

Berlin, 20.07.2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdeu.de

Stellungnahme

BSH-Konsultation zur zweiten Änderung des Flächenent- wicklungsplans 2025

Versionsnummer: 1

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Zusammenfassung	2
2	Konsultation von Optionen: Änderungen bei N-10.1, N-10.2 und SEN-1	3
3	Änderungen der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme bei den Flächen N-6.8, N-12.6, N-12.4, N-12.5 sowie der dazugehörigen ONAS	14
4	Weitere Anmerkungen.....	16

1 Zusammenfassung

Der BDEW begrüßt die Konsultation zur zweiten Änderung des Flächenentwicklungsplans (FEP) 2025, um die Flächenkulisse zu verbessern und damit die Abschattungseffekte zwischen und innerhalb der Offshore-Windparks (OWPs) zu reduzieren. Aus Sicht des BDEW ist eine Optimierung der auszuschreibenden Flächen und entsprechender Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) aus volkswirtschaftlicher sowie betriebswirtschaftlicher Sicht für den weiteren, gesicherten Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland unerlässlich. Daher sollten weitere, **umfassende Optimierungsmaßnahmen bei der anstehenden Fortschreibung des FEP** für alle in den nächsten Jahren auszuschreibenden Flächen umgesetzt werden, um kleinere, schrittweise Anpassungen bestmöglich zukünftig zu vermeiden und durch den FEP eine größtmögliche, **langfristige Planungsperspektive** herzustellen.

Das Ziel der Flächenoptimierung sollte es sein, die Kosteneffizienz gemessen an den Gesamtkosten pro erzeugte und übertragene Strommenge signifikant zu erhöhen, indem eine Leistungsdichte von 7 MW/km² in der Regel nicht überschritten wird und somit Volllaststunden von über 3.500 in den verbleibenden Flächen von Zone 3 und über 4.000 Volllaststunden in Zone 4 und 5 erreicht werden können (siehe Studie des [Fraunhofer IWES, 2026](#)). Zudem sollten **grenzüberschreitende Offshore-Kooperationsprojekte** vermehrt umgesetzt, auf die Ausbauziele angerechnet und erste Projekte entsprechend in den FEP mit aufgenommen werden. Der BDEW hat in seinem aktuellen [Positionspapier zur WindSeeG-Novelle 2026](#) konkrete Vorschläge zur Umsetzung dieser Maßnahmen veröffentlicht.

Zu den in der Konsultation dargestellten Änderungen am FEP 2025 positioniert sich der BDEW wie folgt:

- › Die zeitliche Zurückstellung der Flächen N-12.4 und N-12.5 und Nutzung des ONAS für die Anbindung von Flächen nördlich der Schifffahrtsroute SN10 wird sehr begrüßt. Es sollte aber mit der Änderung des FEP unbedingt schon Klarheit geschaffen werden, ob, wann und mit welcher Kapazität die Flächen zu einem späteren Zeitpunkt ausgeschrieben werden sollen, um die notwendige Planungssicherheit für alle Akteure herzustellen.
- › Die Verschiebung der Ausschreibung und Inbetriebnahme der Flächen N-6.8 und N-12.6 wird begrüßt, da somit Abschattungseffekte reduziert und ein Gleichlauf mit dem NEP hergestellt werden kann.
- › Auch weitere Optimierungsmaßnahmen für die Flächen N-6.8, N-9.3, N-10.1, N-10.2, N-12.4, N-12.5, N-12.6 und den SEN-1-Bereich sind grundsätzlich vorstellbar und sollten mit Blick auf mögliche volkswirtschaftliche Vor- und Nachteile ergebnisoffen geprüft werden.

Bei der Prüfung der Optionen sollten allerdings mögliche negative Auswirkungen auf die Entwicklung der Netzanbindungssysteme stets mitbedacht werden.

- › Der BDEW begrüßt die Konsultation von Optimierungsmaßnahmen für die Flächen N-10.1 und N-10.2 sowie den SEN-1-Bereich. Wenn es das Ziel ist, die verschiedenen Perspektiven/Interessen (Stromerzeugung, Stromnetzanbindung, Wasserstofferzeugung und -transport) bestmöglich in Einklang zu bringen, dann hat die **Option 2 – mit möglichen Anpassungen** (siehe unten) – tendenziell die meisten Vorteile. Hierbei muss aber auch der benötigte Förderbedarf für SEN-1-Ausschreibungen zur Erprobung der Offshore-Elektrolyse miteinbezogen werden (gleiches gilt für Option 1). Bei der Umsetzung von Option 2 sollte zudem beachtet werden, dass die technische Machbarkeit auf Seiten der Netzanbindung gegeben ist und es zu keiner Unterauslastung des ONAS kommt.
- › Sollten die Optimierungsmaßnahmen aber vor allem mit Fokus auf die Stromerzeugungs- und Stromnetzperspektive umgesetzt werden, dann hat Option 3 tendenziell die meisten (kurz- und mittelfristigen) Vorteile. Sie würde aber in der Konsequenz die Erprobung und den Hochlauf der Offshore-H₂-Erzeugung sowie die Anschlusslogik an das Wasserstoff-Kernnetz erheblich erschweren und weiter verzögern.

2 Konsultation von Optionen: Änderungen bei N-10.1, N-10.2 und SEN-1

Der BDEW begrüßt die Konsultation der verschiedenen Optionen zur Anpassung der Flächen N-10.1 und N-10.2 sowie des SEN-1-Bereichs, um den Offshore-Wind-Ausbau dort attraktiver und kosteneffizienter zu gestalten. Hierbei sollten aus Sicht des BDEW die verschiedenen Interessen bestmöglich in Einklang gebracht werden und alle Marktakteure durch die Anpassungen profitieren können (Ziel: Win-Win-Win-Situation für Stromerzeugung, Stromnetzanbindung, Offshore-Wasserstofferzeugung -und transport). Dies ist der Fall, wenn

- die Volllaststunden auf diesen und den umliegenden Flächen durch niedrigere Leistungsdichten und entsprechend niedrigere Abschattungseffekte deutlich gesteigert werden können,
- die Netzanbindungssysteme effizient(er) ausgelastet sowie mit hoher Planungssicherheit realisiert werden können und
- der SEN-1-Bereich (zumindest teilweise) erhalten bleibt und dort auch ein Stromnetzanschluss ermöglicht wird, da er für die Demonstration der möglichen Zukunftstechnologie Offshore-Elektrolyse und die Wasserstoffeinspeisung in AquaDuctus als Offshore-H₂-Transportinfrastruktur und Teil des Wasserstoffkernnetzes an dieser Stelle wichtig ist. Dieser Schritt ermöglicht perspektivisch eine schnellere und effizientere Anbindung an

die Wasserstoffexportländer im Nordwesten Europas und wertet den Nordseeraum in seiner Rolle als Energy Hub im Kontext der Energiewende zusätzlich auf.

Gemessen an diesen Zielen haben die zur Konsultation gestellten drei Optionen jeweils verschiedene Vor- und Nachteile, die miteinander abgewogen werden müssen (siehe Antworten zu den folgenden Konsultationsfragen). Zudem gibt es aus Sicht des BDEW weitere sinnvolle Anpassungsmöglichkeiten der Optionen, die mit in Betracht gezogen werden sollten.

Allgemeine BDEW-Position zu Offshore-Elektrolyse:

Die noch junge Technologie Offshore-Elektrolyse kann aus Sicht des BDEW das Potenzial haben, ab circa Mitte der 2030er Jahre zur Wasserstoffversorgung beizutragen, langfristig die Kosteneffizienz beim Offshore-Wind-Ausbau an küstenfernen Standorten aufbauend auf kombinierten Anschlusskonzepten zu steigern sowie neue Wertschöpfung durch Forschung und Entwicklung in Europa zu schaffen. Voraussetzung dafür ist allerdings, dass zeitnah die notwendigen nächsten Schritte für die Erprobung und den Hochlauf der Technologie erfolgreich durchlaufen werden und die Nachfrage nach Wasserstoff stärker angereizt wird, damit die langfristigen Potenziale gehoben werden können.

Zu betonen ist dabei allerdings auch, dass die Offshore-Elektrolyse kurz- und mittelfristig noch keinen Beitrag zur Optimierung des Offshore-Wind-Ausbaus leisten kann, da die Erprobung und der Hochlauf der Technologie unter Offshore-Bedingungen noch erfolgen muss.

Nichtsdestotrotz besteht die Notwendigkeit folgende Maßnahmen, kurzfristig bzw. im Rahmen der anstehenden Reformen des WindSeeG und des FEP umzusetzen, um den industriellen Hochlauf der Technologie sowie die dafür notwendigen Demonstrations- und Lernschritte abzusichern:

- › Förderung und Genehmigung im Jahr 2026 von mehreren, in der Entwicklung befindlichen Pilotprojekten zur Demonstration der Technologie im Küstenmeer;
- › Ermöglichung kombinierter Anschlüsse aus Seekabeln und Wasserstoffpipelines im Wind-SeeG und FEP für mindestens den SEN-1-Bereich, ohne dass es dadurch zu einer Unterauslastung der ONAS kommt;
- › Ausschreibungen von SEN-1(-Teilflächen) in den nächsten Jahren parallel zur Durchführung der Pilotprojekte;
- › Erhalt einer gewissen Flexibilität bei der Fortschreibung des FEP und NEP, um zukünftig weitere Flächen, z.B. in Zone 4 oder 5, für Offshore-Elektrolyse festlegen und technologieoffen (bezüglich Plattformen/künstliche Energieinseln) nach erwiesener Praxisfähigkeit aus-schreiben zu können.

Ohne die Förderung von Pilotprojekten, die Möglichkeit auf kombinierte Anschlüsse (u.a. im SEN-1-Bereich) und die Ausschreibungen von SEN-1(-Teilflächen) zur Demonstration der Technologie wird der Hochlauf der Offshore-Elektrolyse in Deutschland voraussichtlich nicht gelingen.

Zudem bedarf es eines erfolgreichen Hochlaufs des Wasserstoffmarkts in Deutschland im Allgemeinen, um durch Offshore-Elektrolyse – in Ergänzung zur früher verfügbaren Onshore-Elektrolyse – einen nachhaltigen und volkswirtschaftlich sinnvollen Beitrag zur Energiewende zu leisten.

Auch weisen wir darauf hin, dass die Verfügbarkeit von Offshore-Windstrom aus Neuanlagen für vor allem küstennahe Onshore-Elektrolyseanlagen, wie sie im Gigawatt-Maßstab bereits geplant sind bzw. gebaut werden, essenziell ist und in der Flächenentwicklungsplanung berücksichtigt werden sollte, um den Markthochlauf nicht zu gefährden. Dazu zählt – neben der verfügbaren Leistung – auch eine möglichst große Auslastung der Offshore-Windanlagen, denn Elektrolyseure zur Erzeugung von grünem Wasserstoff sind auf den Strom der erneuerbaren Energiequelle angewiesen und profitieren maßgeblich von einem ausgewogeneren Stromlieferprofil.

Des Weiteren ist zu beachten, dass es mit Blick auf die Lücke zwischen Wasserstoffentstehungskosten und der Zahlungsbereitschaft von Abnehmern eine markthochlauffördernde Allokation von Fördermitteln sowohl für Offshore- als auch für Onshore-Elektrolyse notwendig ist, da sich beide Technologien gut ergänzen können. Die strategisch sinnvolle Förderung für die Erprobung und Demonstration von Offshore-Elektrolyse sollte dabei nicht dazu führen, dass Fördermittel für den wichtigen, aktuellen Hochlauf der Onshore-Wasserstoffherzeugung fehlen.

Zu den Konsultationsfragen:

F1: Sind die dargestellten Optionen aus Ihrer Sicht grundsätzlich geeignet, um die wirtschaftliche Attraktivität der Flächen N-10.1 und N-10.2 zu erhöhen?

Ja, die dargestellten Optionen sind grundsätzlich alle geeignet, um die wirtschaftliche Attraktivität der Flächen N-10.1 und N-10.2 zu erhöhen, da in allen Optionen die Leistungsdichte auf den Flächen sinkt und somit die Volllaststunden (VLS) und Erträge steigen. Allerdings sollte dabei eine potenzielle Unterauslastung des Netzanbindungssystems NOR-10-1 möglichst geringgehalten werden, da dies nicht volkswirtschaftlich kosteneffizient wäre.

F2: Sind die dargestellten Optionen aus Ihrer Sicht geeignet, um einen ausreichenden Ausbau der Offshore-Elektrolyse zu erreichen?

Option 1 und Option 2 sind geeignet, um einen ausreichenden Ausbau der Offshore-Elektrolyse basierend auf kombinierten Anschlusskonzepten zu erreichen.

Option 3 ist hingegen nicht geeignet, um einen ausreichenden Ausbau der Offshore-Elektrolyse zu erreichen, da SEN-1 als wichtiges Testfeld mit Anschluss an das genehmigte Wasserstoff-Kernnetz entfallen und so zeitlich nach hinten geschoben würde. Der unmittelbare Sprung von ersten Pilotprojekten im Küstenmeer zu einer Demonstration der Technologie in einem noch nicht definierten, küstenferneren SEN-Bereich ist technisch und betriebswirtschaftlich aus verschiedenen Gründen (u.a. größere Risiken bei der Umsetzung aufgrund der hohen Distanz zur Küste) nicht sachgerecht und sinnvoll. Gleichzeitig würde die Chance verfallen, die bereits als Teil des Wasserstoffkernnetzes angelegte Offshore-H₂-Transportinfrastruktur AquaDuctus für die Einspeisung heimisch erzeugten Wasserstoffs in das Wasserstoff-Kernnetz zu nutzen.

Die Demonstration von Offshore-Elektrolyse sollte im SEN-1-Bereich in größerem Maßstab erfolgen, um anschließend sinnvolle Entscheidungen für potenzielle großskalige Offshore-Elektrolyseprojekte in Zone 4 oder 5 treffen zu können. Entsprechend sollte geprüft werden, ob eine gewisse Flexibilität im FEP für die mögliche zukünftige Umsetzung eines weiteren SEN-Bereichs (oder mehrerer Bereiche) in Zone 4 oder 5 erhalten bleiben kann, ohne dadurch aber die notwendigen Festlegungen für die Flächen und Netzanbindungen zu verzögern.

Der Ausbau von SEN-1 am bisherigen Standort ermöglicht es, technische, regulatorische und betriebliche Erfahrungen unter realen Offshore-Bedingungen zu sammeln und so die Grundlage für nachfolgende großskalige Projekte zu schaffen. Eine Verschiebung oder ein Entfall von SEN-1 würde somit den Hochlauf der Offshore-Elektrolyse insgesamt verzögern, Investitionssicherheit beeinträchtigen und den Aufbau einer heimischen Wasserstoff-Wertschöpfungskette erschweren.

Sollte die Umsetzung von Option 3 dennoch angedacht werden, dann müsste gleichzeitig ein neuer SEN-1-Bereich mit Anschluss an das Wasserstoffkernnetz und ein Netzanbindungssystem sowie in vergleichbarer, nicht zu großer Distanz zur Küste und mit konkreten Ausschreibungs- und Inbetriebnahmedaten festgelegt werden, um die Erprobung der Offshore-Elektrolyse weiter voranzutreiben.

F3: Wie groß wäre die auf SEN-1 idealerweise zu installierende Windpark- und Elektrolyseleistung unter Berücksichtigung der jeweils möglichen Stromübertragungskapazität über NOR 10-1? Was wäre das ideale Verhältnis aus Windpark-, Elektrolyse- und Übertragungsleistung im Falle einer kombinierten Anbindung von SEN-1 aus betriebswirtschaftlicher Perspektive und Systemkostenperspektive? Bitte führen Sie zu Optionen 1 bis 3 aus und nennen Sie Vor- und Nachteile.

Mit Blick auf die in der Konsultation dargestellten Optionen/Flächenzuschnitte ergeben sich aus Sicht des BDEW folgende Möglichkeiten mit entsprechenden Vor- und Nachteilen:

Option 1 – BSH-Entwurf:

- › Windparkleistung N-10.1: „1.500 MW“
- › Stromübertragungskapazität für SEN-1: „500 MW“
- › Windparkleistung SEN-1: „1.000 MW“ (Ad-Hoc-Analyse des IWES)
- › Elektrolyseleistung SEN-1: circa 1.000 MW, die bei dieser Konstellation in circa vier Teilprojekte/Plattformen mit jeweils circa 250 MW aufgeteilt werden sollte

Vorteile:

- › Leicht verbesserte Leistungsdichte in N-10 im Vergleich zum bisherigen Planungsstand
- › Hohe Offshore-Elektrolyseleistung möglich und Erhalt von großem SEN-1-Bereich für mehrere Demonstrationsprojekte auf SEN-1-Teilflächen, um Lerneffekte zwischen Ausschreibungsrunden zu erzielen und somit einen effizienten Hochlauf der Technologie zu fördern

Nachteile:

- › Keine signifikante Erhöhung der Volllaststunden auf den Flächen im Vergleich zu Option 2 und 3 und damit keine wirkliche Steigerung der Attraktivität der Flächen N-10.1 und N-10.2.
- › Erwartbare, wahrscheinlich volkswirtschaftlich ineffiziente Unterauslastung des ONAS NOR-10-1, da nur 1.500 MW aus N-10.1 dauerhaft einspeisen würden und der Stromnetzanschluss für SEN-1 im Verhältnis zur Windparkleistung und H₂-Erzeugungs- und Übertragungsleistung überdimensioniert wäre.
- › Hohe Leistungsdichte durch 1.000 MW in SEN-1 und entsprechend hohe Abschattungseffekte bei SEN-1 und den umliegenden Flächen
- › Möglicher Zusatzaufwand für den Bau von NOR-10-1, aufgrund der veränderten Planung (konkrete Auswirkungen sind zu prüfen)
- › Notwendiger Anschub-Förderbedarf für Offshore-Elektrolyse auf SEN-1, da voraussichtlich kein Business-Case zum Realisierungszeitpunkt vorhanden sein wird
- › Ein einzelnes Gesamtprojekt mit 1.000 MW Windpark- und Elektrolyseleistung ist vor dem Hintergrund des Demonstrationscharakters der Projekte technisch und ökonomisch tendenziell nicht gut umsetzbar. Daher ist eine Aufteilung in z.B. vier Teilprojekte (siehe oben) sinnvoll.

Option 1 – mit möglichen Anpassungen:

- › Windparkleistung N-10.1: 2.000 MW (falls Überbauung des Netzanbindungssystems NOR-10-1 gewünscht/möglich ist) oder 1.800 - 1.840 MW (mit aber potenzieller Unterauslastung des ONAS)
- › Stromübertragungskapazität SEN-1: circa 160 - 200 MW (zwei 66 kV-Kabel mit einer Übertragungskapazität von je ca. 80-100 MW zwischen Elektrolyseurplattformen und NOR-10-1)
- › Windparkleistung SEN-1: circa 400 - 500 MW (ist ggü. 1.000 MW auf der Fläche zu bevorzugen, um höhere Volllaststunden zu erzielen)
- › Elektrolyseleistung: circa 320 - 500 MW, z.B. zwei Plattformen mit jeweils 250 MW

Vorteile:

- › Niedrigere Abschattungseffekte und damit höhere Volllaststunden für SEN-1 und andere Flächen in der Umgebung durch weniger Leistung in SEN-1
- › Höhere Auslastung von NOR-10-1 durch potenzielle Überbauung des ONAS aufgrund des SEN-1-Netzanschlusses oder niedrigere Unterauslastung als in Option 1 (BSH-Entwurf)
- › Möglichkeit zur Erprobung und Skalierung von Offshore-Wasserstoffproduktion in ausreichend großem, industriellem Maßstab auf zwei Testfeldern für verschiedene technische und kommerzielle Lösungsansätze und Erhalt der Anschlusslogik an AquaDuctus (Wasserstoff-Kernnetz); eine Verkleinerung der Elektrolyseleistung und dadurch weniger Skalierungsdruck als in Option 1 (BSH-Entwurf) kann sich potenziell positiv auf Wasserstoffgestehungskosten und Realisierbarkeit auswirken (wobei zugleich mögliche Auswirkungen auf Skaleneffekte und die Wasserstoffproduktionsmengen zu berücksichtigen sind).
- › Potenziell niedrigerer Zusatzaufwand für den Bau von NOR-10-1 durch eine niedrigere Anschlussleistung von SEN-1 als bei Option 1 (BSH-Entwurf) (konkrete Auswirkungen und Umsetzungsmöglichkeiten der Überbauung sind zu prüfen)
- › Volks- und betriebswirtschaftlich wahrscheinlich sinnvollerer Verhältnis aus Erzeugungs-, Netz- und Elektrolyseleistung bezogen auf die dargestellte Flächenkulisse
- › In Zeiten schwachen Offshore-Winds können Elektrolyseure evtl. mit Onshore-Strom versorgt werden, was zu einer höheren Auslastung der ONAS führt. Und in Zeiten mit Unterauslastung N-10.1 (auch bei einem Ausbau von 2.000MW) und hohen Strompreisen ist es möglich Strom von SEN-1 ins elektrische Netz zu speisen. Dies ermöglicht eine Reduktion der Wasserstoffbereitstellungskosten.

Nachteile:

- › Keine signifikante Erhöhung der Volllaststunden auf den Flächen im Vergleich zu Option 2 und 3 und damit keine wirkliche Steigerung der Attraktivität der Flächen N-10.1 und N-10.2
- › Niedrigere Elektrolyseleistung als in Option 1 (BSH-Entwurf) und damit niedrigere Einspeisung in Offshore-H2-Transportinfrastruktur
- › Notwendiger Anschub-Förderbedarf für Offshore-Elektrolyse auf SEN-1, da voraussichtlich kein Business-Case zum Realisierungszeitpunkt vorhanden sein wird

Option 2 – BSH-Entwurf:

- › Windparkleistung N-10.1: „1.750 MW oder 2.000 MW“
- › Windparkleistung SEN-1: „300 MW“ (Ad-Hoc-Analyse des IWES)
- › Stromübertragungskapazität für SEN-1: „250 MW“ (bei 1.750 MW auf N-10.1)
- › Elektrolyseleistung: circa 250 – 300 MW auf einer Plattform

Vorteile:

- › Stärkere Senkung der Leistungsdichte und Erhöhung der Volllaststunden (plus 251 VLS im Durchschnitt) auf den Flächen N-10.1, N-10.2 und SEN-1, als in Option 1, und dadurch Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte – und somit Erreichung der Ausbauziele
- › Erhalt der Möglichkeit, Offshore-Elektrolyse auf den verbleibenden zwei SEN-1-Teilflächen in verkleinertem, aber ausreichendem Maßstab zu testen
- › Niedrigere oder keine Unterauslastung des ONAS NOR-10-1 aufgrund der Kapazität in N-10.1 (und SEN-1)

Nachteile:

- › Überdimensionierung des Netzanschlusses für den verbleibenden SEN-1-Bereich und die Elektrolysekapazität; deutlich kleinerer Netzanschluss wäre betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvoller (siehe Option 2 mit Anpassungen)
- › Weniger Raum für Erprobung von Offshore-Elektrolyse und die Erzielung von Lerneffekten (minimaler Ermöglicher für Offshore-H2)
- › Möglicher Zusatzaufwand für den Bau von NOR-10-1, aufgrund der veränderten Planung (konkrete Auswirkungen sind zu prüfen)

- › Weniger starke Erhöhung der Volllaststunden und damit der Flächenattraktivität als in Option 3
- › Hinzunahme des Teils von SEN-1 zur Fläche N-10.1 kann zu zusätzlichen Risiken im Genehmigungsprozess führen, da dieser Teil noch nicht voruntersucht ist (siehe Antwort zu F6)
- › Notwendiger Anschub-Förderbedarf für Offshore-Elektrolyse auf SEN-1, da voraussichtlich kein Business-Case zum Realisierungszeitpunkt vorhanden sein wird

Option 2 – mit möglichen Anpassungen:

- › Windparkleistung N-10.1: 2.000 MW
- › Windparkleistung SEN-1: circa 200 - 250 MW, um eine ausreichende Erzeugungsbasis für den Elektrolysebetrieb zu ermöglichen und gleichzeitig die räumlichen Randbedingungen von SEN-1 gemäß Option 2 zu berücksichtigen
- › Stromübertragungskapazität SEN-1: circa 80 - 100 MW, über ein 66 kV-Kabel zwischen Elektrolyseurplattform und NOR-10-1
- › Elektrolyseleistung: circa 160 - 250 MW auf einer Plattform, da dieser Leistungsbereich nach dem aktuellen Wissensstand tendenziell dem techno-ökonomischen Optimum einer modularen, industriell reproduzierbaren Elektrolysekonfiguration entspricht.

Vorteile:

- › Stärkere Senkung der Leistungsdichte und Erhöhung der Volllaststunden (plus 251 VLS im Durchschnitt) auf den Flächen N-10.1, N-10.2 und SEN-1, als in Option 1, und dadurch Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte – und somit Erreichung der Ausbauziele
- › Keine Unterauslastung des ONAS NOR-10-1 aufgrund des Erhalts von 2.000 MW in N-10.1 und Potenzial für höhere Auslastung des ONAS als in der bisherigen Planung durch die Überbauung des Netzanschlusses mit SEN-1
- › Erhalt der Möglichkeit, Offshore-Elektrolyse auf den verbleibenden zwei SEN-1-Teilflächen in verkleinertem, aber wahrscheinlich noch ausreichendem Maßstab zu testen
- › Potenziell niedrigerer Zusatzaufwand für den Bau von NOR-10-1 als bei Option 1 und 2 (BSH-Entwurf), da eine niedrigere Netzanschlusskapazität für SEN-1 notwendig ist; die konkreten Auswirkungen und Umsetzungsmöglichkeiten der Anbindung über ein 66 kV-Kabel und damit Überbauung des ONAS sind allerdings weiter zu prüfen.
- › Volks- und betriebswirtschaftlich wahrscheinlich sinnvollerer Verhältnis aus Erzeugungs-, Netz- und Elektrolyseleistung bezogen auf die dargestellte Flächenkulisse

Nachteile:

- › Weniger Raum für Erprobung von Offshore-Elektrolyse und die Erzielung von Lerneffekten (Minimaler Ermöglicher für Offshore-H2)
- › Weniger starke Erhöhung der Volllaststunden und Flächenattraktivität als in Option 3
- › Hinzunahme des Teils von SEN-1 zur Fläche N-10.1 kann zu zusätzlichen Risiken im Genehmigungsprozess führen, da dieser Teil noch nicht voruntersucht ist (siehe Antwort zu F6)
- › Notwendiger Anschub-Förderbedarf für Offshore-Elektrolyse auf SEN-1, da voraussichtlich kein Business-Case zum Realisierungszeitpunkt vorhanden sein wird

Bei Option 2 sollte zudem geprüft werden, ob und wie das durch den geänderten Flächenzuschnitt verloren gehende Flächenpotenzial (rund 22 km², siehe BSH-Entwurf) minimiert bzw. für SEN-1 oder N-10.1 nutzbar gemacht werden kann.

Option 3 – BSH-Entwurf:

- › Da bei dieser Option der SEN-Bereich vollständig entfallen würde, ist eine Bewertung des idealen Verhältnisses aus Strom-, Netz- und Elektrolyseleistung hinfällig.

Vorteile:

- › Bei Option 3 werden die Volllaststunden und damit die Flächenattraktivität insgesamt am meisten erhöht, da die Leistungsdichte am stärksten reduziert wird. Dies kann die Gebotswahrscheinlichkeit erhöhen und im CfD-Regime niedrigere Zuschläge ermöglichen als ohne Anpassungen.
- › Führt zur vollen Auslastung des ONAS
- › Wahrscheinlich kein oder kaum Zusatzaufwand für den Bau von NOR-10-1 (im Vergleich zu Option 1 und 2 (BSH-Entwürfe))
- › Kein Förderbedarf für Offshore-Elektrolyse auf SEN-1, auch wenn der Förderbedarf wahrscheinlich auch bei einem anderswo verorteten SEN-1-Bereich bestehen bleiben wird

Nachteile:

- › Im Vergleich zu Option 2 führt die Option 3 nur zu einer geringen zusätzlichen Erhöhung der durchschnittlichen Volllaststunden: Option 3 erhöht ggü. Option 2 nur um plus 74 VLS, während Option 2 ggü. Option 1 um 251 VLS erhöht.
- › Es wäre keine zeitige Demonstration von Offshore-Elektrolyse in industriellem Maßstab in Zone 3 mehr möglich (vorausgesetzt sie ist weiterhin nur in SEN-Bereichen erlaubt). Dies

würde die Erprobung und den Hochlauf von Offshore-H₂-Produktion behindern und kann den H₂-Hochlauf in Deutschland insgesamt beeinträchtigen.

- › Keine Möglichkeit der Einspeisung von in SEN-1 erzeugtem Wasserstoff in die dorthin verlaufende Offshore-H₂-Infrastruktur AquaDuctus, die sich als Teil des Wasserstoffkernnetzes in der Entwicklung befindet. Damit würde die erste konkrete Erzeugungs- und Einspeiseperspektive für AquaDuctus entfallen und die Entwicklung eines europäischen Offshore-H₂-Verbundnetzes strukturell geschwächt.
- › Hinzunahme des Teils von SEN-1 zur Fläche N-10.1 kann zu zusätzlichen Risiken im Genehmigungsprozess führen, da dieser Teil noch nicht voruntersucht ist (siehe Antwort zu F6)

Im Rahmen der Umsetzung der diskutierten Option sollte sichergestellt werden, dass AquaDuctus als Sammel- und Erschließungsinfrastruktur für Offshore-H₂ aus SEN-1 und aus späteren Potenzialen in Zone 4 und 5 sowie für Wasserstoffimporte aus anderen Nordseeanrainerstaaten über das geplante Offshore-H₂-Verbundnetz planerisch anschlussfähig bleibt und volkswirtschaftlich effizient ausgelastet wird.

F4: Welche der dargestellten Optionen bietet aus Ihrer Sicht die insgesamt größten Vorteile und sollte daher umgesetzt werden? Aus welchen Gründen?

Die Option 2 – mit den zuvor genannten möglichen Anpassungen – bietet aus Sicht des BDEW tendenziell die meisten Vorteile, um die unterschiedlichen Perspektiven aus Stromerzeugung, Netzanbindung und Offshore-Wasserstofferzeugung und -Transport bestmöglich in Einklang zu bringen und den Ausbau der Offshore-Windenergie mittel- und langfristig zu stärken. Allerdings birgt auch diese Option verschiedene Nachteile, siehe oben.

Bewertet man die Frage rein aus Stromerzeugung- und/oder Stromnetzperspektive, dann bietet die Option 3 tendenziell die meisten kurz- und mittelfristigen Vorteile.

Bewertet man die Frage rein aus Wasserstofferzeugungs- und Transportperspektive, dann bietet die Option 1 die meisten Vorteile.

F5: Sehen Sie weitere, hier nicht dargestellte Auswirkungen der Optionen, etwa auf andere Flächen oder andere Nutzungen, die in der Änderung berücksichtigt werden müssten?

Die mögliche Reduktion der Abschattungseffekte für umliegende Flächen durch eine Reduktion der Leistungsdichte in N-10.1, N-10.2 und SEN-1 sollte mitbedacht werden.

Bei Option 1 und Option 2 ist es grundsätzlich unter gewissen Voraussetzungen vorstellbar, dass zukünftig über den zentral gelegenen SEN-1-Bereich und die dort stattfindende Offshore-Elektrolyse auch anderenfalls abgeregelte oder (im Fall von Überbauung) spitzengekappte

Strommengen aus den umliegenden, bestehenden oder zukünftigen OWPs sowie ggf. Strom aus Onshore-Produktion potenziell genutzt werden könnten. Voraussetzung hierfür ist, dass die Umspann- oder Konverterplattformen der umliegenden Windparks nachträglich/zusätzlich mit der zukünftigen Offshore-Elektrolyseplattform im SEN-1-Bereich verbunden werden. Diese möglichen Synergien könnten auch bei einem potenziellen Offshore-Elektrolyse-Hubs in Zone 4 oder 5 genutzt werden.

Ergänzend sollte berücksichtigt werden, dass die diskutierten Optionen zusätzliche technische, organisatorische und kommerzielle Schnittstellen zwischen benachbarten Projekten schaffen können. Insbesondere eine Trassenführung von SEN-1 durch angrenzende Flächen, potenzielle Kabelkreuzungen, die Ausgestaltung gemeinsamer Netzanbindungskonzepte sowie die Koordination mehrerer Nutzer an einem ONAS können die Komplexität der Projektumsetzung erhöhen. Diese Auswirkungen sollten bei der Bewertung der Optionen neben den energiewirtschaftlichen und systemischen Vorteilen ebenfalls berücksichtigt werden.

F6: Zu den Optionen 2 und 3: Der Bereich, in dem die Fläche N-10.1 um Teile des aktuellen SEN-1 erweitert wird, wird vor einer Ausschreibung der Fläche nicht zentral voruntersucht, insbesondere erfolgte in dem Bereich keine Untersuchung des Baugrunds. Die geologische Erkundung muss somit durch den Vorhabensträger eigenständig ergänzt werden. BSH geht davon aus, dass das Vorhaben auf der vergrößerten Fläche N-10.1 trotzdem im Rahmen der Fristen des WindSeeG für das Plan genehmigungsverfahren sowie rechtzeitig bis zur festgelegten Inbetriebnahme umgesetzt werden kann. Gibt es diesbezüglich zwingende Gründe, die berücksichtigt werden müssten, sodass ggf. für den in den aktuellen SEN-1 hinein erweiterten Bereich abweichende zeitliche Festlegungen für die Inbetriebnahme getroffen werden müssten?

Aufgrund unterschiedlicher Einschätzungen zu der Fragestellung in der Offshore-Wind-Branche ist eine eindeutige Positionierung des BDEW derzeit noch nicht möglich.

- › Einerseits teilen mehrere OWP-Entwickler aus technischer Sicht die Einschätzung des BSHs, dass ein Projekt auf der potenziell erweiterten Fläche N-10.1 bis zur vorgesehenen Inbetriebnahme unter bestimmten Voraussetzungen realisiert werden kann, da es bereits eine grundsätzlich gute Datengrundlage gibt.
- › Andererseits wird von anderen darauf hingewiesen, dass die Erweiterung der Fläche N-10.1 dazu führen kann, dass zusätzliche geotechnische Untersuchungen durch den Vorhabenträger erforderlich werden. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen können Auswirkungen auf die technische Auslegung des Vorhabens sowie auf Umfang und Inhalt der Genehmigungsunterlagen haben. Da entsprechende Baugrundinformationen erst nach Zuschlag verfügbar werden, besteht das Risiko, dass bereits begonnene Engineering- und Genehmigungsarbeiten auf Grundlage nachträglich gewonnener Erkenntnisse angepasst werden müssen.

Hieraus können zusätzliche Risiken hinsichtlich der Vollständigkeit der Antragsunterlagen, möglicher Nachforderungen im Genehmigungsverfahren sowie der Einhaltung der Genehmigungs- und Projektzeitpläne entstehen. Vor diesem Hintergrund sollte geprüft werden, ob die bestehenden WindSeeG-Fristen unter Berücksichtigung dieser zusätzlichen Untersuchungs- und Planungsaufwände weiterhin realistisch sind bzw. ob für den hinzugefügten Flächenteil angemessene Flexibilisierungsmechanismen vorgesehen werden sollten.

In diesem Zusammenhang könnte bei Option 2 und 3 auch geprüft werden, die Fläche N-10.1 in einen nördlichen und einen südlichen Bereich zu unterteilen und die dann entstehenden zwei Flächen mit einer Kapazität von jeweils 1 GW auszuschreiben, ohne dabei aber die Fläche N-10.2 und die Entwicklung des ONAS NOR-10-1 unverhältnismäßig negativ zu beeinflussen. In einem solchen Szenario könnte man den südlichen Teil der Fläche von N-10.1 als „nicht voruntersuchte“ Fläche ausschreiben und den Zeitpunkt der Inbetriebnahme entsprechend anpassen. Hierdurch könnte potenziell die Attraktivität der Flächen weiter erhöht und gleichzeitig das Realisierungsrisiko durch die fehlenden Voruntersuchungen im Bereich der Fläche SEN-1 reduziert werden.

3 Änderungen der Kalenderjahre der Ausschreibung und Inbetriebnahme bei den Flächen N-6.8, N-12.6, N-12.4, N-12.5 sowie der dazugehörigen ONAS

Der BDEW begrüßt die in Tabelle 6 und Tabelle 7 dargestellten Änderungen, um Abschattungseffekte in den Gebieten N-11, N-12 und N-13 zu reduzieren und mögliche zusätzliche Optimierungsmaßnahmen umzusetzen sowie einen Gleichlauf zwischen FEP und NEP bei N-6.8 herzustellen.

Aus Sicht des BDEW ist es allerdings sehr wichtig, dass im Rahmen der vorliegenden Änderung des FEP (oder spätestens bei der nächsten Fortschreibung des FEP) eindeutig festgelegt wird, ob, wann und mit welcher zu installierenden Leistung die Flächen N-12.4 und N-12.5 zu einem späteren Zeitpunkt ausgeschrieben und in Betrieb genommen werden. Nur so kann zeitnah die notwendige **Planungs- und Investitionssicherheit** für die Entwickler hinsichtlich der zu erwartenden, niedrigeren Abschattungseffekte für die Nachbarflächen hergestellt und entsprechend bei der laufenden Projektentwicklung miteinbezogen werden. Gleichzeitig ist diese Planungssicherheit auch für die Lieferkette wichtig. Eine Verschiebung der Flächen auf unbestimmte Zeit birgt erhebliche Risiken in Form von Ertragsunsicherheiten für die erfolgreichen Bieter der angrenzenden Flächen und sollte daher unbedingt vermieden werden.

Unabhängig von der Sinnhaftigkeit der konsultierten Anpassungen, sollte aus Sicht des BDEW durch die Fortschreibung des FEP grundsätzlich eine **langfristige Planungsperspektive** gegeben und kurzfristige, teilweise rückwirkende Eingriffe zukünftig vermieden werden. Dafür ist

es notwendig, dass alle noch nicht vergebenen und noch nicht festgelegten Flächen bei der nächsten Fortschreibung so umfassend überarbeitet werden, dass eine **Leistungsdichte von 7 MW/km²** in der Regel nicht überschritten wird und somit Volllaststunden von über 3.500 in den verbleibenden Flächen von Zone 3 und über 4.000 Volllaststunden in Zone 4 und 5 erreicht werden können, siehe [Studie des Fraunhofer IWES, 2026](#). Ziel bei der Fortschreibung des FEP sollte es sein, wirtschaftlich attraktive und kosteneffiziente Flächen, gemessen an den Gesamtkosten pro MWh, für alle ausstehenden Gebiete festzulegen, um langfristige Planungssicherheit zu geben und von kurzfristigen Anpassungen absehen zu können. Zudem sollten **grenzüberschreitende Kooperationsprojekte** auf die Ausbauziele angerechnet und entsprechend bei der Flächenentwicklungsplanung in der deutschen AWZ mit bedacht werden. Der BDEW hat in seinem aktuellen [Positionspapier zur WindSeeG-Novelle 2026](#) konkrete Vorschläge zur Umsetzung dieser Maßnahmen gemacht.

Weitere Optimierungsoptionen zur Prüfung:

Bezüglich N-6.8:

- › Am Vorbild des konsultierten Vorgehens bei N-12.4 und N-12.5 könnte auch geprüft werden, ob bei der Fläche N-6.8 eine weitere zeitliche Verschiebung des Ausschreibungs- und Inbetriebnahmedatums oder ein Verzicht auf die Bebauung der Fläche möglich und volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Stattdessen könnte mit dem in der Entwicklung befindlichen ONAS eine Fläche nördlich der Schifffahrtsroute mit deutlich höheren Volllaststunden angebunden und damit eine potenziell volkswirtschaftlich sinnvolle Lösung gefunden werden.

Für ein solches Vorgehen spricht, dass N-6.8 einen entscheidenden Hebel zur Reduktion von Abschattungseffekten im gesamten Cluster bieten kann, da das Cluster bereits stark verdichtet ist. Zudem weist N-6.8 flächenspezifische wirtschaftliche Nachteile, wie z.B. die Lage zwischen bestehenden bzw. geplanten Windparks, einen ungünstigen Zuschnitt, mögliche Layout-Einschränkungen, längere interne Kabellängen und eine geringe Ertragserwartung, auf. Eine spätere Neubewertung könnte es auch ermöglichen, den perspektivischen Rückbau angrenzender Bestandwindparks planerisch zu berücksichtigen und N-6.8 mit optimiertem Zuschnitt, besserer Cluster-Einbindung und effizienterer Netznutzung neu zu bewerten.

Gegen ein solches Vorgehen spricht, dass die Entwicklung des entsprechenden Netzanbindungssystems bereits weit fortgeschritten ist und eine Umplanung zu Mehraufwänden und -kosten führen kann.

- › Alternativ könnte auch geprüft werden, ob eine Reduktion der Leistungsdichte bei N-6.8 und gemeinsame Anbindung mit der Fläche N-9.3 möglich und volkswirtschaftlich sinnvoll ist, um Abschattungseffekte in diesem Teil der AWZ zu reduzieren. Dies würde allerdings

die Planung des OWP in der Fläche N-9.3 möglicherweise negativ beeinträchtigen, da die Fläche N-9.3 bereits erfolgreich bezuschlagt wurde und sich in fortgeschrittener Entwicklung befindet. Eine Umsetzung des Vorschlags bedarf daher der Zustimmung des beeinträchtigten Entwicklers, um das Projekt nicht negativ zu beeinflussen (Kabel müssten durch N-9.3 geführt werden, um Anschluss von reduzierter N-6.8 Fläche an den Konverter für NOR-9-3 zu ermöglichen). In diesem Fall könnten die Flächen N-10.1 und N-10.2 zu einer Fläche zusammengefasst werden, was dort die Kosteneffizienz steigern könnte.

Bezüglich N-12.4, N-12.5 und N-12.6:

- › Sollte eine Ausschreibung der Flächen N-12.4 und N-12.5 zu einem späteren Zeitpunkt geplant sein, dann regt der BDEW an, zu prüfen, ob die Flächen nicht zu einer Fläche mit 1.000 MW zusammengelegt und gemeinsam mit einer auf 1.000 MW reduzierten Fläche N-12.6 ausgeschrieben und angebunden werden können. Dies könnte die Abschattungseffekte im Vergleich zur bisherigen Planung nochmals erheblich reduzieren, siehe [Fraunhofer IWES, 2026](#), Tabelle 7, Szenario 1 und 2. Mögliche negative Auswirkungen auf die Entwicklung des Netzanbindungssystems (LanWin7) für die Fläche N-12.6 müssen allerdings mit einbezogen werden. Zudem würden in dem Fall nicht zentral untersuchte Flächen N-12.4+5 mit der zentral untersuchten Fläche N-12.6 zusammengelegt werden, was das Risiko der Projektrealisierung steigern könnte.

Der BDEW regt an, gemeinsam mit der zweiten Anpassung des FEP 2025 auch einen Bericht über die Abwägung der Vor- und Nachteile der einzelnen Optionen zu veröffentlichen.

4 Weitere Anmerkungen

Der in Abbildung 4 in Braun/Grau dargestellte, geänderte Trassenverlauf für das ONAS NOR-10-1 würde zu deutlich mehr Kreuzungen mit anderen Seekabeln/Infrastrukturen und damit zu deutlichen Mehrkosten im Vergleich zum bisherigen Planungsstand führen.

Ansprechpartner

Jakob Eckardt
Fachbereichsleiter Offshore Wind, Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration
+49 30 300199-1320
Jakob.eckardt@bdew.de