

Berlin, 25. Juni 2026

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

## Positionspapier

# Zentrale Forderungen des BDEW zur WindSeeG-Novelle 2026/2027

Sowie konkrete Vorschläge zur Anrechnung von Offshore-Kooperationsprojekten auf die Ausbauziele, Reduktion der Leistungsdichte, CfD-Indexierung und Aufnahme von Transit-Wasserstoffleitungen ins WindSeeG

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**

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung der zentralen Forderungen des BDEW .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Weitere konkrete BDEW-Vorschläge für die WindSeeG-Novelle .....</b>	<b>5</b>
2.1	Offshore-Kooperationsprojekte auf Ausbauziele anrechnen und Leistungsdichte in der deutschen AWZ reduzieren.....	5
2.2	CfD-basiertes Ausschreibungsdesign für alle Flächen einführen.....	8
2.3	Einfache Indexierung der CfDs anhand des europäischen Verbraucherpreisindex HICP einführen und dem britischen Modell folgen..	9
2.4	Mehr Flexibilität zur Anpassung der CfD-Höchstwerte durch die Bundesnetzagentur ermöglichen .....	12
2.5	Grenzüberschreitende Transit-Rohrleitungen zum Transport von Wasserstoff ins WindSeeG aufnehmen.....	13

## 1 Zusammenfassung der zentralen Forderungen des BDEW

Der Ausbau der Offshore-Windenergie spielt unter anderem aufgrund der hohen Volllaststunden und des systemdienlichen Einspeiseprofiles der Anlagen eine unverzichtbare Rolle in der Energiewende, insbesondere bei der Dekarbonisierung der Industrie, für die Versorgungssicherheit und den Klimaschutz insgesamt. Um die weiteren Investitionen in Offshore-Windparks, Offshore-Netzanbindungssysteme, sowie in Lieferketten- und Hafenskapazitäten tätigen, die Kosteneffizienz steigern und die nächsten Offshore-Flächen im Jahr 2027 erfolgreich vergeben zu können, muss das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) und der weitere offshore-relevante Rechtsrahmen dringend im Jahr 2026 reformiert werden. Die Sicherung einer kontinuierlichen Auslastung der Offshore-Lieferkette stellt zudem eine wichtige wirtschafts- und industriepolitische Maßnahme für Deutschland insgesamt und insbesondere die Küstenländer dar.

Aus Sicht des BDEW sollten bei der WindSeeG-Novelle unter anderem folgende Maßnahmen umgesetzt werden:

- › **Offshore-Kooperationsprojekte** auf die Ausbauziele anrechnen und für höhere Volllaststunden die **Leistungsdichte auf in der Regel maximal 7 MW/km<sup>2</sup>** in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone reduzieren → **konkreter Vorschlag siehe Kapitel 2.1.**
- › **Ausschreibungsdesign basierend auf Contracts-for-Difference (CfDs)** für alle in den kommenden Auktionsrunden zu vergebenden Flächen einführen, **ohne** dabei durch gemischtes „Entweder-oder-Verfahren“ bestehende Risiken fortzusetzen sowie deutschen Sonderweg einzuschlagen → **Erläuterung siehe Kapitel 2.2.**
- › **Einfache Indexierung** der CfDs mindestens anhand des **europäischen Verbraucherpreisindexes HICP** einführen und somit dem erfolgreichen britischen Modell folgen → **konkreter Vorschlag siehe Kapitel 2.3.**
- › Mehr Flexibilität für **Anpassungen der CfD-Höchstwerte** durch die Bundesnetzagentur ermöglichen → **konkreter Vorschlag siehe Kapitel 2.4.**
- › Regulatorischen Rahmenbedingungen für den **koordinierten Weiterbetrieb** von bestehenden OWPs und -ONAS schaffen, [siehe BDEW-Positionspapier 2026 zur Regulatorik für Weiterbetrieb](#).
- › **Betriebszeitraum für zukünftige OWPs und ONAS** von 25 auf bis zu 35 Jahre verlängern und die regulatorischen Rahmenbedingungen entsprechend anpassen, siehe [BDEW-Positionspapier 2025](#), Kapitel 6.2.

- › **Neuausschreibungsmechanismus** für den unerwünschten Fall der Nichtrealisierung eines OWP und **gleitende Pönalisierung** einführen sowie **Pflicht-Zuschlagsentzug** abschaffen, siehe [BDEW-Positionspapier 2025](#), Kapitel 5.2 – 5.4.
- › Akteursvielfalt und Skaleneffekte durch **1-Gigawatt- (GW) und 2-GW-Flächen** in Einklang bringen, siehe [BDEW-Positionspapier 2025](#), Kapitel 4.1.
- › **Kombinierte Anschlusskonzepte** aus H2-Pipelines und Seekabeln für den perspektivischen Hochlauf von Offshore-Elektrolyse in Sonstigen Energiegewinnungsbereichen (SEN) ermöglichen, siehe [BDEW-Stellungnahme zur Marktkonsultation WindSeeG 2025, Kap. 1.2](#).
- › **Grenzüberschreitende Wasserstoffinfrastrukturen** (Transit-Rohrleitungen) ins WindSeeG aufnehmen, um die Genehmigung von solchen Projekten zu erleichtern → **konkreter Vorschlag siehe Kapitel 2.5**.
- › **Flächenspezifische Überbauung** der Netzanbindungssysteme in volkswirtschaftlich sinnvollem Maße (siehe Studie von [Frontier Economics 2026](#)) einführen und damit verbundene betriebswirtschaftliche Kosten durch CfDs absichern, siehe BDEW-Stellungnahme zur Marktkonsultation WindSeeG 2025, Kap. 1.1.

Die genannten Maßnahmen tragen dazu bei, die **Kosteneffizienz** und **Investitionssicherheit** im Offshore-Wind-Ausbau zu erhöhen. Bei der Umsetzung der Maßnahmen sollten die bestehenden **Ausbauziele** im WindSeeG in der Höhe nicht geändert, aber durch europäische Kooperation kosteneffizienter erreicht werden.

Zudem sollte die derzeit für Offshore-Wind zur Verfügung stehende **Flächenkulisse** im Flächenentwicklungsplan (FEP) und Raumordnungsplan (2021) im bisherigen Umfang unbedingt erhalten bleiben.

## 2 Weitere konkrete BDEW-Vorschläge für die WindSeeG-Novelle

### 2.1 Offshore-Kooperationsprojekte auf Ausbauziele anrechnen und Leistungsdichte in der deutschen AWZ reduzieren

Die Bundesregierung hat sich gemeinsam mit den anderen Staaten auf dem **Nordseegipfel 2026** in Hamburg das Ziel gesetzt, dass 100 GW von insgesamt 300 GW Offshore-Wind-Ausbau bis 2050 durch grenzüberschreitende hybride und radiale Kooperationsprojekte im Nordseeraumrealisiert werden sollen. Zudem sollen laut Klimaschutzprogramm 2026 (S. 101) die notwendigen Maßnahmen getroffen werden, um Offshore-Kooperationsprojekte aus dem Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) mit einer zusätzlichen Anschlussleistung von 12 Gigawatt an das deutsche Stromnetz zu realisieren und somit den volkswirtschaftlichen Nutzen zu steigern (siehe auch Ergebnisse der [Offshore TSO Collaboration](#)). Des Weiteren soll laut Koalitionsvertrag das Abschattungsproblem gelöst werden.

Vor diesem Hintergrund fordert der BDEW, dass grenzüberschreitende Offshore-Kooperationsprojekte umgesetzt und anteilig auf die bestehenden deutschen **Ausbauziele** nach dem WindSeeG angerechnet werden, um die Kosteneffizienz beim Offshore-Wind-Ausbau seebeckenübergreifend zu steigern. Dies sollte sowohl **hybride Interkonnektoren-Projekte**, sog. „offshore hybrids“, wie z.B. **Bornholm Energy Island**, als auch grenzüberschreitend **radiale Kooperationsprojekte**, sog. „cross boarder radials“, umfassen. Letztere Projekte mit grenzüberschreitend radialem, d.h. ausschließlichem, Anschluss an das deutsche Stromnetz sind erstmals im Rahmen des in der Entwicklung befindliche Netzanbindungssystems OstWind4 von 50Hertz in der Ostsee zwischen Dänemark und Deutschland angedacht (siehe FEP 2025 und [NEP 2025](#)). Die Umsetzung von cross boarder radials mit Anschluss an OstWind 4 könnten daher als Leuchtturmprojekte dienen, um den regulatorischen und bilateralen vertraglichen Rahmen für solche Projekte zu erarbeiten. Die Umsetzung von cross boarder radials kann deutlich weniger komplex sein als offshore hybrids.

Wichtig bei der Anrechenbarkeit von Kooperationsprojekten ist es, dass sie möglichst praktikabel ausgestaltet wird und es zu **keiner (signifikanten) Doppelzählung** der angeschlossenen OWP-Leistung auf die Ziele beider Staaten kommt. Dies sollte in der Gesetzesbegründung zum WindSeeG erläutert werden. Der BDEW schlägt vor, bei der Anrechnung auf die dem jeweiligen Land zur Verfügung stehende Netzananschlusskapazität abzustellen. Am Beispiel von Bornholm Energy Island mit 3 Gigawatt (GW) OWP-Erzeugungsleistung würden somit entsprechend der geplanten Netzanbindungskapazitäten 2 GW auf die deutschen Ausbauziele und 1,2 GW auf die dänischen Ausbauziele angerechnet.

In Zusammenhang mit der Umsetzung und Anrechnung von Kooperationsprojekten sollte die **Flächen- und Netzentwicklungsplanung** sich daher nicht mehr rein auf die deutsche AWZ

fokussieren, sondern die geplanten grenzüberschreitenden Projekte frühzeitig miteinbeziehen. Zudem sollte die **Leistungsdichte** in MW/km<sup>2</sup> für zukünftig auszuschreibende Fläche auf ein sinnvolles Maß regulatorisch begrenzt werden, um die Abschattungseffekte möglichst gering zu halten und die Volllaststunden sowie Kosteneffizienz zu steigern. Eine Studie des [Fraunhofer IWES \(2026\)](#) zeigt, dass durch die Kombination aus Reduktion der Leistungsdichte in der deutschen AWZ von durchschnittlich circa 10 MW/km<sup>2</sup> (derzeitige Planung) auf durchschnittlich 6-8 MW/km<sup>2</sup> und grenzüberschreitender Anbindung von dänischen und schwedischen Flächen aus der Nord- und Ostsee die Erträge des Offshore-Ausbaus (70 GW) um bis zu 13 % gesteigert und die Gesamtkosten um bis zu 11 % gesenkt werden können.

**Der BDEW schlägt basierend auf den Ergebnissen der IWES-Studie vor, die Leistungsdichte für den weiteren Offshore-Wind-Ausbau in der deutschen AWZ auf in der Regel nicht mehr als 7 MW/km<sup>2</sup> im WindSeeG festzulegen** und dies entsprechend im FEP für noch nicht vergebene Flächen umzusetzen, um in allen Flächen in Zone 4 und 5 mehr als 4.000 Volllaststunden zu erzielen. Laut der Studie des IWES können durch eine solche Begrenzung der Leistungsdichte (Szenario 2) im Vergleich zum jetzigen Planungsstand (Basisszenario; durchschnittlichen Leistungsdichte von circa 10 MW/km<sup>2</sup>)

- die Volllaststunden um 5 % in Zone 3 und 11 – 15 % in Zone 4 und 5 gesteigert sowie
- die Systemkosten in Euro/kWh um 5 % in Zone 3 und 20-23 % in Zone 4 und 5 gesenkt werden.

Mit Blick auf die steigende Distanz zur Küste und die damit verbundenen steigenden Netzanbindungskosten in Zone 4 und 5, ist die Erreichung von mindestens 4.000 Volllaststunden dortigen Flächen aus Kosteneffizienzgründen besonders wichtig.

Alternativ oder zusätzlich zu einer Vorgabe zur Reduktion der Leistungsdichte könnte auch eine Vorgabe bzgl. der zur erreichenden Volllaststunden in der Flächenentwicklungsplanung in § 4 WindSeeG aufgenommen werden, um die erwünschte Wirkung zu erzielen.

Zudem sollten die zuständigen Behörden ein **konkreteres gesetzliches Mandat** bekommen, um bei gemeinsam mit den Nachbarländern „eine erzeugungsoptimale Flächenkulissen zu entwickeln“, wie es im Koalitionsvertrag 2025 als Ziel genannt wurde, und somit Abschattungseffekte, Umweltauswirkungen und Seekabellängen grenzüberschreitend zu reduzieren.

### **Daher schlägt der BDEW folgende konkrete Änderungen im WindSeeG vor:**

#### **§ 1 Zweck und Ziel des Gesetzes**

(2) Ziel dieses Gesetzes ist es, die installierte Leistung von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, auf insgesamt mindestens 30 GW bis zum Jahr 2030,

auf insgesamt mindestens 40 Gigawatt bis zum Jahr 2035 und auf insgesamt mindestens 70 Gigawatt bis zum Jahr 2045 zu steigern. **In der ausschließlichen Wirtschaftszone eines anderen Mitgliedstaates oder mehrerer anderer Mitgliedstaaten der Europäischen Union oder des Vereinigten Königreichs oder Norwegens errichtete Windenergieanlagen auf See, die direkt oder mittels eines hybriden Interkonnektors an das deutsche Netz angeschlossen werden, werden auf die Ausbauziele nach Satz 1 entsprechend der Anschlusskapazität an das deutsche Stromnetz angerechnet.** Diese Steigerung soll kosteneffizient und unter Berücksichtigung der für die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms erforderlichen Netzkapazitäten erfolgen. **In Zusammenarbeit mit Mitgliedstaaten der Europäischen Union, dem Vereinigten Königreich und Norwegen soll die Errichtung erzeugungsoptimaler Flächenkulissen und dazugehöriger Offshore-Anbindungsleitungen in der Nordsee und Ostsee über die Grenzen der einzelnen ausschließlichen Wirtschaftszonen hinaus ermöglicht werden.** [...]

#### § 4 Zweck des Flächenentwicklungsplans

(2) Für den Ausbau von Windenergieanlagen auf See und der hierfür erforderlichen Offshore-Anbindungsleitungen trifft der Flächenentwicklungsplan Festlegungen mit dem Ziel,

1. die Ausbauziele nach § 1 Absatz 2 Satz 1 **und 2** zu erreichen, wobei alle Ausbauziele überschritten werden dürfen,
2. die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See räumlich geordnet ~~und~~ flächensparsam auszubauen, **wobei in der Regel eine maximale Leistungsdichte von sieben Megawatt installierter Stromerzeugungsleistung je Quadratkilometer Fläche einzuhalten ist,**
3. eine geordnete und effiziente Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen zu gewährleisten und Offshore-Anbindungsleitungen im Gleichlauf mit dem Ausbau der Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See zu planen, zu errichten, in Betrieb zu nehmen und zu nutzen sowie
4. Beschleunigungsflächen festzulegen.

Alternativ oder zusätzlich zur Festlegung der maximalen Leistungsdichte ist auch eine Mindestvorgabe der zu erzielenden Volllaststunden für die Flächenentwicklungsplanung in § 4 Abs. 2 Nr. 2 WindSeeG vorstellbar:

2. die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See räumlich geordnet, ~~und~~ flächensparsam **und mit dem Ziel der Erreichung von mindestens 3.500 Volllaststunden pro Kalenderjahr auf allen auszuschreibenden Flächen in Zone 3 und mindestens 4.000 Volllaststunden pro Kalenderjahr auf allen auszuschreibenden Flächen in Zone 4 und 5** auszubauen,

## 2.2 CfD-basiertes Ausschreibungsdesign für alle Flächen einführen

Aus Sicht des BDEW ist die direkte Vergabe von sachgerecht indexierten zweiseitigen CfDs für die auszuschreibenden Flächen **kurz- und mittelfristig zwingend notwendig**, um die Investitionssicherheit und Akteursvielfalt dauerhaft sicherzustellen, die Finanzierungskosten zu senken, die Planbarkeit für die Lieferkette zu erhöhen sowie das derzeitige besonders risikobehaftete Ausschreibungsdesign zu ersetzen. Zugleich werden CfDs auch dazu beitragen, den deutschen Offshore-Wind-Markt im europäischen und internationalen Vergleich dauerhaft attraktiv zu halten. Dies muss bei der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns unbedingt mitbedacht werden. Ein möglicher deutscher Sonderweg kann aufgrund der international aufgestellten Offshore-Wind-Industrie zu einer Verschiebung von Aktivitäten und Investitionen in andere -Märkte mit besseren Konditionen führen und damit die deutschen Ausbauziele gefährden.

**Daher sollten aus Sicht des BDEW alle Flächen in den kommenden Auktionsrunden durch ein rein CfD-basiertes Gebotsverfahren vergeben werden** (unabhängig von möglichen, zusätzlichen PPA-Carve-Out- oder CfD-Opt-Out/Opt-In-Varianten, siehe [BDEW-Stellungnahme zur Marktkonsultation WindSeeG 2025](#)), da es aus unserer Sicht das beste Modell ist, um den Offshore-Wind-Ausbau kurz- und mittelfristig für alle Seiten planbar, erfolgreich und kosteneffizient fortzusetzen.

Das in der BMW-E-Marktkonsultation (2025) beschriebene „**Entweder-oder-Verfahren**“ ist mit **mehr Nachteilen als Vorteilen verbunden**:

- › Durch das „Entweder-Oder-Verfahren“ kann nur in begrenztem Umfang ermittelt werden, ob ein Projekt tatsächlich rein marktwirtschaftlich realisiert werden kann. Dies liegt – wie im bestehenden System auch – daran, dass zwischen Ausschreibung und Investitionsentscheidung weiterhin drei bis vier Jahre liegen und somit zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe für die Bieter größtenteils unklar ist, ob und zu welchen Konditionen die PPA-Vermarktung erfolgen, die Lieferkette beauftragt und das Projekt finanziert werden kann. Somit würden mit dem Verfahren größtenteils die Nachteile aus dem risikobehafteten Ausschreibungsdesign mit verringerter Realisierungswahrscheinlichkeit fortgesetzt.
- › Bei der Anwendung des Entweder-oder-Verfahrens würden sehr attraktive Flächen voraussichtlich vornehmlich ohne Absicherung vergeben werden und damit ein höheres Realisierungsrisiko tragen, während weniger attraktive Flächen in der CfD-Runde landen. Dies führt zu Fehlanreizen, erhöhten Gesamtkosten und keiner Minimierung des Absicherungsbedarfes des Staates.

- › Zudem kann das Verfahren, das besonders risikobereite Bieter tendenziell stärker bevorzugt, zu einer starken Konzentration von Marktmacht auf wenige Unternehmen und damit zu weniger Wettbewerb, Akteursvielfalt sowie zu Clusterrisiken führen.

### **2.3 Einfache Indexierung der CfDs anhand des europäischen Verbraucherpreisindex HICP einführen und dem britischen Modell folgen**

Der BDEW fordert, dass mindestens eine einfach umsetzbare Indexierung der CfDs anhand des bestehenden **europäischen Verbraucherpreisindex HICP - Harmonised Index of Consumer Prices** („Euro Area [HICP: Overall index excluding tobacco](#)“, Eurostat) vom Zuschlag bis zum Ende der CfD-Laufzeit eingeführt werden sollte, um die Projekte gegen unbeeinflussbare Risiken teilweise abzusichern. Eine zu einfache oder gar keine Indexierung würde die technologie-spezifische Kostenstruktur nicht sinnvoll abbilden und ggfs. nicht dem Ziel von mehr Investitions-sicherheit und niedrigeren CfD-Geboten nutzen. Der HICP stellt hierbei eine pragmatische, einfache Lösung unter den denkbaren Ausgestaltungsmöglichkeiten dar. Alternativ dazu kann auch ein passgenau modellierter, sektorspezifischer Index implementiert werden, um die gewünschten Effekte der Indexierung noch stärker zu erzielen<sup>1</sup>.

**Die Indexierung der CfDs stärkt die Realisierungswahrscheinlichkeit, reduziert die Finanzierungs- und Stromgestehungskosten und führt somit insgesamt zu niedrigeren staatlichen Förderkosten als einem Szenario ohne Indexierung, bei dem diese Risiken in die CfD-Gebote eingepreist werden.**

Die Indexierung von Offshore-Wind-CfDs ist im Vergleich zu anderen EE-Technologien besonders wichtig, weil die Projekte besonders kapitalintensiv sind und außergewöhnlich lange Realisierungszeiträume aufweisen. In Deutschland liegen zwischen Zuschlag und Inbetriebnahme bisher fünf bis sieben Jahre – deutlich länger als bei Onshore-Wind oder PV. Über diesen Zeitraum bestehen erhebliche Risiken durch Inflation, steigende Zinsen sowie Kostensteigerungen in Lieferketten und Installation. Eine Indexierung sichert die realen Erlöse über die Vertragslaufzeit teilweise gegen solche unproduktiven Risiken ab und verhindert, dass Inflation zukünftige Cashflows entwertet. Dadurch sinken aus Sicht von Banken und Investoren Preis-, Inflations- und Refinanzierungsrisiken und somit auch die Kapitalkosten, welche bei Offshore Wind in der Regel einen erheblichen Anteil der Stromgestehungskosten ausmachen.

---

<sup>1</sup> Einen solchen Vorschlag stellt beispielsweise ein aktuelles Gutachten von Frontier Economics dar. <https://www.frontier-economics.com/de/de/nachrichten-einblicke/news/news-article-i22152-contracts-for-difference-fuer-offshore-wind-wie-gelingt-eine-wirksame-und-investitionsfreundliche-ausgestaltung/>

Die Ausgestaltung der CfD-Indexierung sollte sich am im **Vereinigten Königreich** etablierten und erprobten Design orientieren. Dort werden Offshore-Wind-CfDs bereits seit Einführung des Systems im Jahr 2013 inflationsindexiert. Die CfD-Absicherung im Vereinigten Königreich ist wie folgt ausgestaltet:

- Grundprinzip: Der vertraglich zugesicherte CfD-Preis steuert sich jedes Jahr automatisch nach der aktuellen Inflation im Vereinigten Königreich.
- Datenquelle: Die Anpassung beruht vollständig auf dem offiziellen britischen Verbraucherpreisindex für alle Güter ([Consumer Price Index, CPI](#) – „all items“) des nationalen Statistikamtes.
- Termin: Die Neuberechnung des CfD-Preises wird fest an jedem ersten April durchgeführt.
- Basisjahr: Für ältere CfD(-Verträge) wurde das Basisjahr 2012 als Ausgangspunkt (z.B. „£73/MWh in 2012 prices“), ab der Auktionsrunde AR7 dient das Jahr 2024 als neue wirtschaftliche Basis. Mit den festen Basisjahren soll sichergestellt werden, dass Gebote verschiedener Jahre vergleichbar sind und nicht durch unterschiedliche Inflationsniveaus verzerrt werden.
- Einfache Logik: Der aktuelle CfD-Preis ergibt sich, indem der Zuschlagswert des Basisjahres mit dem aktuellen Indexwert multipliziert und das Ergebnis durch den Indexwert des Basisjahres geteilt wird.

$$\text{Aktueller CfD-Preis} = \text{Basispreis} \times \frac{\text{CPI}_{\text{aktuell}}}{\text{CPI}_{\text{Basisjahr}}}$$

- Laufzeit: Dieser Inflationsschutz gilt ab der Runde AR7 für die Haupttechnologien (wie Wind und Solar) über die gesamte, neue Vertragslaufzeit von 20 Jahren.

Die Erfahrungen aus dem britischen System zeigen, dass die Indexierung wesentlich zur Bankability und zu niedrigeren Kapitalkosten beigetragen hat.

Die **CfD-Indexierung in Deutschland** sollte allerdings nicht anhand eines rein nationalen Verbraucherpreisindex erfolgen, da Offshore-Wertschöpfungsketten und Finanzierungsstrukturen stark europäisch bzw. international geprägt sind. Der HICP bietet demgegenüber einen harmonisierten europäischen Inflationsmaßstab und reduziert teilweise das Risiko von Fehlanreizen oder systematischer Unter- bzw. Überkompensationen. Zudem schafft ein europäisch anschlussfähiger Index mehr Konsistenz mit internationalen Finanzierungs- und Investorenanforderungen

Die Anwendung der Indexierung sollte – wie in Großbritannien auch – über den **kompletten Zeitraum zwischen dem Zuschlag und Auslaufen der zwanzigjährigen CfD-Absicherung** für den jeweiligen Offshore-Windpark erfolgen, um sowohl die Entwicklungs- und Bauphase als auch die spätere Betriebsphase gegen Inflationsrisiken größtenteils abzusichern.

Folgende Vorteile/Merkmale hat dieses Indexierungsmodell:

- › Regulatorisch erprobte Umsetzbarkeit und internationale Wettbewerbsfähigkeit;
- › Robuster Hedge gegen allgemeine Inflation, der als Grundlage für ergänzende marktliche Absicherungen und das Risikomanagement dienen kann;
- › Hohe Liquidität und Transparenz des Indexes; dies ermöglicht eine gute Anpassungsfähigkeit;
- › Objektive Annahmen führen zu niedrigeren Zuschlagspreisen im Vergleich zu einem nicht indexierten System, bei dem Inflation im Voraus spekulativ bzw. unter Risikoabwägungen „eingepreist“ werden muss. Die Zielrenditen der Projekte bleiben dabei unverändert; die Indexierung dient nicht der Renditeerhöhung, sondern der Absicherung;
- › Eine ggf. sinkende Risikoprämie ist ein zusätzlicher positiver Effekt;

Der Verbraucherpreisindex bildet die spezifische Kostenstruktur der (Offshore-) Lieferkette nur sehr bedingt ab. Kosten- oder Preissteigerungen in diesem Segment werden daher nicht automatisch „gewälzt“.

#### **Der BDEW schlägt daher folgende Umsetzung am Beispiel des WindSeeG 2023 vor:**

§ 20 Zuschlagsverfahren, anzulegender Wert

(2) Der anzulegende Wert ist der Gebotswert des bezuschlagten Gebots-, **multipliziert mit dem von der Bundesnetzagentur jährlich veröffentlichten Indexierungsfaktor.**

~~(3) Haben für eine Fläche mehrere Bieter Gebote mit einem Gebotswert von 0 Cent pro Kilowattstunde abgegeben, erteilt die Bundesnetzagentur keinen Zuschlag und führt für diese Fläche das dynamische Gebotsverfahren nach § 21 durch.~~

**(3) Die Indexierung erfolgt auf Grundlage des Kalenderjahres der Zuschlagserteilung und findet vom Zeitpunkt der Zuschlagserteilung bis zum Ablauf von 20 Jahren nach der Inbetriebnahme der Windenergieanlagen auf See Anwendung.**

**(4) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung die Berechnung, Anwendung und Veröffentlichung des Indexierungsfaktors auf Grundlage des von Eurostat veröffentlichten Harmonised Index of Consumer Prices (HICP) für den Euroraum oder anhand eines sektorspezifischen Index festzulegen.**

**(5) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie überprüft mindestens alle zwei Jahre die Eignung und Angemessenheit der nach Absatz 4 festgelegten Methodik zur Berechnung des Indexierungsfaktors. Dabei sind insbesondere die Entwicklung der Investitions-, Betriebs- und Finanzierungskosten von Windenergieanlagen auf See sowie die Erreichung der Ziele dieses Gesetzes zu berücksichtigen. Sofern erforderlich, passt das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Rechtsverordnung nach Absatz 4 an.**

## **2.4 Mehr Flexibilität zur Anpassung der CfD-Höchstwerte durch die Bundesnetzagentur ermöglichen**

Die Erfahrungen aus den britischen CfD-Runden AR5 und AR6 zeigen, dass Offshore-Wind-Ausschreibungen scheitern können, wenn die Höchstwerte nicht ausreichend an veränderte Marktbedingungen angepasst werden. In AR5 im Jahr 2023 blieb Offshore-Wind ohne Gebote, da der Höchstpreis die Preissteigerungen in dem Zeitraum zuvor nicht ausreichen abbildete. Daher wurde der Höchstwert für Offshore-Wind (fixed-bottom) durch die britische Regierung für AR6 im Jahr 2024 kurzfristig von £44/MWh auf £73/MWh (2012er Preise) angehoben – eine reale Erhöhung um rund 66 %. Umgerechnet entspricht dies etwa 68 €/MWh in 2023er Preisen bzw. 115 €/MWh in 2024er Preisen (inklusive britischer Indexierung anhand des Consumer Price Index, CPI).

Das Beispiel verdeutlicht, wie groß der Anpassungsbedarf in volatilen Marktphasen sein kann. Offshore-Wind reagiert aufgrund hoher Kapitalintensität und langer Entwicklungszeiten besonders sensibel auf Inflation, steigende Zinsen sowie Lieferketten- und Installationskosten.

Daher sollte im Rahmen der WindSeeG-Novelle sichergestellt werden, dass die Bundesnetzagentur die CfD-Höchstwerte kurzfristig und substantiell anpassen kann, um auf Marktentwicklungen schnell und im Rahmen der beihilferechtlichen Genehmigung reagieren zu können. Eine starre Begrenzung auf lediglich eine Anpassung der Höchstwerte um 10 %, wie bisher in § 19 Abs. 2 WindSeeG 2023 gegeben, ist nicht zielführend. Sie erhöht das Risiko, dass Höchstwerte die tatsächlichen Projektkosten nicht mehr abbilden und Ausschreibungen unterzeichnet bleiben oder scheitern.

### **Der BDEW schlägt daher folgende konkrete Anpassung vor:**

#### **§ 19 WindSeeG**

(2) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 des Energiewirtschaftsgesetzes einen von Absatz 1 abweichenden Höchstwert unter Berücksichtigung der zum Zeitpunkt der Bekanntmachung bestehenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See sowie des zu erwartenden technologischen

Fortschritts bestimmen, wenn sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass der Höchstwert unter Berücksichtigung des § 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu hoch oder zu niedrig ist. ~~Dabei darf der neue Höchstwert um nicht mehr als 10 Prozent von dem zum Zeitpunkt der Neufestlegung geltenden Höchstwert abweichen.~~

## **2.5 Grenzüberschreitende Transit-Rohrleitungen zum Transport von Wasserstoff ins Wind-SeeG aufnehmen**

Wie bereits in der BDEW-Stellungnahme zur Marktkonsultation zur Reform des WindSeeG dargelegt, bedarf es neben der gesetzlichen Ermöglichung von kombinierten Anschlüssen aus Seekabeln und H2-Pipeline auch der Aufnahme von grenzüberschreitender Wasserstoffpipelineinfrastruktur ins WindSeeG, um eine genehmigungsrechtliche Konkretisierung für die Entwicklung Wasserstoffpipelines mit Verbindung zu den geplanten Offshore-Wasserstoff-Infrastrukturen der Nachbarländer im Nord- und Ostseeraum herbeizufügen (wie bei der AquaDuctus-Pipeline zweite Projektphase und der Pipeline HYBHC Baltic Sea Hydrogen Collector geplant). Denn bei der Offshore-Pipelineplanung sollte europäisch bzw. vermascht gedacht werden, schließlich ist – auch mit Blick auf die notwendigen Importe für Deutschland – eine Anbindung an zukünftige H2-Netze von anderen Nordseeanrainerstaaten denkbar und sinnvoll. Eine Vermaschung von Pipelines in einem Offshore-Verbundnetz kann helfen, Versorgungssicherheit, Energieunabhängigkeit und Resilienz durch Redundanz zu steigern.

Ziel der folgenden BDEW-Vorschläge ist es, dass durch eine solche Änderung grenzüberschreitenden Wasserstoff-Transit-Rohrleitungen nach dem WindSeeG einfacher genehmigt werden können als bisher über das Bergbaurecht.

### **Der BDEW schlägt daher folgende konkrete Anpassung für das WindSeeG vor:**

#### **§ 1 Zweck und Ziel des Gesetzes**

(3) Die Errichtung von Windenergieanlagen auf See, ~~und~~ Offshore-Anbindungsleitungen, **sonstigen Energiegewinnungsanlagen zur Erzeugung von Wasserstoff mittels Offshore-Elektrolyse, und Leitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen sowie mit diesen Leitungen identische oder diese Leitungen fortführende Transit-Rohrleitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff** liegt im überragenden öffentlichen Interesse und dient der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit.

#### **§ 2 Anwendungsbereich**

(1) Dieses Gesetz regelt

1. die Fachplanung in der ausschließlichen Wirtschaftszone und, soweit die nachfolgenden Bestimmungen dies vorsehen, im Küstenmeer und die Voruntersuchung von Flächen für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen auf See,
2. die Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Zuschlagsberechtigten und die Erteilung des Zuschlags für Windenergieanlagen auf See, die nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden; das Erneuerbare-Energien-Gesetz ist anzuwenden, soweit dieses Gesetz nichts anderes regelt,
3. die Zulassung, die Errichtung, die Inbetriebnahme und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See, sonstigen Energiegewinnungsanlagen, Offshore-Anbindungsleitungen und Leitungen oder Kabeln, die Energie oder Energieträger aus Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen aus sonstigen Energiegewinnungsbereichen abführen, **darunter fallen auch mit diesen Leitungen identische oder diese Leitungen fortführende Transit-Rohrleitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff**, jeweils soweit sie nach dem 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden, und
4. die Ausschreibungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Antragsberechtigten für sonstige Energiegewinnungsbereiche nach § 92.

### § 3 Begriffsbestimmungen

Im Sinn dieses Gesetzes ist oder sind

(...)

**6a. „Transit-Rohrleitung“ eine Rohrleitung zum Transport von ausschließlich Wasserstoff, die vom Festlandsockel oder vom Gebiet eines anderen Staates oder von einem Netzverknüpfungspunkt an der Außengrenze des Festlandsockels der Bundesrepublik Deutschland in diesen hineinführt oder diesen durchquert**

(Hinzufügung einer neuen Nummer 6a)

### § 65 Geltungsbereich von Teil 4

(1) Die Bestimmungen dieses Teils sind anzuwenden für die Errichtung, den Betrieb und die Änderung von Windenergieanlagen auf See, sonstigen Energiegewinnungsanlagen sowie Offshore-Anbindungsleitungen, Anlagen zur Übertragung von Strom aus Windenergieanlagen auf See und Anlagen zur Übertragung von anderen Energieträgern aus Windenergieanlagen auf See oder aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen, **darunter fallen auch mit diesen Anlagen identische oder diese Leitungen fortführende Transit-Rohrleitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff**, jeweils einschließlich der zur Errichtung und

zum Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen (Einrichtungen), wenn und soweit

1. sie im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone der Bundesrepublik Deutschland liegen oder
2. sie auf der Hohen See liegen und wenn der Unternehmenssitz des Vorhabenträgers im Bundesgebiet liegt.

### **§ 76 Rechtsbehelfe**

(1) Auf Offshore-Anbindungsleitungen, **Leitungen zur Übertragung von ausschließlich Wasserstoff aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen sowie mit diesen Leitungen identische oder diese Leitungen fortführende Transit-Rohrleitungen zum Transport von ausschließlich Wasserstoff** ist § 50 Absatz 1 Nummer 6 der Verwaltungsgerichtsordnung anzuwenden. § 50 Absatz 1 Nummer 6 der Verwaltungsgerichtsordnung ist auch anzuwenden für auf diese Vorhaben bezogene vorläufige Anordnungen und Veränderungssperren.