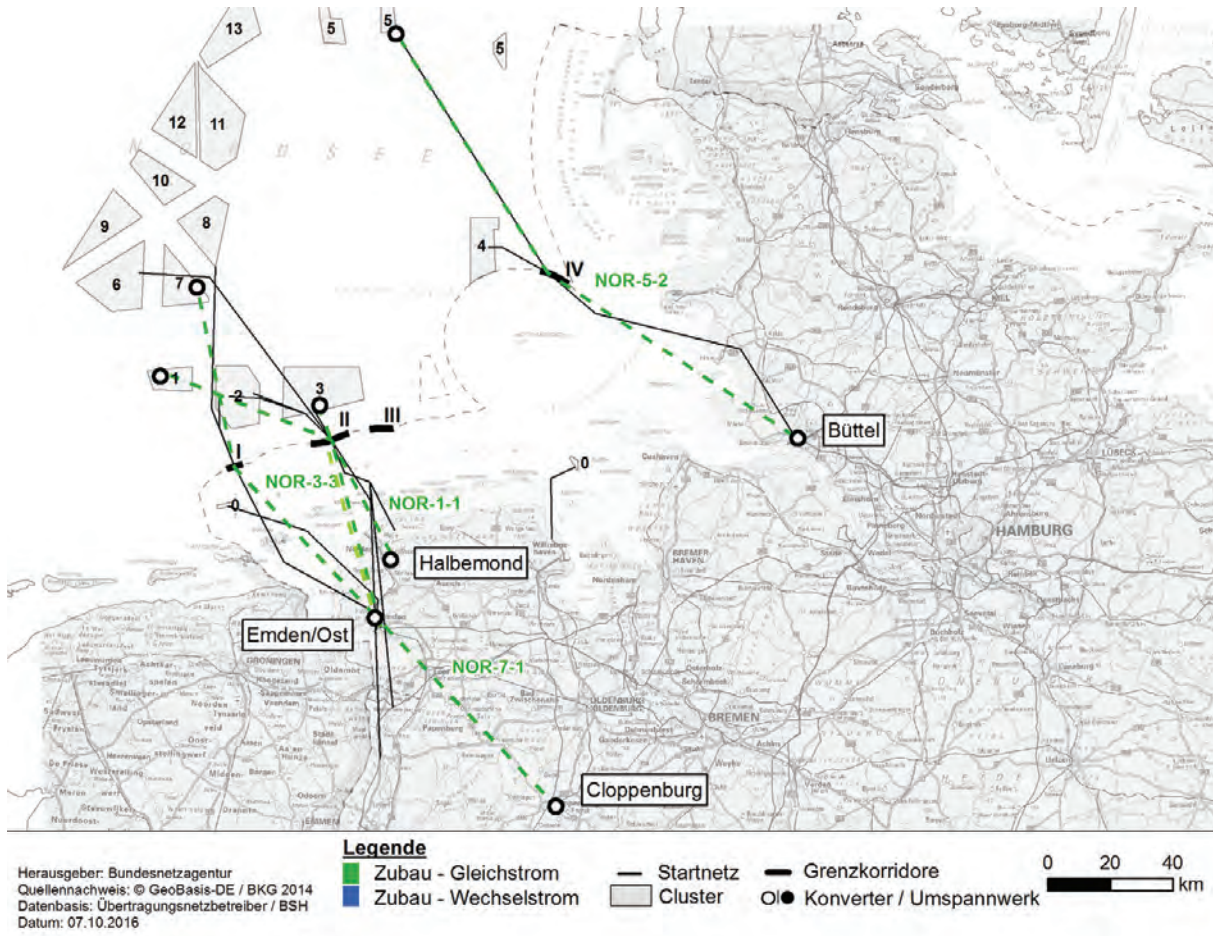


Abbildung 1: Darstellung der bestätigten Anbindungssysteme in der Nordsee im O-NEP 2025

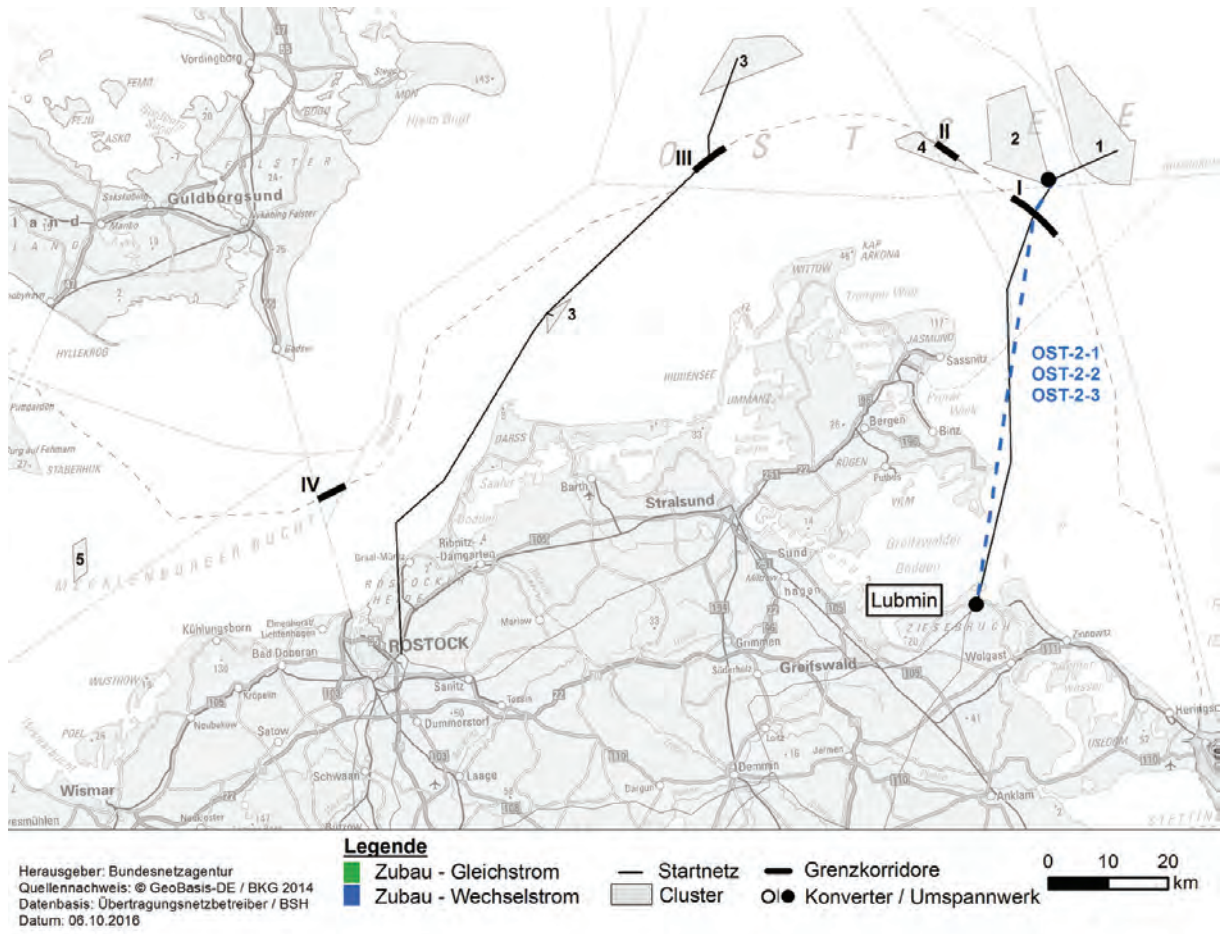


Abbildung 2: Darstellung der bestätigten Anbindungssysteme in der Ostsee im O-NEP 2025

Impressum

Herausgeber

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax.: +49 228 14-8872

o-nep2025@bundesnetzagentur.de

www.netzausbau.de/2025-o-nep

Stand

November 2016

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Telefon: 0800 638 9 638

www.netzausbau.de

Folgen Sie uns auf twitter.com/netzausbau

Besuchen Sie uns auf youtube.com/netzausbau

Informieren Sie sich bei slideshare.net/netzausbau

Abonnieren Sie den [netzausbau.de/newsletter](https://www.netzausbau.de/newsletter)