

POSITIONSPAPIER

FESTLEGUNGEN ZU NOR-6-4 (KUSENHORST) IM ANSTEHENDEN FEP-2025-ÄNDERUNGSVERFAHREN

STAND: 23.04.2026

FEP-2025-Änderungsverfahren

Im Zuge der Vorbereitung des anstehenden FEP-2025-Änderungsverfahrens werden derzeit verschiedene Anpassungen des deutschen Offshore-Windenergie-Portfolios erörtert. Gegenstand dieser Unterlage sind insbesondere die für das Offshore-Netzanbindungssystem (ONAS) NOR-6-4 mit Netzverknüpfungspunkt (NVP) Kusenhorst erforderlichen Anpassungen. Im Fokus stehen dabei der Inbetriebnahmezeitpunkt im Rahmen der zeitlichen Staffelung des Offshore-Portfolios sowie die Option der Spannungsebene von 132 kV beim Direktanbindungskonzept.

Nach Rückmeldung des BSH kann im FEP-2025-Änderungsverfahren keine abweichende Flächenzuordnung vorgenommen werden, sodass eine räumliche Verschiebung in die Fläche N-14 kurzfristig nicht in Betracht kommt. Für eine verlässliche und wirtschaftliche Umsetzung des Projekts ist jedoch eine frühzeitige Planungssicherheit auf Grundlage eindeutiger Festlegungen im bevorstehenden FEP-2025-Änderungsverfahren von zentraler Bedeutung. Unter diesen Bedingungen gehen wir daher von einer **Realisierung in der bestehenden Fläche N-6.8** aus. Empfohlen wird eine Festlegung der **Inbetriebnahme im Jahr 2035 sowie der Spannungsebene für das Direktanbindungskonzept auf 132 kV**.

Staffelung der Offshore-Netzanbindungssysteme

Im Rahmen des am 14.04.2026 vorgestellten Vorschlags haben die ÜNB die Überlegungen des BSH zur Umsetzung der Optimierungsmaßnahmen und zur Staffelung der Netzanbindungssysteme vom 23.03.2026 aufgegriffen. Die ÜNB präferieren in abgestimmter Form eine **Reihung, bei der das ONAS NOR-6-4 mit NVP Kusenhorst im Jahr 2035 in Betrieb geht**. Dabei haben die ÜNB berücksichtigt, dass mit dem ONAS NOR-12-4 mit NVP Pöschendorf weiterhin eine Inbetriebnahme im Jahr 2034 vorgesehen ist. Somit kann ein stetiger Zubau erfolgen, mit dem das 40-GW-Ziel bis zum Jahr 2035 erreicht wird.

Aus Sicht von Amprion ist die Inbetriebnahme des ONAS NOR-6-4 in der Fläche N-6.8 im Jahr 2035 möglich und vor dem Hintergrund allgemeiner Verzögerungen des Offshore-Portfolios zu präferieren. Eine **Entzerrung der Inbetriebnahmezeitpunkte der ONAS bis 2035 reduziert das Risiko zeitlicher Überschneidung** auch bei weiteren Verzögerungen. Im Zuge der Staffelung sollte daher betrachtet werden, dass nicht mehrere dieser Systeme im Jahr 2034 in Betrieb gehen.

Eine Inbetriebnahme des ONAS NOR-6-4 in der Fläche N-6.8 im Jahr 2034 – wie vom BSH am 23.03.2026 vorgeschlagen – erscheint nach derzeitiger Einschätzung der Marktlage wesentlicher Komponenten nicht ausgeschlossen. In Anbetracht der herausfordernden Situation bei den HGÜ/Plattform-Konsortien hinsichtlich der Abwicklung des bisherigen Portfolios ist eine **Inbetriebnahme im Jahr 2033 unrealistisch und für das Jahr 2034 mit Risiken behaftet**.

Bereits jetzt drohen sich laufende Projekte bis mindestens in das Jahr 2033 zu verschieben. Daraus ergibt sich das Risiko, entweder gar keine Angebote oder nur Angebote zu deutlich erhöhten Kosten zu erhalten. Im weiteren Verlauf steigt darüber hinaus die Gefahr von erheblichen Verzögerungen und Störungen im Projektablauf aufgrund hoher zeitlicher ONAS-Dichte deutlich. Da die Ausschreibung bzw. Beauftragung der wesentlichen Komponenten nicht abgeschlossen ist, kann im Übrigen derzeit nicht sicher abgeschätzt werden, ob das vom ÜNB nach Abschluss der Beauftragung der wesentlichen Gewerke zu veröffentlichende voraussichtliche Inbetriebnahmedatum im Jahr 2034 oder 2035 liegen wird. Insofern stellt die vorstehende Einschätzung keine Vorfestlegung im Hinblick auf das zu einem späteren Zeitpunkt zu veröffentlichende voraussichtliche Inbetriebnahmedatum dar. Eine realistische Abschätzung zum jetzigen Zeitpunkt führt aufgrund der bereits erkennbaren Risiken für das Jahr 2034

insbesondere bei einer ebenfalls in diesem Jahr vorgesehenen Inbetriebnahme des ONAS mit NVP Pöschendorf zu einer Festlegung der Inbetriebnahme im FEP im Jahr 2035.

Option des 132-kV-Direktanbindungskonzepts

Eine weitere Maßnahme zur Senkung der Kosten des Offshore-Ausbaus stellt eine Festlegung des 132-kV-Direktanbindungskonzept der Offshore-Windturbinen an die Konverterplattform ab dem ONAS NOR-6-4 mit NVP Kusenhorst dar. Bereits die aktuelle Fassung des FEP sieht die Festlegung der 132-kV-Direktanbindungskonzeptes für das ONAS NOR-12-3 mit IBN 2034 vor. Durch die Festlegung des 132-kV-Direktanbindungskonzepts kann die Anzahl der erforderlichen Kabelstränge im Windpark etwa halbiert werden, bei gleichzeitig reduzierter Gesamtkabellänge. Dies führt zu einer deutlich **geringeren Flächennutzung** auf See, zu einem **kleineren Offshore-Fußabdruck** und natürlich zu einer **Kostenreduktion**.

Hinsichtlich des Plattformdesigns reduziert sich die Anzahl der benötigten J-Tubes sowie der Schaltfelder für die Kabeltrassen auf der Offshore-Konverterplattform. Darüber hinaus erlaubt das höhere Spannungsniveau eine **signifikante Optimierung des elektrischen Designs**, wie z.B. eine Reduzierung von vier auf zwei Kuppeltransformatoren. Insgesamt werden damit Deckfläche, Stahl- und Materialeinsatz sowie das Gesamtgewicht der Plattform verringert. Die Einsparungen diesbezüglich belaufen sich bei NOR-6-4 nach internen Berechnungen auf **ca. 97 bis 155 Mio. €**. Durch die hierdurch verkürzten Bau- und Installationszeiten sowie reduzierte bauliche Komplexität, wird die Anzahl der nutzbaren Installationsschiffe in einem sehr begrenzten Marktumfeld erhöht, was zusätzlich die Installationskosten reduziert. **Auch aus Perspektive der Windparks senkt eine 132-kV-Innerparkverkabelung die Investitions- und Betriebskosten hinsichtlich der parkinternen Verkabelung um etwa 20–35 %** gegenüber der 66-kV-Ausführung (Hi-VAS-Report, 2022).

Mit der 132-kV-Innerparkverkabelung ist eine **Verbesserung des Wirkungsgrades** u.a. durch die Reduzierung der Systemverluste um mehr als 1% (FME North Wind (2023): 132 kV Inter-array Cable Network) möglich. Dies führt zu **niedrigeren Verlustkosten und einem höheren nutzbaren Energieertrag des Windparks** auf geringerer Nichtverfügbarkeiten.

Im Betrieb reduziert die 132-kV-Auslegung die Anzahl potenzieller Fehlerquellen, sowohl für den ÜNB wie auch für den Windpark, da weniger Kabelverbindungen, Durchführungen und Schaltfelder benötigt werden. Hieraus resultieren **geringere Inspektions- und Instandhaltungsumfänge sowie kürzere Eingriffs- und Stillstandzeiten**. Die Verfügbarkeit des Gesamtsystems wird verbessert, während die betrieblichen Risiken und der organisatorische Aufwand sinken.

Weitere Einsparungen durch Neudesign der Konverterplattformen

Derzeit führt Amprion mit drei potenziellen Lieferanten eine **Designstudie für 2-GW-Konverterstationen mit 132-kV-Direktanbindungskonzept** durch. Durch auf die Anforderungen der einzelnen HGÜ-Hersteller spezifizierte Neuentwicklungen der Plattformen können Raumbedarfe weiter optimiert und Anforderungen an die Plattformen weiter reduziert werden. Auf diese Weise entstehen Potenziale für höhere Automatisierungsgrade in der Fertigung und das geringere Gewicht erlaubt eine höhere Flexibilität in Hinblick auf Transport und Installation. Aus den vorläufigen Ergebnissen der noch laufenden Studie lassen sich **insgesamt Einsparpotenziale im mittleren bis hohen dreistelligen Millionenbereich** pro System im Vergleich zu den bisher vergebenen ONAS mit 66-kV-Direktanbindung ableiten. Diese Einsparungen inkludieren bereits die Hebung der oben genannten Kosteneinsparpotenziale von

132 kV. Da diese Potenziale bedingt durch das Design des elektrischen Systems und des daraus abgeleiteten Plattformdesigns inhärent mit der höheren Spannungsebene von 132 kV zusammenhängen, sind sie für NOR-6-4 bei einem 66-kV-Direktanbindungskonzept nicht realisierbar. Dementsprechend ist davon auszugehen, dass bei Umsetzung des 66-kV-Konzepts weitestgehend auf die aktuellen 2-GW-Designs mit vergleichsweise hohen Kosten zurückgegriffen werden muss.

In der Summe ermöglicht die Umstellung auf das 132-kV-Direktanbindungskonzept **erhebliche Platz- und Materialeinsparungen**, eine signifikante Kostenreduktion über den gesamten Lebenszyklus sowie **zusätzliche Freiheitsgrade bei der technischen Umsetzung** auf der Offshore-Konverterplattform, etwa durch eine vereinfachte GIS-Topologie und eine kompaktere, effizientere Anlagenstruktur.

Aus technischer wie wirtschaftlicher Sicht sollte **langfristig die Umsetzung des 132-kV-Direktanbindungskonzepts angestrebt** werden. Entscheidend hierfür ist eine frühzeitige, verlässliche und langfristige Festlegung der Spannungsebene, damit entsprechende Optimierungsprozesse in der Planung und Auslegung konsequent angewendet werden können.

Aktuell wird jedoch keine der beiden Varianten (66 kV oder 132 kV) langfristig verbindlich umgesetzt. Die bestehende Unsicherheit weitet sich auf die ONAS ab 2036 auf unbestimmte Zeit aus. Aus unserer Sicht ist eine **klare Festlegung auf eine Spannungsebene mit konsequenter Optimierung** gegenüber einem längerfristigen Offenhalten der Spannungsebene ohne Anwendung solcher Optimierungen zu bevorzugen. Hier besteht akuter Handlungsbedarf, um Planungssicherheit zu schaffen und die erforderlichen Optimierungspotenziale zu heben.