

Berlin, 15. April 2026

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

Positionspapier

Regulatorische Anpassungen für den Weiterbetrieb von Offshore- Windparks und Netzanbindungssystemen

Den koordinierten Weiterbetrieb von Bestandsanlagen auf bis zu 35 Jahre Laufzeit ermöglichen, um Systemkosten und Umwelteingriffe langfristig zu reduzieren

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

Executive Summary 3

1 Hintergrund und Ziel 4

2 Maßnahmenpaket zur Ermöglichung des Weiterbetriebs 7

2.1 Frühzeitige Festlegungen zum Weiterbetrieb treffen 7

2.2 Finanzierung des Weiterbetriebs der Offshore-Netzanbindungssysteme ermöglichen 9

2.3 Offshore-Entschädigungsregime für Betriebszeiten über 20 Jahre hinaus und den Weiterbetrieb anpassen 11

2.4 Technische Nachweise und Rahmenbedingungen für Weiterbetrieb festlegen 14

3 Anhang: Übersicht zu den Genehmigungszeiträumen der Bestands-OWPs15

Executive Summary

Die Genehmigungen der ersten kommerziellen Offshore-Windparks (OWP) und der dazugehörigen Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) in der deutschen Nord- und Ostsee laufen nach 25 Jahren Betriebszeit ab Anfang der 2040er Jahre aus. Ohne anderweitige Festlegungen hätte dies grundsätzlich einen direkten Rückbau der Anlagen zur Folge, obwohl längere Betriebszeiten durch einen (in Clustern koordinierten) Weiterbetrieb unter Umständen **technisch, wirtschaftlich und rechtlich möglich** sowie **volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvoll** sein können. Eine Studie des Fraunhofer IWES zeigt, dass ein koordinierter Weiterbetrieb im Vergleich zum direkten Rück- und Neubau die Stromerträge steigern sowie die **Systemkosten und Umwelteingriffe langfristig reduzieren** kann ([siehe Fraunhofer IWES 2025](#)).

Vor diesem Hintergrund schlägt der BDEW folgende regulatorische Maßnahmen vor, um die identifizierten Potenziale des Weiterbetriebs von OWP und ONAS nutzbar machen zu können:

- › Zuerst müssen zeitnah die notwendigen **regulatorischen Rahmenbedingungen** für den Weiterbetrieb im Rahmen der anstehenden Reform des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) geschaffen werden, um darauf aufbauend konkrete Entscheidungen im Flächenentwicklungsplan (FEP) treffen zu können. Dabei sollten folgende Aspekte **als Gesamtpaket** adressiert werden:
 - **Regulierungsrahmen für den Weiterbetrieb der Offshore-Netzanbindungssysteme** anpassen, damit der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die mit dem Weiterbetrieb verbundenen Risiken eine angemessene Kompensation erhält, um den Weiterbetrieb auch gegenüber dem Neubau attraktiv zu gestalten (siehe Kapitel 2.2);
 - **Offshore-Entschädigungsregime** (§ 17e EnWG) für Betriebszeiten nach Ende der EEG-Vergütung und über 25 Jahre hinaus entsprechend der sich ändernden Rahmenbedingungen angepasst fortschreiben (siehe Kapitel 2.3);
 - **Technische Nachweise** für Weiterbetrieb anhand etablierter Standards festlegen und somit Harmonisierung mit anderen europäischen Märkten herstellen (siehe Kapitel 2.4);
- › Zudem sollten bereits im Vorfeld von konkreten Festlegungen **Gespräche für die betroffenen Flächen** zwischen dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und den jeweiligen OWP-Betreibern und ÜNB stattfinden.
- › Darauf aufbauend sollten **zeitnah Entscheidungen im Rahmen der Fortschreibung des FEP** bezüglich des Weiterbetriebs für die ältesten kommerziellen OWPs getroffen werden, deren Genehmigungen im Zeitraum zwischen 2038 und 2040 enden. Frühzeitige Entscheidungen sind aus Sicht des BDEW notwendig, um einen **zeitlichen Vorlauf von mindestens 15 Jahre vor dem Genehmigungsende** der Anlagen zu ermöglichen, der für den Erfolg des Weiterbetriebs entscheidend ist.

- › Die Entscheidungen zum Weiterbetrieb müssen auf den **Ergebnissen der laufenden Bewertungen der ÜNB** zur technischen und betrieblichen Machbarkeit eines Weiterbetriebs je nach ONAS, den **Weiterbetriebsanträgen bzw. Interessensbekundungen der OWP-Betreiber** sowie der volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit eines Weiterbetriebes basieren und transparent nachvollziehbar gemacht werden.
- › Die konkreten Festlegungen im FEP sollten so getroffen werden, dass sie einen **koordinierten und damit volkswirtschaftlich sinnvollen Weiterbetrieb der Anlagen** auf bis zu 35 Jahre Laufzeit je nach den Gegebenheiten im jeweiligen Cluster ermöglichen (siehe Studie des Fraunhofer IWES).
- › Zudem sollte ein **übergreifendes Enddatum pro OWP anhand der jüngsten** Offshore-Windenergieanlage (OWEA) **im Park und ein gemeinsamer Rückbau** festgelegt werden, anstelle der bestehenden individuellen Enddaten je nach Inbetriebnahme der Einzelanlagen, um eine effiziente Auslastung des ONAS und einen effizienten Rückbau zu gewährleisten.

1 Hintergrund und Ziel

In der deutschen Nord- und Ostsee werden derzeit 33 Offshore-Windparks (OWP) mit einer aktuellen Gesamtkapazität von rund 10 GW betrieben (Stand Q1 2026), die in der Regel für eine Betriebszeit von 25 Jahren genehmigt wurden, mit der grundsätzlichen Möglichkeit einer Verlängerung. Die Genehmigungen der ersten größeren kommerziellen OWP, die ab 2014/2015 in Betrieb genommen wurden, laufen ab etwa 2039/2040 aus. Ohne anderweitige Festlegungen/Verlängerungen hätte das Auslaufen der Genehmigungen einen direkten, unter Umständen ineffizienten Rückbau der einzelnen OWP nach 25 Jahren zur Folge, obwohl die Praxiserfahrungen zeigen, dass längere Betriebszeiten von OWPs und ONAS technisch – je nach Einzelfallprüfung – sowie wirtschaftlich und rechtlich möglich und sinnvoll sein können (siehe [BDEW-Whitepaper 2024](#)).

Das WindSeeG ermöglicht in § 69 Abs. 7, dass eine nachträgliche Verlängerung der Genehmigung um höchstens zehn Jahre einmalig möglich ist, „wenn der Flächenentwicklungsplan keine unmittelbar anschließende Nachnutzung [...] vorsieht und die Betriebsdauer der zugehörigen Netzanbindung dies technisch und betrieblich ermöglicht.“ Des Weiteren ist die Möglichkeit einer Verlängerung in den bestehenden Genehmigungen der OWP in der Regel enthalten.

Dementsprechend ist ein Rückbau der OWP nach 25 Jahren im Sinne der Nachhaltigkeit, einschließlich ökologischer Auswirkungen auf die Meeresumwelt, und Kosteneffizienz der Netze und Anlagen grundsätzlich zu hinterfragen. Hinsichtlich der Ertragsoptimierung und Umsetzbarkeit des Übergangs zu den Folgewindparks ist es zudem besonders herausfordernd, dass in den bestehenden älteren Offshore-Wind-Clustern der Nordsee häufig mehrere Windparks mit unterschiedlichen Laufzeiten an ein gemeinsames ONAS angeschlossen sind (siehe Tabelle 1 und Abbildung 1). Außerdem sollen bestehende Parks zukünftig zu größeren Flächen mit

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf dem FEP 2023.

Vor diesem Hintergrund wurden in einer Studie des [Fraunhofer IWES \(2025\)](#) im Auftrag des BDEW am Beispiel des DolWin-Clusters verschiedene Weiterbetriebs- und Nachnutzungsszenarien untersucht – von direktem, unkoordiniertem Rück- und Neubau bis hin zu Formen des koordinierten und möglichst langen Weiterbetriebs mit anschließendem Rück- und Neubau. Einbezogen wurden dabei unter anderem Betriebs- und Investitionskosten, Ausfallraten, Rückbau- und Brachliegezeiten sowie Schiffs- und Lieferkettenkapazitäten.

Die **Ergebnisse der IWES-Studie** zeigen, dass ein koordinierter Weiterbetrieb der Anlagen auf bis zu 35 Jahre Laufzeit mit anschließendem Rück- und Neubau die **Stromerträge** im Cluster um bis zu 10 % steigern und gleichzeitig die **volkswirtschaftlichen Kosten** (in €/MWh) über den gesamten Zeitraum um bis zu circa 8 % senken kann – im Vergleich zu einem Szenario mit einem direkten Rück- und Neubau der Parks nach 25 Jahren Laufzeit. Gleichzeitig stellen die Szenarien mit einem koordinierten Weiterbetrieb vergleichsweise moderate Anforderungen an die **Lieferketten** und führen langfristig zu niedrigeren **Belastungen des Ökosystems**, da weniger Ausbauzyklen notwendig wären.

Abbildung 2: Kernergebnisse der Fraunhofer IWES-Studie zum Weiterbetrieb

Tabelle K.1: Kostenindex und normierte Stromerträge über den Zeitraum 2040-2066 für die fünf Weiterbetriebs-Szenarien. Ein niedrigerer Kostenindex steht für niedrigere Kosten pro erzieltm Ertrag.

	Kostenindex	Kostenindex relativ zu Szenario 1	Stromertrag relativ zu Szenario 1
Szenario 1 (kein Weiterbetrieb)	55,18 €/MWh	1,000	1,000
Szenario 2 (pauschal 10 J. Weiterbtr.)	49,30 €/MWh	0,893	0,951
Szenario 3 (koordinierter Weiterbtr. 1)	52,05 €/MWh	0,943	1,048
Szenario 4 (koordinierter Weiterbtr. 2)	50,76 €/MWh	0,920	1,039
Szenario 5 (koordinierter Weiterbtr. 3)	53,6 €/MWh	0,973	1,106

Quelle: Fraunhofer IWES 2025

Daher sollte die Bundesregierung den **koordinierten Weiterbetrieb der Anlagen** auf bis zu 35 Jahre Laufzeit gebietsspezifisch in ihre Ausbauplanungen einbeziehen sowie frühzeitig regulatorisch ermöglichen, um der Branche Planungssicherheit zu bieten. Denn der Weiterbetrieb der Anlagen kann zu einem **hohen volkswirtschaftlichen Nutzen** führen: Er bietet großes Potenzial, die Erträge und Kosteneffizienz der Anlagen zu steigern, **die ONAS** möglichst effizient auszulasten, zusätzliche Netzkosten auf einen längeren Zeitraum zu verteilen, die **Lieferketten, Schiffe und Häfen** zu entlasten und die **Umweltbilanz** der Anlagen weiter zu verbessern.

Zu den weiteren Vorteilen zählt auch, dass durch einen Weiterbetrieb der älteren OWP und ONAS um bis zu 10 Jahre das 70-GW-Ausbauziel bis 2045 erreicht werden kann, ohne dass der im **Monitoringbericht (2025)** adressierte „Puffer“ von zusätzlichen 8 GW für den Rückbau im

FEP benötigt würde (siehe [EWI & BET 2025](#), S. 86). Konkret könnten so zum Beispiel jeweils zwei bestehende ONAS mit circa 900 MW sowie die damit angebotenen OWP weiterbetrieben und dadurch der Neubau eines 2-GW-ONAS und -OWP um circa zehn Jahre verschoben werden. Dies würde die Netzausbaukosten besser verteilen und den Druck auf die Lieferkette reduzieren.

Um diese genannten Vorteile des Weiterbetriebs gegenüber den direkten Neuinvestitionen nutzen zu können, ist es allerdings entscheidend, dass in der anstehenden WindSeeG-Reform die notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen angepasst bzw. geschaffen werden, um den Weiterbetrieb mit größtmöglicher **Planungssicherheit und Praktikabilität** für alle beteiligte Seiten umsetzbar zu machen. Zudem sollte sichergestellt werden, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen so gesetzt werden, dass sie die **Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs** der OWP nicht übermäßig einschränken und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit/Finanzierung der ONAS ermöglichen.

Daher schlägt der BDEW im nächsten Kapitel **Maßnahmen als Gesamtpaket** vor, die zur Ermöglichung des Weiterbetriebs zwingend gemeinsam gedacht und umgesetzt werden sollten.

2 Maßnahmenpaket zur Ermöglichung des Weiterbetriebs

2.1 Frühzeitige Festlegungen zum Weiterbetrieb treffen

Die Erfahrungen aus der Praxis, Studien und die Diskussionen innerhalb der Offshore-Wind-Branche zeigen, dass für den Erfolg des Weiterbetriebs die **möglichst frühzeitige Festlegung der Dauer** entscheidend ist, um Betriebs-, Wartungs- und Instandhaltungspläne der OWP und ONAS dementsprechend auslegen und die zunehmende Störanfälligkeit der Anlagen adressieren zu können. Dazu gehört unter anderem, dass:

- die heutige Betriebsstrategie entsprechend ausgerichtet (z.B. lastschonender OWP-Betrieb),
- notwendige Investitionen in Bestandsanlagen frühzeitig getätigt,
- Ersatzteile (für Hauptkomponenten) beschafft,
- die Personal- und Logistikorganisation (mit z.B. langfristigen Verträgen für Wartungsschiffe) entsprechend aufgestellt,
- ggf. zusätzliche Messdaten für die technische Nachweispflicht für den Weiterbetrieb erhoben und,
- die Rückbauplanung mit genügend Vorlaufzeit ausgerichtet werden können.

Zudem können frühzeitige Entscheidungen dazu beitragen, langfristige PPAs zur Dekarbonisierung der Industrie nach dem Auslaufen der EEG-Vergütung abzuschließen.

Daher sollte aus Sicht des BDEW mindestens **15 Jahre vor dem Genehmigungsende** Klarheit bezüglich des Weiterbetriebs der Bestandsanlagen geschaffen werden, um den Anlagenbetreibern und dem BSH genügend Zeit für Planung und Antragsbearbeitung zu bieten. Zudem ist

eine solche Vorlaufzeit auch notwendig, um die Entwicklung potenzieller neuer ONAS für die Gebiete rechtzeitig durch die ÜNB planen zu können.

Die Genehmigungen der ältesten kommerziellen OWPs in der Nordsee, die zwischen 2013 und 2015 in Betrieb genommen wurden, laufen im Zeitraum zwischen 2038 und 2040 aus.¹ Um den angesprochenen zeitlichen Vorlauf näherungsweise zu ermöglichen, müssen daher unter anderem für diese OWPs zeitnah Festlegungen bezüglich des Weiterbetriebs getroffen werden.

Der BDEW spricht sich daher für folgende Schritte aus:

- › Zuerst müssen die notwendigen **regulatorischen Rahmenbedingungen** für den Weiterbetrieb (siehe Kapitel 2.3 – 2.4) durch die anstehenden Reformen des WindSeeG, EnWG und der Anreizregulierung zeitnah geschaffen werden, damit für alle Seiten größtmögliche Planungssicherheit besteht und die konkreten Entscheidungen getroffen werden können. Gleichzeitig sollten bereits im Vorfeld von Festlegungen zielgerichtete Gespräche zu den betroffenen Flächen zwischen dem BSH und den jeweiligen OWP-Betreibern und den ÜNB stattfinden.
- › Darauf aufbauend sollten **konkrete Festlegungen im Rahmen der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (FEP)** zum Weiterbetrieb der Anlagen sowie zur anschließenden Nachnutzung der Flächen für die ältesten in Frage kommenden OWPs getroffen werden. Diese Entscheidungen müssen auf den **Ergebnissen der laufenden Bewertungen der ÜNB** zur technischen Machbarkeit eines Weiterbetriebs je nach ONAS, auf den **Weiterbetriebsanträgen bzw. Interessensbekundungen der OWP-Betreiber**, auf den aktuellen technischen Standards sowie auf der volkswirtschaftlichen Sinnhaftigkeit eines Weiterbetriebes basieren. In diesem Zusammenhang sollten aus Sicht der OWP-Betreiber die Überlegungen des BSHs als auch alle technischen Prüfungen transparent nachvollziehbar dargestellt werden.
- › Die konkreten Festlegungen im FEP sollten so getroffen werden, dass sie einen **koordinierten und damit volkswirtschaftlich sinnvollen Weiterbetrieb der Anlagen** von bis zu 10 Jahren – je nach den Gegebenheiten im jeweiligen Gebiet/Offshore-Wind Cluster – ermöglichen. Besonders wichtig ist ein koordiniertes Vorgehen, wenn dort mehrere OWPs mit unterschiedlichen Laufzeiten an ein ONAS angebunden sind. Ein konkretes Beispiel dafür, wie der koordinierte Weiterbetrieb im DolWin-Cluster volkswirtschaftlich sinnvoll ausgestaltet werden kann, liefert eine [Studie des Fraunhofer IWES](#) aus dem Jahr 2025.
- › Im Rahmen eines solchen koordinierten Ansatzes sollte sichergestellt werden, dass durch die zeitliche Abfolge der Außerbetriebnahme möglichst wenig ertragsmindernde

¹ Dies betrifft unter anderem die OWPs BARD Offshore 1, Meerwind Süd Ost, DanTysk, Borkum Riffgrund 1, Baltic 2, Trianel Windpark Borkum, Global Tech I, Butendiek, Nordsee Ost, Amrumbank West mit einer Kapazität von rund 3 GW. Eine vollständige Liste findet sich im Anhang.

Stillstands-Zeiten innerhalb der Gebiete/Cluster entstehen und eine möglichst **effiziente Auslastung der ONAS** sichergestellt gewährleistet wird, um den volkswirtschaftlichen Nutzen des Weiterbetriebs zu maximieren. Zudem sollte ein äußerst komplexer und mit mehreren Nachteilen verbundener paralleler Rück- und Neubau innerhalb eines Clusters vermieden werden. Der Rückbau sollte auf bewährten technologischen Maßnahmen basieren und einen kosteneffizienten, realistischen und die Lieferketten berücksichtigenden Ablauf auf See ermöglichen.

- › Dabei sollte auch für Bestandwindparks ein **übergreifendes Enddatum pro OWP** festgelegt werden, anstelle der bestehenden individuellen Enddaten je nach Datum der Inbetriebnahme der jeweiligen Offshore-Windenergieanlage (OWEA) innerhalb eines Parks. Für die Festlegung des übergreifenden Enddatums sollte das individuelle Enddatum der jüngsten Anlage im Park herangezogen werden (siehe Marktstammdatenregister). Eine solche Festlegung ist notwendig, um eine effiziente Auslastung des ONAS und einen effizienten Rückbau zu gewährleisten, da der Netzanschluss bis zum Ablauf der Genehmigung der letzten OWEA bzw. bis zum Ende des Rückbaus aufgrund der Verkehrssicherungspflicht und Standicherheit aktiv bleiben sollte. Anderenfalls müsste der OWP im „Leerlauf“ betrieben und ggf. Dieselgeneratoren verwendet werden. Zudem könnten somit einzelne OWEA auch während des Rückbauzeitraumes noch einspeisen.

Zudem sollte für den Weiterbetrieb grundsätzlich klargestellt werden, dass – anders als es in einigen Genehmigungsbescheiden der Bestandwindparks² geregelt ist – im Weiterbetriebszeitraum nicht der gesamte OWP oder einzelnen OWEA unmittelbar zurückgebaut werden müssen, wenn einzelne Anlagen aus technischen, rechtlichen oder genehmigungsseitigen Gründen abgeschaltet werden. Stattdessen sollte mehr Flexibilität für den Weiterbetrieb und grundsätzlich ein **gemeinsamer Rückbau aller OWEAs** (einschließlich Fundamente) zum Weiterbetriebsende angestrebt werden. Bei Sicherheitsrisiken können Rotor, Gondel und Turm einzelner stillgelegter OWEA vorzeitig vorher zurückgebaut werden.

2.2 Finanzierung des Weiterbetriebs der Offshore-Netzanbindungssysteme ermöglichen

Aus Sicht des BDEW sollte die Finanzierung des Weiterbetriebs der ONAS frühzeitig sichergestellt werden, um eine langfristige Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten. Auch sollte die Möglichkeit geprüft werden, einen finanziellen Anreiz für die ÜNB zu schaffen, um den Weiterbetrieb der ONAS zu unterstützen. Bisher ist die Anreizregulierung so ausgestaltet, dass ein Weiterbetrieb nach Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer strukturell nachteilig gegenüber Neuinvestitionen ist.

² In den Genehmigungsbescheiden von z.B. Nordsee One (2012), Meerwind Süd Ost (2007), Borkum Riffgrund 1 (2004), abrufbar unter <https://offshore-vorhaben.bsh.de/>, ist folgendes geregelt: „Ferner erlischt die Genehmigung, soweit der gesamte Windpark ohne hinreichende Begründung (...) dauerhaft außer Betrieb genommen wird oder einzelne Anlagen nur noch sporadisch betrieben werden.“

Darüber hinaus ist der ÜNB im Falle eines Weiterbetriebs des ONAS nach den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen zunehmend verschiedenen Risiken ausgesetzt. Dazu zählen insbesondere das steigende Risiko eines potenziellen Eigenanteils des ÜNB an Entschädigungszahlungen nach § 17 f (2) EnWG infolge von mit dem Anlagenalter wahrscheinlicher werdender Störungen der Netzanbindungen sowie mögliche regulatorische Kürzungen durch die BNetzA, sofern Aufwendungen nicht als effizient oder betriebsnotwendig anerkannt werden. Mit fortschreitendem Alter der Netzanbindung wird die Beurteilung der Betriebsnotwendigkeit zudem immer schwieriger und weniger vorhersehbar, sodass sich für den ÜNB letztlich sehr schwer kalkulierbare Risiken ergeben.

Daher schlägt der BDEW folgende Maßnahmen vor:

- › Der BDEW spricht sich dafür aus, die Finanzierung des Weiterbetriebs bestehender ONAS frühzeitig und verlässlich abzusichern. Ziel ist es, langfristige Planungs- und Investitionssicherheit für die ÜNB zu schaffen und gleichzeitig einen effizienten, sicheren und systemdienlichen Betrieb der bestehenden Infrastruktur über das Ende der kalkulatorischen Nutzungsdauer hinaus zu ermöglichen.
- › Hierfür sollte der Regulierungsrahmen – beispielsweise durch die ab dem Jahr 2029 grundlegend geltende Festlegungskompetenz der BNetzA – so weiterentwickelt werden, dass für einen Weiterbetrieb über 25 Jahre hinaus notwendige Ersatz-, Retrofit- und Austauschmaßnahmen an Bestandsanlagen regulatorisch nicht schlechter gestellt sind als Neuinvestitionen und ÜNB als Ausgleich für die steigenden Risiken im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb angemessen kompensiert werden. Insbesondere dürfen für ÜNB keine finanziellen Nachteile entstehen, wenn sie kostenintensive Maßnahmen zur Lebensdauererlängerung und Betriebssicherheit bestehender ONAS umsetzen. Dies umfasst beispielweise die gesonderte Festlegung einer verkürzten Nutzungsdauer für Neuinvestitionen, angelehnt an den zu erwartenden restlichen Weiterbetriebszeitraum des ONAS.
- › Bei der Anpassung ist die unterschiedliche Ausgangslage je nach ÜNB und Inbetriebnahmedatum der ONAS zu berücksichtigen. Für Anlagen (von TenneT) mit Inbetriebnahme bis Ende 2019, die in der Regel unter eine bestehende, fixierte Übergangsregelung nach § 118 Abs. 48 EnWG fallen, sollte ermöglicht werden, dass Ersatzinvestitionen für den Weiterbetrieb nun in diesen Rahmen integrierbar sind, ohne dass hieraus eine wirtschaftliche Schlechterstellung gegenüber Neuinvestitionen entsteht. Aber auch bei anderen Anlagen, die nicht unter diese Übergangsregelung fallen, ist eine konsistente und, investitionsfreundliche Behandlung von Weiterbetriebsinvestitionen sicherzustellen.
- › Im Zuge der erwarteten Konkretisierung der künftigen Regelungen durch Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) – einschließlich der perspektivischen Ablösung bzw. Ergänzung der Mechanismen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) für Neuanlagen mit Inbetriebnahme ab 2029 – sollte zudem sichergestellt werden, dass Investitionen und Risiken im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb von ONAS eindeutig und sachgerecht erfasst sowie vergütet werden.

2.3 Offshore-Entschädigungsregime für Betriebszeiten über 20 Jahre hinaus und den Weiterbetrieb anpassen

Hintergrund: Das Entschädigungsregime zwischen ÜNB und OWP-Betreiber ist in § 17e EnWG geregelt. Es ermöglicht verschuldensunabhängige Entschädigungen des OWP-Betreibers unter anderem dann, wenn die Einspeisung einer betriebsbereiten Windenergieanlage aufgrund von Störungen oder Wartungsmaßnahmen der Netzanbindung nicht möglich ist. Die derzeit geltenden Bestandsregelungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- › Für Bestandsparcs ohne Zuschläge in Ausschreibungen ist in § 17e Absatz 1 EnWG geregelt, dass der OWP-Betreiber vom ÜNB erst dann eine Entschädigung für entstandene Vermögensschäden in Höhe von 90 Prozent des nach § 19 des EEG im Fall der Direktvermarktung bestehenden Zahlungsanspruchs abzüglich 0,4 Cent pro kWh erhalten kann, sofern Störungen der Netzanbindung,
 - länger als zehn aufeinander folgende Tage ununterbrochen auftreten, oder
 - an mehr als 18 Tagen im Kalenderjahr ganztägig auftreten, unabhängig davon, ob der ÜNB die Störung zu vertreten hat oder nicht (sog. zeitlicher Selbstbehalt).³
 - Führt der ÜNB die Störung vorsätzlich herbei, steht dem OWP-Betreiber nach Satz 4 bereits ab dem ersten Tag der Störung ein Entschädigungsanspruch in voller Höhe zu.
- › Im Fall von Wartungsmaßnahmen an der Netzanbindung besteht nach § 17e Abs. 3 EnWG ein Entschädigungsanspruch, wenn eine betriebsbereite Windenergieanlage an mehr als zehn Tagen im Kalenderjahr nicht einspeisen kann. Die Höhe der Entschädigung richtet sich nach § 17e Abs. 1 S. 1 EnWG. Die Berechnung der Ausfalltage erfolgt in diesem Fall auf Basis der vollen Stunden der Wartungsmaßnahme, die entsprechend addiert werden können.
- › Für OWP mit Zuschlägen in Ausschreibungen regelt § 17e Abs. 3a EnWG die Anwendbarkeit des § 17e Abs. 1 und Abs. 3 mit der Maßgabe, dass die Entschädigung 90 Prozent des anzulegenden Werts, mindestens aber 90 Prozent des Monatsmarktwerts, beträgt.

Basierend auf den derzeitigen Regelungen ergeben sich vor insbesondere zwei zentrale **Herausforderungen für Betriebszeiten über 20 Jahre hinaus:**

- › Für Bestandswindparks, die keinen Zuschlag in einer Ausschreibung (seit 2017) erhalten haben, besteht nach § 17e Abs. 1 EnWG eine unsichere Rechtslage sowie häufig faktisch kein Entschädigungsanspruch mehr, wenn die Anlagen nach 20 Jahren – oder bereits zuvor infolge des sog. Stauchungsmodells – aus der EEG-Direktvermarktung in die PPA-Vermarktung wechseln (müssen), obwohl sie noch bis zum Ende ihrer Genehmigungsdauer von 25 Jahren oder darüber hinaus in Betrieb sind. Dies liegt daran, dass der EEG-Zahlungsanspruch für die

³ Der BGH hat in seinem Urteil vom 21.10.2025 klargestellt, dass Entschädigungen nach Ablauf des zeitlichen Selbstbehalts nur zu zahlen sind, wenn die Netzanbindung den gesamten Tag gestört und eine Einspeisung nicht möglich war.

Bemessung der Entschädigung dann nicht mehr existiert bzw. bei Auslaufen des Stauchungsmodells auf den Grundwert von 3,9 Cent pro kWh absinkt. In der Regel wechseln die OWP in diesem Fall auf die sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG, sodass der Verweis in 17e Abs. 1 S. 3 EnWG auf den EEG-Zahlungsanspruch nach § 19 EEG ins Leere läuft. Dementsprechend muss für Bestandswindparks bereits für den Zeitraum zwischen dem Ende der vollen EEG-Vergütung und dem Ablauf der bisherigen Genehmigungsdauer von 25 Jahren ein entsprechendes Entschädigungsregime geschaffen werden. Diese Regelungslücke entspricht nicht der gesetzgeberischen Intention, da OWP grundsätzlich – unabhängig vom gewählten Vergütungsmodell – einen Entschädigungsanspruch nach § 17 e EnWG haben sollen.

- › Zudem existiert bislang keine Regelung in § 17e EnWG, die Entschädigungen von Bestandswindparks im etwaigen Weiterbetriebszeitraum über 25 Jahre hinaus ermöglicht. Gleichzeitig steigt in diesem Zeitraum zweifellos die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen der ONAS, wodurch die Verfügbarkeit für die Energieübertragung abnehmen kann. Vor diesem Hintergrund sieht der BDEW die zwingende Notwendigkeit, für den Weiterbetriebszeitraum eine spezielle und sachgerechte Entschädigungsregelung in § 17e EnWG für den Weiterbetriebszeitraum neu einzuführen. Dies hätte zudem den wesentlichen Vorteil einer einheitlichen gesetzlichen Regelung. Würde keine neue Regelung in § 17e EnWG für den Weiterbetriebszeitraum eingeführt werden, müssten OWP-Betreiber ihre Ansprüche wegen Vermögensschäden infolge von Unterbrechungen der Netzanbindung individuell zivilrechtlich gegenüber den ÜNB geltend machen. Dies würde zu kostenintensiven, einzelfallbezogenen und langwierigen Gerichtsverfahren führen – mit entsprechenden Belastungen sowohl für die ÜNB als auch für die Letztverbraucher.

Der BDEW schlägt daher folgende Maßnahmen vor:

- › Für Bestandswindparks im **Zeitraum zwischen dem Ende der in Anspruch genommenen EEG-Vergütung und Ende dem Ablauf der bisherigen Genehmigungsdauer von 25 Jahren** sollte die Entschädigungsregelung nach § 17e Abs. 3a EnWG mit dem dort enthaltenen Verweis auf den Monatsmarktwert als Bemessungsgrundlage angewendet werden, um für beide Seiten die notwendige Planungssicherheit zu gewährleisten. Der Gesetzestext in § 17e Abs. 1 S. 1 EnWG sollte wie folgt angepasst werden:

*(1) Ist die Einspeisung aus einer betriebsbereiten Windenergieanlage auf See länger als zehn aufeinander folgende Tage wegen einer Störung der Netzanbindung nicht möglich, so kann der Betreiber der Windenergieanlage auf See von dem nach § 17d Absatz 1 und 6 anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber ab dem elften Tag der Störung unabhängig davon, ob der anbindungsverpflichtete Übertragungsnetzbetreiber die Störung zu vertreten hat, für entstandene Vermögensschäden eine Entschädigung in Höhe von 90 Prozent des nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Fall der Direktvermarktung bestehenden Zahlungsanspruchs abzüglich 0,4 Cent pro Kilowattstunde, **mindestens aber 90 Prozent des Monatsmarktwerts im Sinne der Anlage 1 Nummer 2.2.3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes** verlangen.*

- › Für einen möglichen **Weiterbetriebszeitraum über 25 Jahre** hinaus sollte eine spezielle, zusätzliche Entschädigungsregelung in § 17e EnWG eingeführt werden, die die gegenüber der Regelbetriebsdauer abweichenden technischen und kommerziellen Konditionen widerspiegelt. Hierbei ist vor allem die zu erwartende, mit zunehmender Betriebsdauer steigende Ausfallwahrscheinlichkeit und -dauer der über ihre Auslegungsdauer hinaus betriebenen Netzanbindung infolge der alternden Anlagen zu berücksichtigen. Ebenso relevant ist es, den geminderten Umfang der Absicherung des OWP aufgrund der nicht mehr notwendigen Refinanzierung seiner Kapitalkosten in diesem Zeitraum angemessen und ausgewogen zu adressieren. Hierbei ist zu beachten, dass Betriebskosten der OWPs auch bei Nicht-Einspeisung in gleichbleibender Höhe anfallen (Inspektionen, Logistik, Personal, etc.).
- › Aus Sicht des BDEW sind verschiedene Möglichkeiten zur Ausgestaltung des Entschädigungsregimes für den Weiterbetrieb denkbar:
 - Der zeitliche Selbstbehalt von derzeit zehn aufeinander folgenden Tagen oder 18 vollen Tagen im Kalenderjahr könnte entsprechend der steigenden Ausfallwahrscheinlichkeit und -dauer in vertretbarem Maße schrittweise erhöht werden, um übermäßige Entschädigungszahlungen in diesem Zeitraum zu vermeiden, ohne dabei aber die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs auf Seiten der OWP-Betreiber zu gefährden. Allerdings ist bislang weitgehend unklar, in welchem Umfang die Ausfallwahrscheinlichkeiten einzelner ONAS-Komponenten im Weiterbetriebszeitraum tatsächlich steigen und wie hoch die Absicherungsbedarfe der OWP-Betreiber in diesem Zeitraum ausfallen. Ein entsprechendes **Gutachten** hierzu könnte hierzu eine belastbare Grundlage für die konkrete Ausgestaltung des Entschädigungsregimes liefern.
 - Grundsätzlich sollte bei der Ausgestaltung sichergestellt werden, dass die ursprüngliche gesetzgeberische Intention zur Einführung des § 17e EnWG im Grundsatz auch im Weiterbetrieb weiterhin Anwendung findet. Die Einführung des Entschädigungsregimes nach § 17e EnWG zielte vorrangig darauf ab, OWP-Betreiber in einem angemessenen Umfang von Risiken zu entlasten, die außerhalb ihrer Einflussosphäre liegen und mit der Errichtung sowie dem Betrieb der Offshore- Netzanbindung verbunden sind. Damit sollte insbesondere die Refinanzierung der Kapitalkosten innerhalb des Regelbetriebszeitraums mit hinreichender Sicherheit gewährleistet werden. Dies erfolgt in der Regel innerhalb der vorgesehenen Regelbetriebsdauer. Eine solche Befreiung von Risiken besteht daher im Weiterbetrieb nicht mehr im gleichen Maße. Es besteht jedoch weiterhin der deutlich eingeschränkte Absicherungsbedarf erhöhter Betriebsaufwände, notwendiger Instandhaltungen oder Repowering-Maßnahmen des OWP. Daher sollten mögliche steigende Selbstbehalte so gewählt werden, dass dies die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs nicht gefährdet wird.
 - Als alternative Option zur Steigerung des zeitlichen Selbstbehalts könnte die Einführung eines gedeckelten Novellierungskontos angedacht werden. Ein solches Konto würde es ermöglichen, dass in einem Jahr potenziell nicht beanspruchte

Selbstbehaltstage oder ein Teil dieser nicht beanspruchten Tage in die Folgejahre des Weiterbetriebszeitraums übertragen werden können. So könnten auch bei größerer Ausfallzeit in einem Jahr, z. B. aufgrund einer umfangreichen Instandsetzung einer ONAS-Komponente, eine übermäßige Entschädigungszahlung potenziell vermieden werden, sofern im Vorjahr weniger Ausfalltage angefallen sind. Ziel dabei ist es, die Endverbraucher nicht mittelbar unverhältnismäßig zu belasten. Allerdings wäre eine Deckelung des Novellierungskontos notwendig, damit nicht durch eine starke Kumulation der übertragbaren Tage die Wirtschaftlichkeit des Betriebs in einem Jahr gefährdet wird.

- › Der BDEW regt zudem an, beim sogenannten **Belastungsausgleich** die bislang geltende gesetzliche **Vermutung der groben Fahrlässigkeit nach § 17f Abs. 2 S. 5 EnWG** für ÜNB im Falle von Störungen für den Weiterbetriebszeitraum entfallen zu lassen. Dies sollte ausschließlich die Regelung zur Bestimmung der Höhe des Eigenanteils der ÜNB betreffen, nicht jedoch den berechtigten Anspruch der OWP-Betreiber auf Schadenersatz. Im Weiterbetriebszeitraum verlassen die ONAS ihren ursprünglich vorgesehenen Auslegungs- und Lebenszyklusrahmen. Die Störungswahrscheinlichkeit steigt dadurch an, ohne dass den ÜNB hierfür ein schuldhaftes Verhalten zugerechnet werden kann. Vor diesem Hintergrund erscheint die bestehende Vermutungsregel der groben Fahrlässigkeit bei Störungen der Netzanschlüsse (§ 17f Abs. 2 S. 5 EnWG) für den Weiterbetriebszeitraum nicht mehr sachgerecht. Sie führt zu einer unzumutbaren Verlagerung technischer Alterungsrisiken in die alleinige Risikosphäre der ÜNB und widerspricht dem Erfordernis einer angemessenen und verursachungsgerechten Risikoverteilung im Weiterbetrieb.

2.4 Technische Nachweise und Rahmenbedingungen für Weiterbetrieb festlegen

Aus Sicht des BDEW sollten für die technische Bewertung des Weiterbetriebs bereits in anderen Ländern etablierte sowie vorhandene Standards genutzt und somit eine zusätzliche Sonderregelung vermieden werden.

Konkret spricht sich der BDEW dafür aus, die von der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) veröffentlichte [Leitlinie IEC 61400-28](#) und den Standard [DNV-ST-0262 - Lifetime extension of wind turbines \(2016\)](#) als Grundlage für die technischen Fragestellungen beim BSH in Bezug auf den Weiterbetrieb von Offshore-Windenergieanlagen zu etablierenden. Zudem sollte der darin enthaltene **risikobasierte Analyseansatz** auch für andere Anlagen, wie z. B. Kräne (siehe auch Anhang 3 zu §14 Absatz 4 der Betriebssicherheitsverordnung), angewandt werden, da deren Auslastung häufig gering ist und das Inspektionsintervall dementsprechend verlängert werden könnte.

Zudem sollten auch vergleichbare **Standards für die technische Bewertung eines Weiterbetriebs der ONAS** festgelegt werden, um für alle Seiten eine nachvollziehbare, transparente Prüfungs- und Bewertungsbasis zu schaffen.

Grundsätzlich gilt es aus Sicht des BDEW zu beachten, dass für einen möglichst kosteneffizienten Weiterbetrieb die zusätzlichen **Inspektionsaufwände** risikobasiert und zustandsgerecht festgelegt sowie und lediglich dann eingesetzt werden, wenn es aus Gründen der Standsicherheit der Anlagen erforderlich ist.

3 Anhang: Übersicht zu den Genehmigungszeiträumen der Bestands-OWPs

Windpark	Kapazität in MW	Jahr(e) der Inbetriebnahme	Jahr(e) des Genehmigungsendes
Alpha Ventus ⁴	60	2009 - 2010	2034
BARD Offshore 1	440	2010 - 2013	2035 - 2038
Meerwind Süd Ost	302	2014 - 2015	2039 - 2040
OWP DanTysk	302	2014 - 2015	2039 - 2040
Borkum Riffgrund 1	328	2015	2040
Baltic 2	302	2015	2040
Trianel Windpark Borkum 1	200	2015	2040
Global Tech I	400	2014 - 2015	2039 - 2040
Butendiek	288	2015	2040
OWP Nordsee Ost (1 & 2)	295	2014 - 2015	2039 - 2040
Amrumbank West	302	2015	2040
Baltic 1	48	2011	2041
Gode Wind 2	263	2016	2041
Gode Wind 1	345	2016	2041
OWP Sandbank	302	2016 - 2017	2041 - 2042
OWP Veja Mate	422	2017	2042
Nordsee One	332	2017	2042
WIKINGER	366	2017	2042
Arkona Becken Süd-Ost	378	2018	2043
Borkum Riffgrund 2	465	2018	2043
Merkur Offshore	406	2018 - 2019	2043 - 2044

⁴ Für den ersten deutschen Offshore-Windpark Alpha Ventus ist kein Weiterbetrieb geplant. Der OWP wird in den nächsten Jahren zurückgebaut.

Deutsche Bucht	260	2019	2044
EnBW Hohe See	522	2019	2044
EnBW Albatros	118	2020	2045
Trianel Windpark Borkum 2	203	2019 - 2020	2044 - 2045
OWP Kaskasi	342	2022	2047
Arcadis Ost I	257	2023	2048
Gode Wind 3	266	2024	2049
Baltic Eagle	476	2024	2049
Borkum Riffgrund 3	913	2025 - 2026	2050 - 2051
EnBW He Dreiht	960	2025 - 2026	2050 - 2051

Quelle: Eigene Erhebung basieren auf [Marktstammdatenregister](#) (Stand Herbst 2025) und [BSH - Offshore-Vorhaben](#).