



ANALYSE

Meer-Wind für Klimaneutralität

Herausforderungen und notwendige
Maßnahmen beim Ausbau der Windenergie
auf See in Deutschland und Europa

➔ **Bitte zitieren als:**

Agora Energiewende und NERA Economic Consulting (2024): Meer-Wind für Klimaneutralität. Herausforderungen und notwendige Maßnahmen beim Ausbau der Windenergie auf See in Deutschland und Europa.

Analyse

Meer-Wind für Klimaneutralität. Herausforderungen und notwendige Maßnahmen beim Ausbau der Windenergie auf See in Deutschland und Europa.

Im Auftrag von

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

In Kooperation mit

NERA Economic Consulting GmbH
Unter den Linden 14 | 10117 Berlin
T +49 (0) 30 700 1506-01
www.nera.com

Projektleitung

Mira Wenzel
Mira.wenzel@agora-energiewende.de

Projektleitung NERA

Dominik Huebler
Leonie Janisch

Autorinnen und Autoren

Mira Wenzel, Philipp Godron, Simon Müller (alle Agora Energiewende);
Dominik Huebler, Leonie Janisch (alle NERA Economic Consulting)

Die Verantwortung für die Inhalte der Kapitel 1 bis 2 liegt ausschließlich bei NERA Economic Consulting (Stand April 2024). Agora Energiewende hat den Maßnahmenteil (Kapitel 3) verfasst.

Danksagung

Für die tatkräftige Unterstützung bei der Erstellung der Studie bedanken wir uns bei Alexandra Steinhardt, Lena Tropschug, Anja Werner, Janne Görlach, Louise Koch, Fabian Hunecke und Mareike Willems (alle Agora Energiewende); Andreas Jahn (Regulatory Assistance Project).

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

wettbewerbsfähige Strompreise sind zentral für eine klimaneutrale Wirtschaft. Die Offshore-Windenergie spielt dabei eine Schlüsselrolle: Dank technologischer Fortschritte sind die Erzeugungskosten gesunken, die Investitionen in Offshore-Windprojekte finanzieren sich mittlerweile durch den Markt. Das liegt auch daran, dass der Stromertrag im Winter besonders hoch ist – dann, wenn eine hohe Nachfrage besteht.

Weil die Offshore-Windenergie so attraktiv ist, wurden die Ausbauziele in den vergangenen Jahren kontinuierlich angehoben. Produktionskapazitäten und Infrastruktur entsprechend anzupassen bleibt jedoch eine große Herausforderung.

Wir haben in der vorliegenden Analyse untersucht, wo Handlungsbedarf besteht, um Offshore-Windparks in der erforderlichen Geschwindigkeit aufzubauen, und wie es gelingt, diese effizient in den deutschen und europäischen Strommarkt zu integrieren. In engem Austausch mit Expertinnen und Experten aus Wirtschaft und Gesellschaft haben wir Vorschläge entwickelt, die dazu beitragen sollen, die Windkraft auf See zu einem nachhaltigen Erfolgsmodell zu machen. Nur so kann die Offshore-Windenergie wesentlich zur klimaneutralen Wertschöpfung in Deutschland und Europa beitragen.

Ich wünsche eine interessante Lektüre.

Ihr Simon Müller

Direktor Deutschland, Agora Energiewende

→ Ergebnisse auf einen Blick

- 1 **Um das Ziel von 30 Gigawatt Offshore-Windkraft bis 2030 und 70 Gigawatt bis 2045 zu erreichen, sind hohe Investitionen in Windenergieanlagen, Netzanbindungen und Logistik erforderlich.** Ambition und Umsetzung klaffen derzeit noch auseinander: Zulieferer wichtiger Komponenten haben Schwierigkeiten, ihre Produktion schnell genug hochzufahren, und Netzbetreiber haben bereits angekündigt, dass sich der Netzanschluss von Windparks um ein bis zwei Jahre verzögert.
- 2 **Um weitere Verzögerungen beim Offshore-Zubau bis 2030 zu verhindern, sollte die Bundesregierung kurzfristig und gezielt die Lieferkette stärken.** Dazu zählen die Erweiterung der Bürgschafts- und Kreditprogramme der KfW – vor allem für mittelständische Zuliefererbetriebe, die sichere Finanzierung zusätzlicher Hafenskapazitäten und die Fortsetzung des Ausbaus nach 2030 auf hohem Niveau. So kann Planungssicherheit geschaffen werden.
- 3 **Anpassungen am Ausschreibungsdesign können die Projektumsetzung erleichtern und den Ausbau in den 2030er Jahren sichern.** Europaweit einheitliche Ausschreibungskriterien können die Herstellerindustrie in Europa und die ökologische beziehungsweise soziale Nachhaltigkeit von Projekten fördern. Die Einführung eines zweiseitigen Absicherungsinstruments entsprechend den EU-Vorgaben kann Investitionen auch bei steigenden Projektkosten oder sinkenden Markterlösen schützen.
- 4 **Um das 70-Gigawatt-Ziel kosteneffizient zu erreichen, sollte der Zubau auch außerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone ermöglicht werden.** Dies setzt eine erfolgreiche Kooperation mit den Nachbarländern voraus, um Abschattungseffekte sowie Konflikte etwa mit Schifffahrt oder Umweltschutzgebieten zu adressieren. Für die effiziente Nutzung von Infrastruktur und erzeugter Energie braucht es eine europäische Rechtsgrundlage für die Netzverbindung in mehrere Länder (Hybrid-Projekte) und eine Prüfung der Offshore-Gebotszonen.

Inhalt

Zusammenfassung	5
Einleitung	9
1 Status quo	10
1.1 Offshore-Wind zur Stromerzeugung	10
1.2 Stromnetzanbindung als Herausforderung für den Ausbau	25
1.3 Lieferkettenengpässe als Herausforderung für den Ausbau	32
1.4 Offshore-Wind zur Erzeugung von Wasserstoff	38
2 Risiken und Hindernisse für den weiteren Ausbau von Offshore-Windenergie in Deutschland und Europa	41
2.1 Die Abhängigkeit der Projekte von unsicherer Strompreisentwicklung erhöht die Finanzierungskosten	42
2.2 Erhöhtes Risiko eines Projektabbruchs aufgrund von optionsbasiertem Bieten	43
2.3 Preiseffekt der negativen Gebotskomponente auf grüne PPAs	43
2.4 Kein Wettbewerb um Ideen aufgrund enger qualitativer Kriterien	47
2.5 Maßnahmen zur Resilienz der Lieferkette noch lückenhaft	48
2.6 Verzögerungen im Netzausbau	49
2.7 Gestaltung der internationalen Vernetzung noch am Anfang	49
2.8 Noch kein tragfähiges Konzept für langfristige Wasserstoffherzeugung auf See	50
3 Maßnahmenvorschläge zur Zielerreichung	51
3.1 Kurzfristige Maßnahmen	51
3.2 Mittelfristige Maßnahmen	59
3.3 Längerfristige Maßnahmen	64
Fazit	68
Literaturverzeichnis	70
Appendix A Übersicht OWPs	77
A.1 Übersicht Flächen in der deutschen AWZ (Nordsee)	77
A.2 Übersicht Offshore-Windenergieprojekte und Förderregime	78
A.3 Zukünftige Offshore-Windenergieprojekte in Deutschland	79
Appendix B Weiterführende Netzprojekte	80
B.1 Übersicht Netzanbindungssysteme	80
B.2 Grenzübergreifende Maßnahmen und Projekte	82

Zusammenfassung

Offshore-Windenergie ist ein wesentlicher Baustein der Energiewende in Europa und Deutschland. Die Regierungen und EU-Organen haben vor dem Hintergrund des europäischen Green Deals und der Energiekrise 2022 ihre Ausbauziele stark erhöht. Bis 2030 sollen EU-weit erneuerbare Erzeugungskapazitäten auf See in Höhe von 111 GW installiert sein. Bis 2050 sollen 317 GW installierte Leistung zur Verfügung stehen. Das deutsche Ziel für den Offshore-Wind-Ausbau wurde mit der Novelle des Wind auf See-Gesetzes 2022 auf 30 GW installierter Kapazität bis 2030 und 70 GW bis 2045 erhöht. Auch „traditionelle“ Entwicklerländer wie Belgien, Dänemark, die Niederlande und Großbritannien haben ihre Ausschreibungsvolumina für die kommenden Jahre stark angehoben. Zusätzlich streben Länder wie Irland, Norwegen, Portugal und die baltischen Staaten nun ebenfalls einen signifikanten Ausbau an.

Die Ausschreibungen für Offshore-Windenergie im Jahr 2023 haben starkes Interesse am Standort Deutschland sowie eine hohe Zahlungsbereitschaft gezeigt. Allerdings sind in der jüngsten Vergangenheit die Marktbedingungen für den Ausbau schwieriger geworden, insbesondere aufgrund von Engpässen in der Lieferkette und steigenden Projektkosten; in den Vereinigten Staaten und Großbritannien kam es zu Projektabbrüchen großer geplanter Parks. Engpässe entlang der gesamten Lieferkette haben insbesondere aufgrund der kurzfristig stark gestiegenen Nachfrage zugenommen, die deutlich über den aktuell verfügbaren Produktionskapazitäten liegt. Zudem haben sich seit 2022, getrieben von der allgemeinen Zinssteigerung, die Finanzierungskosten für Offshore-Windenergieprojekte und Netzanbindungen stark erhöht. Politik und private Akteure sind daher gefordert, die ambitionierten Ziele mit adäquaten Maßnahmen für die Entwicklung von Offshore-Windparks sowie der zugehörigen Lieferkette zu flankieren.

Perspektivisch ist darüber hinaus eine effizientere Netzanbindung und Integration der Windenergie

auf See in den europäischen Strommarkt erforderlich. Die hohen Zubauziele für die Windenergie auf See bringen einen entsprechenden Bedarf an Netzanbindungskapazitäten mit sich. Bisher erfolgt die Anbindung von Offshore-Windparks in Deutschland ausschließlich über radiale Anbindungssysteme. Die Netzintegration der relativ großen und räumlich auf die Nordsee konzentrierten Windparks wird schon jetzt durch einen unzureichenden landseitigen Netzausbau erschwert, welcher regelmäßig zur Abregelung von Offshore-Windparks führt – 2023 betraf dies fast jede fünfte Kilowattstunde. Gleichzeitig streben die europäischen Staaten insbesondere in der Nord- und Ostsee eine zunehmende nationale und internationale Vermaschung der Offshore-Netze an. Durch hybride Netzanbindungen, auch in Kombination mit Energieinseln, sollen die Netzintegration der geplanten großen Offshore-Windparks sowie der europäischen Stromhandel verbessert werden. Aufgrund ihrer Komplexität erfordern diese neuartigen Projekte eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens und eine starke Koordinierung der verschiedenen Stakeholder.

Durch den angestrebten Ausbau von 10 GW Wasserstoffherstellungskapazitäten in Deutschland gewinnt auch die Verbindung von Offshore-Windparks und Elektrolyseurprojekten an Bedeutung. Elektrolyseure könnten von hohen Volllaststunden der Windenergie auf See profitieren und zugleich die Stromnetze entlasten. Für die Erzeugung von Wasserstoff auf See plant die Bundesregierung daher eigene Flächen auszuschreiben. Allerdings stockt derzeit die Entwicklung des Ausschreibungsdesigns für das erste Gebiet zur „sonstigen Energiegewinnung“, so dass eine Umsetzungsperspektive für diesen Teil des Ausbaus bislang fehlt.

Vor dem Hintergrund der geschilderten Entwicklungen ergeben sich eine Reihe an Risiken und Herausforderungen für die Erreichung der ambitionierten Ziele für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland und Europa. Der Bericht bildet den

aktuellen Diskussionsstand ab (7. April 2024) und beschreibt mögliche Lösungsansätze. Diese beinhalten konkrete und relativ kurzfristig umsetzbare Maßnahmen; außerdem werden mittel- und langfristige wirksame Vorschläge skizziert, die als Impuls für eine in den kommenden Monaten vertieft zu führende Diskussion dienen sollen und ihre Wirkung ab 2026 entfalten können.

- **Der benötigte Ausbau der Produktions- und Hafenskapazitäten** für den Offshore-Windzubau bis 2030 nimmt derzeit aufgrund finanzieller Herausforderungen auf Seiten der privaten Stakeholder wie der öffentlichen Hand, der Konkurrenz mit anderen Verwendungszwecken und Unsicherheiten hinsichtlich der benötigten Kapazitäten nach der Zubauspitze 2030 nicht in ausreichendem Maße an Fahrt auf.
- **Das deutsche Ausschreibungsdesign begünstigt optionsbasiertes Bieten** und damit ein relativ hohes Abbruchrisiko, da der relativ hohe Gebotsanteil erst nach der Investitionsentscheidung zu zahlen ist. Gleichzeitig besteht derzeit kein klarer Mechanismus, der bei einem drohenden Projektabbruch einen schnellen Übergang der Projektrechte an einen anderen Entwickler ermöglicht, um die Zielerreichung sicherzustellen.
- **Die politische und regulatorische Gestaltung der internationalen Vernetzung** der Offshore-Anbindungssysteme, die auch den landseitigen Netzausbau entlasten würde, befindet sich noch in einem frühen Stadium.
- **Die derzeitige Ausgestaltung der qualitativen Zuschlagskriterien** in Deutschland verhindert einen Wettbewerb um Ideen. Die bestehenden Kriterien sind eng definierte Anforderungen, die keinen Anreiz für Innovationen setzen. Somit bleibt die Möglichkeit ungenutzt, den Bieterwettbewerb in den Ausschreibungen für die Entwicklung langfristiger wirkender Innovationen zu nutzen, wie es zum Beispiel in den Niederlanden in der Vergangenheit der Fall war.
- **Der Ausbau der Windenergie auf See erfordert die Mobilisierung hoher Mengen an Kapital.** Die Abhängigkeit der nicht staatlich (teil-) abgesicherten Erlöse der Offshore-Windparks von einer unsicheren zukünftigen

Strompreisentwicklung erhöht die Finanzierungskosten der Projekte, insbesondere im Vergleich zu Projekten mit zweiseitigen Contracts-for-Difference (CfDs). Neue EU-Vorgaben zum Strommarktdesign und der Förderung von Erneuerbaren Energien können in naher Zukunft zu einer Überarbeitung des deutschen Förderregimes führen, bei dem die Einführung von CfDs mindestens für Teilsegmente sinnvoll sein könnte, um den Finanzierungsbedarf und die -kosten für den Ausbau zu senken.

- **Der notwendige see- und landseitige Netzausbau verzögert sich** derzeit ebenfalls aufgrund gestiegener Kosten und fehlender Produktionskapazitäten. Dies wirkt sich bereits jetzt negativ auf den Ausbau der Offshore-Windenergie aus.
- **Die Nutzung des deutschen Offshore-Windpotenzials für die Wasserstoffherzeugung auf See** bedarf klarer Rahmenbedingungen. Die erste Ausschreibung eines entsprechenden Gebietes wurde von der zuständigen Behörde mehrmals verschoben. Ein klares regulatorisches Rahmenwerk und eine langfristige, strategische Perspektive fehlen derzeit und reduzieren somit die Möglichkeiten einer alternativen Nutzung der Windenergie auf See, falls sich die Probleme beim (Strom)-Netzausbau als langfristiger herausstellen sollten.
- **Der aktuelle Regulierungsrahmen mit der ungedeckelten Gebotskomponente** zieht Geld aus der grünen Stromerzeugung ab. Aufgrund der Ausgestaltung der Ausschreibungen (Zahlung des Großteils der Gebotskomponente erst nach Abschluss eines Power Purchase Agreement (PPA)), der potenziell unelastischen Nachfrage nach Grünstrom von zu dekarbonisierenden Industrieanlagen und dem geringen Angebot an zertifiziertem Grünstrom aus anderen Quellen erscheint es nicht unwahrscheinlich, dass ein Teil dieser Gebotskomponente bei der Verhandlung von grünen PPAs an die Industrie weitergegeben werden wird. Der aktuelle Rahmen verteuert so tendenziell den PPA-basierten Grünstrom für die Industrie und verteilt ihn über die Stromkostensenkungskomponente teilweise zurück an die Stromkunden unabhängig davon, ob diese grünen oder konventionellen Strom nutzen; ein Ergebnis, das ein Hemmnis für die Dekarbonisierung der Industrie darstellt.

Diese Risiken und Herausforderungen sollten von Politik und Wirtschaft adressiert werden, um die Erreichung der Ausbauziele für Offshore-Windenergie auf See kurz-, mittel- und langfristig zu sichern. Teil eins und Teil zwei dieses Berichts stellen die politischen und regulatorischen Herausforderungen dar.

Teil drei dieses Berichts skizziert, welche Maßnahmen aus der Sicht von Agora Energiewende sinnvoll sind, um diese Herausforderungen zu bewältigen.

Bei den kurzfristigen Maßnahmenvorschlägen geht es vorrangig darum, die Projektrealisierung der bereits unter WindSeeG 2023 bezuschlagten Projekte sowie der Projekte aus den Auktionen 2024 und 2025 für die Zielerreichung 2030 zu unterstützen. Diese sollten von der Bundesregierung noch in dieser Legislaturperiode umgesetzt werden.

- **Finanzierung notwendiger Infrastruktur sicherstellen:** Erhöhung der kurzfristigen Zahlung innerhalb der ersten zwölf Monate aus der Gebotskomponente von zehn auf 15 Prozent. Damit werden zusätzlich zu den je fünf Prozent für die Meeresnaturschutzkomponente und die nachhaltige Fischerei ebenfalls fünf Prozent für die finanzielle Förderung des Ausbaus der zusätzlichen Hafeninfrastruktur verwendet; die restlichen dann noch 85 Prozent fließen ab Inbetriebnahme der Windparks weiterhin in die Stromkostensenkungskomponente.
- **Hersteller und Lieferkette stärken:** Um einen zusätzlichen Anreiz für Hersteller, Häfen und Schiffe zu schaffen, in Kapazitäten für den Ausbau bis 2030 zu investieren, sollte das Ausbauniveau auch zwischen 2030 und 2035 auf hohem Niveau – in der Größenordnung von 5 bis 6 GW pro Jahr gehalten werden. Für einen begrenzten Zeitraum wird die finanzielle Unterstützung zur Kapazitätserweiterung durch Bürgschaften und Kreditprogramme deutlich erhöht. Dies beschleunigt den Ausbau, senkt Kosten und kommt letztlich den Stromkunden zu Gute.
- **Mechanismus zur Projektweitergabe schärfen:** Die Bundesregierung entwickelt den Mechanismus zur Projektweitergabe weiter für den Fall

einer Projektrückgabe eines erfolgreichen Bieters, um daraus resultierende Verzögerungen zu minimieren. Im Rahmen einer neuerlichen Auktion erhalten alle potenziellen Bieter umfassende Einsicht in die Voruntersuchungen des ursprünglichen Projektträgers. Die Fläche wird innerhalb von vier Monaten erneut auktioniert. Der das Projekt zurückgebende Investor ist von einer erneuten Teilnahme an der Auktion für diese Fläche ausgeschlossen.

- **Verlängerung der Fertigstellungsfrist um drei Monate:** Die Sechs-Monatsfrist zur Inbetriebnahme des Windparks nach Fertigstellung des Netzanschlusses wird um drei Monate verlängert. Um die Zielerreichung für das Jahr 2030 nicht zu gefährden sind zwar klare Fristen mit strengen Pönalen wichtig. Die aktuelle Sechs-Monatsfrist stellt jedoch vor dem Hintergrund der Wetterunbeständigkeit auf hoher See ein erhebliches Risiko für die Unternehmen dar.

Bei den mittelfristigen Maßnahmen geht es um Anpassungen des Auktionsdesigns für die Ausschreibungen ab 2026.

- **Evaluierung der präqualifikations- und nicht-preislichen Auswahlkriterien:** Die neuen europäischen Vorgaben aus dem Net Zero Industry Act (NZIA) zielen auf eine Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte. Außerdem sollen sie die Resilienz der Lieferketten erhöhen und die Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten fördern. Zur Vorbereitung der Umsetzung werden die bereits im Ausland existierenden Ansätze dahingehend analysiert, inwieweit mit ihnen verschiedene politisch gewünschte Ziele erreicht werden. Mögliche Optionen werden zeitnah in einem Konsultationsprozess mit Unternehmen, Verbänden und NGOs abgewogen. Eine Überarbeitung der deutschen Regelungen zur Berücksichtigung der neuen Vorgaben könnte hier genutzt werden, um eine stärkere Innovationsförderung zu ermöglichen.
- **Optionale staatliche Erlösabsicherung für Niedrigpreisphasen vorbereiten:** In den Offshore-Ausschreibungen der vergangenen Jahre waren Investoren bereit zu Nullgeboten bzw. negativen

Geboten. Das heißt, dass sie der Überzeugung sind, Windparks ohne staatliche Erlösabsicherung errichten zu können, und sogar bereit sind, Zahlungen zu leisten für das Recht, den Windstrom ins deutsche Stromnetz einzuspeisen. Es ist allerdings vor dem Hintergrund der Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit nicht auszuschließen, dass bei zukünftigen Ausschreibungen Investoren zu abweichenden Einschätzungen kommen und aufgrund von Kostensteigerungen ggf. wieder auf eine Erlösabsicherung angewiesen sein könnten. Daher stellt der Gesetzgeber sicher, dass das Ausschreibungsdesign derart weiterentwickelt wird, dass es mit Auslaufen der beihilfe-rechtlichen Genehmigung des EEG Ende 2026 den neuen EU-Anforderungen nach der Strommarkt-reform genügt.

Die längerfristigen Maßnahmen zielen auf einen effizienten Ausbau der Windenergie auf See bis 2045. Dies erfordert auch eine verstärkte regionale Kooperation zwischen den Anrainerstaaten der Meeresbecken.

→ **Flächenherausforderung und Abschattung:** Eine stärkere Kooperation in Nord- und Ostsee mit den Nachbarländern sollte durch die Bundesregierung geprüft werden. Dies kann zu einer Erweiterung der nutzbaren Flächen in Nord- und Ostsee führen und somit Abschattungseffekte minimieren.

→ **Effiziente Integration ins Stromnetz:** Vor dem Hintergrund der landseitigen Engpässe in Deutschland stellt die Umsetzung hybrider Anbindungen eine wichtige Option für einen langfristig kosteneffizienten deutschen Offshore-Wind-zubau dar. Die Bundesregierung setzt sich dafür ein, auf europäischer Ebene eine Rechtsgrundlage für hybride Netzanbindungen zu entwickeln, die Rechtssicherheit jenseits von Einzelprojekten schafft. Für eine großflächige Umsetzung wird eine Koordinierung auf europäischer Ebene zwischen den Regulierern, den Netzbetreibern und den Offshore-Entwicklern in die Wege geleitet, um einen konsistenten und ausbaufreundlichen Entwicklungsrahmen zu schaffen.

→ **Aktive Diskussion über (eine oder mehrere) Offshore-Gebotszonen:** Im Rahmen der laufenden Debatte setzt sich die Bundesregierung bei der EU-Kommission und im Rahmen der NSEC-Treffen dafür ein, die Einführung einer Offshore-Gebotszone als Teil des europäischen Marktdesigns zu prüfen. Hierbei sind die Vorteile einer effizienteren Integration von Offshore-Wind bei hybriden Anwendungen genauso zu berücksichtigen wie die Risiken, was Umsetzung und nationale Förderregime betrifft. Zugleich muss die Wirtschaftlichkeit von Offshore-Windparks bei hohem Auslastungsgrad der Leitungen sichergestellt werden. Dies erfordert Konsultationen, auch hinsichtlich der Auswirkungen auf das Auktionsdesigns.

Einleitung

Offshore-Windenergie ist ein wesentlicher Baustein der Energiewende in Europa und Deutschland. Vor dem Hintergrund des europäischen Green Deals und der Energiekrise 2022 haben die Regierungen und EU-Organen die Ausbauziele deutlich erhöht. Bis 2030 sollen EU-weit erneuerbare Erzeugungskapazitäten auf See in Höhe von 111 GW installiert sein. Bis 2050 sollen 317 GW installierte Leistung zur Verfügung stehen. Dabei nimmt die Zahl der europäischen Länder zu, die in den kommenden Jahren einen signifikanten Ausbau der Offshore-Windenergie anstreben. Die deutsche Zielerhöhung auf 30 GW installierter Kapazität bis 2030 und 70 GW bis 2045 führten zu höheren jährlichen Ausschreibungsvolumina und erfordern eine starke Beschleunigung der Investitionen in Anlagen und Netzanschlüsse. Die deutschen Ausschreibungen 2023 haben zugleich das große Interesse der Branche belegt, in Wind auf See zu investieren.

Allerdings sind in der jüngsten Vergangenheit die Marktbedingungen für den Ausbau schwieriger geworden. Steigende Projektkosten und Engpässe entlang der gesamten Lieferkette haben zugenommen – insbesondere aufgrund der kurzfristig stark gestiegenen Nachfrage. Der benötigte Ausbau der Erzeugungskapazitäten muss zudem durch eine entsprechende Weiterentwicklung der land- und seeseitigen Netze begleitet werden. Durch den angestrebten Ausbau von 10 GW Wasserstoffherstellungskapazitäten in Deutschland gewinnt zudem die Entwicklung von Offshore-Windparks in Verbindung mit Elektrolyseurprojekten an Bedeutung.

Der erste Teil dieses Berichts gibt einen Überblick über den Status quo der Offshore-Windenergie (Abschnitt 1.1). Er beschreibt zugleich die

wesentlichen Herausforderungen in Bezug auf die Netzanbindung (Abschnitt 1.2), Lieferkettenengpässe (Abschnitt 1.3) sowie die Nutzung von Offshore-Windenergie zur Wasserstoffherzeugung (Abschnitt 1.4).

Der zweite Teil identifiziert und diskutiert die wesentlichen Risiken und Hindernisse für den weiteren Ausbau und zeigt mögliche Lösungsansätze in folgenden Bereichen auf:

- Erhöhte Finanzierungskosten (Abschnitt 2.1)
- Projektabbruch aufgrund von optionsbasiertem Bieten (Abschnitt 2.2)
- Preiseffekt der negativen Gebotskomponente auf grüne PPAs (Abschnitt 2.3)
- Wettbewerb um Ideen und die Ausgestaltung qualitativer Kriterien (Abschnitt 2.4)
- Maßnahmen zur Resilienz der Lieferkette (Abschnitt 2.5)
- Verzögerungen im Netzausbau (Abschnitt 2.6)
- Gestaltung einer internationalen Vernetzung (Abschnitt 2.7)
- Langfristige Wasserstoffherzeugung auf See (Abschnitt 2.8)

Der dritte Teil skizziert, welche Maßnahmen aus der Sicht von Agora Energiewende sinnvoll wären, um diese Herausforderungen zu adressieren. Diese beinhalten konkrete, relativ kurzfristig innerhalb dieser Legislatur umsetzbare Maßnahmen; zugleich werden mittel- und langfristig wirksame Vorschläge skizziert, die als Impuls für eine in den kommenden Monaten vertieft zu führende Diskussion dienen sollen und ihre Wirkung ab 2026 entfalten können.

1 Status quo

1.1 Offshore-Wind zur Stromerzeugung

Weltweit gewinnt der Ausbau der Offshore-Windkraft an Bedeutung, da immer mehr Küstenstaaten in ihrer Planung zum Ausbau und zur Dekarbonisierung ihrer Energieversorgung auf diese Technologie setzen. Insbesondere aufgrund höherer und stetigerer Windgeschwindigkeiten auf See, größerer Projektkapazitäten und zunehmender Marktintegration¹ stellt Offshore-Windenergie eine attraktive Option für die Erzeugung von Grünstrom dar. Gleichzeitig haben die Marktakteure in den letzten Jahren Erfahrungen mit der Entwicklung und Finanzierung von Offshore-Windprojekten und der damit verbundenen Risikoverteilung gesammelt und ihre Projektkonzepte stetig weiterentwickelt. Die Entwicklung innovativer Floating-Offshore-Windkonzepte ermöglicht zudem die Erschließung neuer Regionen, insbesondere mit größeren Wassertiefen.

Parallel zu den Entwicklungen im Markt wurden in den „traditionellen“ Entwicklerländern (Deutschland, Großbritannien, Dänemark, Niederlande, Belgien) die politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Offshore-Wind weiterentwickelt, um den Ausbau und die Marktintegration zu fördern. Länder wie Norwegen, Portugal, Brasilien und Indien, in denen ab 2024 erstmalig Projekte vergeben und entwickelt werden, bauen dabei auch auf diesen Erfahrungen auf.

1 Die Windenergie auf See hat sich in mehrerer Hinsicht in den Markt integriert: Diverse Ausschreibungen für förderfreie Offshore-Windparks zeigen, dass die Windenergie auf See inzwischen ohne Subventionen auskommen kann. Im hier diskutierten Kontext beschreibt die Marktintegration zudem die freie Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien z. B. auf dem Großmarkt oder durch bilaterale Verträge, wodurch die Anlagenbetreiber grundsätzlich dem vollen Strompreisrisiko ausgesetzt sind. Damit werden Anreize zur bedarfsgerechten Erzeugung gesetzt. Durch Fördersysteme wie Einspeisevergütungen, Marktprämien und Contracts-for-Difference werden die Anlagenbetreiber teilweise oder vollständig vor den Preissignalen des Marktes geschützt.

1.1.1 Ambitionierte Ziele für den Ausbau von Offshore-Windenergie

Die besondere Rolle von Offshore-Windenergie für die Transformation des Stromsektors spiegelt sich auch in den Ausbauzielen für Erneuerbare Energien wider, die in den letzten Jahren in vielen Ländern angehoben oder erstmals gesetzt wurden, um den Ausbau zu beschleunigen. Die Festlegung ambitionierter Ausbauziele dient dabei nicht nur als Rahmen der Regulierung und zur Orientierung des Ausbaupfades, sondern auch als Signal an die Branche, auf dessen Basis Investitionsentscheidungen getroffen werden sollen.

Ambitionierte Ausbauziele und Planungsregime in Deutschland: Konkret sieht die am 1. Januar 2023 in Kraft getretene Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) für Deutschland Zielkapazitäten von mindestens 30 GW bis 2030, 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045 vor.² Bis Ende 2023 waren 8,5 GW Leistung in der deutschen Nord- und Ostsee installiert (BNetzA 2024d). Gleichzeitig befanden sich zu diesem Zeitpunkt ca. 2,5 GW im Bau beziehungsweise kurz vor Baubeginn, während weitere ca. 11,7 GW bereits bezuschlagt sind. Für letztere steht die finale Investitionsentscheidung aber noch aus (siehe Anhang).³

Eine Besonderheit in Deutschland ist die Festlegung eines klaren, relativ weitreichenden Ausbaupfades im WindSeeG, der sich aus der Festsetzung jährlicher Ausschreibungsvolumina und den Realisierungsfristen ergibt.⁴ Nach den großen Ausschreibungen in den Jahren 2023 und 2024 mit jeweils 8 bis 9 GW Ausschreibungsvolumen wird die Bundesnetzagentur 2025 und 2026

2 WindSeeG, § 1 (2).

3 Ein Großteil der bezuschlagten Kapazitäten (8,8 GW) wurden dabei erst in den Auktionen 2023 durch die Bundesnetzagentur vergeben.

4 WindSeeG, § 2a (1) und § 81.

jeweils 2 bis 5 GW ausschreiben, bevor ab 2027 jährlich 4 GW vergeben werden.

Die genauen Ausschreibungsvolumina sowie deren Verteilung auf die entsprechenden Flächen und Kabeltrassen werden vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Flächenentwicklungsplan (FEP) für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ) fachplanerisch festgelegt. Die räumliche und zeitliche Festlegung folgt dabei der Maxime einer räumlich geordneten und flächensparsamen Erreichung der Ausbauziele, die dabei auch überschritten werden dürfen.⁵ Das BSH wägt bei der Flächenfestlegung auch Nutzungskonflikte insbesondere mit dem Schiffsverkehr, dem Schutz der Meeresumwelt, der Fischerei sowie der Nutzung für militärische Zwecke ab (BSH, n.d.). Das im WindSeeG 2023 erstmalig festgestellte überragende öffentliche Interesse an der Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen hat die

⁵ WindSeeG, § 4.

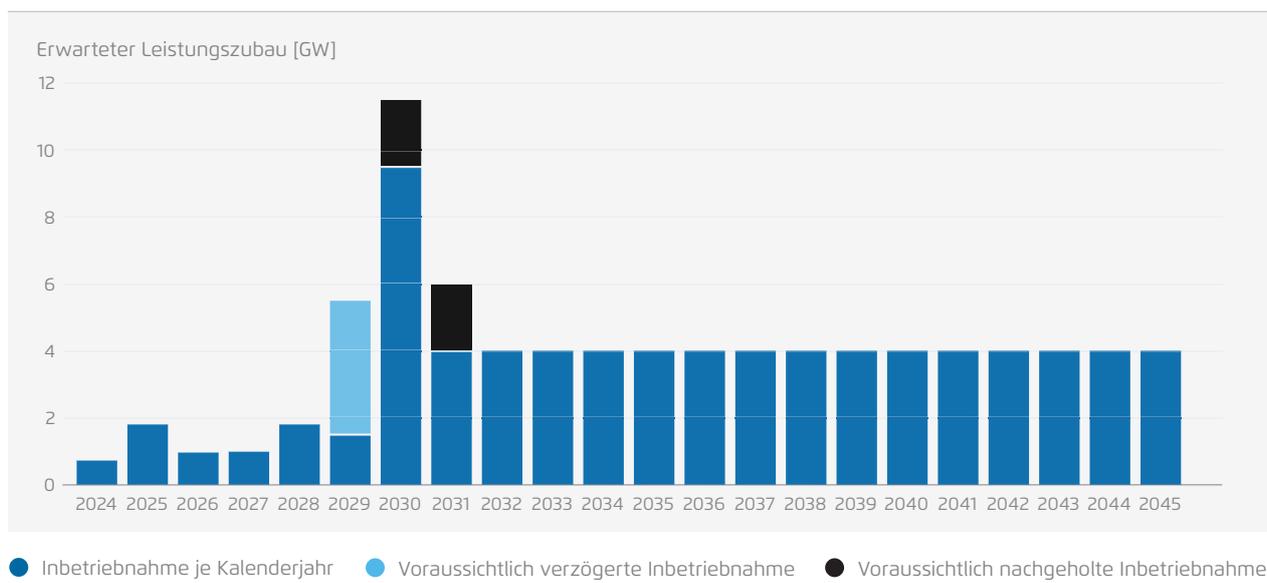
Stromgewinnung auf See bei diesen Abwägungsentscheidungen erheblich gestärkt.⁶

Auf Basis der aktuellen Projektpipeline, des WindSeeG und des aktuellen Vorentwurfes des FEP 2024 ergibt sich ein angestrebter Ausbaupfad, der den beschleunigten Ausbau bis 2030 beschreibt (BSH, 2023a). Abbildung 1 verdeutlicht, dass insbesondere in den Inbetriebnahmejahren 2029 und 2030 der jährliche Zubau stark anwächst, bevor er sich ab 2031 auf einem im Vergleich zu 2029/2030 niedrigeren

⁶ Dies ergänzt das im EEG 2023 § 2 festgestellte überragende öffentliche Interesse an erneuerbaren Energieanlagen insgesamt. Mit der Betonung des überragenden öffentlichen Interesses und der Bedeutung der Offshore-Windenergie für die öffentliche Sicherheit (WindSeeG § 1 (3)) hat der Gesetzgeber vor dem Hintergrund laufender Beschwerdeverfahren bezüglich möglicher Ziel- und Interessenskonflikte zusätzliche Klarheit geschaffen. Beispielsweise läuft seit einigen Jahren ein Rechtsstreit des Naturschutzbund Deutschland gegen die 2015 und 2017 in Betrieb genommenen Windparks Butendiek und DanTysk (jeweils 288 MW) aufgrund deren Lage im Vogelschutzgebiet Östliche Deutsche Bucht. Dieses war 2005, nach der Genehmigung der Offshore-Windparks, eingerichtet worden. In seinem Urteil vom Januar 2023 verwies das Verwaltungsgericht Köln dabei auf das öffentliche Interesse an der Stromerzeugung durch erneuerbare Energieanlagen (Erneuerbare Energien, 2023).

Erwarteter Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf Basis der Netzanschlussplanung

→ Abb. 1



Agora Energiewende und NERA (2024) basierend auf BNetzA, Deutsche Windguard, Vorentwurf des FEP (2024), WindSeeG (2023)

Niveau stabilisiert, das aber noch immer deutlich über den historischen Zubauzahlen liegt.

Dies ist insbesondere auf die hohen Ausschreibungsvolumina in den Auktionen 2023 und 2024 zurückzuführen, die entsprechend hoch angesetzt wurden, um das Ziel von 30 GW für 2030 zu erreichen. Die Branche mahnt daher an, dass ab 2028 ein signifikanter Engpass hinsichtlich der Produktionskapazitäten, der verfügbaren Fachkräfte sowie der Seehafenkapazitäten drohe (VDI, 2023, Offshore Stiftung, 2023). Die Konzentration des Zubaus um 2030 und der anschließende Abfall, die sich aus der politischen Zielsetzung im WindSeeG ergeben, stellen somit die gesamte Branche vor Herausforderungen (siehe auch Kapitel 1.3 und 1.2.1)

Massiver Ausbau bis 2030 auch auf europäischer Ebene: Die Ausbauziele für Erneuerbare Energien und insbesondere für Offshore-Windenergie wurden vor dem Hintergrund des Green Deals und der Energiekrise 2022 bei verschiedenen länderübergreifenden Vereinbarungen und Kooperationsabkommen erhöht:

- In der Erklärung von Marienborg vom August 2022 haben acht Ostsee-Anrainerstaaten⁷ ein gemeinsames Ausbauziel von 19,6 GW bis 2030 für Offshore-Windenergie in der Ostsee verabredet. Dies entspricht einer Versiebenfachung der zu diesem Zeitpunkt installierten Kapazität. Zudem sieht die Erklärung die Sondierung möglicher grenzübergreifender Projekte und die Identifizierung von Infrastrukturmaßnahmen vor (The Baltic Sea Energy Security Summit).
- Die Länder der North Seas Energy Cooperation (NSEC)⁸ haben gemeinsam mit dem Vereinigten Königreich im April 2023 in der Erklärung von Ostende ein gemeinsames Ausbauziel für Offshore-Windenergie von 120 GW bis 2030 und

300 GW bis 2050 vereinbart (Ostend Declaration of Energy Ministers 2023).⁹ Dies entspricht nahezu einer Verdreifachung ihrer derzeitigen Kapazitäten von 33 GW in ungefähr den nächsten sieben Jahren (OffshoreWind.biz 2023a). Neben länderspezifischen Zielsetzungen umfasst die Erklärung auch konkrete Vorhaben zur bi- und multilateralen Kooperation zwischen den Unterzeichnern insbesondere beim Netz- und Infrastrukturausbau.

- Im Dezember 2023 verabschiedeten 26 Mitgliedsstaaten die EU European Wind Charter. Damit wurde das bisherige Ausbauziel für erneuerbare Energieanlagen auf See von 61 GW auf 111 GW bis 2030 angehoben. Bis 2050 sollen 317 GW ausgebaut werden.¹⁰ Zur Erreichung dieser Ziele und zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit wurde mit diesem Paket zudem ein Maßnahmenkatalog insbesondere zur Umgestaltung der Auktions- und Genehmigungssysteme sowie für Investitionen in die Lieferkette verabschiedet.

Neben Deutschland gehören insbesondere Belgien, Dänemark, die Niederlande und Großbritannien zu den etablierten Märkten für die Entwicklung von Offshore-Windenergieanlagen in Europa.¹¹ Alle Länder haben ihre Ausbauziele in den letzten Jahren erhöht und erwarten, wie Deutschland, einen starken Zubau insbesondere gegen Ende der 2020er Jahre:

- In Großbritannien, dem europäischen Spitzenreiter, sind derzeit 13,9 GW Offshore-Windenergie in Betrieb (UK Government, 2023a). Zusätzliche 6,4 GW sollen Mitte der 2020er Jahre in Betrieb

7 Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Lettland, Litauen, Polen und Schweden.

8 Belgien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Irland, Luxemburg, die Niederlande und Norwegen. Schweden gehört ebenfalls zur NSEC-Kooperation, hat die Erklärung von Ostend allerdings nicht mit unterzeichnet. Luxemburg strebt in der Kooperation vor allem eine finanzielle Teilnahme am Offshore-Windausbau an.

9 Die Vereinbarung von Ostend löst damit die 2022 von Belgien, Dänemark, Deutschland und den Niederlanden unterzeichnete Esbjerg-Erklärung ab, in der diese Länder bereits gemeinsame Ziele und Kooperationsvorhaben beschlossen hatten.

10 Die European-Wind-Charta wurde zudem von der EU-Kommission und mehr als 300 Unternehmen unterzeichnet und beschließt die Implementierung des im Oktober 2023 von der EU-Kommission vorgestellten Wind Power Packages. Das Wind Power Package selbst beinhaltet den European Wind Power Action Plan und eine Communication to Deliver on the EU's Offshore Renewable Energy ambitions (Offshorewind.biz, 2023g).

11 2023 wurden in der EU 3 GW Offshore-Windkapazität zugebaut, insbesondere in Deutschland, den Niederlanden und Schweden (OffshoreWind.biz, 2024).

gehen. Bis 2030 sollen nochmal ca. 30 GW mehr, also zusammen ca. 50 GW angeschlossen sein, einschließlich 5 GW aus schwimmenden Windkraftanlagen. Insgesamt bestehen derzeit Zubau- und Entwicklungspläne für noch nicht fertiggestellte Projekte mit einer Gesamtleistung von 78 GW (UK Government, 2023a, 2023b).

- In den Niederlanden waren bis Ende 2023 etwa 4,7 GW Offshore-Windkapazität installiert. Um das Jahr 2030 sollen insgesamt 21 GW Leistung in Betrieb sein und insgesamt 70 GW bis 2050 (Government of the Netherlands, n.d., Netherlands Energy Agency, 2023). Nach derzeitigen Plänen der niederländischen Regierung sollen bis 2031 Projekte mit einer kumulierten Kapazität von 18,8 GW angeschlossen werden. Ein Großteil davon, insgesamt 17,4 GW, soll allerdings erst ab 2028 ans Netz gehen (Government of the Netherlands, n.d.).
- Dänemark, mit einer installierten Kapazität von etwa 2,3 GW, plant bis 2030 insgesamt 12,8 GW Offshore-Wind in Betrieb zu nehmen. Die bisher ausgewiesenen Flächen weisen ein Potential von 18 GW bis 2030 und 35 GW bis 2050 auf (International Energy Agency, 2023). 2024/25 sollen mindestens 9 GW ausgeschrieben werden, die voraussichtlich von 2029 bis 2032 in Betrieb genommen werden sollen (Enerdata, 2023).
- Nach einem frühen Engagement in der damals noch neuen Technologie und einer intensiven Ausbauphase Ende der 2010er Jahre verfügt Belgien trotz seiner kurzen Küste bereits ebenfalls über 2,3 GW installierte Offshore-Windleistung. 2024 sollen wieder Ausschreibungen stattfinden und bis 2030 bis zu 5,8 GW, bis 2040 etwa 8 GW Kapazität angeschlossen werden. Ein Großteil der Kapazitäten wird dabei nicht vor 2028/29 den Betrieb aufnehmen (Economie, 2023).

Allein in diesen vier Ländern sollen innerhalb der nächsten sechs bis acht Jahre ungefähr 68 GW Offshore-Windkapazität angeschlossen werden. Hinzu kommen weitere Kapazitäten, die in weitgehend etablierten Märkten wie Frankreich, aber auch in neuen Märkten wie Norwegen, Irland und den baltischen Staaten ausgeschrieben und gebaut werden sollen. Allein 2024 sollen in Europa insgesamt rund 40 GW

Offshore-Windkapazitäten ausgeschrieben werden, das sind 26,5 GW mehr als 2023 (Wind.Europe 2024a).

Europaweit wird insbesondere mit Blick auf die Nordsee der Höhepunkt des Zubaus zwischen 2029 und 2031 erwartet (OffshoreWind.biz 2023a). Auch die aktuell ausgeschrieben Kapazitäten sollen in diesem Zeitraum in Betrieb gehen. In den Nordseeanrainerstaaten unter den NSEC-Mitgliedern ist für diesen Zeitraum die Inbetriebnahme von etwa 62 GW Gesamtleistung geplant (North Sea Energy Cooperation, 2023). Insgesamt wird in der EU zur Erreichung der angestrebten 111 GW installierter Offshore-Windkapazität zwischen 2024 und 2030 ein Zubau von ca. 91,7 GW benötigt.¹²

Weltweit steigt das Interesse an Offshore-Windenergie: Insgesamt waren 2022 64,3 GW Offshore-Wind installiert, wobei auch international die Projektpipelines und Ziele in den letzten Jahren stark angewachsen sind (GWEC, 2023). Spitzenreiter beim Ausbau ist China, wo bis Mitte 2023 geschätzt 31,4 GW installiert waren und nach offiziellen Angaben die insgesamt installierte Leistung auf 60 GW bis 2025 steigen soll (Offshore Windbiz 2023b). In den USA steht dem bisher nur geringen Ausbau von 42 MW (0,042 GW) installierter Kapazität bis Ende 2022 eine sehr große Projektpipeline von rund 40 GW gegenüber, die sich nach den Ausschreibungen der vergangenen Jahre in der Entwicklungsphase befindet. Allerdings kam es 2023 zu Verzögerungen und Projektabbrüchen, die die Realisierung der Pipeline in Frage stellen.

Eine Reihe von „neuen“ Ländern plant, ihre Offshore-Windpotentiale in den nächsten Jahren zu nutzen, um ihre Stromversorgung zu verbessern und zu dekarbonisieren. Brasilien plant, 16 GW Offshore-Windenergie bis 2050 zu installieren (Recharge, 2020). Kolumbien hat im Dezember 2023 die erste Ausschreibung

¹² Erwarteter Gesamtzubau berechnet als Differenz zwischen der Zielleistung von 111 GW bis 2030 und der bis Ende 2023 in der EU installierten Kapazität. Diese belief sich auf etwa 19,3 GW, nachdem 2023 insgesamt 3 GW zu den bestehenden 16, 3 GW installierte Kapazität hinzukamen (Europäische Kommission 2023a, Wind.Europe, 2024c).

für Offshore-Windenergie gestartet (OWC, 2023). Insgesamt schätzen die Regierung und die Weltbank das Offshore-Windpotential des Landes in einer entsprechenden Roadmap von 2022 auf 50 GW. Das optimistischste Ausbauszenario geht dabei von einem Ausbau von 9 GW bis 2050 aus (Offshore-Wind.biz., 2022, RenewableNow, 2022, RCG& EMR für Minergia & World Bank Group, 2022 S. 22, 64).

Wesentliche Herausforderungen für den Ausbau in diesen neuen Märkten werden die Entwicklung der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, die Reduktion von Investitionsrisiken sowie der rechtzeitige Netzausbau an Land sein. Hierbei greifen die jeweiligen Behörden auch auf Erfahrungen aus den etablierten Offshore-Windmärkten zurück.¹³ Entwickler und Investoren, die bereits in den etablierten Märkten in Europa und China Erfahrungen mit der Entwicklung und dem Betrieb von kommerziellen Offshore-Windparks gesammelt haben, streben die Ausweitung ihrer Aktivitäten auf diese neuen Märkte an. So plant beispielsweise RWE gemeinsam mit Tata Power Renewable Energy mögliche Projekte in Indien zu identifizieren und dabei auf seine vorhandene technische und kommerzielle Expertise aufzubauen (RWE Renewables GmbH 2022). Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) plant an den brasilianischen Ausschreibungen teilzunehmen und dort ein kombiniertes Offshore-Wind- und Wasserstoff-Projekt zu entwickeln (RenewableNow, 2021).

1.1.2 Deutsche Ausschreibungen zeigen hohes Interesse und Zahlungsbereitschaft

Seit 2017 werden in Deutschland die Flächen, die Rechte auf Beantragung der Planfeststellung und die Netzanbindung sowie bis 2022 auch die Förderung für Offshore-Windprojekte in einer zentralen Ausschreibung vergeben. Wie auch in den meisten

anderen Ländern haben sich dabei Auktionen als wettbewerblicher Vergabemechanismus etabliert. Das Ausschreibungsdesign wurde stetig weiterentwickelt und an Marktentwicklungen angepasst. Insbesondere das Signal der Entwickler aus den Auktionen ab 2017, Projekte auch ohne Förderung realisieren und vermarkten zu können, führte zu einem neuen Ausschreibungsdesign.¹⁴

Das WindSeeG 2023 gibt ein „Zwei-Säulen-System“ für die kommenden Jahre und zur Zielerreichung insbesondere bis 2030 vor:

→ **Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen**¹⁵ finden jährlich zum 1. Juni statt. Das einzige Vergabekriterium ist der gebotene Preis.¹⁶ Wenn, wie 2023, mehrere Bieter sogenannte Nullgebote abgeben, wird in einem dynamischen Gebotsverfahren mit festen Gebotsstufen der Bieter mit der höchsten Zahlungsbereitschaft ermittelt und bezuschlagt (negatives Bieten).¹⁷ Projekte müssen innerhalb von ungefähr sieben Jahren entwickelt und angeschlossen werden.

14 Bereits in den ersten in Deutschland ausgeführten Offshore-Windausschreibungen 2017 hatten mehrere bezuschlagte Projekte Gebotswerte von 0 EUR/MWh abgegeben.

15 Für alle zentral voruntersuchten Flächen in der ausschließlichen Wirtschaftszone erfolgen die Voruntersuchungen der Meeresumwelt, des Baugrundes, der wind- und ozeanographischen Verhältnisse sowie der Verkehrssituation vor der Ausschreibung durch das BSH (siehe WindSeeG § 10). Die Kosten für die Voruntersuchung werden letztlich an den bezuschlagten Bieter weitergegeben und gemeinsam mit anderen Informationen zu den jeweiligen Flächen vorab in der Bekanntgabe der jeweiligen Ausschreibung publiziert (BNetzA, 2024c). Bei den nicht zentral voruntersuchten Flächen werden diese Untersuchungen nach Zuschlagserteilung durch die bezuschlagten Entwickler durchgeführt. Hierfür wird für die Entwicklung der Projekte ein längerer Zeitraum gewährt. Die Kosten werden von den Entwicklern getragen. Zudem tragen die Entwickler das (in der Praxis relative geringe) Risiko, dass sich eine Fläche bei der Voruntersuchung als nicht bebaubar herausstellt. Bestehende Informationen zu den Flächen werden von BSH auch bei der Bekanntmachung der Ausschreibungen aufgezeigt.

16 Als relativ schwaches Präqualifikationskriterium müssen Bieter nachweisen, dass sie die im Rahmen von Absichtserklärungen für den Abschluss sogenannter corporate PPAs von mindestens 20 Prozent des ausgeschriebenen Volumens einer Fläche für mindestens fünf Jahre gesichert haben.

17 Theoretisch ist es somit Bietern, je nach Wettbewerbssituation, möglich, sich eine Marktprämie zu sichern, wenn niemand Nullgebote abgibt.

13 So besteht beispielsweise eine Kooperation zwischen der Danish Energy Agency und dem Indian Ministry of New and Renewable Energy zur Vorbereitung der ersten Ausschreibungen und Projektflächen in Tamil Nadu und Gujarat (The Danish Energy Agency 2022).

→ **Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen** finden jeweils zum 1. August statt. Während das einmalig abgegebene, negative finanzielle Gebot (*single-sealed bid*) am stärksten berücksichtigt wird (60 Prozent), fließen auch verschiedene qualitative Kriterien¹⁸ in die Bewertung ein (40 Prozent).¹⁹ Die bezuschlagten Projekte müssen dann innerhalb von ungefähr fünf Jahren vollständig abgeschlossen werden.

Während die Zahlung unbegrenzter negativer Gebote in Form sogenannter *Lease Fees* beispielsweise in Großbritannien bereits etabliert wurde, stellt die Kombination mit einer zwangsläufig förderfreien Vermarktung ein Novum dar.²⁰ Betreiber müssen die erzeugten Strommengen durch Power Purchase Agreements (PPAs) oder auf dem Großhandelsmarkt vermarkten, um neben den originären Projektkosten auch die Kosten für die Gebotskomponente zurückzuerzielen und sind dabei vollständig dem Preisrisiko und im Falle von PPAs auch einem höheren Gegenparteierrisiko ausgesetzt.²¹ Ähnliche Entwicklungen sind in anderen Ländern zu beobachten:

→ In den Niederlanden, wo es bereits in der Vergangenheit keine staatliche Förderung gab und die Vergabe anhand qualitativer Kriterien (*Beauty Contest*) erfolgt, wurde 2023 erstmalig eine gedeckelte Preiskomponente als zusätzliches Kriterium eingeführt. Für die Ausschreibungen 2024 wurde diese Deckelung nun de facto aufgehoben.

→ In Dänemark werden derzeit die Ausschreibungsregeln für mindestens 9 GW finalisiert, die 2024 und 2025 vergeben werden sollen. Die meisten Projekte werden dabei keine Förderung erhalten und die Gebote auf die für 30 Jahre gültige Konzessionsgebühr werden an den Staat gezahlt.²²

Für den deutschen Strommarkt kommt damit eine große Gruppe Offshore-Windparks (OWPs) auf den Markt, die voll dem Preisrisiko ausgesetzt ist und den Projekten ähnelt, für die in der Vergangenheit Nullgebote bezuschlagt wurden. Bereits die derzeit angeschlossenen OWPs verteilen sich auf verschiedene Förderregime. Das spiegelt den Wandel der Regulierung weg von einer fixen Einspeisevergütung hin zu einer wettbewerblichen Bestimmung der Förderung und stärkeren Marktintegration wider (siehe Abbildung 2).

Die beiden deutschen Ausschreibungen 2023 erzielten Rekorderlöse von 13,4 Mrd. Euro. In der Auktion für nicht zentral voruntersuchte Flächen wurden 12,6 Mrd. Euro erzielt, in der Auktion für voruntersuchte Flächen 784 Mio. Euro (Tabelle 1).²³

18 Dieser Bericht verwendet die Bezeichnungen „nicht-preisliche“ und „qualitative“ Kriterien weitgehend austauschbar. Grundsätzlich können nicht-preisliche Kriterien sowohl quantitativ (messbar) (z. B. Anteil Grünstrom, PPA-Abdeckung etc.) wie auch strikt qualitativ (z. B. Konzeptstudie) ausgestaltet werden. Die Ausgestaltung kann dabei beispielsweise den Aufwand bei der Erstellung der Gebote, den Bewertungsvorgang und die Rechtssicherheit der Zuschläge beeinflussen.

19 Die vier jeweils mit zehn Prozent gewichteten qualitativen Kriterien sind i. der Beitrag zur Dekarbonisierung von Offshore-Windenergie (Grünstrom, Wasserstoff); ii. die Vereinbarungen für den Abschluss von PPAs; iii. die Schallbelastung und Versiegelung des Meeresbodens; und iv. der Beitrag zur Fachkräftesicherung.

20 In Großbritannien können sich erfolgreiche Bieter aus der *Leasing Round* in einer zweiten *Allocation Round* um Förderung im Rahmen eines zweiseitigen CfD bewerben. Je nach Höhe des gebotenen *Strike Price* und des Großhandelspreises zahlt der Bieter an den Staat oder der Staat an den Bieter. Zuvor war lediglich bei der Ausschreibung der dänischen Windfarm Thor 2021 ein System zur Anwendung gekommen, welches de facto eine förderfreie Vermarktung mit einer gedeckelten Zahlung an den Staat kombiniert, wobei auch hier die Chance auf eine Förderung bestand und diese nur aufgrund der hohen Nachfrage des Marktes nicht zur Anwendung kam.

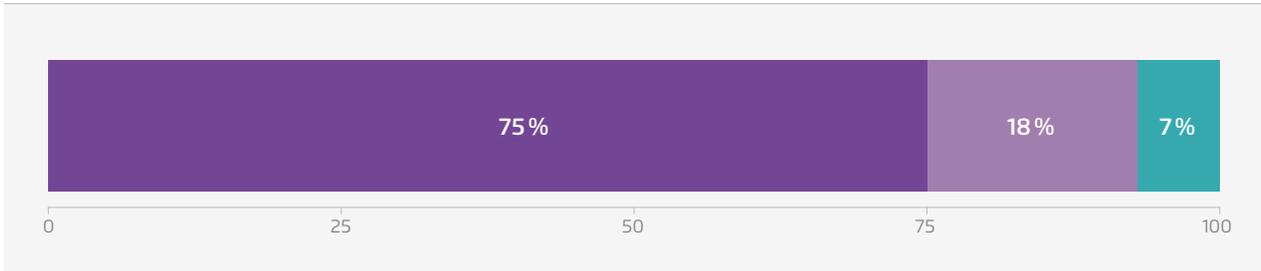
21 Die Einführung eines zweiseitigen Contracts-for-Difference (CfD)-Systems, das Betreiber nahezu vollständig vor Preisschwankungen im Markt schützt und bei dem der Staat die Gegenpartei der Vermarktungsvertrages darstellt, wurde bei der Erarbeitung des WindSeeG 2023 im Rahmen der Bundesratsdebatte aus dem Gesetz gestrichen.

22 Ausnahmen sind die Projekte, die auf den Flächen Energiø Bornholm I + II (3–3.8 GW) entwickelt werden und für die Gebote sowohl für Konzessionszahlungen wie auch Förderung abgegeben werden können. Bezuschlagt wird das kompetitivste Gebot. Eine weitere Besonderheit ist die Möglichkeit des sogenannten *Overplantings*, die den zukünftigen Entwicklern erlaubt, über die vorgegebene Mindestkapazität für ein Projekt hinaus zusätzliche Kapazitäten zu bauen. Für diese erhalten sie keinen Netzan-schluss, können sie aber beispielsweise zur Wasserstoffproduktion nutzen.

23 Für die nicht zentral voruntersuchten Flächen wurden von der Bundesnetzagentur Gebotswerte für die einzelnen Flächen bekanntgegeben, während bei den zentral voruntersuchten Flächen keine offiziellen Informationen zu den Zahlungen pro einzelner Fläche vorliegen, sondern lediglich teilweise Informationen durch die einzelnen Bieter bekannt wurden.

Aufteilung angeschlossener Offshore-Windparks auf verschiedene Förderregime

→ Abb. 2



● Marktprämie ● Einspeisevergütung ● Einseitiger CfD

Agora Energiewende und NERA (2024) basierend auf verschiedenen Datenquellen. Anmerkung: Insgesamt 28 OWPs, die bis Mitte 2023 angeschlossen waren, sind berücksichtigt. Die Werte spiegeln die Anzahl der OWPs, nicht ihre Kapazität wider. Einseitige-CfDs wurden in Auktionen nach dem WindSeeG 2017 vergeben, Marktprämien und Einspeisevergütungen wurden administrativ gemäß verschiedener Iterationen des EEG und WindSeeG bestimmt.

Die Ergebnisse der Ausschreibungen für nicht voruntersuchte Flächen, die parallel im Juni/Juli stattfanden, liegen rein von den Erlösen her mit durchschnittlich 1,83 Mio. EUR/MW deutlich über den bisher gesehenen Höchstwerten in England und Wales (2021) und New York (2022).²⁴ Die spezifischen regulatorischen Rahmenbedingungen und das Auktionsdesign in Deutschland haben diese Ergebnisse begünstigt:

→ Die Regelung, dass zehn Prozent des gebotenen Betrages innerhalb von zwölf Monaten, die restlichen 90 Prozent (Stromkostensenkungskomponente) jährlich während der Betriebszeit anfallen, schafft günstige Zahlungsbedingungen.²⁵

→ Anders als beispielsweise in England und Wales ist der Netzanschluss im Gebot enthalten und muss nicht separat vom Entwickler finanziert werden.

²⁵ Da die Stromkostensenkungskomponente aus dem laufenden Betrieb gezahlt wird, müssen nicht bereits zum Zeitpunkt der Bezuschlagung Mittel zur Finanzierung aufgenommen werden. Sie ist zudem steuerfreundlich, da ein Großteil der Zahlungen anfällt, wenn bereits Gewinne erwirtschaftet werden. Die Betreiber müssen sich also nicht auf Verlustvorträge einstellen. Zudem wird durch diese Aufteilung das Risiko von versunkenen Kosten beispielsweise im Falle eines Projektstopps reduziert.

²⁴ NERA -Analyse der Gebotsergebnisse: 2021 wurde in den Leasing-Auktionen in England und Wales Gebote mit einem durchschnittlichen Wert von umgerechnet ca. 863 Tsd. EUR/MW bezuschlagt. In der *New York Bight*-Auktion belief sich der durchschnittliche bezuschlagte Gebotswert auf 680 Tsd. EUR/MW.

Auktionsergebnisse 2023

→ Tabelle 1

Fläche	Kapazität (MW)	Voruntersucht?	Eintrittsrecht	Gebot (mEUR)	Anzahl Gebotsrunden	Gewinner
N-11.1	2.000	⊗	⊗	3.660	64	bp
N-12.1	2.000	⊗	⊗	3.750	65	Total Energies
N-12.2	2.000	⊗	⊗	3.120	55	bp
O-2.2	1.000	⊗	⊗	2.070	72	Total Energies
N-3.5	420	✓	✓	0	–	RWE
N-3.6	480	✓	✓	0	–	RWE
N-6.6	630	✓	✓	Zusammen 784	–	RWE (→V'fall)
N-6.7	270	✓	⊗		–	Luxcara

Agora Energiewende und NERA (2024) basierend auf verschiedener Quellen, insbesondere BNetzA (12. Juli 2023), BNetzA (10. August 2023), BNetzA (2024) und RWE (14. März 2024).

- Das einzige Bewertungskriterium war eine ungedeckelte Preiskomponente. Die Vergabe allein auf Basis des gebotenen Preises begünstigt Bieter, die eine hohe Zahlungsbereitschaft und Liquidität haben.
- Relativ viele große Flächen wurden gleichzeitig vergeben, die aufgrund ihrer Größe Potential für Skalenerträge bringen. Dabei gab es keine Deckelung der Flächenzahl, die ein Bieter gewinnen konnte, was ideale Voraussetzungen für große zahlungskräftige Bieter mit ambitionierten Zielen schaffte.
- Für die ausgeschriebenen nicht zentral voruntersuchten Flächen war bekannt, dass keine Eintrittsrechte bestanden, die früheren Eigentümern eine Übernahme der Projekte nach dem Ende der Auktion erlaubt hätten.²⁶ Dies dürfte einer der wesentlichen Gründe dafür gewesen sein, dass die Zahlungsbereitschaft bei den voruntersuchten Flächen niedriger lag.
- Das dynamische Auktionsdesign war, auch verglichen mit ähnlichen Ausschreibungen, sehr intransparent.²⁷
- Während der Auktionen war ein Wechsel zwischen den Flächen nicht möglich. In den USA beispielsweise ist dies erlaubt.²⁸

Insbesondere die ersten beiden Punkte erschweren dabei die länderübergreifende Vergleichbarkeit von Ausschreibungsergebnissen. Die sehr hohe Zahlungsbereitschaft der Bieter ist allerdings nichtsdestotrotz bemerkenswert, weil im gleichen Jahr aufgrund der gestiegenen Finanzierungs- und Entwicklungskosten Projekte in den USA und UK aufgegeben und in der CfD-Auktion in UK keine Gebote für Offshore-Windprojekte abgegeben wurden (Ørsted, 2023, Handelsblatt, 2023).

Die spätere Auktion für voruntersuchte Flächen erzielte insgesamt deutlich geringere Erlöse von „nur“ 784 Mio. EUR für vier Flächen mit einer Gesamtkapazität von 1,8 GW, wobei zu unterscheiden ist zwischen den Flächen N-3.5 und N-3.6 (insgesamt 900 MW), für die keine Konkurrenzgebote zu RWEs Nullgeboten abgegeben wurden, und den beiden weiteren Flächen. Der fehlende Wettbewerb spiegelt dabei nicht einen geringeren grundsätzlichen Wert dieser Flächen wider. RWE besaß für N-3.5 und N-3.6 Eintrittsrechte und hatte bereits im Vorfeld angekündigt, diese nutzen zu wollen, so dass Bieter offensichtlich aufgrund der geringen Erfolgswahrscheinlichkeit nicht gewillt waren, hier in die Gebotsvorbereitung zu investieren. Folglich wurden 784 Mio. EUR nur für die verbleibenden 900 MW (N-6.6 und N-6.7) geboten.

Umgerechnet auf den Preis pro Megawatt der beiden verbliebenen Flächen ergibt sich ein durchschnittlicher Gebotswert von ca. 871 Tsd. EUR/MW. Somit lag diese Auktion rein von den erzielten Erlösen her auf einem ähnlichen Niveau wie die Auktion in England und Wales 2021, allerdings deutlich unter dem Niveau der Gebote in der Auktion für nicht voruntersuchte Flächen. Auch verglichen mit den grob geschätzten Projektkosten ist der Gebotswert hoch. Der durchschnittliche Gebotswert für N-6.6 und N-6.7 entspricht ca. 35 Prozent des Investitionsvolumens eines Projektes in der Größenordnung von 900 MW.²⁹

26 Eintrittsrechte wurden bei der Einführung des zentralen Ausschreibungssystems in Deutschland als Entschädigung an einige Entwickler vergeben, die ihre bestehenden, noch unbebauten Projektflächen dem deutschen Staat überlassen mussten. Sie erlauben dem Inhaber nach dem Ende der Auktion das Projekt zu den Konditionen des bezuschlagten Gebotes zu übernehmen und zu entwickeln.

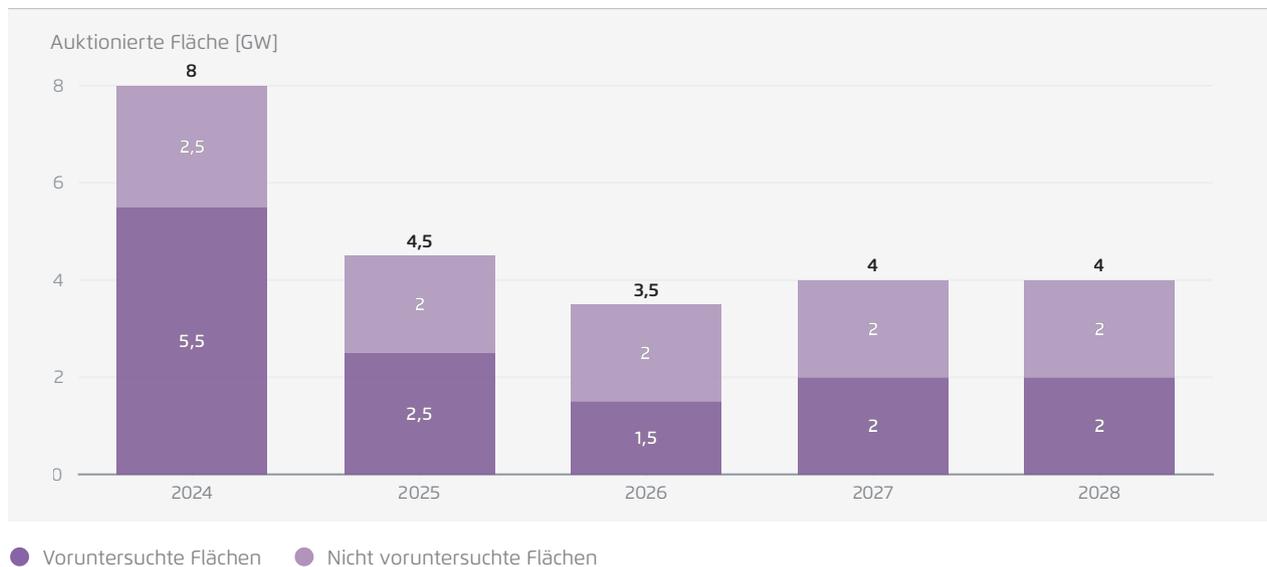
27 Die Bieter hatten bezüglich der Anzahl der verbleibenden Bieter und der Höhe der nächsten Gebotsstufe nur sehr geringe Informationen über den Verlauf der einzelnen Auktionen. Gleichzeitig erhielten sie nur Informationen zum Verlauf der Auktionen für die Flächen, an deren Gebotsverfahren sie noch beteiligt waren.

28 Dies kann gegenläufige Anreize schaffen: Bieter haben einen Anreiz, weiter an den parallelen Auktionen für möglichst viele Flächen teilzunehmen, um Informationen zu erhalten und möglicherweise später zuzuschlagen. Damit besteht das Risiko eines kurzfristigen Nachfragekollaps bei bestimmten Gebotshöhen, wenn die Zahlungsbereitschaft mehrere Bieter erreicht ist. Einzelne verbleibende Bieter können so mehr Fläche bezuschlagt bekommen, als sie sich möglicherweise leisten können. Um dies zu vermeiden, können sich Bieter auf einzelne Flächen konzentrieren. Damit entsteht allerdings das Risiko, dass sehr unterschiedliche Preise für eigentlich gleichwertige Flächen erzielt werden. Hinweis: Die von der Bundesnetzagentur zur Verfügung gestellten Informationen reichen nicht aus, um eine Aussage zu treffen, ob diese Situation eingetreten ist. Generell lässt sich dieses Risiko aber durch mehr Transparenz und die Schaffung von Wechselmöglichkeiten reduzieren.

29 Berechnung basierend auf dem veröffentlichten Investitionsvolumen von 2,4 Mrd. EUR für das Projekt He Dreiht. Das Projekt hat eine Erzeugungskapazität von 960 MW. EnBW hat die finale Investitionsentscheidung im März 2023 getroffen. Aufgrund der seitdem weiter anhaltenden Kostenanstiege für die Projektentwicklung stellt das Investitionsvolumen für He Dreiht tendenziell eine Untergrenze dar (EnBW, 2023a).

Aufteilung der in den kommenden Jahren zu versteigernden Kapazitäten in Deutschland

→ Abb. 3



Agora Energiewende und NERA (2024) basierend auf WindSeeG (2023) und FEP (2023)

Die Wirksamkeit der erstmalig angewendeten qualitativen Kriterien für die Differenzierung von Geboten lässt sich allerdings noch nicht endgültig bewerten, da für die drei größeren der voruntersuchten Flächen Eintrittsrechte bestanden, die den Wettbewerb um die Flächen reduziert haben. Marktteilnehmer hatten bereits vor den Auktionen angemerkt, dass die Kriterien eine stärkere Differenzierung zwischen den Geboten ermöglichen sollten, und dabei für innovations- und nachhaltigkeitsfördernde Kriterien wie den CO₂-Fußabdruck eines Projektes plädiert (Heise online, 2023). Nach Informationen aus der Branche wird zudem die Definition des Beitrags zur Fachkräftesicherung als zu leicht erfüllbar und wenig zukunftsgerichtet angesehen.³⁰

Auch in den kommenden Jahren wird die Bundesnetzagentur sowohl vorentwickelte wie auch nicht vorentwickelte Flächen ausschreiben. Nachdem 2023 größere Volumina für nicht voruntersuchte Flächen versteigert wurden, werden 2024 insgesamt

5,5 GW auf voruntersuchte Flächen und 2,5 GW auf nicht voruntersuchte Flächen vergeben. Ab 2025 reduziert sich das derzeit geplante Ausschreibungsvolumen und es sollen ähnliche Mengen in den Ausschreibungen für beide Flächentypen vergeben werden. Ab den Ausschreibungen 2027 sieht das WindSeeG 2023 eine gleichmäßige Verteilung von jeweils 2 GW für beide Flächentypen vor.

Derzeit wird in der Branche eine Anpassung des Auktionsdesigns diskutiert. Die Gründe dafür sind die Auktionsergebnisse 2023, die in den letzten Monaten beobachtbaren Kostenanstiege für Komponenten und die Projektfinanzierung sowie die mit Blick auf die hohen Zubauzahlen ab Ende der 2020er Jahre erwarteten Engpässe. Sowohl das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wie auch die Bundesnetzagentur haben eine grundsätzliche Anpassung vor den Ausschreibungen 2024 abgelehnt.³¹ Die Bundesnetzagentur hat aber überarbei-

³⁰ Nach WindSeeG erfolgt die Bewertung anhand des Anteils der Auszubildenden relativ zur Gesamtzahl der Arbeitnehmer in einem Unternehmen zum Zeitpunkt der Ausschreibung.

³¹ Aussagen verschiedener Repräsentanten des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz und der Bundesnetzagentur bei Konferenzen und Vorträgen im November/Dezember 2023 (Nimmermann, 2023).

tete Regeln für das dynamische Gebotsverfahren 2024 vorgestellt, die das Verfahren beschleunigen und die Transparenz erhöhen.³²

Weitere grundsätzliche Änderungen des Ausschreibungsdesigns und des regulatorischen Rahmens werden derzeit in Deutschland diskutiert, wie beispielsweise:

- **Qualitative Zuschlagskriterien:** Der EU Wind Power Action-Plan sieht eine Überarbeitung und Vereinheitlichung der nationalen Ausschreibungssysteme vor, auch um den (Preis-)Druck auf die Lieferketten zu reduzieren. Unbeschränkte negative Gebote sollen von den Mitgliedsstaaten wo möglich vermieden und stattdessen insbesondere „objektive, transparente und diskriminierungsfreie qualitative Kriterien“ verwendet werden (Europäische Kommission, 2023b). Anknüpfend daran sieht die vorläufige Fassung des Net Zero Industry Act vom Februar 2024 die Einführung allgemeiner Präqualifikationskriterien sowie von Auswahlkriterien, die den Projektbeitrag zur Resilienz und Nachhaltigkeit berücksichtigen, vor (Rat der Europäischen Union, 2024).
- Auch in anderen Ländern wie UK, dem Mutterland der *price only*-Auktionen, werden derzeit qualitative Kriterien in das Auktionsdesign integriert, um die Lieferketten zu stärken und die Dekarbonisierung des Sektors voranzutreiben (Department for Energy Security & Net Zero, 2023). Hier könnten zum Beispiel auch wesentliche Impulse für die Verwendung und damit die Herstellung von klimafreundlichen Materialien wie grünem Stahl oder Zement gesetzt werden. Windenergieunternehmen und Zulieferer erhoffen sich ebenfalls bessere Bedingungen für die regionale Zuliefererkette

³² Konkret sollen mehr Gebotsrunden pro Tag möglich sein und die Höhe der Gebotsstufe von 30.000 EUR wird nicht mehr reduziert, sobald ein Bieter aussteigt, sondern bleibt konstant, bis nur noch zwei Bieter übrig sind und sich die Gebotsstufen auf 15.000 EUR reduzieren. Zudem wird die Bundesnetzagentur allen beteiligten Bietern in synchronen Auktionen die Anzahl der auf jeder Fläche teilnahmeberechtigten Bieter und möglicherweise abweichende Gebotsstufen mitteilen. Siehe: Bundesnetzagentur, BK6, Verfahrensregeln für die Durchführung eines dynamischen Gebotsverfahrens im Rahmen der Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen für Windenergieanlagen auf See 2024. (Link).

durch qualitative Kriterien wie die CO₂-Intensität in der Bauphase (Erneuerbare Energien, 2023a). Dagegen weist die Bundesnetzagentur auf die hohe Rechtssicherheit des Preiskriteriums hin.³³ Hinsichtlich ihres Designs bergen qualitative Kriterien die Schwierigkeit, dass sie sinnvoll definiert und messbar sein müssen und zudem zu einer Unterscheidung zwischen Geboten beitragen müssen. Zudem erhöhen sie den Aufwand für die Gebotsvorbereitung.

- **Verwendung der Auktionserlöse:** Nach dem im Zeitpunkt der Ausschreibung geltenden WindSeeG 2023 sollten die zehn Prozent der Auktionserlöse jeweils hälftig dem Meeresschutz und der Fischerei zugutekommen.³⁴ Angesichts des Investitionsbedarfes in die Lieferketten und Hafeninfrastruktur schlägt beispielsweise der BWO (Bundesverband Energie Offshore) eine andere Verwendung vor, die der Offshore-Windbranche zugutekommt und möglicherweise langfristig die Kosten für den Offshore-Ausbau senken wird (BWO 2024a). In der Haushaltsdebatte nach dem Verfassungsgerichtsurteil zum Klima- und Transformationsfonds (KTF) wurde die Verteilung dahingehend geändert, dass rückwirkend für die 2023er Ausschreibungen die Zuweisung wie folgt geschlüsselt wird: 3,125 Prozent für den Naturschutz, 1,0 Prozent für die Fischerei und 5,875 Prozent für den Bundeshaushalt als Transformationskomponente (Deutscher Bundestag, 2024).
- **Höhere Pönalen:** Einige Marktteilnehmer befürchten, dass die Gewinner der Auktion im Juni 2023 mittelfristig wieder aus den Projekten aussteigen könnten, so dass diese nicht rechtzeitig entwickelt werden. Beispielsweise hat Total Energies Mitte des Jahres 2023 angedeutet, dass sie ihre Investitionen in noch nicht gebaute Offshore-Windenergieanlagen durchaus als Realloption sehen, vergleichbar mit einer Ölkonzession (Total Energies, 2023).
- Um dieses Risiko zu reduzieren, schlagen Marktteilnehmer vor, in zukünftigen Auktionen die Pönalen zu erhöhen, um die Kosten eines Projektabbruchs für die Entwickler zu erhöhen (Ockenfels, 2023). Allerdings wurden die Pönalen, die im

³³ Vertreter der Bundesnetzagentur bei verschiedenen Konferenzen im Dezember 2023.

³⁴ WindSeeG2023 § 58.

deutschen System als wesentliches Instrument zur Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit dienen, im Vergleich mit der ersten Version des WindSeeG von 2017 in den vergangenen Jahren stark angehoben: So würden bei einem Abbruch des 2023 versteigerten 1-GW-Projektes O-2.2 ca. 307 Millionen Euro an Kosten anfallen. Für das 2017 versteigerte Projekt He Dreihit mit knapp 1 GW wären unter den Regeln des WindSeeG 2017 bei Projektabbruch „lediglich“ ca. 30 Millionen Euro zu zahlen gewesen.³⁵ Für die Zukunft sieht der Net Zero Industry Act vor, dass die Mitgliedsstaaten die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten maximieren, macht aber keine konkreten Angaben dazu, wie diese Vorgabe auszugestaltet ist.³⁶

Eine Anpassung des deutschen Auktionsdesigns und des regulatorischen Rahmens für Offshore-Windenergie kann in den nächsten Jahren zudem vor dem Hintergrund einer möglichen Teilung der deutschen Gebotszone erforderlich sein (Euractiv, 2023). Eine solche Teilung könnte dazu führen, dass bestehende und zukünftige OWPs in eine Nordzone einspeisen, in der der Marktpreis aufgrund des höheren Anteils an Erneuerbaren Energien und geringerer Nachfrage insgesamt unter dem derzeitigen Niveau liegt.

1.1.3 Im deutschen und europäischen Offshore-Windmarkt nimmt die Vielfalt der Akteure zu

2023 führten die Ausschreibungen in Deutschland zur Vergabe von insgesamt acht Flächen an fünf verschiedene Bieter, darunter:

- BP (zwei Flächen, insgesamt 4 GW)
- Total Energies (zwei Flächen, insgesamt 3 GW)
- RWE (zwei Flächen, insgesamt 0,9 GW)
- Vattenfall (eine Fläche nach Nutzung des Eintrittsrechtes, insgesamt 0,63 GW)
- Luxcara (eine Fläche, insgesamt 0,27 GW)

Insgesamt war laut Berichten aus der Branche für die Ausschreibungen der nicht voruntersuchten Flächen (Juni-Ausschreibung) jeweils eine hohe einstellige Zahl an Bietern für das dynamische Gebotsverfahren qualifiziert. Bei den voruntersuchten Flächen war der Wettbewerb aufgrund der bestehenden Eintrittsrechte nach Informationen aus der Branche nur schwach ausgeprägt.

Auf Basis von öffentlichen Anmeldungen von Joint Ventures beim Bundeskartellamt und öffentlichen Verlautbarungen ist zudem bekannt, dass mehrere international erfahrene Projektentwickler ebenfalls eine Bewerbung ernsthaft in Betracht gezogen haben oder nicht erfolgreich durchgeführt haben. Dies betrifft unter anderem:

- EnBW/Equinor Joint Venture
- Orsted/BASF Joint Venture
- EDF/BayWa Joint Venture

Hingegen hatte Vattenfall bereits vor der Juni-Ausschreibung mitgeteilt, dass sie nicht an dieser teilnehmen würden und sich auf die August-Ausschreibung fokussieren würden.

Insgesamt drei der erfolgreichen Bieter (BP, Total-Energies, Luxcara) waren bis dato nicht als Stromerzeuger im deutschen Markt präsent. Alle Bieter hatten allerdings schon Erfahrung mit Geboten in anderen Märkten (u. a. Großbritannien, Niederlande) und zudem für den Aufbau ihrer deutschen Teams (BP, Total) erfahrene Manager und Managerinnen von Wettbewerbern mit Entwicklungserfahrung in Deutschland abgeworben. Bis dato lässt sich somit keine Tendenz zu einer wie auch immer gearteten Monopolisierung des Marktes beobachten.

³⁵ Siehe WindSeeG 2023, § 18, § 52 und § 82. Unter WindSeeG 2017 § 60 (2) beträgt die Pönale für die Nichteinhaltung der Frist für den Finanzierungsnachweis 30 Prozent der hinterlegten Sicherheit. Unter WindSeeG (2023) § 82 (2) behält der Staat bei einer solchen Fristverletzung die gesamte Sicherheit ein. Auch die Tatsache, dass nach dem WindSeeG 2023 zehn Prozent des Gebots jeweils innerhalb von einem Monat gezahlt werden müssen, erhöht die Kosten eines Projektabbruchs nach WindSeeG 2023. So würden für Total Energies beispielsweise bei einem Abbruch des Projektes auf O-2.2 ca. 307 m EUR Kosten anfallen. EnBW müsste dagegen für He Dreihit, ihr unter den vorherigen Regeln bezuschlagtes Projekt, „lediglich“ 30 m EUR zahlen.

³⁶ Der Act führt lediglich eine nicht näher beschriebene Preisindexierung beispielhaft an. (Rat der Europäischen Union, 2024).

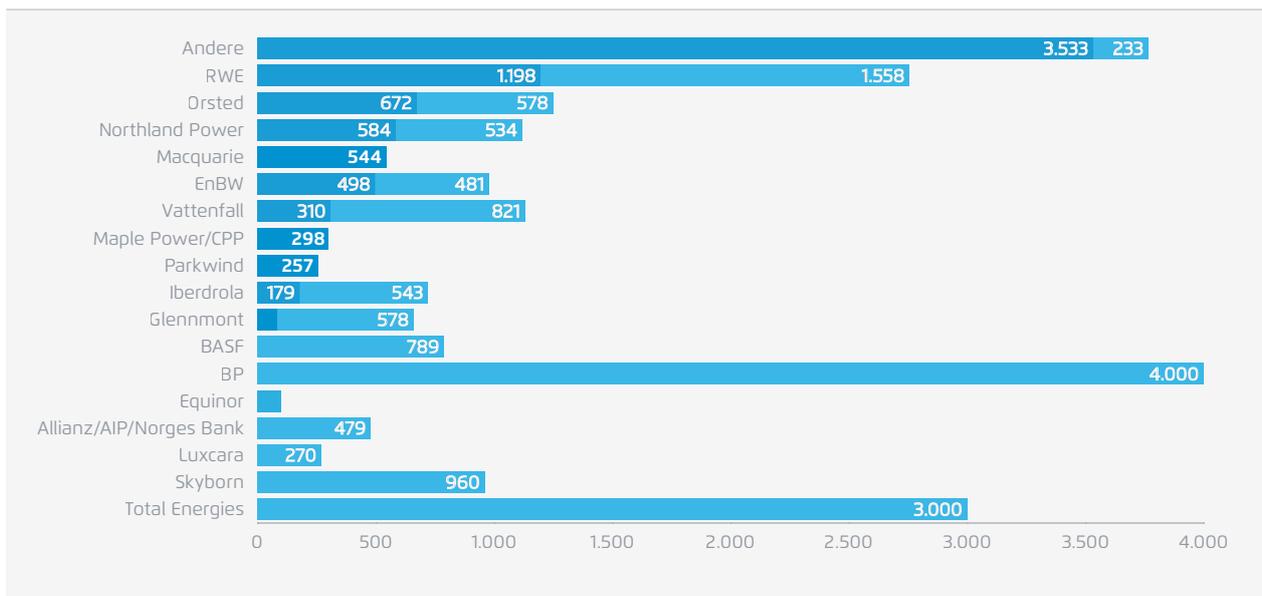
Wie in Abbildung 4 dargestellt verteilen sich die bestehenden Projekte in Deutschland auf eine Vielzahl an Eigentümern, zu denen sowohl klassische Energieunternehmen (z. B. RWE, Orsted und EnBW), Finanzinvestoren (z. B. Macquarie und Glennmont), spezialisierte Entwickler (z. B. Skyborn), Industrieunternehmen (BASF) wie auch Firmen mit einem Schwerpunkt im Öl- und Gassektor (bp, Equinor und Total Energies) gehören. Teilweise übernehmen traditionelle Energieunternehmen wie Orsted und RWE die Betriebsführung auch für Projektanteile, die sie an Finanzinvestoren verkaufen, so dass die Bedeutung ersterer für den Markt regelmäßig höher sein dürfte als ihr Anteil am Eigentum.

Die veröffentlichten Teilnehmerlisten aus aktuellen Ausschreibungsprozessen im Ausland lassen auch nicht den Schluss zu, dass die deutschen Ergebnisse einen abschreckenden Effekt gehabt haben könnten, sondern belegen eine weiterhin aktive und vielfältige Entwicklerlandschaft auch in den „neuen“ europäischen Märkten:

- In Norwegen haben sich sieben Bieter auf eine Teilnahme an der derzeit laufenden ersten Offshore-Windauktion beworben. Zugelassen wurden fünf Konsortien, von denen letztlich zwei an der Auktion teilgenommen haben. Unter den zugelassenen Konsortien sind vier Konsortien, die im Wesentlichen aus „klassischen“ Energieprojektentwicklern bestehen. Diese umfassen ein Konsortium bestehend aus BP, Statkraft und Aker Offshore Wind, ein Konsortium bestehend aus Equinor und RWE, ein Konsortium bestehend aus Shell, Lyse und Eviny und die Norseman Wind (eine Tochter der EnBW). Den Zuschlag erhalten hat letztlich ein gemischtes Konsortium, bestehend aus dem Energiekonzern Parkwind und der mit IKEA verbundenen Ingka Investments (OffshoreWind.Biz 2023c, Energiewatch, 2024).
- In Portugal haben 50 Unternehmen Präqualifizierungsunterlagen eingereicht, von internationalen Ölkonzernen wie Total und Equinor über klassische Utilities (RWE, Iberdrola,), Finanzinvestoren

Übersicht der größten Entwickler / Projekteigentümer im deutschen Offshore-Windmarkt

→ Abb. 4



● In Betrieb ● In Planung/Bau/genehmigt

Agora Energiewende und NERA (2024) basierend auf verschiedenen Quellen, wie beispielsweise Firmenwebsites und 4COffshore.

- bzw. von diesen gehaltene Investitionsvehikel (z. B. CIP, Ventient, Finerge) bis zu diversen lokalen Playern (OffshoreWind.Biz, 2023h).
- In Estland hatten sich ebenfalls zunächst sieben Bieter in der erstmalig durchgeführten Auktionen für zwei Flächen beworben, darunter europaweit aktive Investoren und Entwickler wie Aker Offshore Wind Europe und CIP, aber auch lokale Unternehmen wie die Viru Keemia Grupp.
 - Neben denjenigen Bietern, die sich direkt an Ausschreibungen beteiligen, besteht ein aktiver Sekundärmarkt, in dem Anteile an OWPs an- und verkauft werden. In den frühen Jahren der Offshore-Wind-Entwicklung wurden Projekte regelmäßig von den Utilities entwickelt und nach Inbetriebnahme an Finanzinvestoren verkauft. Inzwischen werden Anteile deutlich vor Inbetriebnahme verkauft, beispielhaft abzulesen an den aktuellen Projekten *He Dreiht* und *Borkum Riffgrund*:
 - Das von EnBW 2017 gewonnene *He Dreiht*-Projekt erreichte 2023 mit dem Einstieg eines Konsortiums von Finanzinvestoren um Allianz Capital Partners, AIP und Norges Bank Investment Management (zusammen 49,9 Prozent) die finale Investitionsentscheidung (FID) (EnBW, 2023a).

→ Glennmont Partners, ein weltweit agierender Fondmanager, übernahm im Februar 2023 von Ørsted 50 Prozent des Windparks Borkum Riffgrund 3 (900 MW), der seit Sommer 2023 gebaut wird (Glennmont Partners, 2022).

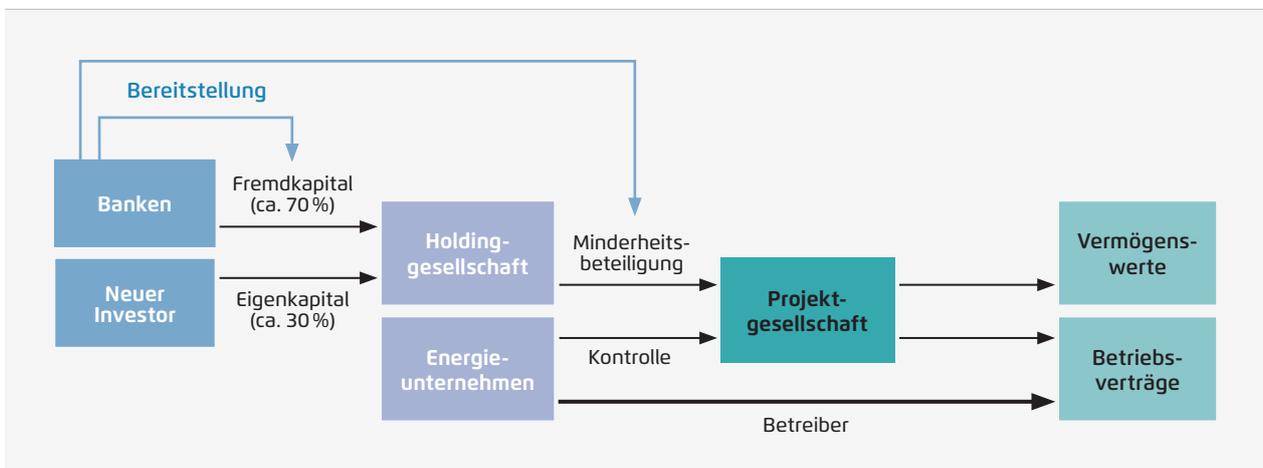
In diesem sogenannten *Farm Down*-Modell übernimmt der ursprüngliche Investor in der Regel die technische und kaufmännische Betriebsführung sowie umfassende Performancegarantien, um das Risiko für die Finanzinvestoren gering zu halten und den Erlös für den Verkäufer zu erhöhen (World Forum Offshore Wind, 2022). Bei Nullgeboten wird das Risikoprofil in der Regel zudem durch den Abschluss von langfristigen Stromlieferverträgen abgesichert, bevor der Einstieg eines Finanzinvestors erfolgt (EnBW, 2023a).

1.1.4 Finanzierungsstrategien für Offshore-Windprojekte

Das höhere Investitionsrisiko für Offshore-Windanlagen spiegelt sich in höheren Kapitalkosten verglichen mit Onshore-Wind und PV wider (Dukan et al., 2023). Insgesamt haben aber auch die von Entwicklern und Finanzierern gesammelten Erfahrungen im erneuerbaren Sektor dazu geführt, dass sowohl die

Mögliche Finanzierungsstrategie eines *Farm Downs*

→ Abb. 5



World Forum Offshore Wind (2022)

Fremd- wie auch die Eigenkapitalkosten über die letzten Jahre gesunken sind.

Zur Finanzierung von Offshore-Windparks wird je nach Präferenz des Investors entweder eine Non-Recourse-Projektfinanzierung oder eine Finanzierung über die Bilanz des Eigentümers eingesetzt (*Balance Sheet*-Finanzierung). In den oben genannten *Farm Down*-Modellen können sogar beide Ansätze parallel zur Anwendung kommen, wie die Abbildung 5 aus einer Veröffentlichung des Branchenverbandes World Forum Offshore Wind zeigt:

Der Vorteil von einer Finanzierung über die Bilanz des Eigentümers ist die höhere Autonomie des Betreibers, da eine solche Finanzierung in der Regel mit geringeren Eingriffsrechten der Banken einhergeht. Zudem können die Finanzierungskosten, insbesondere bei Unternehmen mit guter Bonität niedriger liegen als bei einer Projektfinanzierung. Nach Brancheninformationen finanziert z. B. Orsted regelmäßig über die eigene Bilanz.

Insgesamt aber hat sich in Europa eine Projektfinanzierung als bevorzugte Strategie etabliert (PwC, 2020). Eine Projektfinanzierung reduziert das Risiko für den Sponsor, da für die Banken im Insolvenzfall kein Zugriff auf das Vermögen des Unternehmens besteht. Die Kosten und der Anteil des Projekts, der sich entsprechend finanzieren lässt, haben sich bis 2021 regelmäßig zugunsten der Unternehmen entwickelt (siehe Tabelle 2):

- Eine höhere von den Banken akzeptierte Fremdkapitalquote erlaubt zum einen die Finanzierung größerer Projekte und stellt bei gleichbleibenden oder fallenden Finanzierungskosten zudem eine Verbesserung der Konditionen dar, da trotz steigender Schuldenquote keine höheren Risikoaufschläge gefordert werden.
- Eine längere Laufzeit erhöht die Sicherheit für den Kreditnehmer.
- Sinkende Finanzierungskosten (Risikoaufschläge) sind offensichtlich ebenfalls kreditnehmerfreundlich. Wenn diese sogar bei höheren Fremdkapitalquoten gelten, dann sinken die Gesamtkosten des Projekts noch stärker als die reine Reduzierung der Finanzierungskosten es vermuten lässt, da der höhere Fremdkapitalanteil teureres Eigenkapital ersetzen kann.
- Geringere (geforderte) Budgets/Rücklagen für unvorhergesehene Ausgaben (*Contingency*) senken ebenfalls die Projektkosten.

Zwischen 2009 und 2021 haben sich fast alle diese Parameter parallel zugunsten der Projektentwickler entwickelt. Dies liegt auch daran, dass der Europäische Bankensektor mittlerweile sehr erfahren in der Finanzierung von Anlagen für Erneuerbare Energien geworden ist, und damit Risikoprämien reduziert hat (IRENA, 2023).

Insbesondere 2022 haben sich die Finanzierungskosten allerdings erhöht, auch weil die Zinsen allgemein gestiegen sind. So kann beispielsweise eine Erhöhung

Entwicklung verschiedener Finanzierungskomponenten für die Projektfinanzierung

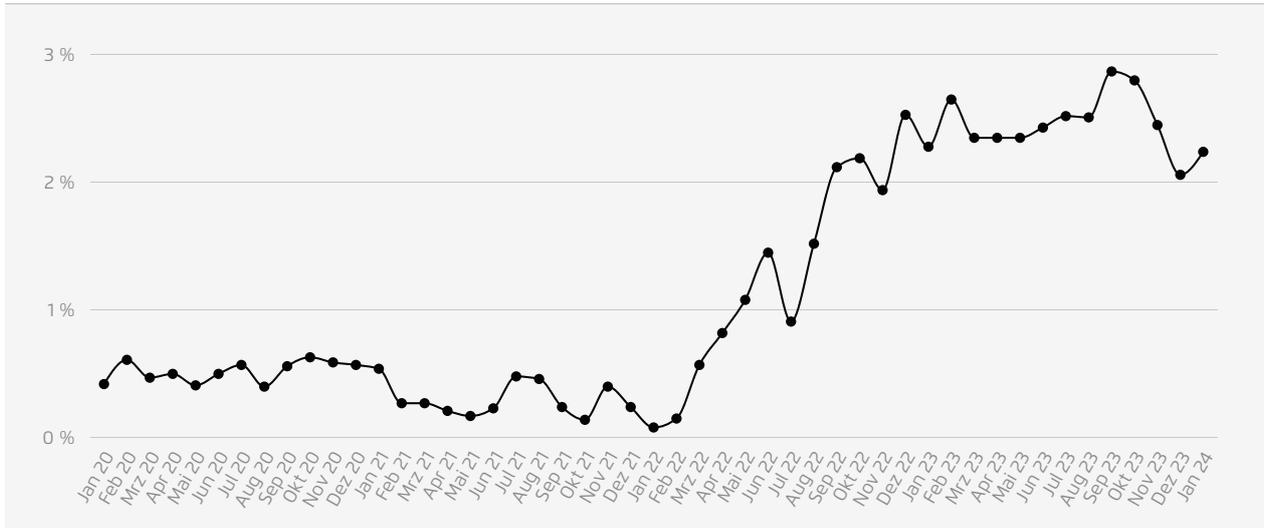
→ Tabelle 2

Jahr	Fremdkapitalquote	Laufzeit	Finanzierungskosten (über Basiszinssatz)	Budget für unvorhergesehene Ausgaben („Contingency“)
2006–2007	60:40	10–15 Jahre	150–200 bps	12–15 Prozent
2009–2013	65:35	10–15 Jahre	300–350 bps	10–12 Prozent
2014–2015	70:30	10–15 Jahre	200–250 bps	15–20 Prozent
2016–2017	75:25	15–17 Jahre	150–225 bps	12–15 Prozent
2018–2019	75:25	15–18 Jahre	125–175 bps	8–12 Prozent
2020–2021	80:20	15–20 Jahre	125–175 bps	8–10 Prozent

World Forum Offshore Wind (2022, S. 68). Hinweis: Die Finanzierungskosten werden hier als Spread über den Basiszinssatz („Base Rate“) angezeigt.

Rendite auf 10-jährige deutsche Staatsanleihen

→ Abb. 6



Agora Energiewende und NERA (2024) basierend auf Daten der Bundesbank, abgerufen am 15. Februar 2024

der Fremdkapitalkosten von 100 Basispunkten (bps) bei einem angenommenen Anteil von 80 Prozent Fremdkapital zu einer Erhöhung der zur Umsetzung geforderten Internal Rate of Return (IRR) der Projektierer von 0,8 Prozent führen.

Auch die Eigenkapitalkosten sind über die Jahre grundsätzlich gesunken, nachdem die Risiken von Offshore-Wind von Entwicklern und Investoren besser verstanden und reduziert wurden. Dies hat auch zu sinkenden Gebotswerten und Gesteungskosten beigetragen: BP erwartet beispielsweise eine Rendite von sechs bis acht Prozent (real, vor Steuern) von den 2023 gewonnenen Projekten, während in den 2010er Jahre regelmäßig zweistellige Renditen gefordert wurden (World Forum Offshore Wind, 2022 S. 42f., BP, 2023). Andererseits führen die steigenden risikolosen Zinssätze (siehe oben) zu einem gegenläufigen Effekt. So deutete z. B. RWE Ende 2022 an, zusätzliche Risikoprämien zu ihrer IRR hinzuzufügen (RWE, 2022).

Auch nach dem EU Wind Power Action-Plan soll die Finanzierung von Projekten vereinfacht werden. So sollen Projektierer und die Lieferkette Fremdkapital durch den Innovationsfond und Finanzmittel der Europäischen Investitionsbank (EIB) erhalten. Die Auswirkungen auf die Finanzierungskosten sind dabei noch offen (Europäische Kommission, 2023b).

1.1.5 Abschattungseffekte können Stromproduktion beeinflussen

Mit dem zunehmenden Ausbau insbesondere der deutschen AWZ in der Nordsee werden auch die möglichen Auswirkungen sogenannter Abschattungseffekte diskutiert, durch die die Stromproduktion zukünftiger und bestehender Anlagen reduziert werden könnte. Abbildung A.1 im Anhang gibt einen Überblick über die derzeit bestehenden Projekte und die ausgewiesenen bzw. angedachten Flächen und Gebiete in der Nordsee.

Im aktuellen Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans verweist das BSH auf den Mindestabstand von Windenergieanlagen zu benachbarten Flächen, der ab 2030 von 750 auf 1000 Meter erhöht werden wird. Für seine Festlegung und zur Ermittlung der zu erwarteten Jahresenergieerzeugung ziehe das BSH zudem wissenschaftliche Gutachten und Modellierungen zu Rate.³⁷

Das Fraunhofer IWES, das als Gutachter für das BSH fungiert, unterscheidet zwischen externen

³⁷ Zudem wird auf den Mindestabstand in Höhe des fünffachen Rotordurchmessers von neu zu errichtenden Anlagen zu Windenergieanlagen des benachbarten OWPs verwiesen (BSH, 2023a).

und internen Abschattungsverlusten. Neben den Clustern N-6 und N-13 sei insbesondere das Gebiet N-9 mit einer maximalen geschätzten Reduktion von 27 Prozent insbesondere aufgrund des Zubaus von N-23 im Jahr 2033 am stärksten vom Ausbau betroffen. Der Einfluss des kontinuierlichen Offshore-Windausbaus auf die mittleren Volllaststunden über einen Betriebszeitraum von 25 Jahren sei allerdings eher gering (Fraunhofer IWES, 2023). Eine Studie im Auftrag von Agora Energiewende kam 2020 zu dem Ergebnis, dass die Installation von 72 GW Offshore-Windenergie in der Deutschen Bucht, die Anzahl der Volllaststunden um bis zu 25 Prozent von 4.000 auf 3.000 Volllaststunden reduzieren würde (Agora Energiewende et al., 2020). Laut vorläufigen Ergebnissen von RWE und DNV können insbesondere große Offshore-Cluster zudem auch länger laufende Abschattungseffekte erzeugen, die über große Distanzen von bis zu 200 Kilometern wirken (RWE, 2023).

Mit Blick auf den Ausschreibungskalender betont der BWO, dass eine möglichst hohe Zahl Volllaststunden bei der Bebauung anzustreben sei. Der Verband schlägt insbesondere mit Blick auf die Auswirkungen der neuen Flächen N-9.4 und N-9.5 vor, diese später auszuschreiben und die Flächenkapazität von 2 GW auf 1 GW zu reduzieren. So sollen die nachgelagerten Flächen N-9.1 bis N-9.3 höhere Erträge erzielen können (BWO, 2023a).

Weniger Augenmerk liegt derzeit auf grenzüberschreitenden Abschattungseffekten beispielsweise in Verbindung mit dem geplanten Ausbau in den Niederlanden und Dänemark.

1.2 Stromnetzanbindung als Herausforderung für den Ausbau

Der zunehmende Ausbau von Offshore-Wind, insbesondere in der Nordsee, erfordert eine Weiterentwicklung der Netzanbindungssysteme, aber auch der Netzinfrastruktur an Land. Seitens der Politik und der Branche wird zunehmend die Entwicklung komplexer, vermaschter Offshore-Netze, über die auch ein grenzübergreifender Stromtransport möglich ist,

forciert. Gleichzeitig sollen mit sogenannten Energieinseln neue Infrastrukturelemente entwickelt werden, die eine Vielzahl an Anwendungsmöglichkeiten bieten.³⁸

1.2.1 Radiale Netzanbindungen als Standard für den Offshore-Zubau in Ostsee und Nordsee bis inklusive Zone 3³⁹

In Deutschland und den meisten anderen Ländern werden OWPs traditionell über radiale Verbindungen mit dem heimischen Onshore-Netz verbunden, d. h. jeder OWP/jedes Cluster erhält im Grunde einen eigenen Anschluss.⁴⁰

Die Netzanbindungskapazitäten für Offshore-Wind in Deutschland sollen entsprechend der Ausbauziele bis 2030 und 2045 ausgebaut werden. Derzeit sind rund 10 GW Netzanschlusskapazität in der Nord- und Ostsee fertiggestellt, im Bau oder beauftragt (Bundesnetzagentur, 2024a).⁴¹ Der darüber hinausgehende notwendige Netzanbindungszubau wird derzeit von der Bundesnetzagentur auf ca. 40–50 GW bis 2037 und insgesamt gut 60 GW bis 2045 geschätzt.⁴² Zuletzt hat das BSH Anfang 2024 die Planfeststellungsbeschlüsse für zwei weitere Anbindungssysteme, Ostwind 3 (OST-1-4) in der Ostsee und DolWin 4/delta (NOR-3-3) und BorWin 5/BorWin epsilon (NOR-7-1) in der Nordsee erlassen (Täglicher Hafenbericht, 2024).

Die Planung der Netzanschlussysteme erfolgt dabei im Einklang mit der Planung für den Ausbau der

³⁸ Neben den in diesem Kapitel skizzierten ökonomischen Fragestellungen bestehen verschiedene ingenieurwissenschaftlich-technische Herausforderungen, die nicht Gegenstand dieser Veröffentlichung sind.

³⁹ Die AWZ in der Nordsee ist (administrativ) in fünf Zonen aufgeteilt, wobei Zone 1 das Küstenmeer umfasst und Zone 5 den größten Abstand zur Küste hat. (BSH 2023a, S. 94).

⁴⁰ Dabei werden seit Anfang der 2010er Jahre in Deutschland auch sogenannte Sammelanbindungen genutzt, bei denen der Strom von mehreren Windparks, die in der Regel im gleichen Cluster liegen, durch ein gemeinsames Anbindungssystem zum Festland übertragen wird.

⁴¹ Siehe Appendix B für eine Übersicht der Netzanbindungssysteme.

⁴² Ausgehend von einem Offshore-Windausbau von 50,5 bis 58,5 GW bis 2037 und einer installierten Übertragungsleistung von 72 GW bis 2045 (Bundesnetzagentur, 2024a).

Erzeugungskapazitäten auf See und wird durch den Netzentwicklungsplan (NEP) und den FEP geregelt. Bei der Erstellung der im NEP dargelegten Offshore-Netzentwicklungsvorhaben berücksichtigen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) die räumlichen und zeitlichen Festlegungen des jeweils aktuellen FEPs. Im letzten Entwurf des NEP 2037/2045 (erschienen 2023) haben die ÜNBs allerdings darauf hingewiesen, dass der kürzere Planungshorizont des FEP 2023 nicht für eine sichere Planung der Offshore-Netzanbindungssysteme bis 2037 bzw. 2045 ausreicht. Zudem wird nach dem NEP 2037/2045 die verfügbare Übertragungsleistung der Anbindungssysteme die tatsächlich installierte Erzeugungslleistung von 70 GW überschreiten und damit ein gewisser Puffer für Rückbauten geschaffen (Bundesnetzagentur, 2024a).

Neben den „klassisch“ zuständigen ÜNBs, TenneT (Nordsee) und 50Hertz (Ostsee) werden Netzanbindungen mittlerweile auch von anderen Netzbetreibern und Investoren gebaut und/oder finanziert. Zu den Beispielen gehören:

- 2012/13 übernahm Mitsubishi Corporation von TenneT für 576 Millionen Euro einen Anteil von 49 Prozent an den Gesellschaften für den Bau von vier Anbindungen in der Nordsee (Manager Magazin, 2013). 2017 ist der japanische Stromversorger Chubu Electric Power für ca. 300 Millionen Euro in das Joint Venture eingestiegen, indem er Anteile von Mitsubishi übernommen hat (Juve, 2017). 2020 hat der Finanzinvestor CIP die (verbleibenden) Netzanteile von Mitsubishi übernommen. 2014 hatte CIP bereits für 384 Millionen Euro Anteile an der Netzanbindung DolWin3 von TenneT erhalten (Juve, 2020).
- Seit 2021 übernahm Amprion mehrmals die Verantwortung für die Entwicklung verschiedener Netzanbindungen in der Nordsee.⁴³ Zusätzlich entwickelt Amprion derzeit das Windader

West-Projekt, das vier Netzanbindungssysteme (jeweils 2 GW) zur Einspeisung von Windstrom aus der Nordsee in das Übertragungsnetz in Nordrhein-Westfalen umfasst (Amprion, n.d.).

Die Offshore-Netzanbindungen sind Teil des Übertragungsnetzes, werden aber separat und rein kostenbasiert reguliert.⁴⁴ Die Netzkosten werden dabei jährlich zunächst prognostiziert und dann auf Basis der tatsächlich angefallenen Betriebs- und Kapitalkosten (inklusive des erlaubten Eigenkapitalzinssatzes) ermittelt und ex-post angepasst.⁴⁵ Die Kosten werden über alle Netznutzer der vier ÜNBs in Deutschland sozialisiert (gewälzt) und über eine bundesweit einheitliche Offshore-Netzumlage in Rechnung gestellt.⁴⁶ Anders als zum Beispiel in Großbritannien wird kein Anteil der Netzkosten direkt durch die angeschlossenen Windparks getragen.⁴⁷

Insgesamt wird das Investitionsvolumen in Netzanbindungssysteme für Offshore-Windenergie von den ÜNBs auf 100 Milliarden Euro bis 2037 beziehungsweise ungefähr 150 Milliarden Euro bis 2045 geschätzt (ÜNBs, 2023). In Anbetracht des hohen Finanzierungsbedarfs stellt sich die Frage, ob weitere Akteure in den Bau und die Finanzierung von Netzanbindungen einsteigen werden.⁴⁸

Die in einer OWP-Ausschreibung erfolgreichen Bieter erhalten einen rechtlichen Anspruch auf eine Netzanbindung im Umfang der bezuschlagten

43 Die sich in der Entwicklung befindlichen Projekte sind: DolWin 4 und BorWin 4, zusammen 1,8 GW, mit einer geplanten Inbetriebnahme in 2028/29; BalWin 1 und Balwin 2, jeweils 2 GW, mit einer geplanten Inbetriebnahme in 2029 bzw. 2030 (OffshoreWind.biz 2023d).

44 StromNEV, § 3a.

45 Ein Benchmarking oder eine Evaluierung des Produktivitätsfaktors findet nicht statt.

46 Die Höhe der Offshore-Netzumlage ist in den letzten Jahren stetig angestiegen und liegt für 2024 bei 0,656 ct/kWh (Bundesnetzagentur, n.d.a).

47 Über die für die Ausschreibungen 2023 eingeführte Stromkostensenkungskomponente beteiligen sich die Betreiber von OWPs faktisch am Netzausbau. Nach WindSeeG § 23 und § 59 werden 90 Prozent eines negativen Gebotes für eine Fläche ab Betriebsbeginn der OWP über 20 Jahre in gleichbleibenden jährlichen Raten an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber gezahlt. Diese Stromkostensenkungskomponente wird zur Reduktion der Offshore-Netzumlage für die Endkunden eingesetzt. Zu beachten ist, dass sich die Höhe dieser Zahlung aus den Auktionsergebnissen ergibt und sich nicht nach den Kosten der tatsächlich genutzten Netzanbindung bestimmt.

48 Vor diesem Hintergrund ist der ursprünglich geplante Verkauf des deutschen Teils von TenneT zu sehen. Es gab Überlegungen, dass die Bundesregierung die Netzteile übernimmt und anschließend gegebenenfalls Anteile weiterverkauft.

Gebotsmenge.⁴⁹ Die Bereitstellung des Netzan schlusses und die Finanzierung der Anbindung über die Offshore-Netzumlage reduzieren grundsätzlich die Belastung für die Betreiber. Im Falle gravieren der Störungen bei der Einspeisung oder Verzögerungen der Netzanbindung können die Anlagenbetreiber zudem anteilige Entschädigungszahlungen vom zuständigen Übertragungsnetzbetreiber erhalten.⁵⁰ Neben einem klaren Ausbaupfad unter dem zentralen System hat der Gesetzgeber 2022 die Bedingungen für einen schnelleren Bau der Anbindungen verbessert. Das neue Verfahren erlaubt die Vergabe der Offshore-Netzanbindung direkt nach Aufnahme der anzubindenden Flächen in den FEP (BMWK, n.d.).

Auch das im WindSeeG 2023 festgestellte überraschende öffentliche Interesse an Offshore-Windenergie und Netzanbindungen gegenüber anderen Nutzungen vereinfacht die Planungs- und Genehmigungsprozesse. Nach dem EU Wind Power Action-Plan sollen zudem Genehmigungsverfahren für Offshore-Wind insgesamt stärker digitalisiert und vereinfacht werden (Europäische Kommission, 2023b).

Trotz dieser Verbesserungen bestehen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Netzanbindungssysteme eine Reihe an Herausforderungen:

- **Netzausbau an Land:** Zur Integration zukünftiger offshore erzeugten Strommengen ist ein entsprechender Netzausbau und die Auflösung von Engpässen an Land nötig. Diese Herausforderung besteht europaweit und wird durch die internationale Vermaschung von Netzanbindungssystemen verschärft (Europäische Kommission, 2023b).
- **Redispatch:** Das seit Oktober 2021 gültige Redispatch 2.0 System birgt Herausforderungen für OWPs, die nun auch verstärkt zur Vorbeugung von Netzengpässen abgeregelt werden können. Zwar erhalten Erneuerbare Energien grundsätzlich eine Kompensation für die Abregelung, allerdings

entstehen für die Direktvermarkter der Anlagen zusätzliche Kosten, die sich in zuletzt deutlich gestiegenen Direktvermarktungsentgelten widerspiegeln. Zudem stellt die „Verschwendung“ von grob einem Viertel der eigentlich möglichen Erzeugung von OWPs eine wirtschaftliche Belastung sowie eine Herausforderung für die Akzeptanz der Energiewende dar.⁵¹

- **Zukünftiger Rückbau:** Wenn in den kommenden Jahrzehnten die ersten OWPs das Ende ihrer Laufzeit erreichen, stellen sich auch netzseitig Fragen bezüglich des Rückbaus. Laut Bestätigung des NEP 2037/2045 geht die Bundesnetzagentur nach neuen Erkenntnissen für das Zieljahr 2045 von einem vorzunehmenden Rückbau von mindestens 4 GW installierter Erzeugungsleistung aus.⁵² Diese sollen durch weitere Anbindungssysteme in der Nordsee kompensiert werden.⁵³

1.2.2 Nationale und internationale Offshore-Vernetzung

Der zukünftige Offshore-Windausbau in der Nordsee über Zone 3 hinaus, die Integration der zusätzlichen Strommengen und die Bestrebungen hin zu einer stärkeren länderübergreifenden Vernetzung des europäischen Stromsystems erfordern eine Weiterentwicklung bestehender Netzanbindungslösungen. Insbesondere die nationale und internationale Offshore-Vernetzung und die seeseitige Verbindung von Netzanschlussystemen gewinnen an Bedeutung.

Bei der nationalen Vernetzung werden Anbindungssysteme innerhalb der deutschen AWZ

⁴⁹ Zahl für Q1 2023 (Tagesspiegel Background, 2023a).

⁵² Die ältesten 4 GW an OWPs liegen jeweils zum Teil in Nord- und Ostsee, so dass der Rückbau Projekte in Nord- und Ostsee umfassen dürfte, was in der deutschen Ostsee netto zu einem Rückgang der installierten Kapazität führen dürfte.

⁵³ Während der genehmigte Szenariorahmen von einem Rückbau von 4 GW ausgeht, weist die Bundesnetzagentur in der Bestätigung des NEP darauf hin, dass mittlerweile von einem höheren Rückbau ausgegangen werden muss. Daraus würde sich für das Ziel von 70 GW Nettozubau der Erzeugung ein Bruttozubau von mindestens 74 GW ergeben (ÜNBs, 2023, S. 112). Nicht an allen Standorten werden neue/repowered OWPs an die Netze angeschlossen werden können, u. a. weil sich einige Projekte in Naturschutzgebieten befinden.

⁴⁹ WindSeeG, § 24.

⁵⁰ EnWG, § 17e.

untereinander verbunden, um landseitige Netzengpässe zu reduzieren und eine höhere Redundanz zu ermöglichen.⁵⁴ Erstmals werden im Entwurf des NEP 2037/2045 zwei Maßnahmen zur nationalen Offshore-Vernetzung aufgeführt und von der Bundesnetzagentur bestätigt, die bis 2037 umgesetzt sein und Redispatch-Eingriffe minimieren sollen (ÜNBs, 2023, S. 126, BNetzA, 2024a, S. 11). In Belgien erfüllt das von Elia entwickelte Modulare Offshore-Netzwerkssystem (MOG) eine ähnliche Funktion, indem die derzeit vier OWPs über eine Umspannplattform zusammengeschlossen werden, die wiederum über zwei (redundante) Unterseekabel an das Onshore-Netz angeschlossen sind (Norton Full Bright, 2023).

Ziel der internationalen Offshore-Vernetzung ist die Erschließung zusätzlicher Handelskapazitäten und eine höhere Integration von Erneuerbaren Energien in das europäische Stromsystem. Je nach Szenario rechnen die ÜNBs mit einem positiven Kosten-Nutzen-Vorteil für die europäische Wohlfahrt von ca. 3 Mrd. EUR pro Jahr (ÜNBs, 2023). Seit 2020 hat die Entwicklung sogenannter hybrider Anbindungssysteme Fahrt aufgenommen, wie die folgende Auswahl zeigt:

- 2020 wurde mit dem *Kriegers Flak Combined Grid Solution*-System von 50 Hertz und Energinet erstmals ein hybrides System in Betrieb genommen. Das System verbindet zwei Umspannplattformen in der Ostsee und funktioniert somit sowohl als Netzanbindung für die direkt angeschlossenen OWPs wie auch als Interkonnektor zwischen DE und DK.
- Im Februar 2023 haben das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 50Hertz, Amprion und TenneT gemeinsam erste Pläne für hybride Interkonnectoren in der Nordsee vorgelegt, bei denen die nationale Vernetzung (s. o.) weiter ausgebaut und durch internationale Vernetzungen mit DK und NL ergänzt werden soll (BMWK, 2023, ÜNBs, 2023, S. 125).

- 50Hertz und Elering planen die hybride Verbindung *Baltic Wind Connector* zwischen DE und EE, durch die Estland zu einem Exporteur auf dem europäischen Strommarkt werden könnte (Erneuerbare Energien, 2023b).
- Seit November 2023 untersuchen Amprion und Statnett sowie TenneT und Statnett jeweils die Machbarkeit eines hybriden Interkonnectors zwischen DE und NO (Renews.Biz, 2023).

Politische Unterstützung für verschiedene Vorhaben signalisiert die Erklärung von Ostende, die unter anderem die Untersuchung hybrider Projekte zwischen DE und UK sowie eine Reihe von Kooperationen bei der Entwicklung von Energieinseln vereinbart (siehe Appendix B und Abschnitt 1.2.3). Der Vorentwurf des FEP 2024 greift zudem bereits Pläne für das grenzüberschreitende Kabelsystem für den Anschluss der Bornholm Energy Island an das deutsche Netz auf und schlägt die Festlegung weiterer Trassen für die nationale und internationale Vernetzung vor (BSH, 2023a).

Regulatorische Fortschritte gab es zuletzt bei der Frage, wie die Netzanbindungs- und die Übertragungsfunktion der hybriden Interkonnectoren geregelt werden kann. Für Offshore-Windbetreiber besteht bei hybriden Projekten das Risiko, dass ihnen je nach Preissituation nicht ausreichend Netzkapazität für eine (volle) Einspeisung zur Verfügung steht. Mit der *Transmission Access Guarantee* (TAG) wurde seitens der Europäischen Kommission eine Lösung vorgeschlagen, bei der Offshore-Windbetreiber durch Einnahmen aus den Engpasserlösen für eine Abregelung entschädigt werden. Die Windbranche sieht darin eine positive Entwicklung, die zur Reduzierung des Investitionsrisikos für die entsprechenden OWPs beiträgt (Wind.Europe, 2023). ENTSO-E, der Verband der ÜNBs, sieht dagegen finanzielle Risiken für die ÜNBs, mögliche *Windfall Profits* und das Risiko einer Überkompensation der Erzeugungsanlagenbetreiber (ENTSO-E, 2023). Darüber hinaus sind vielfältige weitere Fragen zu klären, zum Beispiel die Kostentragung für das Verbindungskabel in Situationen, in denen die angeschlossenen Märkte sehr unterschiedlich von

⁵⁴ Eine Redundanz ermöglicht auch im Fehlerfall eines Anbindungssystems je nach vorliegender Einspeisung, den vollständigen oder teilweisen Abtransport der erzeugten Strommengen über das noch in Betrieb befindliche System an Land.

der Verbindung profitieren bzw. unterschiedliche Traditionen der Finanzierung des Netzanschlusses aufweisen.

Energieinseln als weitere Innovation: In Verbindung mit hybriden Interkonnektoren ist auch die Idee sogenannter Energieinseln entstanden. Diese sollen in Zukunft als Knotenpunkte für die Zusammenführung von Strom aus mehreren Offshore-Windanlagen dienen, der dann entweder auf der Insel beispielsweise zur Wasserstoffherzeugung verwendet wird oder in eine oder mehrere Gebotszonen eingespeist wird.⁵⁵ Derzeit sind solche Projekte unter anderem in Belgien, Dänemark und Deutschland geplant.⁵⁶

In Dänemark haben Energinet und 50Hertz mit der Entwicklung der natürlichen Bornholm Energy Island begonnen, deren zugehörige Windfarmen noch 2024 ausgeschrieben werden sollen. Der Bau der ersten künstlichen Insel vor der belgischen Küste soll 2024 beginnen und bis 2030 abgeschlossen sein (Euractiv, 2023b). Gleichzeitig sind die Herausforderungen dieser neuartigen Infrastrukturvorhaben beispielsweise auch bei der geplanten künstlichen Insel in der dänischen Nordsee deutlich geworden. Aufgrund der stark angestiegenen Projektkosten ist derzeit die Wirtschaftlichkeit des Projektes in Frage gestellt (Recharge, 2023).

Wie im Anhang deutlich wird, besteht eine Vielzahl an Projektkonzepten. Dabei lässt sich zwischen regulierten und nicht regulierten möglichen Einnahmen unterscheiden:

→ **Regulierte Einnahmequellen** für die Projektbetreiber sind beispielsweise Nutzungsgebühren, die ÜNBs oder Wasserstoffherzeuger zahlen müssen, oder auch Anbindungsgebühren, die für die OWP-Betreiber anfallen.

→ **Zu den nicht regulierten Einnahmequellen** zählen beispielsweise Pachtgebühren für andere Nutzungszwecke, Einnahmen aus der Wasserstoffproduktion, Engpasserlöse und weitere Einnahmequellen beispielsweise aus der Ammoniakproduktion oder aus der Nutzung als Rettungsstützpunkt.

Eine Vielzahl von privaten Investoren hat Interesse an der Entwicklung solcher Inseln signalisiert. Neben Netzbetreibern interessieren sich unter anderem auch Offshore-Windentwickler (z. B. Orsted), Banken (z. B. Skandinaviska Enskilda Banken), Finanzinvestoren (z. B. CIP) und Pensionsfonds (z. B. ATP) für diese Projekte (Europawire, 2024). In Deutschland arbeiten der dänische Finanzinvestor CIP⁵⁷ und der Versicherungskonzern Allianz gemeinsam an der Entwicklung der ersten beiden künstlichen Energieinseln in der Nordsee. Entsprechende Anträge für das Projekt, das auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff auf See umfassen soll, wurden Mitte 2023 beim BSH eingereicht (Energie & Management, 2023). Die Wirtschaftlichkeit und Realisierung sind allerdings noch mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet.

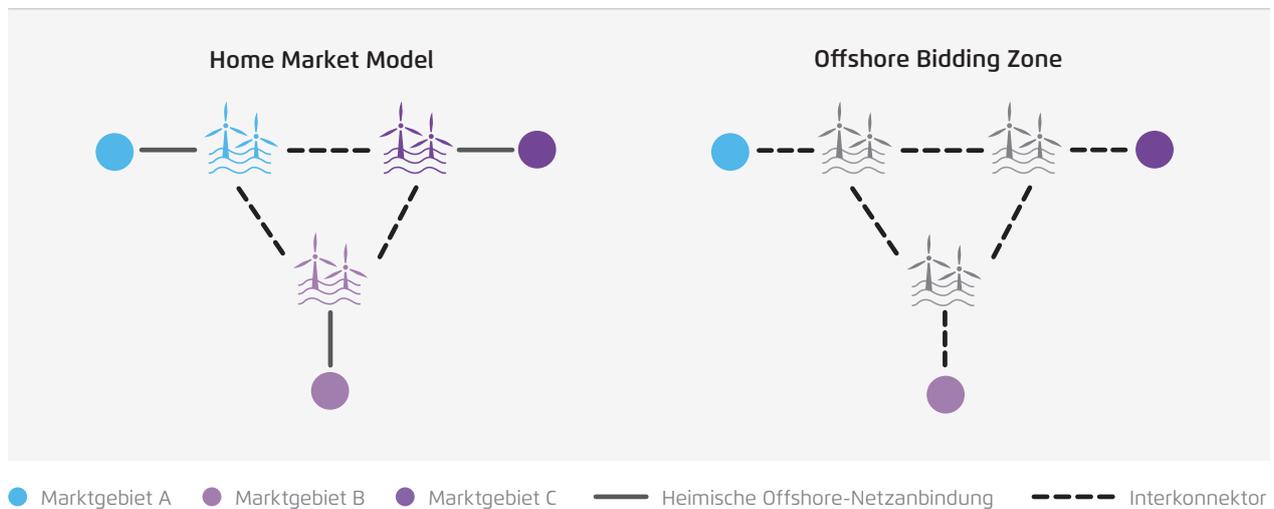
Home Market Model versus Offshore Bidding Zone: Energieinseln und die entsprechenden OWPs können entweder der Gebotszone ihres Onshore-Heimatmarktes zugeteilt werden (Home Market Model; HMM) oder in einer eigenen Gebotszone vermarktet werden (Offshore Bidding Zone, OBZ) (siehe Abbildung 7).

Beim *Home Market*-Ansatz erhalten Windparkbetreiber den Marktpreis des Heimatmarktes und ihre Einspeisung wird explizit nur bei der Kapazitätsplanung des jeweiligen lokalen Übertragungsnetzbetreibers entsprechend berücksichtigt. Beim OBZ-Modell werden eine oder mehrere separate Gebotszonen gebildet, die nur Offshore-Windherzeugung und, je nach Design der Energieinsel, eine begrenzte Nachfrage, beispielsweise von flexibel

⁵⁵ Zusätzliche Nutzungsmöglichkeiten wie die Errichtung von Hafenanlagen oder die Nutzung als Rettungsstützpunkt werden ebenfalls diskutiert.

⁵⁶ Die Niederlande haben ein geplantes Projekt vorläufig stillgelegt, verfolgen aber Kooperationen und Anschlüsse an Projekte in den Nachbarländern (siehe Appendix B).

⁵⁷ CIP hat im Januar 2024 zudem ein eigenes Tochterunternehmen zur weltweiten Entwicklung von Energieinseln gegründet. (Montel, 2024).

Schematische Darstellung des *Home Market Models* und der *Offshore Bidding Zone* → Abb. 7

North Sea Wind Power Hub (2022): Eine Strategie zur Einrichtung einer Offshore-Bietersonne für Hybridprojekte

fahrbaren Elektrolyseuren, umfassen können.⁵⁸ Aufgrund des regelmäßig auftretenden Erzeugungsüberschusses in der Zone erfolgt die Preisbildung anhand der letzten noch freien Interkonnektorkapazität: Offshore-Windparkbetreiber erhalten jeweils den Preis des angrenzenden Marktgebietes, zu dem noch engpassfreie Interkonnektorkapazitäten bestehen. Da in der Regel zuerst die angrenzenden Marktgebiete mit der höchsten Preisdifferenz beliefert werden, bewegen sich die Preise in einer OBZ typischerweise an der unteren Grenze der Preisspanne der benachbarten Marktgebiete (Heinrich-Böll-Stiftung, 2023, S. 4). Die Preisbildung kann zusätzlich durch die Einbeziehung von Elektrolyseuren oder anderer Nachfragekapazitäten, die in eine OBZ miteinbezogen sein können, beeinflusst werden. Wenn die Preisbildung rein marktgetrieben erfolgt, besteht für OWP-Betreiber auch das Risiko einer regelmäßigen marktlichen Abregelung.⁵⁹ Die Modelle sind für OWP-Betreiber und Netznutzer unterschiedlich attraktiv (ÜNBs, n.d.):

- Für das *Home Market Model* erwarten Marktteilnehmer höhere Erlöse für OWP-Betreiber, aber geringere Engpasserlöse für Netznutzer.⁶⁰ Insgesamt werden von den ÜNBs für alle Beteiligten zudem geringere Transaktionskosten erwartet, da keine separate Regelzone, Bilanzkreisbewirtschaftung und Ausgleichspreisregime notwendig sind (ÜNBs, n.d.).
- Dagegen entstehen bei einer *Offshore Bidding Zone* geringere Erlöse für Windparkbetreiber, da der Preis in der OBZ dem Preis der Gebotszone entspricht, zu der noch freie Kapazität besteht, aber höhere Engpasserlöse für Netznutzer (oder -betreiber). Je nachdem, ob der Netzbetreiber die Engpasserlöse vereinnahmen darf oder bei Übersteigen einer regulierten Rendite an die Netznutzer zurückgibt, ergeben sich für diesen sehr unterschiedliche Anreize, was die Dimensionierung der Anbindung angeht.

In Dänemark wird für die Energy Island Bornholm eine separate OBZ geschaffen (DK3), die mit der für 2030 geplanten Inbetriebnahme der Energieinsel

⁵⁸ Bezüglich der unterschiedlichen Auswirkungen eines HHM und einer OBZ auf die Kapazitätsfaktoren, Profite, Erzeugungsvolumina und Flexibilität von Elektrolyseuren siehe Lüth et al. (2024).

⁵⁹ Regulatorisch ergibt sich daraus die Frage, wie eine OBZ in die Redispatch-Regime der angrenzenden Länder beziehungsweise Marktgebiete integriert wird und wie OWP-Betreiber in einer OBZ von bestehenden Kompensationsregelungen profitieren können.

⁶⁰ Hier wird unterstellt, dass die Engpasserlöse wie im Onshore-Netz den Netzkunden in der Form einer Netzentgeltssenkung zugutekommen. In Veröffentlichungen von Netzbetreibern wird teilweise unterstellt, dass die Engpasserlöse bei den Netzbetreibern verbleiben, wie dies bei einem *Merchant*-Interkonnektor der Fall wäre.

in Kraft treten wird. Die Danish Energy Agency begründete dies mit den strukturellen Engpässen, die ansonsten zwischen der Energieinsel und Seeland innerhalb der gleichen Gebotszone (DK2) auftreten würden.⁶¹ Die mit der Einrichtung der neuen Preiszone verbundenen Unsicherheiten und Komplexitäten hinsichtlich der erwarteten Erlöse müssen von Bietern bereits 2024 in ihren Geboten für die zukünftigen OWP-Projekte berücksichtigt werden.⁶² Laut einer Simulation des Netzbetreibers Energinet sollen die erwarteten Preisunterschiede aber nur gering sein (Energinet, 2023a).

Mit der zunehmenden grenzüberschreitenden Vernetzung ist eine Reihe regulatorischer und ökonomischer Herausforderungen verbunden:

- **Lieferketten:** Auch die Entwicklung von Netzverbindungen ist von der angespannten Lage entlang der Lieferketten betroffen. Am 26. Januar 2024 teilte das BSH der Bundesnetzagentur mit, dass bei mehreren Netzanbindungssystemen mit einer Gesamtkapazität von 6 GW Verzögerungen von 1–2 Jahren erwartet werden. Engpässe in der Lieferkette gelten dabei als einer der Gründe (BWO, 2024b).⁶³ (siehe auch Abschnitt 1.3).
- **Eigentümerrechte und Kostenteilung – hybride Projekte:** Eine zunehmende Vernetzung und Kooperation zwischen Netzbetreibern erfordert eine zügige Klärung der Verantwortlichkeiten sowie die Umlage der Kosten auf die Endkunden in den jeweiligen profitierenden Gebotszonen. Bei der Bornholm Energy Island von Energinet und 50 Hertz werden die Infrastrukturkosten zwischen den Netzbetreibern und die Anrechnung der Erneuerbaren Energien auf die nationalen Ziele

zwischen DE und DK geteilt (Energinet, 2023b). Die EU-Kommission will zudem bis Juni 2024 Leitlinien für eine angemessene Kostenteilung schaffen, die den Nutzen für Konsumenten und Produzenten, aber auch die Unsicherheit zukünftiger Investitionen berücksichtigen.⁶⁴

- **Eigentümerstrukturen und Kostenverteilung – Energieinseln:** Insbesondere aufgrund ihrer Komplexität und Neuartigkeit ist die Risikoverteilung auf die Eigentümer bei der Entwicklung und dem Betrieb von Energieinseln entscheidend. Hier entwickeln sich unterschiedliche Konzepte. Während bei der dänischen Ostseeinsel der Staat der Mehrheitseigentümer (50,1 Prozent) sein soll, was regulatorische und politische Risiken sowie Finanzierungskosten reduzieren kann, deuten die Pläne in Deutschland auf eine reine privatwirtschaftliche Eigentümerstruktur hin. Auch aus rechtlicher Sicht bestehen dabei noch Unklarheiten hinsichtlich der Eigentumsstrukturen zwischen Vorhabenträgern und Nutzern der Inseln in der AWZ (Fischer et al., 2023).
- **Business Case für Energieinseln:** Aufgrund ihrer Neuartigkeit und Komplexität stellt die Sicherung der Wirtschaftlichkeit einer Energieinsel eine zentrale Voraussetzung dar. Verbunden mit der Frage, welche regulierten und nicht regulierten Erlösquellen für einzelne Projekte genutzt werden können, ist auch die Frage der Kostenallokation zwischen Nutzern von Bedeutung. Das Beispiel der dänischen Ostseeinsel zeigt die Herausforderungen gerade auch im aktuellen Marktumfeld. Wie für die OWPs sind auch für hybride Projekte und Energieinseln die mittelfristigen Auswirkungen von Lieferkettenengpässen und Inflationsentwicklung entscheidend für die Projektkosten und die Profitabilität.
- **Engpasserlöse:** Die Verteilung der Engpasserlöse stellt eine weitere Herausforderung dar und beeinflusst die Anreize für den weiteren Netzausbau. Wenn die Engpasserlöse an die Netzbetreiber gehen, trägt dies zwar zur Finanzierung der Investitionen bei, kann aber auch Anreize gegen einen weiteren Ausbau, der solche Engpässe behebt, setzen.

61 Noch offen ist, ob die gesamte Insel Bornholm mit der Energieinsel in DK3 aufgenommen wird. Dies könnte insbesondere die Nachfrage innerhalb der neuen DK3 beeinflussen (OffshoreWind.biz, 2023e).

62 Für die zukünftigen an die Energieinseln angeschlossenen OWPs sind sowohl negative Gebote wie auch Gebote auf eine Förderung möglich.

63 Betroffen sind dabei die Flächen N-9.1, N-9.2 und N-11.2 mit einer Gesamtkapazität von 5,5 GW, die 2024 ausgeschrieben werden sollen, und die Fläche N-13.1 mit 500 MW geplanter Kapazität, die 2026 ausgeschrieben werden soll. Dadurch soll sich auch die Inbetriebnahme der OWPs deutlich um mindestens ein Quartal und bis zu neun Quartale gegenüber dem FEP 2023 verschieben.

64 Zuvor will die Kommission in einen Austausch mit den Mitgliedsstaaten treten (Europäische Kommission, 2023b).

- **Genehmigungssysteme – Energieinseln:** Aufgrund der Kombination von verschiedenen Komponenten (z. B. Netzinfrastruktur, Wasserstoffherzeugung, künstliche Insel) und ihrer Neuartigkeit besteht in Deutschland derzeit kein einheitliches und integriertes Genehmigungssystem für Bau und Betrieb von Energieinseln. Eine Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens wird daher auch von juristischer Seite angemahnt (Fischer et al., 2023).
- **Netzausbau an Land:** Der Ausbau und die zunehmende (internationale) Vermaschung des Offshore-Netzes erfordert einen zügigen Ausbau des Onshore-Netzes, um die Integration der großen zusätzlichen Erzeugungs- und Interkonnektorenkapazitäten zu sichern.
- **Internationale Koordination:** Die Entwicklung komplexer, grenzübergreifender Netzsysteme erfordert eine enge bi- bzw. multilaterale Koordination zwischen Netzbetreibern, (Windenergie- und Wasserstoff-) Erzeugern und Regulierungsbehörden. Neben der zeitlichen und räumlichen Netz- und Raumplanung müssen auch die regulatorischen Rahmenbedingungen parallel geschaffen werden. Hierzu zählen beispielsweise

auch Entschädigungsregelungen im Falle einer verzögerten Fertigstellung der verschiedenen Infrastrukturkomponenten.

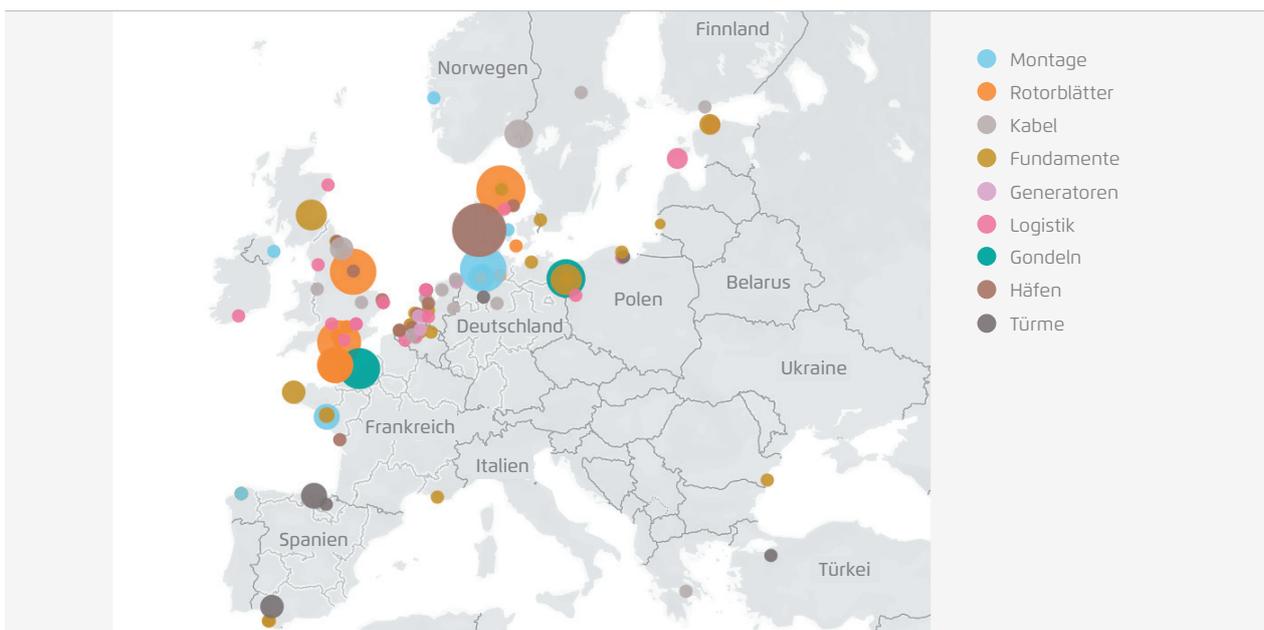
- **Langfristige Auswirkungen eines europäischen vermaschten Netzes:** In Anbetracht der Vielzahl an Projekten zur Entwicklung hybrider Interkonnektoren und Energieinseln müssen auch das langfristige Zusammenspiel und die Auswirkungen des Netzausbaus auf See untersucht werden. Insbesondere langfristige Veränderungen der Stromflüsse und Engpässe wie auch Strompreise und gehandelte Volumina in Deutschland und Europa stehen dabei im Fokus.

1.3 Lieferkettenengpässe als Herausforderung für den Ausbau

Der in Kapitel 1.1.1 skizzierte starke Anstieg des Offshore-Windzubaues bis ungefähr 2030 stellt Lieferketten vor große Herausforderungen, insbesondere vor dem Hintergrund eines immer noch hohen Kostendrucks und gestiegener Rohstoffpreise in Europa. Die fehlende Gleichmäßigkeit des Zubaues erschwert laut Branche den nachhaltigen Aufbau

Lieferkette für Offshore-Windenergie in Europa

→ Abb. 8



Wind.Europe (2024). Anmerkung: Die Größe der Kreise ist abhängig von der Anzahl an Arbeitsplätzen je firmenspezifischer Standort / Fabrik

und eine gleichmäßige Auslastung von Produktionskapazitäten (BWO, 2023b). Neben den Produktionskapazitäten sind laut BWO insbesondere die Hafen- und Schiffskapazitäten sowie die Verfügbarkeit von Fachkräften wesentliche Hindernisse bei der Entwicklung von OWP's sowie von Netzanbindungssystemen (BWO 2024b).

1.3.1 Bestehende Produktionskapazitäten sind unzureichend

In Europa zählen BE, DK, NL und UK zu den wesentlichen Standorten für die Produktion von OWP-Komponenten und den Betrieb von OWP's.⁶⁵ In Deutschland sind insbesondere die Standorte Cuxhaven und Bremerhaven für die finale Montage beispielsweise von Turbinen relevant. Während die Produktion von Rotorblättern, Getrieben, Gründungen und Kabeln vor allem in anderen Ländern stattfindet, sind in Süd- und Mitteldeutschland verschiedene kleinere und mittlere Produzenten für andere Komponenten angesiedelt.

Die bestehenden Kapazitäten reichen nicht für den benötigten europäischen Ausbau zur Erreichung der 2030-Ziele aus. Laut Branchenverband Wind.Europe stehen dem für 2027–2030 benötigten jährlichen Zubau von 24 GW Produktionskapazitäten von nur 7 GW gegenüber (Wind.Europe, 2024b). Ein Ausbau der Kapazitäten ist laut Marktteilnehmern und -beobachtern an verschiedenen Stellen nötig:

→ Industrieverbände halten zur Erreichung des 2030-Ziels eine Verdopplung der europäischen Kapazitäten zur Produktion von Turbinen auf ca. 1.300 Einheiten pro Jahr sowie eine Ver- vierfachung der Produktion von Fundamenten auf ca. 1.200 Einheiten pro Jahr für notwendig. Auch die Produktion von Kabeln müsse nahezu

verdoppelt werden, so dass eine Produktion von rund 1.000 Kilometern Exportkabeln und rund 2.160 Kilometern parkinternen Kabeln erreicht wird (SOW, 2023a).

- Laut dem norwegischen Energieberater Rystad Energy lastet ein besonderer Druck auf den Herstellern von Turbinen, die größer als 12 MW sind, von entsprechenden Monopiles mit größeren Durchmessern sowie von schwimmenden Fundamenten. Zudem werden neue Errichterschiffe benötigt. Entsprechende Investitionsentscheidungen müssten noch 2024 getroffen werden (Rystad Energy, 2023).
- Nach Einschätzung der ÜNBs operieren derzeit insbesondere die Hersteller von Kabel, Konverterstationen, Transformatoren, Offshore-Plattformen und großer Installationsschiffe an ihren Kapazitätsgrenzen. Dies führe zu Verzögerungen bei der Beschaffung und Installation von Offshore-Infrastrukturprojekten. Durch den erwarteten Nachfrageanstieg seien zudem die Preise gestiegen, da die Hersteller selektiver bei der Abgabe ihrer Gebote vorgehen (ENTSO-E, 2024, S. 10).⁶⁶ Die Warnung des BSH im Januar 2024, dass sich vier Netzanbindungsprojekte mit insgesamt 6 GW Anbindungskapazität um drei Monate bis mehr als zwei Jahre verzögern würden, bestätigt diese Einschätzung (BWO, 2024b, BSH, 2024).
- Neben elektrischer Infrastruktur werden laut EnBW auch mehr Schiffe und Hafenanlagen benötigt (Reuters, 2023). Auch der BWO betont, dass die Flotte an Schiffen für die Errichtung und Service und Wartung von OWP's ausgebaut werden müsse (BWO, 2023b).

Weltweit werden die Produktionskapazitäten trotz des anhaltenden Kostendrucks bereits ausgebaut (SOW, 2023a). In Europa haben 2023 verschiedene Hersteller Investitionen in Anlagen zur Herstellung von Rotorblättern (PL), Türmen (PL) und Gründungen (UK, NL, DK) angekündigt bzw. mit deren Bau begonnen. Auch europäische Kabelproduzenten und

⁶⁵ Laut EU Wind Power Action-Plan hat zudem der internationale Druck auf EU-Hersteller zugenommen. Insbesondere chinesische Zulieferer von Rohmaterialien und Komponenten konnten mit Preisen, die im Durchschnitt 20 Prozent unter denen europäischer Zulieferer lagen, ihren Marktanteil ausbauen (Europäische Kommission, 2023b).

⁶⁶ Auch der Entwickler EnBW hat angemerkt, dass größere Mengen an Kabeln, HVDC-Konverterstationen und Umspannstationen in den kommenden Jahren benötigt werden (Reuters, 2023).

verschiedene Hersteller von Offshore-Umspannanlagen (DK, ES) bauen bestehende und neue Kapazitäten aus bzw. auf. In Rostock bauen Smulders und die Neptun Werft zudem eine neue Anlage zur Herstellung von Konverterplattformen (Wind.Europe, 2024c). Zur Zielerreichung sind aber weitere Investitionen in neue und bestehende Produktionsanlagen nötig.

1.3.2 Hafeninfrastukturausbau notwendig

Neben der Produktionskapazität ist auch die verfügbare Hafeninfrastuktur in Deutschland und Europa nicht für den angestrebten Ausbau bis 2030 ausreichend. Laut Industrieverbänden muss die Zahl der aktiven Offshore-Häfen in Europa von 50 auf rund 75 bis 100 Häfen erweitert werden, um den Transport und die Lagerung von ca. 1.200 Turbinen pro Jahr zu ermöglichen (SOW, 2023a).

Insbesondere in der Nordseeregion steigt der Bedarf für zusätzliche Kapazitäten in Errichterhäfen und Hafenflächen. Laut North Seas Energy Cooperation (NSEC), einem Zusammenschluss der Nordseeanrainerstaaten, werden allein für den Ausbau in der Nordsee rund 850 bis 1.300 Hektar (h) Hafenareal benötigt. Derzeitig verfügbar seien aber nur 600 Hektar. Stand Ende 2023 befanden sich zudem in den für die Nordsee wichtigsten Ländern DK, DE, NL und BE nur 200 Hektar zusätzliche Hafenfläche im Bau, was die Erreichung der 2030-Ziele in Frage stellt (OffshoreWind.Biz, 2023a). Zudem besteht eine Konkurrenz um Hafenflächen beispielsweise mit LNG-Terminals und Elektrolyseuren. Mittel- und langfristig wird zusätzliche Hafenkapazität für den Rückbau und das Recycling von Offshore-Windenergieanlagen benötigt. Auch der Anschluss der Seehäfen an das Hinterland durch die Binnenschifffahrt und den Schienen- sowie Straßenverkehr muss dabei gesichert sein. Der geschätzte Gesamtinvestitionsbedarf für die europäische Hafeninfrastuktur beläuft sich laut Wind.Europe auf 9 Milliarden Euro (Wind.Europe 2023a).

In Deutschland hat der BWO insbesondere Investitionen in einen Errichterhafen und die entsprechende

Infrastruktur, beispielsweise in Cuxhaven⁶⁷ oder Bremerhaven⁶⁸, als besonders relevant eingestuft, auch um die Wettbewerbsfähigkeit des Standortes zu verbessern. Laut BWO werden im Moment insbesondere die Häfen in Eemshaven (NL) und Esbjerg (DK) für den Offshore-Ausbau genutzt, die in den letzten Jahren auch entsprechend ausgebaut wurden bzw. derzeit ausgebaut werden. Aufgrund des angestrebten massiven Offshore-Windausbaus in Europa (auch in NL und DK) steigt aber auch dort der Bedarf an weiteren Hafenkapazitäten. Es sei fraglich, ob die Kapazitäten in Esbjerg und Eemshaven ausreichen, um auch weiterhin den deutschen Bedarf zu bedienen.

Um den Bedarf zu adressieren, hat die Bundesregierung im März 2024 die Nationale Hafenstrategie beschlossen. Ein Vorschlag bezieht sich dabei auch auf Investitionen in Errichterhäfen, aber auch auf andere für den Offshore-Windausbau relevante Häfen (Bundesregierung, 2024). Die Finanzierung der Hafenstrategie und insbesondere die Ko-Finanzierung durch den Bund ist allerdings nicht gesichert.⁶⁹ Verschiedene Stakeholder hatten bereits während der Konsultation Lösungswege vorgeschlagen. Beispielsweise könnten laut BWO die Einnahmen aus den deutschen Auktionen verstärkt für den Auf- und Ausbau auch von Hafenanlagen in Deutschland verwendet werden (BWO, 2023c).

⁶⁷ Cuxhaven wird generell als möglicher Standort für einen Errichterhafen diskutiert und positioniert sich auch entsprechend. Ein Ausbau der Hafenanlagen in Cuxhaven ist schon länger in der Diskussion, auch weil der Hafen ein wichtiger Anlandepunkt für in Deutschland benötigte Rotorblätter ist. Genehmigungen für den Bau zusätzlicher Liegeplätze liegen schon vor, allerdings ist die Finanzierung bisher unsicher (Stand 4. April 2024). Der Kabinettsbeschluss zur Hafenstrategie vom März 2024 sieht allerdings vorerst keine konkrete finanzielle Unterstützung des Bundes vor (Tagesspiegel Background, 2024).

⁶⁸ In Bremerhaven ist der Aufbau eines Offshore-Terminals für den Umschlag von OWP-Komponenten aus Naturschutzgründen im März 2023 geplatzt. Allerdings soll dort nun (trotzdem) ein *EnergyPort* entstehen, in dem sich unterschiedliche Projekte für eine nachhaltige Energiewende ansiedeln sollen und der zudem für den Umschlag und die Lagerung von OWP-Komponenten und Wasserstoffprodukten genutzt werden soll. Die Investitionskosten bis 2035 belaufen sich auf 500–600 Mio EUR (Stiftung Offshore-Windenergie, 2023, S. 4., Deutsche Verkehrs-Zeitung, 2023).

⁶⁹ Die Bundesregierung will zunächst eine Studie zum Ausbaubedarf in Auftrag geben, bevor sie die Finanzierungsgrundlage schafft (Tagesspiegel Background, 2024).

Grundsätzlich scheint seitens der Politik eine Bereitschaft zu bestehen, die im WindSeeG vorgegebene Zweckbindung der Einnahmen aus der negativen Gebotskomponente zu überarbeiten. Im aktuellen Budgetkompromiss der Bundesregierung wird die in Abschnitt 1.1.2 skizzierte Zweckbindung einmalig nachträglich angepasst. Über eine sogenannte Transformationskomponente sollen Teile der Einnahmen in den Haushalt fließen (Görg, 2024). Bei der bisher bekannt gewordenen Unterstützung des Bundes, z. B. für den Ausbau des Hafens in Cuxhaven (NDR, 2024), wurde aber kein expliziter Zusammenhang zwischen Transformationskomponente und Förderung hergestellt, so dass die transformierende Wirkung der Komponente für die Windenergie auf See bisher auf Einzelfallbasis hergestellt werden kann, aber nicht gesichert ist.

1.3.3 Fachkräftemangel verschärft sich

Mit dem anstehenden Ausbau steigt der Fachkräftebedarf in der Offshore-Windbranche und verschärft den bereits bestehenden Mangel in der Branche der Erneuerbaren Energien. 2021 waren ca. 21.700 Fachkräfte in der deutschen Offshore-Windbranche angestellt, nachdem die Zahlen seit Mitte der 2010er Jahre auch aufgrund des temporär verlangsamteten Zubaus in Deutschland gesunken sind (SOW, 2023a). Europaweit geht der BWO von einer Steigerung des Bedarfes von 80.000 auf 300.000 Fachkräfte bis 2050 aus (Thimm, 2023). Die Global Wind-Organisation erwartet, dass der weltweite Bedarf an Arbeitskräften im Offshore-Windsektor von 2022 bis 2027 um 79 Prozent und damit deutlich stärker als im Onshore-Sektor steigt (Em:former, 2023).

Der Fachkräftemangel besteht dabei nach übereinstimmender Meinung von Entwicklern und Marktbeobachtern in allen Bereichen der Offshore-Windentwicklung und wird durch den demografischen Wandel weiter verschärft (EnBW, 2023b, Tagesspiegel Background, 2021). Erschwert wird diese Situation durch die speziellen Arbeitsanforderungen (z. B. Spezialqualifikationen, Arbeitsbedingungen und Arbeitszeitmodelle) der Windenergie auf See und

dem Wettbewerb mit anderen Industrien (Adelphi, 2023). Insbesondere Fachkräfte in der Elektronik sind auch in andere Branchen gefragt, wodurch auch die Erneuerbaren Energien miteinander in Konkurrenz um Fachpersonal stehen. Laut Europäischer Kommission besteht Bedarf zudem bei Bedienpersonal von Schiffen, Kränen und Schwerlasttransporten, Ingenieuren/-innen und im Handwerk (Europäische Kommission, 2023b, S. 4).

Um die bis 2030 benötigten ca. 100.000 zusätzlichen Arbeitsstellen im Windsektor und 850 Millionen Euro Investitionen in Qualifikationen zu erreichen, sieht der EU Wind Power Action-Plan breit angelegte Partnerschaften zwischen verschiedenen Stakeholdern vor. Ziel ist unter anderem eine Bestandsaufnahme, die Überprüfung von Berufsprofilen, die Entwicklung relevanter Trainingsmodule, Ausbildungsakademien und eine Kooperation mit anderen EU-Programmen. Dabei sollen insbesondere Frauen sowie junge und ältere Menschen im Fokus stehen (Europäische Kommission, 2023b, S. 18).

Die deutsche Offshore-Windindustrie schlägt zudem eine zentrale Informationsplattform für Fachkräfte und die Einrichtung zentraler Trainingscenter vor. Auch müsse die Gewinnung internationaler Fachkräfte vereinfacht werden, beispielsweise durch eine Zentralisierung und Digitalisierung des Visaverfahrens, und die Einführung von Englisch als Antragsprache forciert werden (SOW, 2023a). Zudem wird in der Branche das Bewertungskriterium „Beitrag zur Fachkräftesicherung“ für voruntersuchte Flächen kritisiert, da es lediglich die Anzahl der Auszubildenden eines Konzerns zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe, nicht aber neue Ausbildungsplätze im Offshore-Bereich im Falle eines Zuschlages berücksichtigt.

1.3.4 Vor welchen Herausforderungen stehen Hersteller und Entwickler?

Vor dem Hintergrund des OWP-Ausbaus in den Jahren bis 2030 stehen die Hersteller und Entwickler vor einer Reihe an Herausforderungen, unter anderem:

- **Anhaltender Kostendruck auf die Lieferkette durch negative Gebote/optionsbasiertes Bieten:** Die hohen, erst nach der finalen Investitionsentscheidung anfallenden Zahlungen erhöhen die Wahrscheinlichkeit, dass Projekte abgebrochen werden, wenn während der Entwicklungsphase keine entsprechende Kostensenkung erreicht wird. Die negative Gebotskomponente zum Beispiel im deutschen Ausschreibungsdesign erhöht den bereits vorhandenen Druck zu Kostensenkungen auf die Lieferkette. Damit sorgt sie für Unsicherheiten bezüglich der Projektrealisierung, die sich wiederum negativ auf die Planungssicherheit der Lieferkette auswirken.
- **Genehmigungsverfahren als Investitionshemmnis:** Während sich die Genehmigungsverfahren für OWPs in den letzten Jahren verbessert haben, sind Verfahren zum Ausbau von Produktionskapazitäten derzeit noch kompliziert und langwierig. Da gerade die Häfen bereits ab Mitte der 2020er Jahre benötigt werden, plädiert die Offshore-Windbranche für eine Priorisierung der Genehmigungsverfahren für ihren Ausbau (SOW, 2023a).
- **Wettbewerb um Investitionen:** Innerhalb und außerhalb der EU konkurrieren Staaten vermehrt um Investitionen in Lieferketten für Erneuerbare Energien sowie für Teile der Lieferkette, die auch für andere Industrien (zum Beispiel Öl und Gas) genutzt werden können. Der Inflation Reduction Act von 2022 hat die USA attraktiv für Investitionen gemacht und in der EU unter anderem zur Verabschiedung des *Green Deal Industrial*-Plans geführt, der die Abwanderung von Investitionen verhindern soll (Rivera, 2023). In UK fördert die Regierung ebenfalls die Ansiedlung von Herstellern, einerseits durch Capex-Programme, andererseits über die Einführung von Sustainable Industry Rewards, durch die die Auftragslage für Fabriken in *Deprived Areas* im Nordseeraum gesichert werden soll. Einerseits helfen solche Programme grundsätzlich die globale Lieferkette zu stärken, andererseits kann sich aber auch der Druck auf die europäische Lieferkette verstärken, wenn die Maßnahmen der EU von Investoren als weniger attraktiv wahrgenommen werden.
- **„Henne-Ei“-Problem bei Investitionsentscheidungen:** Für die Entscheidung über langfristige Investitionen in neue Produktionsstätten oder die

Ausweitung bestehender Anlagen benötigen Hersteller von OWP-Komponenten Sicherheit über die zukünftige Nachfrage, beispielsweise in Form konkreter Aufträge. Erschwerend wirkt dabei das Risiko von Projektabbrüchen, das in Deutschland insbesondere durch die Zahlungsmodalitäten der negativen Gebotskomponente verschärft wird. Andererseits benötigen Entwickler zum Zeitpunkt ihrer Gebotsabgaben eine Einschätzung der zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten und Kosten für Komponenten. Wenn sich diese dann nicht wie geplant entwickeln und Preise steigen oder Komponenten nicht verfügbar sind, dann steigt wiederum das Risiko von Projektabbrüchen.

- **Abhängigkeiten vom (außereuropäischen) Ausland:** Insbesondere bei den verschiedenen Inputfaktoren zur Komponentenherstellung besteht in Deutschland eine starke Abhängigkeit vom (außereuropäischen) Ausland. Dies betrifft insbesondere Rohmaterialien (z. B. Kupfer und seltene Erden) sowie Sensortechnologie und Halbleiter (Adelphi, 2023).
- **Fachkräfte:** Die bestehende Fachkräftelücke wird durch den aufgrund der Ausbauziele gestiegenen Bedarf weiter verschärft. Gleichzeitig besteht ein Wettbewerb um internationale Fachkräfte sowie eine Konkurrenz zwischen verschiedenen Bereichen der Erneuerbare-Energien-Branche. Neben einer Verbesserung der Rahmenbedingungen ist auch eine Anpassung des Auktionsdesigns für voruntersuchte Flächen denkbar, um die Bereitstellung von Ausbildungsplätzen zu fördern. Beispielsweise könnte die Finanzierung von Ausbildungszentren und -programmen positiv in die Bewertung einfließen.
- **Dekarbonisierung:** Neben den Kapazitätsengpässen ist die Dekarbonisierung von OWP-Komponenten und Produktionsprozessen eine zentrale Herausforderung innerhalb der Lieferkette.⁷⁰ Die relativ hohen CO₂-Emissionen verbunden mit der

⁷⁰ Beispielsweise arbeiten Orsted und Vestas sowie RWE und Siemens Gamesa an der Entwicklung von Komponenten und Standardprodukten mit geringeren Emissionen. Zudem haben sich eine Reihe von Entwicklern und Herstellern im Rahmen der *Science Based Target*-Initiative zur Dekarbonisierung ihrer Prozesse und Projekte verpflichtet (Vestas, 2023, RWE, 2023b, *OffshoreEnergy*, 2022).

Herstellung und Installation von OWP und die begrenzte Recyclebarkeit der Komponenten sind weitere mit dem zukünftigen Ausbau verbundene Herausforderungen. Aufgrund des bestehenden Kostendrucks auf die Lieferkette und der fehlenden Anerkennung von Dekarbonisierungsmaßnahmen in vielen Ausschreibungsmodellen werden Kapazitäten für die Herstellung von *low carbon*-Alternativen erst langsam hochgefahren. Unterstützende Maßnahmen können die Förderung sogenannter „Grüner Leitmärkte“ für klimaneutral produzierte Güter und Grundstoffe (BMWK, 2022), die Berücksichtigung von Dekarbonisierungsmaßnahmen während des OWP-Baus bei der Flächen- und Fördermittelvergabe (Department for Energy Security & Net Zero, 2024) oder die Einrichtung separater Ausschreibungssegmente mit höheren zulässigen Gebotshöchstwerten sein.⁷¹

1.3.5 Erste Ansätze zur Stärkung der Lieferketten

Um die europäische Lieferkette zu stärken und Engpässe zu beheben, wurden erste Maßnahmen angestoßen; zudem werden verschiedene Anpassungen auch der regulatorischen Rahmenbedingungen diskutiert:

→ **Direkte Förderung der Hersteller:** Einige Regierungen nutzen bereits direkte Förderungen, um bestehende Lieferketten zu stärken oder weiter auszubauen. So hat die Bundesregierung im November 2023 dem kriselnden Hersteller Siemens Energy eine Bürgschaft von 7,5 Mrd. EUR gewährt. Die britische Regierung fördert nach dem Brexit die Ansiedlung von Komponentenherstellern durch direkte Fördermittel und Garantien (EnergyVoice, 2021). Auch die deutsche Offshore-Branche schlägt als weitere Maßnahmen beispielsweise Kreditprogramme der KfW, Sonderabschreibungen der Investitionskosten und Exportkreditgarantien vor (BWO, 2023d).

→ **Anpassung des Ausschreibungsdesigns (allgemein):** Die Ergebnisse der deutschen Auktionen 2023 haben zu Diskussionen über die grundsätzliche Nutzung von negativen Gebotsverfahren zur Vergabe von nicht geförderten Projekten geführt. Die EU-Kommission sieht in der Verwendung harmonisierter, qualitativer Vergabekriterien ein probates Mittel zur Entlastung und Stärkung der Lieferkette (Europäische Kommission, 2023b). Offshore-Windentwickler fordern zudem zur Förderung einer resilienten Lieferkette eine Harmonisierung der Präqualifikationskriterien (BWO, 2023b). In DE wird zudem eine Nutzung der Einnahmen aus den Auktionen zur Stärkung der Lieferkette und Hafeninfrastruktur diskutiert (BWO, 2023c, VDMA, 2023), bisher allerdings noch nicht explizit umgesetzt.

→ **Einführung lokaler Ausschreibungskriterien:** Im Wettbewerb um Investitionen setzen einige Länder auf sogenannte *Local Content Requirements* (LCR) in den Offshore-Ausschreibungen, um den Nutzen für die nationale Lieferkette zu stärken. Allerdings stehen diese häufig im Konflikt mit internationalen Handelsprinzipien. 2021 wollte die britische Regierung die Anforderung von 60 Prozent *local content* für die CfD-Auktion einführen. Eine Beschwerde der EU bei der Welthandelsorganisation (WHO) führte zu einer Anpassung der Regelung und einer Streichung der LCR (InfoLink Consulting, 2023).⁷² Norwegen musste den Start seiner ersten Offshore-Windausschreibungen Ende 2023 verschieben, um geplante LCR anzupassen und mit den *State Aid*-Regeln der European Free Trade Association (EFTA) in Einklang zu bringen (WindPower Monthly, 2023). Im derzeitigen deutschen System wird die Verwendung der europäischen Lieferkette implizit durch das Dekarbonisierungskriterium begünstigt.⁷³

→ **Holistische Windenergie auf See-Strategie:** Um die Flankierung des Offshore-Windzubaues mit einem entsprechenden Infrastruktur- und

⁷¹ Dies wird derzeit für den Solarsektor als sogenannte Resilienzausschreibung diskutiert (PV Magazine, 2023).

⁷² Auch die USA, JP, TW und KR haben verschiedene LCRs eingeführt, die allerdings hinsichtlich ihrer Vereinbarkeit mit den Prinzipien der Welthandelsorganisation (WHO) fragwürdig sind (Infolink Consulting, 2023).

⁷³ Als Nachweise für die Grünstromeigenschaft des entlang der Lieferkette zur Dekarbonisierung verwendeten Stroms werden nur europäische Herkunftsnachweise akzeptiert.

Lieferkettenausbau zu sichern, schlägt der BWO die Ausarbeitung einer umfassenden Windenergie auf See-Strategie vor (BWO, 2024b).

- **EU-Programme:** Auf EU-Ebene wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien durch verschiedene Programme zur Stärkung der Lieferkette flankiert. Der Fokus des *European Wind Power*-Plans liegt auf verschiedenen Maßnahmen zur Stärkung der europäischen Lieferkette für Offshore-Windenergie. Technologieübergreifend soll der Net Zero Industry Act die Investitionsbedingungen, den Informationsaustausch und die Ausbildung von Fachkräften fördern (EU-Kommission, n.d).

Gestützt auf ambitionierte Ausbauziele und klare Ausbaupfade bis 2030 haben Entwickler und Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen aber scheinbar auch erste Strategien entwickelt, um sich knappe Kapazitäten auch langfristig zu sichern:

- **Langfristige Verträge und Partnerschaften:** Entwickler wie RWE und Vattenfall haben langfristige (Charter-) Verträge für Errichterschiffe beziehungsweise Kabelproduktionskapazitäten abgeschlossen, die für den Bau mehrerer OWPs der beiden Firmen zur Verfügung stehen (OffshoreWind.biz, 2023f). Dadurch reduzieren sie die für die Hersteller mit langfristigen Investitionen in zusätzliche Produktionskapazitäten oder Schiffe verbundenen Risiken. Insbesondere für Entwickler mit großen Portfolios kann diese Strategie attraktiv sein.
- **Große OWP-Pipelines und zeitgleicher Bau:** Einige Entwickler wie RWE und bp erweitern derzeit ihre Projektpipeline und werden große OWP zu ähnlichen Zeitpunkten anschließen müssen. Dies kann Vorteile bei der Beschaffung von Produktionskapazitäten mit sich bringen, da die Pipeline eines Entwicklers ausreichen kann, um positive Investitionsentscheidungen der Hersteller zu begünstigen.

1.4 Offshore-Wind zur Erzeugung von Wasserstoff

Strom aus OWPs ist aufgrund der großen Erzeugungsmengen und stetigerer Windgeschwindigkeiten auf See für die Erzeugung von grünem

Wasserstoff und Derivaten interessant. Umgekehrt kann die Wasserstofferzeugung als zusätzlicher Weg zur Systemintegration von auf See produziertem Strom dienen.⁷⁴ Eine Kernfrage dabei ist, ob die Wasserstoffproduktion an Land stattfindet und damit eine Kabelverbindung benötigt wird oder ob Elektrolyseure auf See positioniert werden und die produzierten Moleküle über Pipelines oder per Schiff abtransportiert werden. In Studien und Pilotprojekten werden die technischen und ökonomischen Implikationen verschiedener Projektkonfigurationen sowie die Skalierbarkeit der Elektrolyse auf See erforscht (Singlitico et al., 2021, Fraunhofer ISE, 2023, EU Kommission/CORDIS, n.d).

1.4.1 Sonstige Energiegewinnungsbereich in der Nordsee

Auch Wasserstoffproduktion auf See soll zum Ziel der Nationalen Wasserstoffstrategie, eine heimische Elektrolysekapazität von 10 GW bis 2030 aufzubauen, beitragen. Hierzu wurde bereits im derzeit gültigen FEP 2023 ein eigener Bereich zur „sonstigen Energiegewinnung“ in der Nordsee, der Bereich SEN-1 mit einer Größe von 102 km², durch das BSH festgelegt. Weitere Bereiche dieser Art sind derzeit nicht vom BSH geplant. Obwohl grundsätzlich nicht festgeschrieben ist, dass der Bereich als Standort für Elektrolyseure verwendet werden muss, wird in der Branche grundsätzlich von einer Nutzung für die Erzeugung von Wasserstoff und/oder Derivaten ausgegangen.

Eine Anbindung von SEN-1 an das Stromnetz ist seitens des BSH derzeit nicht angedacht, der Abtransport des Wasserstoffs könnte grundsätzlich per Schiff oder Pipeline erfolgen. Das BSH präferiert allerdings eine Anbindung per Pipeline: Im FEP 2023 wurde

⁷⁴ Beispielsweise wird in den niederländischen Offshore-Windaus-schreibungen auch die Systemintegration des erzeugten Stroms, beispielsweise durch die Verbindung mit Projekten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff, bei der Vergabe berücksichtigt. In den kommenden dänischen Auktionen wird Bietern die Möglichkeit zum *Overplanting*, dem Bau zusätzlicher Kapazitäten über die Kapazität der Netzanbindung hinaus, gegeben. Diese könnten beispielsweise zur Wasserstofferzeugung genutzt werden.

darauf hingewiesen, dass im Falle einer Anbindung per Rohrleitung ein diskriminierungsfreier Anschluss weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche durch den Betreiber der Leitung zu gewährleisten ist (BSH, 2023b). Laut aktuellem Vorentwurf des FEP 2024 soll die Anbindung verpflichtend über bestehende und geplante Rohrleitungen, die lediglich für den Transport des finalen Energieträgers bestimmt sind, erfolgen (BSH, 2023a). Dies spiegelt sich auch in den Plänen des Wasserstoffkernnetzes der Gasfernleitungsnetzbetreiber, die teilweise auch an der Fläche des interessierten AquaVentus-Konsortiums (siehe unten) beteiligt sind, wider. Der vorgelegte Entwurf des Kernnetzes sieht eine Offshore-Wasserstoffpipeline (AquaDuctus) vor, die der Anbindung der Offshore-Wasserstoffproduktion in der AWZ sowie dem Transport von Importmengen aus NO, UK, NL oder DK dienen soll (FNBGas, 2023).

1.4.2 Regulatorische Unsicherheiten bei Ausschreibungen von Flächen und Projekten zur Offshore-Wasserstoff-erzeugung

Die Vergabe des Bereiches wurde allerdings seit 2021 mehrmals durch das BSH aufgrund von Anpassungen der Flächenkonfiguration und des regulatorischen Rahmens überarbeitet. Eine der Kernfragen dabei war, ob der Bereich als eine Fläche an ein großes Projekt (ca. 1 GW) vergeben wird, um die Skalierung der Technologie zu fördern, oder ob mehrere kleinere Flächen vergeben werden, um das Testen unterschiedlicher Konzepte zu ermöglichen. Bei der Marktkonsultation im März 2023 hatten sich verschiedene Marktakteure für eine Aufteilung des Bereiches ausgesprochen, um mögliche Lerneffekte nutzen zu können. Stand Juni 2023 tendiert das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz nach inoffiziellen Angaben dazu, die Fläche in drei Unterflächen mit einer Erzeugungskapazität von jeweils 300 MW zu vergeben. Eine finale Entscheidung steht allerdings noch aus. Laut Vorentwurf des FEP 2024 befindet sich die relevante Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen (SoEnergieV) allerdings derzeit in Überarbeitung (BSH, 2023a).

Unsicherheiten ergeben sich auch aus dem geplanten regulatorischen Rahmen zur Vergabe des Bereichs SEN-1. Gemäß der SoEnergieV, die seit 2021 in Kraft ist, wird die Fläche wettbewerblich über Ausschreibungen durch das BSH, nicht wie bei den OWPs durch die Bundesnetzagentur, vergeben. Ein im Januar 2023 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz konsultierter Entwurf der Förderrichtlinien sieht ein zweistufiges Ausschreibungsverfahren vor. Zuerst soll die Förderhöhe für ein Projekt auf einer gegebenen Fläche wettbewerblich bestimmt werden, wobei der Bieter mit dem geringsten Förderbedarf den Zuschlag erhält (Förderausschreibung). Gebote müssen dabei Mindestvoraussetzungen hinsichtlich der Elektrolyseleistung und des Überbauverhältnisses⁷⁵ erfüllen sowie eine Pipelineanbindung beinhalten. In einem separaten Gebotsverfahren wird die entsprechende Fläche anhand qualitativer Kriterien vergeben (Flächenausschreibung).⁷⁶

Beide Prozesse sollen zeitgleich starten, der Zuschlag der Förderausschreibung aber erst bis zu zwei Wochen vor dem Gebotstermin der Flächenausschreibung erfolgen (siehe Abbildung 9). Der Flächengewinn ist Bedingung für die Auszahlung der in der Förderausschreibung ermittelten Förderung. Eine Teilnahme an der Förderausschreibung ist aber keine Voraussetzung für eine Teilnahme an der Flächenausschreibung. Somit können theoretisch auch ungefördernde Projekte in den Wettbewerb um die Flächen eintreten (BMWK, 2022/2023).

Das vorgeschlagene Ausschreibungsdesign birgt allerdings eine Reihe an Unsicherheiten:

→ Bieter, die in der Förderausschreibung erfolgreich sind, können in den Flächenausschreibungen leer ausgehen. In diesem Fall ist unklar, wie die Förderung anschließend neu vergeben wird.

⁷⁵ Das Überbauverhältnis ist der Quotient aus installierter Elektrolysekapazität und installierter Windenergiekapazität.

⁷⁶ Bewertet werden i. die voraussichtliche jährliche Energiemengen des finalen Energieträgers; ii. Energieeffizienz der Prozessschritte; iii. Technologiereife; iv. Skalierbarkeit; v. Energiebereitstellungskosten; und vi. erwartete Auswirkungen auf die Meeresumwelt. Siehe SoEnergieV, § 9.

- Bei der Vorbereitung des Fördergebots müssen bereits die qualitativen Kriterien der Flächen-ausschreibung im Business-Case berücksichtigt werden. Ebenso müssten die Bieter aufgrund der kurzen Zeit zwischen Zuschlag der Förderaus-schreibung und dem Gebotstermin der Flächen-ausschreibung theoretisch zwei Gebote, jeweils mit und ohne Förderung, erarbeiten.
- Fraglich ist zudem, wie stark die Chancen von nicht geförderten Bietern sind, sich gegenüber den Gewinnern der Förderauktion im Wettbewerb um die Fläche durchzusetzen.
- Da sie erstmals angewendet werden, ist noch nicht absehbar, wie stark die qualitativen Kriterien tatsächlich zu einer Differenzierung der Gebote beitragen.
- Unklar ist auch, ob bei einer Teilung des Gebietes in mehrere Flächen die Ausschreibungen zeitgleich erfolgen.

Die finale Förderrichtlinie mit den Ausschreibungs-regeln war ursprünglich seitens der Behörden für den Sommer 2023 in Aussicht gestellt worden, verzögert sich aber ebenfalls. Somit ist abzuwarten, ob noch 2024 eine Ausschreibung der SEN-1-Fläche statt-finden wird.

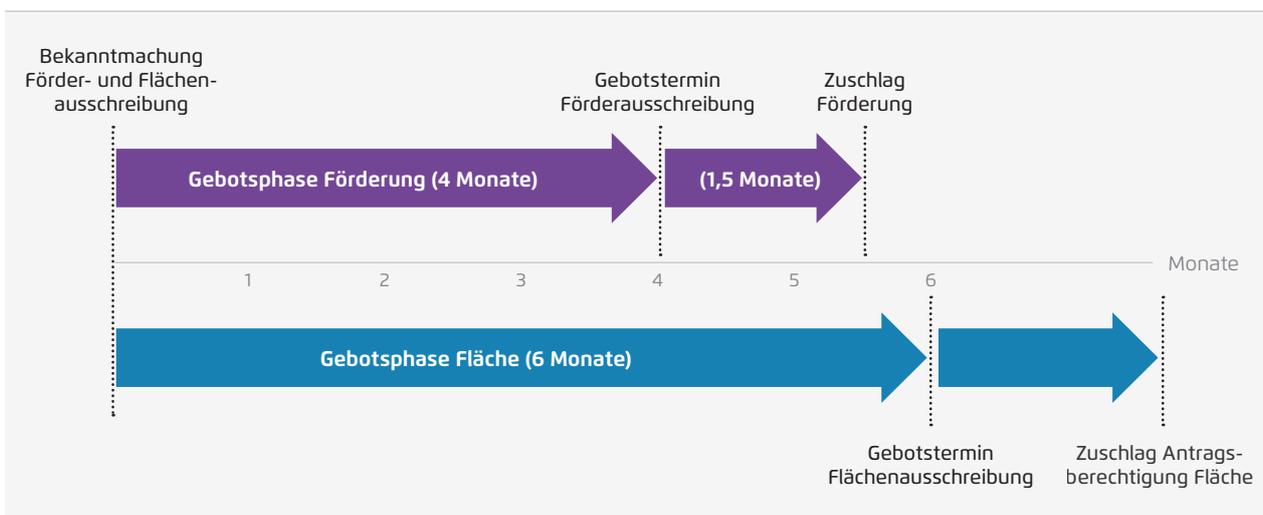
Starkes Interesse an der Fläche wurde bereits sei-tens des Projektkonsortiums AquaVentus signa-lisiert, dem eine Vielzahl an großen Akteuren aus der Wasserstoffbranche angehören (AquaVentus Projektwebsite, n.d.). Zudem wird das Projekt, das neben Erzeugung auch eine Gaspipeline umfasst, als *Important Project of Common European Interest* (IPCEI) von der EU gefördert (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021). Wie stark der Wettbewerb um SEN-1 sein wird, ist daher schwer abschätzbar.

Zusätzlich zu den Ausschreibungen nach SoEner-gieV besteht über eine Verordnungsermächtigung im WindSeeG 2023 die Möglichkeit für das Bundes-ministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Aus-schreibungen von Elektrolyseuren, die die System-integration von Offshore-Windenergie unterstützen, einzuführen.⁷⁷ Darüber könnten in den Jahren von 2023 bis 2028 jährlich 500 MW installierte Leistung ausgeschrieben werden.

⁷⁷ WindSeeG 2023 § 96. Aufgrund des Mangels an zusätzlich ausge-wiesenen Flächen ist davon auszugehen, dass hier die Erzeugung von Wasserstoff an Land gefördert werden soll.

Zeitstrahl für die Förder- und Flächenausschreibung von Offshore-Wasserstofferzeugung

→ Abb. 9



Agora Energiewende und NERA (2024) basierend auf BMWK (2022/2023)

2 Risiken und Hindernisse für den weiteren Ausbau von Offshore-Windenergie in Deutschland und Europa

Ausgehend vom in Kapitel 1 skizzierten Status quo der Offshore-Windindustrie ergeben sich eine Reihe an Risiken und Hindernissen für den weiteren Ausbau in Deutschland und Europa. Für die Projektrealisierung und die Erreichung der Ausbauziele ergeben sich insbesondere aus dem derzeitigen Ausschreibungsdesign in Deutschland sowie den sich abzeichnenden Engpässen in den europäischen Lieferketten Herausforderungen, die in den kommenden Jahren von privaten und öffentlichen Akteuren adressiert werden müssen.

Mittel- und langfristig wird der Ausbau der Erzeugungskapazitäten insbesondere vom zukünftigen Netzausbau sowie der Weiterentwicklung der qualitativen Kriterien und Förderinstrumente bestimmt sein. Neben den Risiken für die Projektrealisierung werden in den kommenden Jahren auch die breiteren Auswirkungen des derzeitigen Auktionsregimes

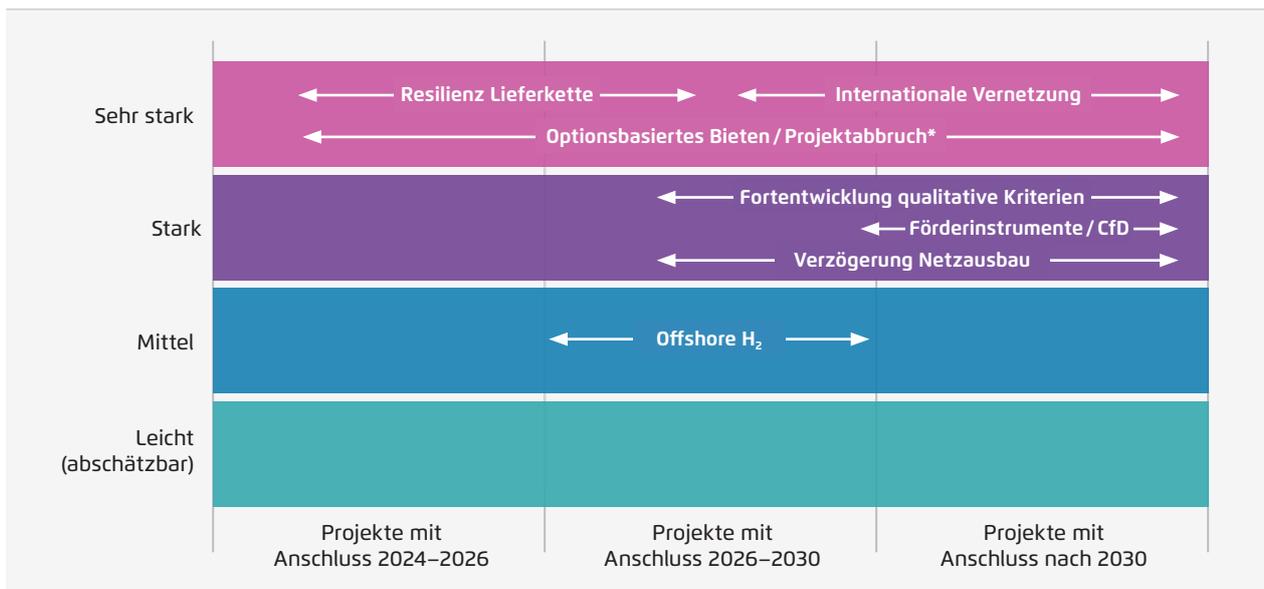
insbesondere auf den grünen PPA-Markt deutlich werden (siehe Abschnitt 2.3).

Abbildung 10 zeigt die Zeithorizonte auf, in denen sich die verschiedenen Risiken auf die Projektrealisierung auswirken (können):

- Projekte mit Anschluss 2024 bis 2026 wurden bereits Ende der 2010er/Anfang der 2020er Jahre bezuschlagt und sind seit einiger Zeit in der Entwicklung bzw. schon im Bau.
- Projekte mit Anschluss 2026 bis 2030 sind ebenfalls ausschließlich Projekte, die bereits bezuschlagt sind, insbesondere auch die Projekte aus den Ausschreibungen 2023 und 2024.
- Der langfristige Horizont betrifft im Wesentlichen Projekte, die noch zur Ausschreibung kommen werden, so dass hier die aktuellen Probleme

Risiken für die Projektrealisierung und Herausforderungen für die Erreichung der Ausbauziele 2030 und 2045

→ Abb. 10



Agora Energiewende und NERA (2024). *Dieser Bericht betrachtet das Thema Projektabbruch im Rahmen des optionsbasierten Bietens. Insbesondere nicht zentral voruntersuchte Projekte können auch abgebrochen werden, wenn sich zum Beispiel eine Fläche während der Voruntersuchung als nicht bebaubar erweist.

besonders stark durchschlagen, da bisher noch keine Möglichkeit bestand, sich gegen diese abzusichern. Durch Anpassung des regulatorischen Rahmens bzw. der Gebotsstrategie besteht aber noch die Möglichkeit, diese Entwicklungen in die Projektplanung einzubeziehen.

Maßnahmen zur Lösung der beschriebenen Risiken müssen von den Akteuren mit entsprechendem Vorlauf vor der avisierten Projektrealisierung identifiziert und umgesetzt werden. Dies ist die Voraussetzung, damit die unten thematisierten Lösungsansätze zeitnah angegangen werden können.

2.1 Die Abhängigkeit der Projekte von unsicherer Strompreisentwicklung erhöht die Finanzierungskosten

Das deutsche Regulierungsregime für die Windenergie auf See basiert auf der Vergabe von einseitigen Differenzverträgen bzw. von *Merchant*-Projekten, deren Refinanzierung auf den Erlösen auf dem Strommarkt basiert. Insofern profitieren Windparkbetreiber in diesem Modell von den Chancen steigender Strompreise, tragen aber auch das Risiko fallender bzw. niedriger Strompreise. Entsprechend sind Volatilität und Risiko höher als bei einem zweiseitigen CfD. Grundsätzlich lassen sich diese Risiken durch den Abschluss von PPAs verringern, wobei die Bonität der Abnehmer im Vergleich zur Bundesrepublik Deutschland regelmäßig geringer ist.

Folglich bleiben die Finanzierungskosten für Offshore-Windparks auch bei Absicherung durch PPAs höher als bei einem zweiseitigen CfD-Modell, wie es zum Beispiel in Großbritannien oder Frankreich zur Anwendung kommt (NERA und pswp, 2020). Zudem haben die Erfahrungen des Jahres 2022 gezeigt, dass bei hohen Strompreisen das Risiko einer regulatorischen Intervention („Preisbremse“) steigt, was zu asymmetrischen und bei Gebotsabgabe schlecht planbaren Risiken führt. Hinzu kommt die hohe Unsicherheit bezüglich der Preisentwicklung auf dem deutschen Großhandelsmarkt, die sich unter anderem aus der möglichen Teilung der deutschen Gebotszone und der Einrichtung eines Kapazitätsmarktes ergibt.

Beide Themenfelder haben das Potential die Großhandelspreise und damit die erzielbaren Erlöse signifikant gegenüber der Erwartung bei Gebotsabgabe zu verändern. Weitere Unsicherheiten ergeben sich zum Beispiel aus der Entwicklung der Redispatch-Mengen und dem regulatorischen Umgang damit, dem Hochlauf und der regionalen Verteilung von Elektrolyseuren und diversen weiteren Faktoren. Da – anders als bei einem zweiseitigen CfD – der erzielbare Markterlös vollumfänglich in die Profitabilität des Windparks eingeht, wirken sich Unsicherheiten bezüglich der entsprechenden Rahmenbedingungen stark auf die Realisierungswahrscheinlichkeit aus;⁷⁸ insbesondere, wenn die Zahlungsbedingungen für die Gebotskomponente optionsbasiertes Bieten und relativ kostengünstige Projektabbrüche zulassen (siehe Kapitel 2.2).

Die Frage der Ausgestaltung des Regulierungsregimes dürfte in naher Zukunft noch einmal stärker diskutiert werden: Die Einigung von Rat und Parlament zum Strommarktdesign im Dezember 2023 sieht eine Förderung von Erneuerbaren Energien ausschließlich durch zweiseitige CfDs oder äquivalente Systeme vor, wobei die Einnahmen der Mitgliedsstaaten zur weiteren Preissenkung genutzt werden sollen. Zudem soll der PPA-Markt gestärkt werden, z. B. indem Mitgliedsstaaten die Verfügbarkeit marktbasierter Garantien gewährleisten.

Grundsätzlich erscheint es möglich, das deutsche System ohne zweiseitige CfDs fortzusetzen, indem bei den nicht voruntersuchten Flächen – wie heute schon bei den voruntersuchten Flächen – lediglich negative Gebote zugelassen werden. In diesem Fall wäre die Ausschreibung wohl als „ungefördert“ anzusehen und ein zweiseitiger CfD nicht verpflichtend. Vor dem Hintergrund der Wirkung auf mögliche Projektabbrüche und Finanzierungskosten könnte die anstehende Umsetzung der Einigung zum Strommarktdesign

⁷⁸ Im Jahr 2023 ist es in Regimes mit zweiseitigen CfDs (UK, USA) zu Projektabbrüchen gekommen, weil dort die Projekte bei fixen Erlösen Kostensteigerungen nicht auffangen konnten. Insofern zeigt sich, dass auch ein zweiseitiger CfD die Projektrealisierung nicht garantiert, aber zumindest einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor begrenzen kann. Dies gilt insbesondere, wenn die gebotenen Erlöse (Strike Price) während der Bauphase an die Inflation der (Bau-)Kosten indexiert werden.

allerdings genutzt werden, um die Debatte um zweiseitige CfDs noch einmal aufzugreifen, zumal neue Ansätze bei der Gestaltung von CfDs entwickelt werden, die eine verbesserte Marktintegration versprechen (Schlecht et al., 2024).

2.2 Erhöhtes Risiko eines Projektabbruchs aufgrund von optionsbasiertem Bieten

Das deutsche Ausschreibungsdesign sieht die Zahlung des Großteils (90 %) der Gebotskomponente erst im laufenden Betrieb vor. Unter anderem in Großbritannien und den USA fällt bereits die gesamte Gebotskomponente vor der Investitionsentscheidung (FID) an.⁷⁹ Folglich sind im deutschen Modell diese Kosten zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung noch nicht „versunken“ und werden bei einem Projektabbruch eingespart.⁸⁰ Je mehr Kosten sich durch einen Projektabbruch einsparen lassen, desto wahrscheinlicher wird bei ansonsten gleichen Bedingungen (Höhe der Pönale, Strompreisentwicklung etc.) ein Projektabbruch. Beispielsweise hat Total Energies bereits angedeutet, gewonnene Flächen wie Konzessionen behandeln zu wollen (Total Energies, 2023, S. 3).

Deutschland „leistet“ sich also mit den 10/90-Zahlungsmodalitäten ein relativ hohes Abbruchsrisiko für einzelne Projekte und damit höhere Unsicherheit bezüglich der Erreichung der Ausbauziele als bei anderen Zahlungsmodalitäten und/oder der Verwendung zweiseitiger CfDs. Bei einer Anpassung zum Beispiel der Zahlungsmodalitäten hin zu einer früheren Zahlung oder einer Erhöhung der Pönalen ist allerdings zu berücksichtigen, dass sich diese durch höhere Finanzierungskosten und den Verlust der Optionalität negativ auf die Zahlungsbereitschaft

der Bieter und damit auf die Stromkostensenkung im Erfolgsfall auswirkt. Insofern sollten auch andere Möglichkeiten zur Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeit, wie zum Beispiel ein entsprechendes Design der Präqualifikationskriterien und/oder der qualitativen Zuschlagskriterien, betrachtet werden. Denkbar wäre außerdem eine Orientierung der zu zahlenden Gebotskomponente an den Einnahmen des Windparks. Geboten würde dann auf einen Prozentsatz der Erlöse des Windparks, der zur Senkung der Strompreise verwendet würde. Eine solche „relative“ Konzessionszahlung ist zum Beispiel bei Konzessionen für Flughäfen nicht unüblich.

Darüber hinaus erscheint es sinnvoll, einen Mechanismus zu etablieren, der bei einem drohenden Projektabbruch einen klaren und schnellen Übergang der Projektrechte an einen alternativen Bieter ermöglicht.⁸¹ Eine entsprechende Diskussion und Entwicklung des „Weitergabemechanismus“ sollte erfolgen, bevor etwaige Projekte mit einer hohen negativen Gebotskomponente eine Investitionsentscheidung treffen müssen und damit gegebenenfalls bei nicht erfolgter Investitionsentscheidung weitergegeben werden müssten. Die Investitionsentscheidungen für die 2023 ausgeschriebenen voruntersuchten Flächen, für die teilweise erhebliche negative Gebote aufgerufen wurden, müssen voraussichtlich 2025 getroffen werden.

2.3 Preiseffekt der negativen Gebotskomponente auf grüne PPAs

Die negative Gebotskomponente erhöht unbestritten die Stromgestehungskosten (LCOE) der OWP-Projekte erheblich. Bei den voruntersuchten Flächen kann bei einem Betrachtungszeitraum von 30 Jahren mit zusätzlichen Kosten von etwa 9 EUR/MWh und bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren von etwa 13 EUR/MWh gerechnet werden. Im Falle der nicht voruntersuchten Flächen kann bei einem Betrachtungszeitraum von 30 Jahren von

⁷⁹ In Dänemark und den Niederlanden fallen andererseits 100 Prozent der Gebotskomponente nach der Investitionsentscheidung an.

⁸⁰ Zudem besteht nach unserem Verständnis unter Juristen Uneinigkeit, ob sich auch die bereits vor FID zu zahlenden zehn Prozent zurückfordern lassen, wenn aufgrund eines Projektabbruchs keine Belastung der Fischerei und der Umwelt anfallen und damit Zahlung an diese Kreise sich nicht mit deren Betroffenheit rechtfertigen ließe.

⁸¹ Die zuständige Behörde im Bundesstaat New York (NYSERDA) musste entsprechende Ansätze kurzfristig und ad hoc entwickeln, nachdem sich im Jahr 2023 verschiedene Projekte nicht wie geplant realisieren ließen.

Zusätzliche Stromgestehungskosten durch Gebotskomponente

→ Tabelle 3

Fläche/Gewinner	Kosten über 20 Jahre (€/MWh)	Kosten über 30 Jahre (€/MWh)
Nicht voruntersuchte Flächen (Juni/Juli 2023)		
O-2.2/ TTE	31,50	21,44
N-12.1/ TTE	28,53	19,42
N-11.1/ bp	27,85	18,96
N-12.2/ bp	23,74	16,16
Voruntersuchte Flächen (August 2023)		
N-6.6/ RWE & N-6.7/ Luxcara	13,17	8,97

Agora Energiewende und Nera (2024) basierend auf von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Informationen und dem WindSeeG 2022.

einer Kostensteigerung von etwa 16 EUR/MWh bis 21 EUR/MWh und bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren von etwa 24 EUR/MWh bis 32 EUR/MWh ausgegangen werden⁸² (siehe Tabelle 3). Die erhebliche Größenordnung der zusätzlichen Kosten zeigt sich zum Beispiel im Vergleich zu den in einem

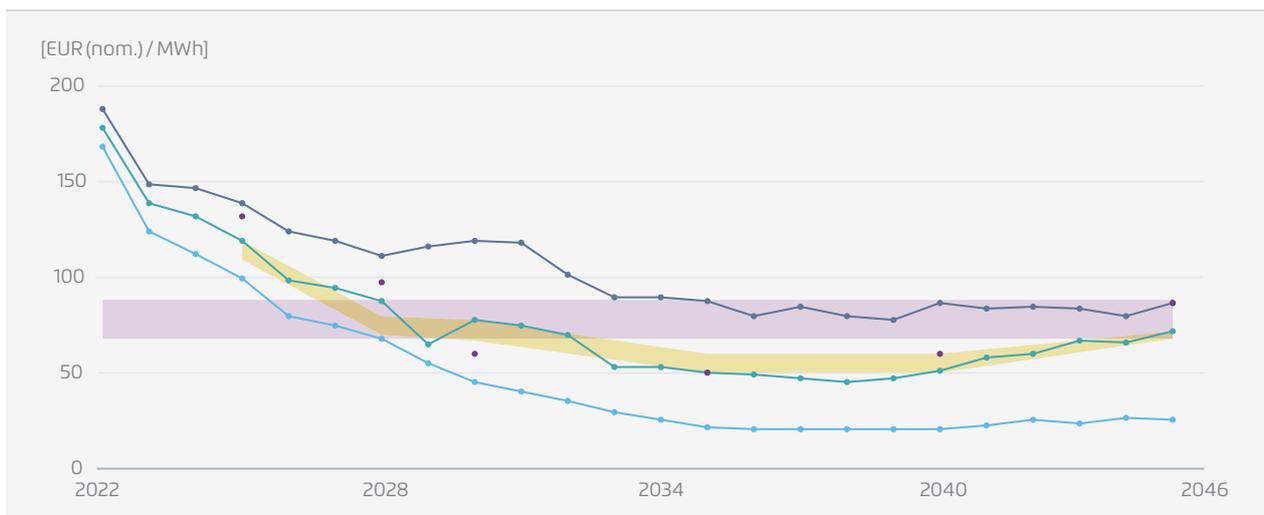
Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz geschätzten Stromgestehungskosten (ohne Gebotskomponente) von insgesamt 53 bis 82 EUR/MWh für im Jahr 2030 in Betrieb zu nehmende Parks (Prognos et al., Juni 2023).

Abbildung 11 zeigt verschiedene Prognosen der erzielbaren Marktwerte für 2030 in Betrieb gehende Offshore-Windparks. Die Schätzungen zweier

82 NERA-Analyse basierend auf von der Bundesnetzagentur veröffentlichten Informationen und dem WindSeeG 2023.

Prognosen der Marktwerte und LCOE verschiedener Gutachten für das BMWK

→ Abb. 11



- enervis – Basisszenario für BMWK
- enervis – Hochpreisszenario für BMWK
- enervis – Niedrigpreisszenario für BMWK
- r2b VSM_2022 (Mittelwert 6 Wetterjahre)
- Energy Brainpool (Bandbreite EEG-Szenarien)
- LCOE Offshore IBN 2029/30 (Bandbreite)

Agora Energiewende (2024) basierend auf Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (25. April 2023): 1. Sitzung der AG 1 der PKNS – Sicherung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien (AG EE)

Gutachter (durchgezogene Linien und gelbe Bandbreite) zeigen im Hoch- bzw. Basisszenario Marktwerte in Höhe der LCOE ohne Gebotskomponente (lila Bandbreite) bzw. lediglich knapp darüber. Laut einem dritten Gutachter erreichen die Marktwerte (lila Punkte) 2030 selbst die Unterkante der LCOE ohne Gebotskomponente nicht;⁸³ OWP's ließen sich unter diesem Szenario nicht am Markt refinanzieren.

Eine Erhöhung der LCOE um gut zehn bis 50 Prozent⁸⁴ – wie in Tabelle 3 beschrieben – könnte die OWP's in allen Szenarien des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in ihrer Umsetzbarkeit stark gefährden; insbesondere vor dem Hintergrund, dass die Kosten zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung noch nicht „versunken“ sind und damit einen verhältnismäßig kostengünstigen Projektabschluss ermöglichen.

Unter den gegebenen Umständen kann die Umsetzbarkeit davon abhängen, ob die OWP-Betreiber einen Teil der gestiegenen Kosten (LCOE) bei PPA-Verhandlungen an ihre Abnehmer weitergeben können. Laut Pexapark und Bloomberg NEF wird beim Abschluss von PPA-Verträgen in der Regel ein Verhandlungsergebnis erzielt, das – unter Berücksichtigung verschiedener Risikoprämien – zwischen

den Stromgestehungskosten für die Stromerzeugung (LCOE) und den aggregierten *Fair Value*- Marktpreisen für den jeweiligen Zeitraum liegt und beide Faktoren berücksichtigt (Pexapark & Bloomberg NEF, 2021, S. 1).⁸⁵

Abbildung 12 illustriert, wie eine Erhöhung der LCOE (durch die Zahlung einer erheblichen Gebotskomponente) den Verhandlungsspielraum verengt, innerhalb dessen ein für beide Seiten umsetzbarer Vertragsabschluss möglich wird.

In Deutschland kommen verschiedene Faktoren zusammen, die eine teilweise Weitergabe der Kosten in Grünstrom-PPAs ermöglichen können:

- eine hohe Zahlungsbereitschaft der Industrie für zusätzlichen Grünstrom, insbesondere dort wo die Opportunitätskosten hoch sind, weil die entsprechende Dekarbonisierung mit erheblichen Fördermitteln (z. B. Elektrolyseure) bzw. die Nicht-Dekarbonisierung mit erheblichen Pönalen (z. B. Raffinerien) verbunden ist;

83 Gilt für die Prognosen der Institute Enervis (Basis- und Hochpreisszenario) sowie Energy Brainpool.

84 Berechnet als 8,97 EUR/MWh geteilt durch 82 EUR/MWh und 31,50 EUR/MWh geteilt durch 82 EUR/MWh.

85 "Looking at these two data points [PPA-Preis und LCOE, Anm. der AutorInnen] together is important, as there is a fundamental discrepancy in what constitutes a 'good price' for a PPA. Whereas buyers typically care more about how the price they pay compares to the market, sellers care more the minimum viable cost of electricity they can offer, based on development costs. Therefore a balance needs to be struck for both counterparties. This is established by taking both market and cost-based pricing considerations into account."

Die Wirkung der Gebotskomponente auf den Verhandlungsspielraum

→ Abb. 12



Agora Energiewende und NERA (2024). *Aggregierter *Fair Value*

2.4 Kein Wettbewerb um Ideen aufgrund enger qualitativer Kriterien

Die derzeit zur Anwendung kommenden qualitativen Kriterien⁹⁰ sind sämtlich eng umrissene Anforderungen, die sich in der Regel auf die Erreichung eines möglichst hohen Prozentsatzes eines klar vorgegebenen Kriteriums beschränken. Anders als zum Beispiel in den Niederlanden wird die Innovationskraft des Wettbewerbs nicht genutzt, um innovative Lösungen zum Beispiel beim Meeresschutz oder der Systemintegration entwickeln zu lassen.

Tabelle 4 zeigt die Wirkung verschiedener Zuschlagskriterien im Hinblick auf die Frage, welche Aspekte der Projektentwicklung dem Bieter-Wettbewerb unterworfen sind.

Bei einem Losverfahren (wie im WindSeeG 2020) findet weder um die Höhe des Beitrags noch um die besten Ideen zur Verwirklichung der Ziele der Bundesregierung ein Wettbewerb zwischen den Entwicklern statt. Bei der Verwendung von finanziellen Gebotskomponenten (wie im WindSeeG 2023) findet ein Wettbewerb um die Höhe des Beitrags der Entwickler statt. Da die Verwendung der Mittel nicht Teil des Wettbewerbs der Bieter ist, findet aber kein Ideenwettbewerb um den effizientesten Einsatz dieser Mittel statt, sondern diese Ideen müssen im Nachgang von der Bundesverwaltung entwickelt werden, ohne dass

dieser eine Vielzahl von Ideen zur Verfügung stünde, die unterschiedliche Bieter entwickelt haben.

Bei der Verwendung von qualitativen Gebotskomponenten erfolgt der Zuschlag vordergründig anhand eines Wettbewerbs der Bieter um die besten Ideen zur Erreichung der von der Bundesregierung vorgegebenen Ziele. Da die Bieter auch gefordert sind, ihre Ideen umzusetzen, wird es regelmäßig auch zu einem Wettbewerb um die Höhe der eingesetzten Mittel kommen, weil sich mit mehr eingesetzten Mitteln auch fortgeschrittenere Lösungen oder zum Beispiel ein großflächiger Einsatz der angepeilten Lösungen umsetzen lassen.

Die umgangssprachlich auch als *Beauty Contest* bezeichnete Verwendung von qualitativen Kriterien führt also regelmäßig auch zu einem finanziellen Wettbewerb zwischen den Bietern. Voraussetzung hierfür ist, dass Wettbewerb zwischen den Bietern besteht. Dies war in allen Ausschreibungen der letzten Jahre der Fall. Qualitative Kriterien können bei entsprechender Ausgestaltung also nicht nur zur Ideengenerierung für innovative Verfahren beitragen, sondern sie werden auch im gleichen Maße wie die Verwendung einer finanziellen Gebotskomponente dazu führen, dass die Bieter erwartete „Produzentenrenten“ im Sinne der Ziele der Bundesregierung einsetzen.

Die aus dieser ersten Ausschreibung gewonnenen Ideen können dann auch zukünftigen Ausschreibungen und Projekten zugutekommen. Folglich ist die Verwendung „offener Fragen“ bei der Definition der qualitativen Kriterien gerade zu Beginn einer starken

⁹⁰ Die vier jeweils mit zehn Prozent gewichteten qualitativen Kriterien sind i. der Beitrag zur Dekarbonisierung von Offshore-Windenergie (Grünstrom, Wasserstoff); ii. die Vereinbarungen für den Abschluss von PPAs; iii. die Schallbelastung und Versiegelung des Meeresbodens; und iv. der Beitrag zur Fachkräftesicherung.

Die Wirkung von Zuschlagskriterien

→ Tabelle 4

	Wettbewerb um Beitragshöhe	Wettbewerb um Ideen
Losverfahren (WindSeeG 2020)	⊗	⊗
Finanzielle Gebotskomponente	⊙	⊗
Qualitative Gebotskomponente	⊙	⊙

Hochlaufphase sinnvoll. Diese Strategie wird jedoch derzeit unter anderem aufgrund von Bedenken bezüglich der Rechtssicherheit „offener Kriterien“ nicht verfolgt.

Der Wind Power Action-Plan der Kommission vom Oktober 2023 sieht unter anderem eine Vermeidung insbesondere unbeschränkter negativer Gebote vor. Stattdessen empfiehlt die Kommission die Verwendung nicht preisbezogener Zuschlagskriterien sowie spezielle Vorauswahlkriterien. Die vorläufige Fassung des Net Zero Industry Act vom Februar 2024 betont ebenfalls die Verwendung qualitativer Präqualifikations- und Ausschreibungskriterien für Erneuerbare Energien. Die Kommission soll dabei zukünftig auch Vergabe- und Auktionskriterien europaweit festlegen können. Diese neuen Instrumente bieten daher eine wichtige Wegmarke, um die Gestaltung der qualitativen Kriterien anzupassen und zu optimieren. Bei der Entwicklung der entsprechenden Kriterien ergeben sich vielfältige Zielkonflikte, da zum Beispiel der Wunsch nach Rechtssicherheit und Einfachheit der Kriterien mit dem Ziel der Innovationsanreize kollidiert.

Im Sinne eines transparenten Prozesses erscheint es sinnvoll, die verschiedenen bereits existierenden ausländischen Ansätze sowie weiteren Debattenbeiträge auszuwerten und diese dahingehend zu analysieren, inwieweit sie verschiedene politisch gewünschte Ziele erreichen.

2.5 Maßnahmen zur Resilienz der Lieferkette noch lückenhaft

Wie in Kapitel 1.3.2 bis 1.3.4 beschrieben, erfordert das Erreichen der Ausbauziele 2030 einen erheblichen Ausbau der Produktions- und Hafenskapazitäten. Diesem stehen mehrere Risiken entgegen:

→ In der Lieferkette fehlen teilweise die finanziellen Mittel für einen Ausbau, weil vielen Unternehmen entweder aufgrund einer mittelständischen Prägung oder Verlusten der Vorjahre der Kapitalmarktzugang für eine deutliche Expansion fehlt. Im Bereich der Häfen kommt hinzu, dass sich diese

in der Regel im Besitz der Bundesländer befinden, was nach unserem Verständnis aus rechtlichen Gründen eine direkte Unterstützung durch den Bund erschwert.

- Kapazitäten für Schiffe und andere Komponenten, die teilweise sowohl in der Offshore-Windindustrie sowie für Öl und Gas eingesetzt werden, haben sich aufgrund des Anstiegs der Ölpreise in den letzten Jahren wieder verstärkt der Öl- und Gasindustrie zugewandt. Dies führt zu zusätzlichen Knappheiten im Bereich Offshore-Wind.
- Aufgrund der starken Fokussierung auf die Erreichung der 2030er-Ziele sehen die Ausbaupläne in verschiedenen Ländern eine starke Kapazitätsspitze für das Jahr 2030 vor mit danach wieder fallenden Ambitionen. Die daraus folgende Unsicherheit bezüglich der Auslastung – insbesondere von lokal gebundenen – Kapazitäten führt zu einer gewissen Investitionszurückhaltung.

Verschiedene Ansätze zur Stärkung der Resilienz der europäischen Lieferkette sind – wie in Kapitel 1.3.5 beschrieben – derzeit in der Diskussion, aber vielfach noch nicht vollständig umgesetzt.

Teilweise ist die Bundesregierung direkte Bürgschaften eingegangen (z. B. für Siemens Energy), für andere Anwendungsbereiche sind entsprechende Bürgschaftsprogramme noch in der Diskussion.

Der NZIA und der European Wind Power Action-Plan greifen die Lieferkettenproblematik auf und sehen unter anderem vor:

- verbesserte Finanzierungsinstrumente und Absicherungen/Garantien durch die Europäische Investitionsbank (EIB);
- Veränderung der Ausschreibungskriterien zur Erhöhung der Resilienz, wobei hier zum einen die handelsrechtliche Zulässigkeit wie auch die ökonomische Umsetzbarkeit von *Local Content*-Anforderungen im Blick zu behalten sind.

In der Diskussion ist zudem die Verwendung von Teilen aus der Transformationskomponente für die Finanzierung der Hafenstrategie der Bundesregierung, wobei die genaue Ausgestaltung noch offen ist.

Denkbar wäre auch eine Resilienzausschreibung, wie sie derzeit im Net Zero Industry Act (NZIA) angedacht ist und in der deutschen Politik für die Ausschreibung von Solaranlagen diskutiert wird beziehungsweise wurde.

Die Umsetzung von NZIA und Wind Power Package kann genutzt werden, um zum einen eine verbesserte Verzahnung von europäischen und deutschen Mechanismen zu erreichen und zum anderen eine realistische Sicht auf die Wechselwirkung zwischen Ausbauzielen und den Möglichkeiten der Lieferkette unter verschiedenen Resilienzinstrumenten zu erzielen.

2.6 Verzögerungen im Netzausbau

Die Erreichung der Ausbauziele erfordert die Schaffung entsprechender Netzkapazitäten sowohl auf See als auch an Land, um den Abtransport der Strommengen sicherzustellen.

Dieser Netzausbau erfordert zum einen erhebliche Mengen Kapital sowie den Aufbau zusätzlicher Produktionskapazitäten. Im ersten Quartal 2023 wurden fast 25 Prozent des Offshore-Windstroms abgeregelt, was den dringenden Ausbaubedarf verdeutlicht (Tagesspiegel Background, 2023a).

Wie die Verschiebung der Realisierungszeiträume für vier Netzanschlussysteme um sechs bis 24 Monate zeigt, wirken sich die fehlenden Produktionskapazitäten für die Netzanschlüsse bereits jetzt negativ auf den Ausbau der Offshore-Windenergie aus (ZfK, 2024).

Mögliche Ansätze zur Reduzierung der Kosten und Verzögerungen im Netzausbau könnten zum Beispiel sein:

→ Übernahme der TenneT TSO GmbH durch die deutsche Bundesregierung/interessierte private Investoren, insofern die Kapitalausstattung/Bereitschaft der niederländischen Regierung (als Eigentümer) zur Eigenkapitalinvestition einen beschränkenden Faktor darstellt;

→ offene Ausschreibung der Anbindungsleitungen unter interessierten Investoren zur Stärkung der Innovation und Reduktion der Kosten durch Wettbewerbsdruck, wobei in diesem Zusammenhang wie in Kapitel 2.2 beschrieben zu berücksichtigen ist, dass die entsprechenden Ausschreibungen keine Anreize zum optionsbasierten Bieten beinhalten;

→ Verwendung von Freileitungen statt Erdkabeln bei Onshore-Netzen zur Reduzierung der Kosten;

→ Entwicklung eines international vermaschten Offshore Grids zur Erhöhung der Effizienz und zur Reduzierung möglicher Abregelungen (siehe auch nächstes Kapitel).

Darüber hinaus wäre auch die Anwendung der in Kapitel 2.5 genannten Ansätze denkbar, soweit die Probleme innerhalb der Lieferkette bestehen. Ein Beispiel an dieser Stelle ist das Bemühen der Bundesregierung um Unterstützung von Flächen für den Konverterbau (Tagesspiegel Background, 2023b).

2.7 Gestaltung der internationalen Vernetzung noch am Anfang

Ein weiterer Ansatz zur Verringerung der Risiken aufgrund eines stockenden Netzausbaus ist die verstärkte internationale Vernetzung der Strommärkte, z. B. durch den Ausbau hybrider Netzanbindungen (und Interkonnektoren) zur Erhöhung der Handelskapazitäten und um Windparkbetreibern die Möglichkeit zu geben, bei Netzengpässen in einen anderen Markt zu verkaufen.

Die Bemühungen zur Verringerung dieser Risiken sind vorhanden, befinden sich aber teilweise noch in einem frühen Stadium. Der politische Wille ist zum Beispiel mit der Erklärung von Ostende erkennbar und wird auch durch den kürzlich veröffentlichten Offshore-Netzentwicklungsplan der europäischen ÜNBs gestützt. Mit der Combined Grid Solution und der bilateralen Einigung über die Bornholmer Energieinsel zwischen DE und DK sind erste Pilotprojekte entstanden.

Die großflächige Umsetzung hybrider Projekte erfordert allerdings noch weitere umfangreiche Koordinierung auf verschiedenen Ebenen (Regulierer, Netzbetreiber, Offshore-Entwickler) zur Schaffung eines konsistenten und ausbaufreundlichen Entwicklungsrahmens, wie in Abschnitt 1.2.2 detaillierter ausgeführt wurde. Zum Beispiel ist die derzeit vorgesehene Verteilung der Engpasserlöse für den Bornholm Energy Island Connector wenig geeignet eine langfristige Lösung darzustellen: Im hier ange-dachten Modell verbleiben die Engpasserlöse bei den beteiligten ÜNBs, was tendenziell einen Anreiz schafft, die Kapazitäten unterzudimensionieren, um regelmäßig Engpasserlöse zu generieren.

Auch wenn die Anbindung der deutschen Wind-parks derzeit in der Regel radial geplant wird, stellt die Entwicklung eines Modells für hybride Netzanbindungen insbesondere auch vor dem Hintergrund der Engpässe im landseitigen Netz eine zentrale Herausforderung für den deutschen Ausbau von Offshore-Windanlagen dar. Die Entwicklung des regulatorischen Rahmens ist hier ein fortlaufender Prozess, in dem unter anderem Fragen der Kostenteilung, der Einrichtung von Gebotszonen, der Verteilung von Erlösen und verschiedene weitere Themenkomplexe zu klären sein werden.

2.8 Noch kein tragfähiges Konzept für langfristige Wasserstoff-erzeugung auf See

In Anbetracht der Knappheiten bei den Stromnetzanschlüssen (siehe Kapitel 2.6), der Engpässe im Landnetz und dem absehbar hohen Wasserstoffim-portbedarf der deutschen Volkswirtschaft sprechen einige Gründe dafür, Teile des deutschen Offshore-Wind-Potentials für die Erzeugung von grünem Wasserstoff zu nutzen.

Hinsichtlich der zukünftigen Erzeugung von Wasserstoff auf See in Deutschland bestehen derzeit (Stand 4. April 2024) allerdings eine Reihe an

Unsicherheiten, die sich auch aus der wiederholten Verschiebung der ersten Ausschreibung durch das BSH ergeben. Die Rahmenbedingungen stehen daher der Erreichung des 10-GW-Ziels der Nationalen Wasserstoffstrategie entgegen.

Risiken ergeben sich – wie in Kapitel 1.4.2 beschrieben – dabei insbesondere aus folgenden Unklarheiten im regulatorischen Rahmen:

- Zeitleiste bezüglich erster Ausschreibung und insbesondere möglicher Anschlussprojekte;
- Netzanschlussperspektive vor dem Hintergrund der noch nicht abschließend geklärten Finanzierung des Wasserstoff-Kernnetzes (Stand 4. April 2024), welches auch die geplante Anschlusspipeline AquaDuctus beinhaltet (Handelsblatt, 2024);
- zweistufiges Vergabeverfahren, welches zuerst die Vergabe von Förderung vorsieht und erst in einem nachgelagerten Schritt die Flächen vergibt. Dieses zweistufige Verfahren führt zu Ineffizienzen, wenn Bieter im ersten Schritt ihren Förderbedarf ermitteln müssen, ohne zu wissen, welche (Teil-)Fläche sie erhalten. Im zweiten Schritt ist dann kaum noch mit einer wettbewerblichen Auktion zu rechnen, wenn einige Bieter sicher mit Förderung rechnen können, während andere ohne Förderung gegen diese Wettbewerber antreten müssten. Hier erscheint eine gemeinsame Vergabe sachgerechter.

Die Wasserstoffherzeugung auf See ist in ihrer aktuellen Form trotz ihres Systemnutzens nicht investitionsfähig, weil eine langfristige strategische Perspektive fehlt. Die Entwicklung einer langfristigen strategischen Perspektive erfordert Input auf verschiedenen Ebenen, unter anderem die Entwicklung eines langfristigen Zielbilds, aber auch die kurzfristige Entwicklung eines Ausschreibungsrahmens, der eine wettbewerbliche Ausschreibung der SEN-1-Flächen ermöglicht, sowie die Verzahnung mit offenen Fragen auf anderen Stufen der Wertschöpfungskette (z. B. bei Kernnetz und Fördermechanismen).

3 Maßnahmenvorschläge zur Zielerreichung

Zur Absicherung des ambitionierten Offshore-Zubaus von 30 GW bis 2030 und der Verstetigung eines hohen Investitionsniveaus für das Ziel von 70 GW bis 2045 sind flankierende Maßnahmen erforderlich, um Risiken zu adressieren, die kurz-, mittel- und langfristig investitionshemmend wirken können.

In Kapitel 2 wurden folgende wesentliche Herausforderungen identifiziert, die adressiert werden müssen, um den Hochlauf abzusichern:

- Kurzfristige Risiken für die Projektrealisierung und Erreichung der Ausbauziele 2030 liegen insbesondere in den sich abzeichnenden Engpässen in der europäischen Lieferkette sowie im derzeitigen Ausschreibungsdesign mit seinen engen Fristen und der Zahlung der Gebotskomponente erst nach der Investitionsentscheidung.
- Mittelfristig wird der Ausbau von Offshore-Wind neben den Herausforderungen beim Netzausbau von der Weiterentwicklung der qualitativen Kriterien in der Ausschreibung und möglicher Förderinstrumente bestimmt sein.
- Der längerfristige Wirkungszeitraum betrifft besonders Fragen der internationalen Vernetzung durch den Ausbau hybrider Netzanbindungen und Interkonnektoren.

Das folgende Kapitel skizziert, welche Maßnahmen aus der Sicht von Agora Energiewende sinnvoll sind, um diese Herausforderungen zu adressieren. Dabei gilt:

- Die kurzfristigen Maßnahmen sollten noch von dieser Bundesregierung in der laufenden Legislaturperiode umgesetzt werden, damit diese auch schon 2025 Wirkung entfalten und zur erfolgreichen Implementierung bereits bezuschlagter Projekte beitragen können.
- Für die mittelfristigen Maßnahmen sollten die jeweiligen Prozesse ebenfalls nun beginnen, und die Maßnahmen sollten möglichst noch in dieser

Legislaturperiode umgesetzt werden, so dass die Änderungen für die neuen Ausschreibungen ab 2026 gelten können.

- Der Ausblick benennt Herausforderungen, die explizit von der nächsten Bundesregierung angegangen werden müssen.

3.1 Kurzfristige Maßnahmen

Der benötigte Ausbau der Produktions- und Hafenkapazitäten bis zum Jahr 2030 nimmt aufgrund fehlender öffentlicher und privater Mittel noch nicht ausreichend an Fahrt auf. Zusätzlich begünstigt das deutsche Ausschreibungsdesign optionsbasiertes Bieten und damit ein hohes Abbruchsrisiko der Projekte.

Bei den folgenden Maßnahmenvorschlägen geht es vorrangig darum, die Projektrealisierung der bereits unter WindSeeG 2023 bezuschlagten Projekte sowie der Projekte aus den Auktionen 2024 und 2025 für die Zielerreichung 2030 sicherzustellen. Diese sollten von der Bundesregierung noch in dieser Legislaturperiode umgesetzt werden.

3.1.1 Finanzierung notwendiger Infrastruktur sicherstellen

Das Erreichen des Ausbauziels 2030 erfordert einen erheblichen Ausbau der Hafen- und Schiffskapazitäten.⁹¹ In Europa muss sich die Zahl der aktiven Offshore-Häfen von aktuell 50 auf 75 bis 100 Häfen erweitern, um den Transport und die Lagerung der notwendigen rund 1.200 Turbinen pro Jahr zu gewährleisten und die notwendige Kapazität für die bis 2030 zu erreichenden Ziele

⁹¹ Schiffe und andere Komponenten werden neben der Offshore-Windindustrie teilweise auch in der Öl- und Gasindustrie eingesetzt. Letzteres verstärkte sich aufgrund des Anstiegs der Ölpreise in den letzten Jahren. Dies führt zu zusätzlichen Knappheiten.

zu schaffen, so die Annahme der Industrierivierbänder (SOW, 2023a). Die Nordseeanrainerstaaten (North Sea Energy Cooperation)⁹² schätzen, dass für den Ausbau allein in der Nordsee rund 850 bis 1.300 Hektar an Hafenaereal benötigt werden. Verfügbar sind bisher aber lediglich 600 Hektar. Nur 200 Hektar an zusätzlichen Hafensflächen waren Ende 2023 in Dänemark, Deutschland, den Niederlanden und Belgien im Bau (siehe Kapitel 1.3.2). Dies bedeutet allein für den Nordseeraum eine zu schließende Lücke von 50 bis 500 Hektar an Hafenaereal. Die Stiftung Offshore Windenergie schätzt, dass der deutsche Offshore-Windausbau ab voraussichtlich 2027 nicht mehr ausreichend durch ausländische Häfen unterstützt werden kann (SOW, 2023b).

Die Finanzierungszusage des Bundes für den Ausbau des Hafens in Cuxhaven sowie die Hafenstrategie des Bundeskabinetts vom März 2024 mit einem Maßnahmenpaket zur Stärkung der Häfen gehen in die richtige Richtung. Wesentliche Punkte der Hafenstrategie (BMDV, 2024) sind:

1. Die Wettbewerbsfähigkeit des Hafenstandorts Deutschland stärken.
2. Häfen zu nachhaltigen Knotenpunkten für die Energiewende, eine klimaneutrale Schifffahrt und Industrie sowie zu Drehkreuzen für die Verkehrsverlagerung entwickeln.
3. Die digitale Transformation aktiv gestalten und voranbringen.
4. Ausbildung und Beschäftigung heute sichern und zukunftsfähig gestalten.
5. Verkehrs- und Kommunikationsinfrastruktur bedarfsgerecht erhalten, ausbauen und schützen.

Die zentralen Punkte der Hafenstrategie erfordern Unterstützung in der Finanzierung, die jedoch Stand Juni 2024 noch offen ist und einer schnellen Klärung bedarf. So leistet der Bund zwar seit 2005 im Rahmen des Hafenaerlastenausgleichs Zahlungen in Höhe von rund 38 Millionen Euro jährlich an die Küstenländer zur Unterhaltung und Erneuerung der

⁹² Zur North Sea Energie Cooperation (NSEC) gehören auch Luxemburg und die Europäische Kommission, UK ist allerdings nicht Mitglied.

Seehafeninfrastruktur, der Finanzierungsbedarf beläuft sich nach Schätzungen der Küstenländer allerdings auf 400 Millionen Euro pro Jahr.

Bei den Auktionen für die Offshore-Flächen im Jahr 2023 (siehe Kapitel 1.1.2) wurden Rekorderlöse von 13,4 Milliarden Euro erzielt. Zehn Prozent der Auktionserlöse werden jeweils hälftig dem Meereschutz und der Fischerei zugeschrieben. Die restlichen 90 Prozent fallen erst während der Betriebszeit an⁹³ und fließen in die Stromkostensenkungskomponente. Diese Aufteilung ist das Ergebnis eines politischen Aushandlungsprozesses. Im Kabinettdesign des Wind auf See-Gesetz vom Mai 2022 war ursprünglich vorgesehen, dass die Zahlungen zu 70 Prozent in die Stromkostensenkungskomponente, zu 20 Prozent in den Naturschutz und zu zehn Prozent in die umweltschonende Fischerei einschließlich Fischereistrukturmaßnahmen fließen. Im parlamentarischen Prozess wurde die Zahlungsmodalität auf 90 Prozent Stromkostensenkungskomponente, fünf Prozent Naturschutzkomponente und fünf Prozent Fischereikomponente abgeändert.⁹⁴

Durch die enorme Inanspruchnahme des Meeresökosystems sollte davon Abstand genommen werden, die Zahlungen an die Naturschutzkomponente zu reduzieren. Angesichts des enormen Investitionsbedarfs in die notwendige Hafeninfrastruktur und der klammen Haushaltslage könnte die bisherige Erlösaufteilung jedoch um eine rechtlich verankerte Infrastrukturkomponente ergänzt werden. Die Einnahmen aus den Ausschreibungen sollten im Offshore-Kreislauf verbleiben und nicht zweckentfremdet werden.

Maßnahme

Im § 58 WindSeeG wird eine entsprechende Anpassung für die kommenden Ausschreibungen ab dem

⁹³ Die Zahlungen für die Stromkostensenkungskomponente werden durch den bezuschlagten Bieter an den anbindungsverpflichteten Übertragungsnetzbetreiber über einen Zeitraum von 20 Jahren geleistet (§ 59 WindSeeG).

⁹⁴ In der Haushaltsdebatte nach dem Verfassungsgerichtsurteil zum Klima- und Transformationsfonds wurde die Verteilung der zehn Prozent einmalig rückwirkend angepasst. Dies sollte jedoch nicht zum Standard werden.

Jahr 2025 vorgenommen, so dass vom bezuschlagten Bieter zusätzlich zu den je fünf Prozent für die Meeresnaturschutzkomponente und die nachhaltige Fischerei ebenfalls fünf Prozent oder mindestens 150 Millionen Euro für eine Infrastrukturkomponente innerhalb von zwölf Monaten zu zahlen ist. Im § 59 WindSeeG wird die Höhe der Stromkostensenkungskomponente entsprechend auf 85 Prozent angepasst. Bei Anwendung dieser neuen Logik wären das in den Ausschreibungen von 2024 für nicht voruntersuchte Flächen 151 Millionen Euro für die Infrastrukturkomponente⁹⁵ gewesen. Damit könnte, zusammen mit den 38 Millionen Euro, zumindest die Hälfte der von den Küstenländern geforderten 400 Millionen Euro pro Jahr abgedeckt werden.

Dabei sind verfassungsrechtliche Rahmenbedingungen in der Bund-Länder-Verantwortung zu berücksichtigen. Wenn der Bund mit seiner Förderung nicht allein den Ausbau der Hafeninfrastruktur bezweckt, sondern – damit verknüpft – weitere Ziele verfolgt – etwa, weil die Förderung dem Klima- und Umweltschutz dient, wäre eine Weitergabe dieser Einnahmen an die Bundesländer laut Wissenschaftlichem Dienst des Bundestags⁹⁶ durchaus möglich.

3.1.2 Hersteller und Lieferkette stärken

Wie in Kapitel 1.3 dargestellt, erfordern das europäische und deutsche Ausbauziel 2030 einen erheblichen Ausbau der Produktionskapazitäten – dem für 2027 bis 2030 benötigten jährlichen europäischen Zubau von 24 GW stehen bisher allerdings nur Produktionskapazitäten von 7 GW gegenüber (Wind Europe, 2024a). Dies gilt sowohl für die Herstellung von Windenergieanlagen als auch von Netzanschlusskomponenten. Die zwei Herausforderungen, die zur Stärkung der Hersteller und der Lieferkette angegangen werden sollten, sind die Finanzierung

neuer Produktionskapazitäten und die Sicherstellung eines stabilen Hochlaufpfads.

Herstellung von Windenergieanlagen

Für Windenergieanlagen werden unterschiedliche Komponenten benötigt (Turbinen, Türme, verbaute Subkomponenten⁹⁷, Fundamente), die teilweise von größeren Unternehmen gebaut werden, z. T. auch von kleineren und mittelständischen Unternehmen. Für alle gilt, dass sie durch die neuen ambitionierten Ziele vor aktuellen Skalierungsherausforderungen stehen. Neben der Menge steigt auch die Durchschnittsgröße der neuen Projekte.

Zu den größeren Unternehmen gehören die Turbinenhersteller. Es gibt eine übersichtliche Anzahl an Turbinenherstellern (insbesondere Siemens Gamesa, GE Renewable, Vestas⁹⁸), die derzeit den europäischen Markt beliefern. Laut Industrieverbänden ist zur Erreichung des Ziels für das Jahr 2030 eine Verdopplung der europäischen Kapazitäten zur Produktion von Turbinen auf ca. 1.300 Einheiten pro Jahr notwendig (SOW, 2023a). Besonderer Druck lastet auf den Herstellern von Turbinen, die größer als 12 MW sind.

Zu den kleineren und mittleren Unternehmen gehören die Hersteller von Fundamenten. Hier gibt es eine europäische Herstelleranzahl im hohen einstelligen Bereich (u. a. EEW, Steelwind, SIF, BSC, Haizea Windgroup, Bladt Industries, Navantia-Windar, SEaH), die derzeit den europäischen Markt beliefern. Allerdings sind noch nicht alle diese Hersteller auf die neuen Größenordnungen von mehr als zehn Metern für Fundamente eingestellt. Auch hier liegt die Herausforderung darin, die entsprechenden Monopfähle für größere Fundamente (> 12 MW) zu bauen. Laut Industrieverbänden ist dabei sogar eine Vervierfachung der Produktion auf ca. 1.200 Einheiten pro Jahr notwendig (SOW, 2023a). Ein 2.000-MW-Projekt

95 In den Ausschreibungen im Juni 2024 für die nicht zentral voruntersuchten Flächen wurde eine Summe von rund 3 Milliarden Euro erzielt. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Analyse sind die Ausschreibungen für die voruntersuchten Flächen noch nicht durchgeführt worden.

96 Wissenschaftlicher Dienst des Bundestages, Sachstand WD 4 – 3000 – 017/24

97 Getriebe, Generatoren, Bremsen, Windfahnen, Schaltschränke, Transformatoren.

98 Es gibt ebenfalls eine Reihe an chinesischen Turbinenhersteller. U. a. Mingyang Smart Energy versucht den bisher geschlossenen chinesischen Markt aufzubrechen und auf dem europäischen Markt aktiv zu werden.

mit 15 MW-Turbinen benötigt 133 Fundamente. Je nach Größe kann ein Fundamenthersteller 150 bis 200 Monopfähle erstellen. Damit ist ein Hersteller für beinahe ein Jahr bereits ausgebucht. Auch wenn die höheren Kapazitäten absehbar benötigt werden, können die Fundamenthersteller nicht vorproduzieren. Die Offshore-Windpark-Entwickler müssen mit entsprechenden Design-Zeichnungen⁹⁹ die notwendigen Fundamente beauftragen. Dies erfolgt aber erst nach erfolgreichem Zuschlagserhalt in den Auktionen und nachdem die entsprechenden Turbinen ausgewählt wurden. Dies bedeutet wiederum, dass den Entwicklern zum Zeitpunkt ihrer Gebotsabgaben noch keine Einschätzung der zur Verfügung stehenden Produktionskapazitäten und Kosten für Komponenten vorliegen (siehe Kapitel 1.3.4 „Henne-Ei“-Problem). Für die Fundamenthersteller hat dies zur Folge, dass sie ihre Kapazitäten erst ausbauen, wenn die entsprechende Beauftragung erfolgt ist.

Herstellung von Netzanschlusskomponenten

Die Zuliefererindustrie für die Herstellung von Netzanschlusskomponenten (Kabel, Konverterplattformen, Umspannwerke) muss sich ebenfalls auf das neue benötigte Niveau einstellen und die entsprechenden Fertigungskapazitäten aufbauen.

→ Die Produktionskapazitäten für Offshore-Konverterplattformen mit 2 GW Transportleistung werden weltweit nur an wenigen Standorten in Spanien, in der Golfregion, in Singapur oder China bereitgestellt. Perspektivisch wird es in Deutschland ebenfalls einen Standort zur Herstellung von Konvertern geben. In Rostock baut Neptun-Smulders eine neue Anlage zur Herstellung von Konvertern, die voraussichtlich Mitte der 30er-Jahre Anlagen mit 2 GW Transportleistung fertigstellen wird. Aktuelle Anbieter von Konvertern sind Siemens Energy, Hitachi, GE und die chinesischen Unternehmen C-EPRI und China Electrical Equipment.

→ Auch die Produktion von Kabeln muss laut Industrieverbänden (SOW, 2023a) nahezu verdoppelt werden, so dass eine Produktion von rund 1.000 Kilometern Exportkabeln und rund 2.160 Kilometern parkinternen Kabeln erreicht wird (siehe Kapitel 1.3.1). Nach Angaben von Wind Europe investieren die europäischen Kabelhersteller bereits in ihre Werkserweiterungen (Wind.Europe, 2024a). Europäische Kabelhersteller sind Prysmian Group, NKT, Hellenic Cables und Nexans. Weitere Hersteller sitzen in China, Japan und Korea.

Im Januar 2024 informierte das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) darüber, dass sich vier Netzanbindungsprojekte mit insgesamt 6 GW Anbindungskapazität voraussichtlich um einige Monate bis zu zwei Jahre verzögern. 4 GW¹⁰⁰ davon sollten ursprünglich 2029 fertiggestellt werden. Der Anschluss wird stattdessen erst Ende 2030 bzw. Ende 2031 erfolgen. Grund dafür sind Verzögerungen in der Lieferkette für die Netzanschlüsse. Damit sehen wir zwar Verzögerungen bei einigen Anbindungssystemen in den beginnenden 30er-Jahren und eine Zielverfehlung im Jahr 2029 um 4 GW – langfristig gesehen sollten die Zeitschienen aber bei den Netzanbindungen aufgrund des langen Planungshorizonts und dem aktuellen Hochfahren der Kapazitäten eingehalten werden können.

Finanzierungsherausforderungen

Um die erforderlichen Kapazitäten für die Herstellung von Windenergieanlagen sowie Netzanschlusskomponenten zu erweitern, werden entweder neue Unternehmen im Markt gebraucht oder es muss ein Ausbau der bestehenden Werke erfolgen. Dies bedeutet, dass für einen begrenzten Zeitraum finanzielle Unterstützung für den Ausbau der Kapazitäten und Werkserweiterungen notwendig sein kann, wenn die benötigte Finanzierung nicht allein am Markt möglich ist. Die Stiftung Offshore Wind hat dazu im Jahr 2024 ebenfalls Vorschläge entwickelt (SOW, 2024). Gerade für den Hochlauf im Jahr 2030 ist kurzfristig

⁹⁹ Für die Design-Zeichnungen müssen vorab u. a. Bodengutachten und Untersuchungen zur Wassertiefe erstellt werden. Mit diesen Design-Zeichnungen können die Entwickler im Markt die Preise bei den Fundamentherstellern erfragen und in Auftrag geben.

¹⁰⁰ Es handelt sich um die zentral voruntersuchten Flächen N-9.1 und N-9.2, die in der Auktion 2024 im August vergeben werden.

ein massiver Ausbau der Produktionskapazitäten erforderlich, der jetzt einen An Schub auf mehreren Ebenen benötigt und nicht allein dem Markt überlassen werden sollte.

Durch den beschleunigten Ausbau und die Größe der Projekte sind auch die Summen, die durch Bürgschaften abgesichert werden müssen, erheblich gestiegen. Ab einer gewissen Größenordnung lassen sich die von den Banken gestellten Bürgschaften (Avallinien) im Verhältnis zum Eigenkapital nicht mehr erweitern und die Unternehmen können die Aufträge nicht annehmen. Nach Berechnungen der Stiftung Offshore Wind bedeutet dies, dass bei den Windparks der letzten Jahre mit durchschnittlich 500 MW installierter Leistung rund 50 Millionen Euro über Bürgschaften abgesichert werden mussten und bei Offshore-Windparks mit einer zukünftigen Leistung von 2.000 MW sich diese Summe auf rund 200 Millionen Euro erhöhen würde (SOW, 2024). 2023 wurde Siemens Energy eine staatliche Bürgschaft durch die Bundesregierung gewährt. Für den Konverterbau wurde ebenfalls eine solche Lösung gefunden.

Die bisherigen Programme von European Investment Bank (EIB) und KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) sind nicht ausreichend, um den enorm gestiegenen Finanzierungsbedarf abzusichern. Die European Investment Bank (EIB) hat Ende 2023 ein Bürgschaftsprogramm in Höhe von fünf Milliarden Euro zur Unterstützung von Investitionen in die Zuliefererindustrie angekündigt sowie 20 Milliarden Euro für die Finanzierung von neuen Projekten. Damit ermöglicht die EIB es kommerziellen Banken, die benötigten Kreditlinien für Bürgschaften zur Verfügung zu stellen. Bürgschaftsprogramme sind ein wichtiges Instrument. Lieferanten müssen das Transaktionsvolumen oft mit einer Vertragserfüllungsbürgschaft unterlegen, die durch die Banken gestellt wird. Von den fünf Milliarden Euro zur Unterstützung von Investitionen in die Zuliefererindustrie sind rund 500 Millionen Euro für Deutschland reserviert.

Die KfW (Kreditanstalt für Wiederaufbau) hat bereits eine Reihe an Programmen, die auch Unterstützung

für die Offshore-Zuliefererindustrie beinhalten. Neben dem KfW-Konsortialkredit Nachhaltige Transformation (Kredit Nr. 291) hat die KfW im April im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz ein neues Programm aufgelegt. Mit dem Modul A + erweitert die KfW ihr bestehendes Förderprogramm Klimaschutzoffensive für Unternehmen (Kredit Nr. 293) zur Förderung klimafreundlicher Aktivitäten um eine Förderung für Hersteller. Es ist allerdings kein Programm mit dezidiertem Fokus auf die Offshore-Zuliefererindustrie. Der maximale Förderrahmen pro Vorhaben liegt bei 25 Millionen Euro. Demgegenüber stehen Summen um die 300 bis 700 Millionen Euro für den Neubau von Fabriken für Monopfähle.¹⁰¹

Herausfordernder Hochlauf im Jahr 2030

Der Peak im Jahr 2030 (siehe Abbildung 13) ist sowohl für die Logistik (Häfen, Errichterschiffe, siehe dazu Maßnahme 3.1.1) wie auch für die Lieferkette problematisch. Der Hochlauf wird erschwert, wenn in den folgenden Jahren ein starker Abfall droht. Dadurch sinkt der Anreiz, die Produktionskapazitäten hochzufahren.

Maßnahmen

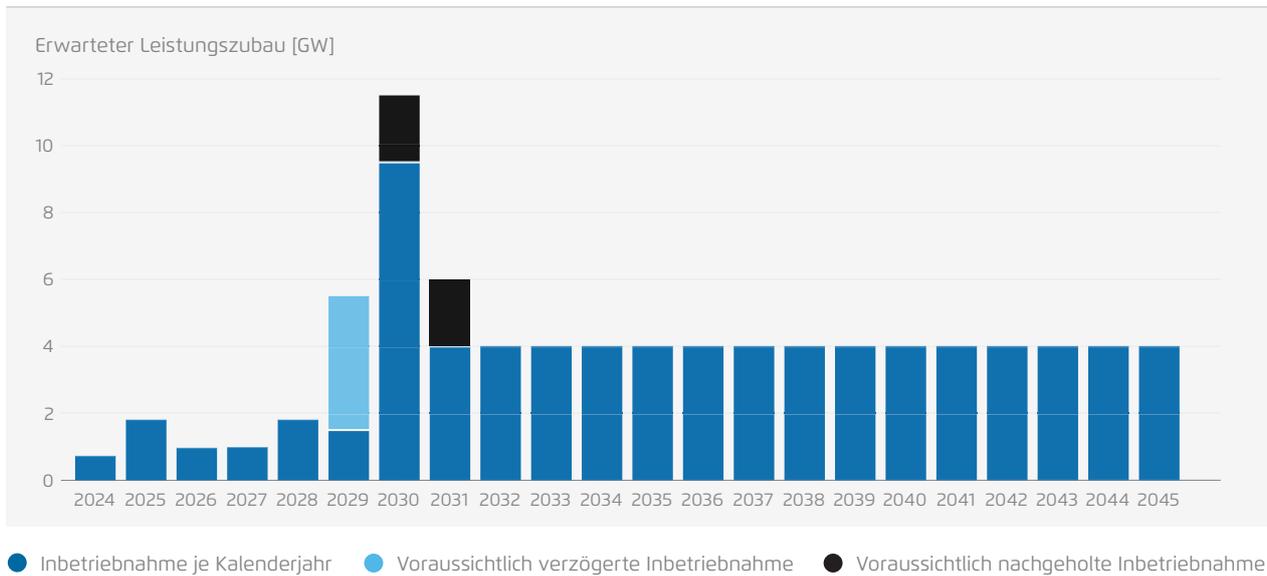
Um die erforderlichen Investitionen auf allen Stufen der Lieferkette für Windanlagen und Netzinfrastruktur inklusive der erforderlichen Logistik von Hafenaufbau anzureizen und zu ermöglichen, sind sowohl eine glaubhafte und stetige Ausbauperspektive deutlich über 2030 hinaus als auch Finanzinstrumente insbesondere für mittelständische Unternehmen zur Kapazitätserweiterung notwendig.

→ **Perspektive sicherstellen:** Um den hohen Zubau auch in der ersten Hälfte der 2030er-Jahre beizubehalten und Planungssicherheit für Hersteller, Häfen und Schiffe zu schaffen, sollte der Ausbaupfad im Wind auf See-Gesetz § 2a auf 5 bis 6 GW pro Jahr bis 2035 erhöht werden. Damit wird eine Verstetigung der Planung erreicht. In

¹⁰¹ lt. Hintergrundgesprächen mit Herstellern

Erwarteter Zeitpunkt der Inbetriebnahme auf Basis der Netzanschlussplanung

→ Abb. 13



Agora Energiewende und NERA (2024) basierend auf BNetzA, Deutsche Windguard, Vorentwurf des FEP (2024), WindSeeG (2023)

diesem Zusammenhang wird die Option der Überbauung des Netzanschlusses geprüft, so dass ggf. eine höhere Erzeugungskapazität bei gleicher Netzanschlusskapazität angeschlossen werden kann. Eine europäische Koordinierung der Ausbauziele nach 2030 sollte dabei angestrebt werden.

→ **Finanzielle Unterstützung für einen begrenzten Zeitraum erhöhen:**

- Um die notwendigen Investitionen, beispielsweise in den Aus- und Neubau von Fabriken für Monopfähle (rund 300 bis 700 Millionen), zu tätigen, sollte sich die Bundesregierung dafür einsetzen, dass der EIB höhere Volumina in ihrem Bürgschaftsprogramm zur Verfügung stehen und somit auch die Anteile für die jeweiligen Mitgliedsstaaten bei entsprechendem Bedarf erhöht werden (zur Zeit 500 Millionen für Deutschland abrufbar).
- Die KfW erhält ein explizites Mandat der Politik, die Volumina zur Unterstützung der Wertschöpfungskette deutlich zu steigern. Dies gilt sowohl für Bürgschaftsprogramme für kommerzielle Banken zur Stützung von Investitionen in neue Fertigungskapazitäten der Lieferkette als auch zur Absicherung der für Anzahlungen und Gewährleistungen benötigten Bürgschaften, die der Hersteller dem Auftraggeber zu hinterlegen hat.

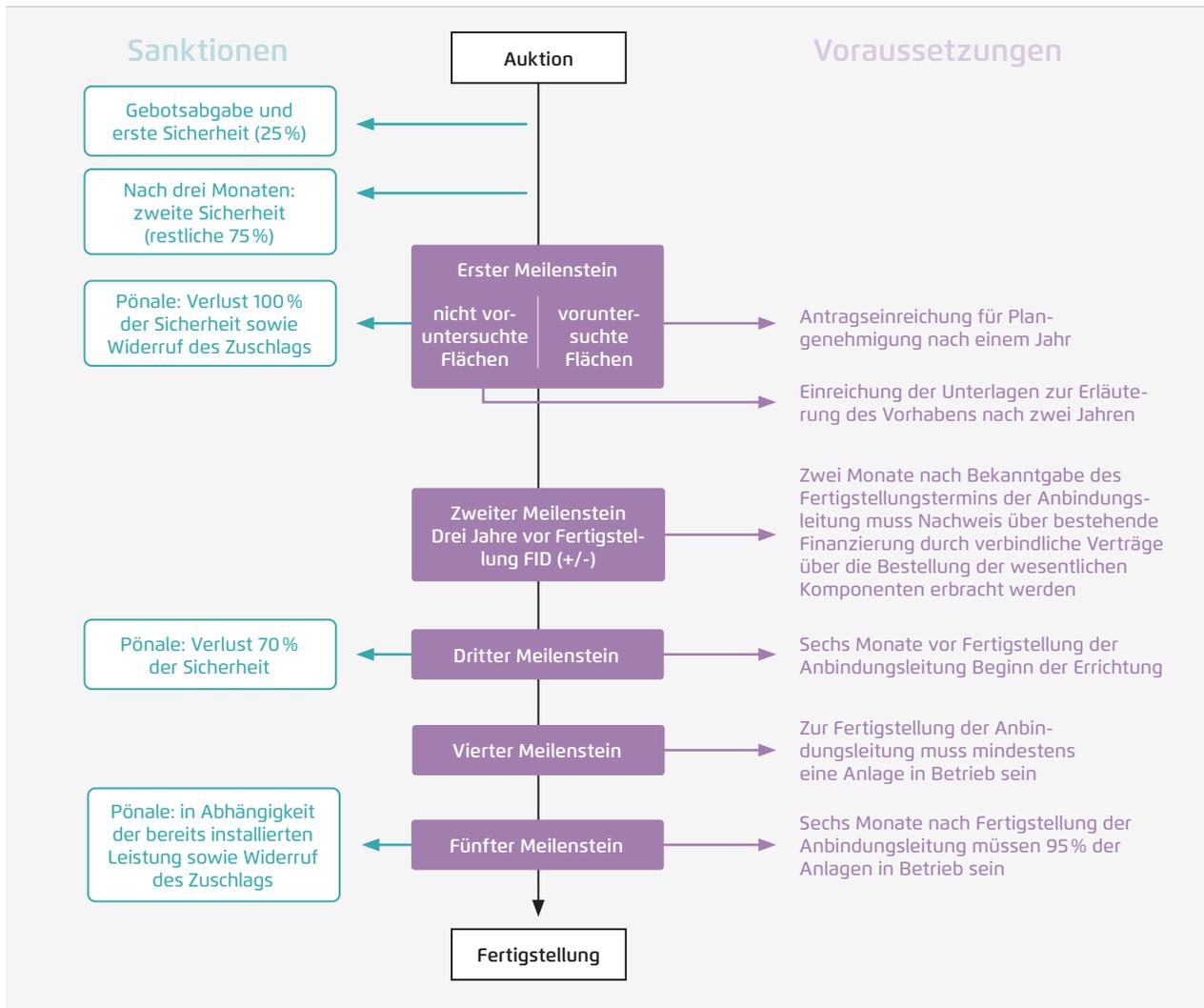
3.1.3 Projektweitergabe schärfen

Das derzeitige deutsche Regulierungsregime für die Windenergie auf See basiert auf der Vergabe von einseitigen Differenzverträgen bzw. von *Merchant*-Projekten, deren Refinanzierung auf den Erlösen auf dem Strommarkt basiert (siehe Kapitel 2.1). Dabei profitieren Windparkbetreiber von den Chancen steigender Strompreise, tragen aber auch das Risiko fallender bzw. niedriger Strompreise. Alle Projekte mit einer geplanten Inbetriebnahme bis 2030 müssen bis spätestens 2025 ausgeschrieben werden. Sollten sich Windparkbetreiber beispielsweise aufgrund seit der jeweiligen Auktion gestiegenen Risiken gegen eine Projektrealisierung entscheiden, wird eine schnelle Projektweitergabe benötigt, die die Auswirkungen auf die Zielerreichung im Jahr 2030 möglichst geringhält.

Bei den Flächen aus den Auktionen 2023 und 2024 fällt der Großteil der zu zahlenden Gebotskomponente (90 Prozent) erst zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme über einen Zeitraum von 20 Jahren an. Folglich sind diese Kosten zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung noch nicht versunken, anders als beispielsweise in Großbritannien oder den USA, wo die gesamte Gebotskomponente vor der Investitionsentscheidung anfällt (siehe Kapitel 2.2).

Meilensteine nach dem Wind-auf-See-Gesetz zwischen Auktion und Fertigstellung

→ Abb. 14



Agora Energiewende (2024) basierend auf WindSeeG § 81 und § 82

Drei Jahre vor der voraussichtlichen Fertigstellung der Netzanbindungsleitungen durch die Netzbetreiber werden die Fertigstellungstermine für die Ausschreibungsgewinner jeweils verbindlich. Zwei Monate nachdem diese Information geteilt wurde, muss der Nachweis über eine bestehende Finanzierung durch die Projektierer gegenüber der Bundesnetzagentur erbracht werden, indem verbindliche Verträge über die Bestellung der Windenergieanlagen, der Fundamente und ggf. der vorgesehenen Umspannanlage sowie parkinternen Verkabelung vorgelegt werden.

Für die voruntersuchten Flächen aus den Auktionen im Jahr 2023 fällt die Investitionsentscheidung somit voraussichtlich im Jahr 2025 an, da die erfolgreichen Bieter dann den Nachweis über die bestehende Finanzierung erbringen müssen (siehe oben). Die geplante Inbetriebnahme erfolgt im Jahr 2028. Für die nicht zentral voruntersuchten Flächen aus den Auktionen im Jahr 2023 fällt die Investitionsentscheidung voraussichtlich im Jahr 2027 an und die geplante Inbetriebnahme erfolgt im Jahr 2030.

Das deutsche Modell führt dazu, dass die Kosten eines Projektabbruchs vor dem Datum der erforderlichen

Investitionsentscheidung im internationalen Maßstab eher gering sind (siehe Kapitel 1.1.2). Dies erhöht das Risiko, dass Investoren sich bei veränderten Rahmenbedingungen gegen die Investition entscheiden. Angesichts des ambitionierten Ausbauplans bis 2030 würde das unmittelbar die Zielerreichung gefährden. Folglich muss ein neuer Projektierer das Projekt übernehmen. Die Weitergabe der Flächen kann im Rahmen eines Sekundärmarktes, wie es in Großbritannien der Fall war, geschehen. Bei einem Sekundärmarkt werden Anteile an Offshore-Windparks angekauft und verkauft (siehe Kapitel 1.1.3). Durch negative Entwicklungen der Kosten bzw. der Preiserwartungen der Bieter könnte ein Projekt jedoch unter den dann geltenden Konditionen nicht mehr wirtschaftlich sein. Als Folge wird ein Mechanismus benötigt, der die Projekte erneut auktioniert und eine neue Gebotskomponente ermittelt. Dabei kommt einer schnellen Weitergabe der Projektrechte sowie möglichst aller relevanten Planungsunterlagen eine hohe Bedeutung zu.

Im derzeitigen Wind auf See-Gesetz ist bereits geregelt, dass eingereichte Unterlagen zur Untersuchung der Meeresumwelt, der Vorerkundung des Baugrunds, die Berichte über Wind- und ozeanographische Verhältnisse sowie die Untersuchungen zur Schifffahrt bei Abbruch eines Verfahrens auch einem neuen Vorhabenträger zur Verfügung gestellt werden. Allerdings wird ein Bieter der aus seinem Projekt ausgestiegen ist, nicht von einer erneuten Projektvergabe ausgeschlossen, sondern erst, wenn dies mindestens zweimal der Fall war.

Maßnahmen

Die Bundesregierung entwickelt den Mechanismus zur Projektweitergabe weiter, sollte der Gewinner der Ausschreibung eine negative Investitionsentscheidung treffen. Somit wird im Wind auf See-Gesetz geregelt, dass

→ innerhalb von vier Monaten durch die Bundesnetzagentur ein neues beschleunigtes Bieterverfahren stattfindet.

→ vor der Auktion alle Bieter Einsicht in die Voruntersuchungsdaten, die dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) vorliegen, erhalten können, wenn die Untersuchungen der Meeresumwelt, die Vorerkundung des Baugrunds, die Berichte über Wind- und ozeanographische Verhältnisse sowie die Untersuchungen zur Schifffahrt bereits durch den zurückgebenden Investor beim BSH eingereicht wurden.

→ je nach Zeitpunkt des Abbruchs und in Abhängigkeit von der Bekanntgabe des Fertigstellungstermins der Anbindungsleitung BMWK, Bundesnetzagentur und BSH über die erneute verkürzte Fristsetzung zur Inbetriebnahme der Anlagen entscheiden, um eine Verfehlung der Zielvorgaben möglichst klein zu halten.

→ der das Projekt zurückgebende Investor nicht erneut an der Auktion für diese Fläche teilnehmen darf. Damit wird vermieden, dass für diesen ein Anreiz zur Projektrückgabe besteht, um dann in einem erneuten Vergabeprozess detailliertes Projektwissen nutzen zu können, um einen neuerlichen Zuschlag zu dann für den Bieter attraktiveren Konditionen zu erreichen. Diese Anpassung könnte beispielsweise im § 15 WindSeeG Allgemeine Ausschreibungsbedingungen bzw. in den § 34 und § 35 EEG erfolgen.

3.1.4 Verlängerung der Fertigstellungsfrist um drei Monate

Enge Fertigstellungsfristen für die Offshore-Windparks in Verbindung mit hohen Pönalen erhöhen die Projektrisiken und verteuern die Umsetzung bzw. erschweren insbesondere kleineren Akteuren eine Teilnahme an den Auktionen. Um die Zielerreichung für das Jahr 2030 nicht zu gefährden, sind dennoch klare Fristen mit strengen Pönalen wichtig. Die von 18 Monaten (WindSeeG 2017) auf sechs Monate (WindSeeG 2023) verkürzte Frist zur technischen Betriebsbereitschaft der Windparks stellt jedoch vor dem Hintergrund der Wetterunbeständigkeit auf hoher See sowie der gewachsenen Projektdimensionen ein erhebliches Risiko und damit einen Kostentreiber für Unternehmen dar.

Die Netzanbindungen sollen laut dem Flächenentwicklungsplan (BSH, 2023b) in der Regel im dritten Quartal des Zieljahres fertiggestellt werden, also zum 30. September. Die entsprechenden Offshore-Windparks müssen sechs Monate nach der Fertigstellung der Netzanbindung – also bis zum 31. März des Folgejahres – technisch betriebsbereit sein. Dies hat zur Folge, dass die Windparks im Winterhalbjahr fertiggestellt werden müssen. Gerade im Winterhalbjahr gestaltet sich aber wetterbedingt eine präzise zeitliche Bauplanung auf hoher See herausfordernd, da aufgrund von Stürmen die Errichtung zeitweise unterbrochen werden muss. Die Alternative einer vorzeitigen Installation der Windanlagen, vor Fertigstellung des Netzanschlusses, birgt umgekehrt Risiken für die Anlagensicherheit, denn die Anlagen dürfen nicht stillstehen, da sie sonst Schaden nehmen und beispielsweise rosten. Für die Netzbetreiber ist es allerdings ebenfalls erforderlich, dass bei Fertigstellung der Anbindungsleitung mindestens eine Anlage betriebsbereit ist, um die Anbindungsleitung zu testen. So sieht es auch der vierte Meilenstein nach dem Wind auf See-Gesetz vor (siehe vierter Meilenstein Abb. 14).

Das Wind auf See-Gesetz sieht vor, dass sechs Monate nach Fertigstellung der Anbindungsleitung 95 Prozent der Anlagen in Betrieb sein müssen (siehe fünfter Meilenstein Abb. 14). Sollte die Frist nicht eingehalten werden, fällt eine Strafzahlung an, deren Höhe in Abhängigkeit von der bereits installierten Leistung festgelegt wird. Sollten bereits 70 Prozent installiert sein, so müssen für die fehlenden 30 Prozent im Falle eines 1-GW-Projektes auf nicht voruntersuchten Flächen noch 30 Millionen Euro an Strafzahlungen geleistet werden.¹⁰² Zusätzlich behält sich die Bundesnetzagentur vor, bei nicht Einhaltung der Fristen den Zuschlag in dem Umfang zu widerrufen, der sich aus der Differenz der bezuschlagten Gebotsmenge und der installierten Leistung der betriebsbereiten Windenergieanlagen auf See ergibt.

¹⁰² Die Strafzahlung ergibt sich nach § 82 WindSeeGesetz 2023 aus dem Wert, der sich aus dem Betrag der nach § 18 Absatz 1, § 32 oder § 52 Absatz 1 verbleibenden zu leistenden Sicherheit multipliziert mit dem Quotienten aus der installierten Leistung der nicht betriebsbereiten Windenergieanlagen und der bezuschlagten Gebotsmenge ergibt.

Dies fließt in die Risikoberechnung (auch der Banken) zur Teilnahme an Auktionen mit ein und erschwert insbesondere kleineren Akteuren die Teilnahme.

Maßnahme

Die Sechs-Monatsfrist zur Inbetriebnahme des Windparks nach Fertigstellung des Netzanschlusses wird um ein Quartal verlängert. Sofern die Netzanbindung also zum 30. September erfolgen sollte, haben die Windparkbetreiber neun Monate Zeit bis zum 30. Juni, um 95 Prozent ihrer Anlagen zu installieren. Diese Verlängerung verringert das finanzielle Risiko für Investoren, sollte es – wetterbedingt, aufgrund der Herausforderungen v. a. im Winterhalbjahr – nicht zu einer rechtzeitigen Fertigstellung der Anlagen kommen. Dabei bedarf es weiterhin einer engen Abstimmung und Koordinierung zwischen den Windparkbetreibern und den Netzbetreibern, um einerseits einen Stillstand der Anlagen zu vermeiden und andererseits sicherzustellen, dass bei Fertigstellung der Anbindungsleitung auch Anlagen zum Testen der Leitung stehen.

3.2 Mittelfristige Maßnahmen

Die bisher vorgestellten Maßnahmen zielen auf eine Erhöhung der Realisierungswahrscheinlichkeiten der Projekte aus den Ausschreibungen in den Jahren 2023 (mit 8.800 Megawatt), 2024 (mit 8.000 Megawatt) und 2025 (mit 4.500 Megawatt) ab.

Die EU hat Vorgaben im Net Zero Industry Act für die Erneuerbaren-Energien-Ausschreibungen in den Mitgliedsstaaten entwickelt, die ebenfalls die Realisierungswahrscheinlichkeiten erhöhen, wie zum Beispiel die Präqualifikation des Biebers für die Auktion durch den Nachweis über die Fähigkeit zur rechtzeitigen und vollständigen Projektrealisierung.

Im nächsten Abschnitt werden deshalb die EU-Vorgaben vorgestellt, die Anpassungen des Auktionsdesigns für die Ausschreibungen ab 2026 mit sich bringen und die so den Ausbau ab den beginnenden 30er-Jahren positiv beeinflussen können.

Da die praktische Umsetzung dieser Änderungen einige Vorlaufzeit benötigen und im Dezember 2025 die Vorgaben für Präqualifikationskriterien nach dem Net Zero Industry Act in nationales Recht umgesetzt sein müssen, sollte die derzeitige Bundesregierung den Prozess zeitnah beginnen und die Änderungen spätestens 2025 gesetzlich verankern.

3.2.1 Evaluierung der präqualifikations- und nicht-preislichen Auswahlkriterien

Die Europäische Kommission nimmt zunehmend Einfluss auf das Ausschreibungsdesign für Erneuerbare Energien, das bisher von den nationalen Regierungen entwickelt wurde. So werden mit dem Wind Power Package und dem Net Zero Industry Act Forderungen an die nationalen Ausschreibungssysteme verbunden. Mit dem Net Zero Industry Act gibt die Europäische Kommission den Mitgliedsstaaten verpflichtend die Einführung von Präqualifikationskriterien vor. Ab in Kraft treten des Net Zero Industry Act im Juni 2024 haben die Mitgliedsstaaten 18 Monate Zeit für die Umsetzung, also bis Dezember 2025. Dazu wird die EU-Kommission voraussichtlich im März 2025 einen Durchführungsakt vorlegen, dessen Entwurf aber schon früher im Rahmen des Prüfverfahrens vorliegen sollte. Vorerst hat die Kommission Leitlinien vorgelegt. Die Mitgliedsstaaten können von einer Anwendung der Kriterien absehen, wenn ihnen dadurch unverhältnismäßig hohe Kosten entstehen.¹⁰³

Nach EU-Vorgaben müssen die Kriterien bei mindestens 30 Prozent des jährlichen Ausschreibungsvolumens für Erneuerbare Energien oder 6 GW pro Jahr je Mitgliedsstaat angewendet werden. In Deutschland werden in Summe jährlich mehr als 20 GW an Wind onshore, Wind offshore und Photovoltaik ausgeschrieben – somit gelten die EU-Vorgaben für 6 GW. In den nächsten Jahren werden ca. 4 GW an Offshore-Kapazitäten auktioniert. Bei einer entsprechenden Anpassung des

Offshore-Ausschreibungsdesigns müsste es zusätzliche Anpassungen für 2 GW bei Solar oder Wind onshore geben.

Die Mitgliedsstaaten sollen nach Vorgaben des NZIA folgende Präqualifikationskriterien anwenden:

- Verantwortungsvolle Unternehmensführung
- Cyber- und Datensicherheit
- Fähigkeit zur rechtzeitigen und vollständigen Projektrealisierung
- Resilienz und Nachhaltigkeit

Die Kriterien zur Bewertung der Resilienz und Nachhaltigkeit eines Projektes können entweder als Präqualifikationskriterien oder anhand qualitativer Kriterien¹⁰⁴ erbracht werden:

- Das Resilienz-Kriterium beinhaltet, dass der Anteil der Produktionskapazitäten von sauberen Technologien (Netto-Null-Technologien) bzw. deren Hauptkomponenten zu maximal 50 Prozent auf ein einzelnes Nicht-EU-Land entfällt. Damit soll die Abhängigkeit von Drittländern reduziert werden.
- Der Beitrag zur Nachhaltigkeit soll durch mindestens einen der folgenden Aspekte berücksichtigt werden:
 - Ökologische Nachhaltigkeit
 - Beitrag zu Innovation, z. B. durch Verbesserung der Leistung oder Effizienz
 - Beitrag zur Integration des Energiesystems, z. B. durch Reduzierung von Netzengpässen

Das Wind auf See-Gesetz 2023 hat bereits qualitative Auswahlkriterien definiert, zu denen die Bieter bei den Ausschreibungen der voruntersuchten Flächen Angaben machen müssen (siehe Kapitel 1.1.2). In den Auktionen im August 2024 werden die Kriterien erstmalig relevant. Die Auswertung im vierten Quartal 2024 wird zeigen, welchen Beitrag die festgelegten qualitativen Kriterien leisten. Die vier jeweils mit zehn Prozent gewichteten qualitativen Kriterien sind:

¹⁰³ Kostenabweichungen von über 15 Prozent je Ausschreibung

¹⁰⁴ Jedes Kriterium muss mindestens zu fünf Prozent gewichtet werden. Alle Kriterien zusammen müssen ein Gewicht von 15 bis 30 Prozent haben.

- der Beitrag zur Dekarbonisierung von Offshore-Windenergie (Grünstrom, Wasserstoff);
- die Vereinbarungen für den Abschluss von Power Purchase Agreements;
- die Schallbelastung und Versiegelung des Meeresbodens und
- der Beitrag zur Fachkräftesicherung.

Was bedeuten die EU-Vorgaben für das deutsche Auktionsdesign?

Bisher wird im deutschen Design nur bei den nicht zentral voruntersuchten Flächen ein Präqualifikationskriterium angewandt¹⁰⁵, das nicht deckungsgleich mit den EU-Vorgaben ist; bei den zentral voruntersuchten Flächen ist bisher keine Präqualifikation vorgesehen (siehe Kapitel 1.1.2). Hieraus resultiert ersten juristischen Einschätzungen zufolge ein Anpassungsbedarf des deutschen Designs, sofern dies nicht mit unverhältnismäßigen Kosten verbunden ist. Zu beachten ist dabei allerdings, dass zu eng gefasste Präqualifikationskriterien Bieter ausschließen und damit kontraproduktiv für den Wettbewerb sein können. Im deutschen Design bestehen bereits strenge Vorgaben u. a. hinsichtlich der Realisierungsfristen – somit ist der Spielraum für Anpassungen bereits eingeschränkt.

Wenn die Kriterien für Resilienz und Nachhaltigkeit nicht als Präqualifikationskriterien integriert werden, können sie auch als nicht-preisliche Auswahlkriterien erfüllt werden. Das im deutschen Design bestehende Dekarbonisierungskriterium könnte möglicherweise als Beitrag zur Nachhaltigkeit gewertet werden, da es den Einsatz von Grünstrom und grünem Wasserstoff während des Herstellungsprozesses betrachtet. Ebenfalls könnte das Kriterium als Beitrag zur Resilienz gewertet werden, da die Nachweiserfordernisse für grünen Strom mittelbar auch die europäische Lieferkette stärken kann. Das im deutschen Design bestehende Kriterium zur Gründungstechnologie könnte ebenfalls als Nachhaltigkeitskriterium gewertet werden.¹⁰⁶

¹⁰⁵ PPA-Erklärung über fünf Jahre und 20 Prozent des Ausschreibungsvolumens

¹⁰⁶ Überlegungen von M. Lüdecke/T. Hinrichsen, Chatham Partners, März 2024

Maßnahmen

Die Bundesregierung setzt sich bei der EU-Kommission dafür ein, dass diese im Rahmen ihres Durchführungsakts konkrete Vorgaben für einen gemeinsamen europäischen Ansatz bei der Ausgestaltung festlegt – mit Blick darauf, was für den EU-Markt und die Hersteller sinnvoll ist, um ein *level playing field* zu schaffen.

Bei der Überarbeitung des Ausschreibungsdesigns zur Umsetzung des Net-Zero Industry Act (NZIA) berücksichtigt die Bundesregierung die Erfahrungen der verschiedenen bereits existierenden ausländischen Ansätze zur Integration der Ziele resiliente Lieferkette, Nachhaltigkeit und Innovation.

Aus Sicht von Agora Energiewende gibt es dabei grundsätzlich drei Optionen, wie eine Umsetzung des NZIA erfolgen könnte. Die Aufteilung in zwei Säulen – separate Ausschreibungsregeln für nicht voruntersuchte und voruntersuchte Flächen – bleibt bei allen Optionen erhalten:

Option 1: Grundsätzliche Beibehaltung des derzeitigen Systems mit kleinen Anpassungen. Das grundsätzliche Design wird beibehalten.

1a: Bei den nicht zentral voruntersuchten Flächen wird das bestehende Präqualifikationskriterium (PPA-Erklärung über fünf Jahre/20 Prozent des Ausschreibungsvolumens) um die europäisch vorgegebenen Präqualifikationskriterien (verantwortungsvolle Unternehmensführung, Cyber- und Datensicherheit, Fähigkeit zur rechtzeitigen und vollständigen Projektrealisierung sowie zwei nicht-finanzielle Kriterien der Kategorie Nachhaltigkeit/Resilienz) ergänzt. Dies würde bedeuten, dass weiterhin allein die dynamische Gebotskomponente die Vergabe der Projekte bestimmt und der Wettbewerb über die finanzielle Komponente erfolgt.

1b: Bei den voruntersuchten Flächen werden die von der EU vorgesehenen drei Präqualifikationskriterien ergänzend der Auktion vorgeschaltet. Die Kriterien der Kategorie Nachhaltigkeit/

Resilienz werden als Auswahlkriterien angewendet. Die Ergebnisse aus den Ausschreibungen im August 2024 und erstmalig relevant gewordene qualitative Kriterien werden bei den voruntersuchten Flächen evaluiert. Dabei wird gezielt überprüft, ob die bestehenden Kriterien die EU-Vorgaben als Kriterien für Resilienz und Nachhaltigkeit (siehe oben) erfüllen. Eine solche Prüfung sollte auch untersuchen, ob die qualitativen Kriterien in ihrer jetzigen Form tatsächlich auch zu einer Differenzierung der Gebote beigetragen haben.

Option 2: Kriterien der Kategorie Nachhaltigkeit / Resilienz als qualitative Kriterien für beide Flächentypen.

2a: Aufbauend auf den Anpassungen in Option 1 werden die Kriterien der Kategorie Nachhaltigkeit/Resilienz auch bei den nicht zentral voruntersuchten Flächen als qualitative Auswahlkriterien vor die Gebotskomponente vorgeschaltet. Dies bringt eine starke Veränderung und Anpassung des Zuschlagsverfahrens für die nicht voruntersuchten Flächen und das dynamische Gebotsverfahren mit sich. Diese Option würde eine Annäherung an das bisherige Design für voruntersuchte Flächen bedeuten (40/60) (siehe Kapitel 1.1.2). Um zu verhindern, dass lediglich das höchste Gebot unabhängig von der Erfüllung des Kriteriums gewertet wird, müssten die qualitativen Kriterien eine stärkere Gewichtung gegenüber der Gebotskomponente erhalten, analog zum Design für die voruntersuchten Flächen. Dies würde dazu führen, dass der Wettbewerb bei beiden Flächentypen aus finanziellen und qualitativen Komponenten besteht.

2b: Die Ausgestaltung des Designs für voruntersuchte Flächen erfolgt wie in Option 1b.

Option 3: Wettbewerb zwischen den Entwicklern um die besten Ideen ermöglichen.

3a. Die Ausgestaltung des Designs für die nicht voruntersuchten Flächen erfolgt wie in Option 1a oder 2a.

3b: Eine Überarbeitung der deutschen Regelungen zur Berücksichtigung der neuen europäischen Vorgaben aus dem Net Zero Industry Act (NZIA) könnte bei den voruntersuchten Flächen genutzt werden, um eine stärkere Innovationsförderung zu ermöglichen. Dazu könnten Wahlkriterien beitragen, um die Innovationskraft des Wettbewerbs zu stärken. Als Wahlkriterien könnten die Vorschläge aus dem NZIA in der Kategorie Nachhaltigkeit herangezogen werden: ökologische Nachhaltigkeit, Beitrag zu Innovation, Beitrag zur Integration des Energiesystems. Dies erschwert zwar auf der einen Seite die Vergleichbarkeit und damit die Rechtssicherheit, ermöglicht auf der anderen Seite jedoch Innovationsanreize, beispielsweise zur Stärkung des Umweltschutzes.

Die Umsetzung in nationales Recht kann zu starken Anpassungen des derzeitigen Designs führen, wie beispielsweise Option 2 darstellt. Mögliche Optionen sollten daher zeitnah in einem Konsultationsprozess mit Unternehmen, Verbänden und NGOs abgewogen werden. Zum einen sollten die finanziellen Auswirkungen der Gebote und somit der staatlichen Einnahmen, zum anderen Fragen der Umsetzbarkeit, des Wettbewerbs und der Umwelteffekte evaluiert werden.

3.2.2 Optionale staatliche Erlösabsicherung für Niedrigpreisphasen vorbereiten

In den Offshore-Ausschreibungen in den vergangenen Jahren waren Investoren bereit zu Null- bzw. negativen Geboten. Das heißt, dass sie der Überzeugung sind, Windparks ohne staatliche Erlösabsicherung errichten zu können, und sogar bereit sind, Zahlungen zu leisten für das Recht, den Windstrom ins deutsche Stromnetz einzuspeisen (siehe Kapitel 1.1.2).

Es ist allerdings vor dem Hintergrund der Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit nicht auszuschließen, dass bei zukünftigen Ausschreibungen Investoren zu abweichenden Einschätzungen kommen und aufgrund von Kostensteigerungen ggf. wieder auf eine Erlösabsicherung angewiesen sein könnten. Daher sollte der Gesetzgeber sicherstellen,

dass das Ausschreibungsdesign derart weiterentwickelt wird, dass es mit Ablauf der beihilferechtlichen Genehmigung des EEG Ende 2026 den neuen EU-Anforderungen genügt.

Mögliche Kostensteigerungen können durch folgende Herausforderungen erfolgen:

- Verzögerungen bei der Herstellung wichtiger Komponenten können den Kostendruck weiter erhöhen (siehe Maßnahme 3.1.2).
- Die Flächenerschließung weit draußen in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee, dem sogenannten „Entenschnabel“, kann unerwartete Kostenherausforderungen mit sich bringen. Ebenfalls können wegen verringerter Benutzungsstunden die Erträge sinken (siehe Maßnahme 3.3.1).
- Einnahmerisiken wegen Markteingriffen des Staates: Die mögliche Teilung der deutschen Gebotszone und die Einrichtung eines Kapazitätsmarkts können sich auf die Preiskalkulation auswirken (siehe Kapitel 2.1. und 2.3). Eine Verkleinerung der Gebotszone erhöht die regionale Aussagekraft von Strompreisen. In Regionen mit Erzeugungsüberschuss und mangelnder Netz-anbindung – wie der Nordsee – fielen in dem Fall die Strompreise. Ein Kapazitätsmarkt greift in das Marktgleichgewicht zur Sicherung der Flexibilität ein und kann die Liquidität des Terminmarktes reduzieren. Je nach Ausgestaltung des Marktes kann das zu höheren Risikoprämien für die Stromvermarktung führen.
- Bei erfolgreichem Ausbau kann das Kannibalisierungsrisiko (sinkende Strompreise in den Zeiten hoher Windeinspeisung durch zunehmende gleichzeitige Erzeugung) zu sinkenden Marktpreisen führen.

Sollten unvorhergesehene Kostensteigerungen eine staatliche Erlösabsicherung erneut notwendig machen, wird ein EU-konformes Ausschreibungsdesign benötigt. Die deutsche EEG-Förderregelung unter Nutzung des Marktprämienmodells als einseitige Erlösabsicherung ist bis Ende 2026 beihilferechtlich genehmigt. Bei der erneuten Genehmigung wird die EU-Strommarktreform zu berücksichtigen

sein, nach der ab Mai 2027 zweiseitige Contracts-for-Difference oder vergleichbare Mechanismen genutzt werden können. Mit einer vorbereiteten Anpassung auch bei dem Offshore-Ausschreibungsdesign werden Verzögerungen vermieden, sollte dieser Fall eintreten.

Das Ausschreibungsdesign hat eine stetige Weiterentwicklung erfahren. Das Signal der Entwickler in den Auktionen 2017, die Projekte auch ohne Förderung realisieren zu können, führte zum derzeitigen Design. Damals hatten mehrere bezuschlagte Projekte Gebotswerte von null Euro/MWh abgegeben (siehe Kapitel 1.1.2). Im Kabinettsentwurf für das Wind-auf-See-Gesetz 2023 war für zentral voruntersuchte Flächen ein Zuschlag an den Bieter mit dem geringsten anzulegenden Wert für einen Differenzvertrag (Contracts-for-Difference) mit 20-jähriger Laufzeit vorgesehen. Bei der Befassung des Parlaments mit dem Gesetz wurde das CfD-Modell allerdings aus dem Gesetz gestrichen. Stattdessen werden nun, differenziert nach der Frage, ob die Flächen zentral voruntersucht wurden oder nicht, folgende Verfahren angewendet: Bei Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen findet eine Bewertung auf Basis eines einmalig abzugebenden negativen finanziellen Gebots (60 Prozent Gewichtsanteil) sowie verschiedener qualitativer Kriterien (40 Prozent) statt. Für die Ausschreibungen für nicht zentral voruntersuchte Flächen einigte sich das Parlament auf den gebotenen Preis als einziges Vergabekriterium, das in einem dynamischen Gebotsverfahren mit mehreren Stufen ermittelt wird (siehe Kapitel 1.1.2).

Nach den Strommarktdesign-Vorgaben der EU müssen Erneuerbare-Energien-Anlagen, sofern sie eine Förderung benötigen, ab Mai 2027 über ein zweiseitiges CfD-Modell oder vergleichbare Mechanismen gefördert werden. Für Hybride-Offshore-Windparks, die in zwei Marktzone einspeisen können, gilt eine längere Zeitspanne bis 2029. Nun ist das deutsche Ausschreibungsdesign noch immer so angelegt, dass es die Möglichkeit gibt, bei den nicht voruntersuchten Flächen auf eine einseitige Förderung (Marktprämie) zu bieten. Sollte in Zukunft der Fall eintreten, dass Projekte aufgrund der oben genannten neuen Herausforderungen und Kosten nicht mehr ohne

Förderung bzw. staatliche Absicherung gebaut werden können, wäre dies ab in drei Jahren nicht mehr mit EU-Recht vereinbar und würde eine Anpassung benötigen.

Maßnahmen

Das Zuschlagsverfahren (in § 20 Wind auf See-Gesetz 2023) wird dahingehend angepasst, dass es mit EU-Recht kompatibel ist und ein zweiseitiges Erlösabsicherungsinstrument beinhaltet. Die nächsten zwei Jahre sollten genutzt werden, um hierfür eine adäquate Umsetzung zu entwickeln.

Als Konsequenz wird der bestehende Mechanismus im Wind-auf-See-Gesetz 2023 für die nicht voruntersuchten Flächen umgedreht. In seiner bisherigen Form sieht er vor, dass derjenige Bieter mit dem geringsten Förderbedarf einen Zuschlag erhält. Verzichten mehrere Bieter auf eine Förderung und geben Gebote mit einem Gebotswert von null Cent pro Kilowattstunde ab, entscheidet ein dynamisches Gebotsverfahren.

Der neue Mechanismus würde dann folgendermaßen aussehen:

1. Start eines dynamischen Gebotsverfahrens mit dem Ziel der Zahlung einer Gebotskomponente, beginnend bei null EUR/MW für die erste Runde.
2. Gibt mindestens ein Bieter ein Gebot in Höhe der ersten Gebotsstufe ab, kommt es zu einem dynamischen Gebotsverfahren, bei dem die Höhe graduell steigt (ein zweiseitiger CfD ist damit ausgeschlossen).
3. Gibt kein Bieter in der ersten Runde ein Gebot ab, kommt stattdessen ein *sealed bid*-Verfahren (versiegelte Ausschreibung) zum Einsatz, bei dem jeder präqualifizierte Bieter einen anzulegenden Wert für einen zweiseitigen CfD anbietet.

3.3 Längerfristige Maßnahmen

Ein effizienter Ausbau der Windenergie auf See bis 2045 erfordert eine verstärkte regionale Kooperation zwischen den Anrainerstaaten der

Meeresbecken – insbesondere Deutschland würde hiervon profitieren. Die jeweiligen Länderziele werden bisher in den Hoheitsgewässern und der ausschließlichen Wirtschaftszone der Nationalstaaten geplant. Für Deutschland bedeutet dies, dass für ein hohes Ausbauziel von 70 GW vergleichsweise geringe Seeflächen zur Verfügung stehen. Von einer engeren Kooperation könnte Deutschland in mehrerer Hinsicht profitieren. Eine zunehmend integrierte Übertragungsnetzinfrastruktur idealerweise mit Verbindungen in mehrere Anrainerstaaten erhöht die Effizienz der Netzanschlusskapazitäten. Zudem kann eine effizientere Flächennutzung insbesondere in der Nord- aber auch der Ostsee dazu beitragen, Abschattung mit negativen Einflüssen auf den Ertrag der Windparks zu reduzieren. In einer übergreifenden Planung können die potenziellen Nutzungskonflikte mit der Schifffahrt, der Fischerei und militärischer Nutzung reduziert und dem Schutz des maritimen Raumes besser Rechnung getragen werden.

3.3.1 Flächenherausforderungen und Abschattung

Aufgrund der vergleichsweise begrenzten Flächen der deutschen Außenwirtschaftszone in der Nordsee führt das Ziel von 70 GW zu einer hohen geplanten Kapazitätsdichte von mehr als 10 MW installierter Windenergieleistung pro Quadratkilometer. In anderen Ländern liegt dieser Wert weitaus niedriger, beispielsweise in Dänemark bei ca. 3 MW/km².

Mit zunehmendem Ausbau der Offshore-Windanlagen werden Abschattungseffekte, die die Stromproduktion verringern können, eine Herausforderung (siehe auch Kapitel 1.1.5). Um diese Effekte zu minimieren, erhöht das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ab 2030 den Mindestabstand zwischen Windenergieanlagen zu benachbarten Flächen von 750 auf 1.000 Meter und zieht wissenschaftliche Gutachten und Modellierungen heran, wie sie etwa das Fraunhofer IWES (2023) erstellt. Das Fraunhofer IWES sieht insbesondere im Gebiet N-9 durch den Zubau von neuen Windparks auf der angrenzenden Fläche N-23 im Jahr 2033 erhebliche

Abschattungsverluste von bis zu 27 Prozent. Nach den Szenarien ist der Einfluss auf die mittleren Volllaststunden über die gesamte Betriebszeit von 25 Jahren gesehen zwar gering. Eine Studie im Auftrag von Agora Energiewende kam 2020 jedoch zu dem Ergebnis, dass die Installation von 72 GW Offshore-Windenergie in der Deutschen Bucht die Anzahl der Volllaststunden um bis zu 25 Prozent von 4.000 auf 3.000 Volllaststunden reduzieren könnte. Es gibt auch Hinweise darauf, dass große Offshore-Cluster länger laufende Abschattungseffekte erzeugen können, die über große Distanzen wirken (siehe Kapitel 1.1.5).

Hinzu kommt die Herausforderung, die Flächen (Doggerbank, N-20, N-19) weit draußen im „Entenschnabel“ zu erschließen. Bei der Annahme eines jährlichen Zuwachses von 4 GW von küstennahen Gebieten zu küstenfernen Gebieten ab 2032 werden ab 2040 weitere 12 GW in großer Distanz zur Küste angeschlossen. Dies bringt höhere Anbindungs- und Infrastrukturkosten (beispielsweise längere Leitungen, die Lagerungen von Ersatzteilen auf hoher See trotz höherer Rostanfälligkeit, dauerhaft stationierte Krankenhäuser etc.) mit sich.

Maßnahmen

- Die Bundesregierung setzt sich für eine stärkere Kooperation in Nord- und Ostsee mit den Nachbarländern ein. Diese Kooperation hat eine Erweiterung bzw. effizientere Nutzung der in Frage kommenden Flächen in Nord- und Ostsee zum Ziel. So hat beispielsweise Dänemark ca. 15 GW in der Nordsee und ca. 5 GW in der Ostsee an Kapazitäten auf ausgeschriebenen Flächen, die Dänemark nicht zur Deckung der eigenen Nachfrage benötigt. Europapolitisch ist auch eine verstärkte Energiekooperation mit Polen und möglicherweise weiteren Ostsee-Anrainerstaaten interessant.
- Um das Problem der Abschattung zu reduzieren, sollten auch Alternativen in der Ostsee in Betracht gezogen werden. Auch wenn dort weniger Wind weht, könnten die Ostsee-Flächen gegenüber einer sehr dichten Bebauung der Nordsee perspektivisch höhere Erträge mit sich bringen.

- Die Bundesregierung setzt sich im Rahmen der North Sea Energie Cooperation (NSEC) für eine stärkere gemeinschaftliche regionale Planung ein. Die Arbeit der NSEC-Arbeitsgruppen bietet hierfür eine gute Grundlage mit der übergreifenden Betrachtung der Meeresbecken und dem Fokus auf hybriden und gemeinsamen Projekten, der maritimen Raumplanung, dem Förderrahmen und der Finanzierung sowie der Umsetzung der Ziele bis zum Jahr 2050. Die nationale Raumplanung sollte hin zu einer regionalen Raumplanung weiterentwickelt werden, die je Meeresbecken Ausbauziele, weitere Nutzungszwecke, ökologische Schutzbedürftigkeit und ökonomische Effizienz möglichst weitgehend in Einklang bringt.
- Die Bundesregierung sollte ebenfalls die Frage klären, ob und inwiefern hybride Interkonnektoren bei der Anrechnung der Erneuerbaren-Energien-Ziele einen Beitrag leisten.

3.3.2 Effiziente Integration ins Stromnetz

Traditionell werden die Offshore-Windparks in Küstennähe über radiale Verbindungen mit dem heimischen Netz verbunden (siehe Kapitel 1.2.1). Je küstenferner die Windparks sind, umso teurer werden die Unterseekabel. Offshore-Netzanschlüsse sind teuer – das geschätzte nationale Investitionsvolumen liegt bei rund 145 Milliarden Euro bis 2045.¹⁰⁷ Naturgemäß sind die radialen Netzanbindungen nur in wenigen Stunden ausgelastet. Ein Anschluss von Windparks an Interkonnektoren – sog. hybride Netzanbindungen – insbesondere für küstenferne Windparks wird daher vermehrt angestrebt (siehe Kapitel 1.2.2). Bei entsprechendem Design können hybride Netzanbindungen den Ausbau von Offshore-Windenergie unterstützen, insbesondere auch vor dem Hintergrund der Engpässe im landseitigen Netz. Vorteile von hybriden Netzanbindungen sind:

- Sie können zu einer besseren Auslastung der Leitungen beitragen.

¹⁰⁷ Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023), S. 98

- Sie ermöglichen direkten Zugang zu mehreren Märkten, um zusätzliche Handelskapazitäten zu erschließen und Erneuerbare Energien besser zu integrieren.
- Sie erhöhen das Potenzial zur Überbauung des Netzanschlusses – dass also ein Offshore-Windpark eine höhere Kapazität im Vergleich zur Netzanbindung hat. Somit müsste nicht für jedes Gigawatt an Erzeugungskapazität auch ein Gigawatt Netzanbindung bis zur Küste gebaut werden. Beispielsweise können Verbindungen von Offshore-Windparks in nicht unmittelbarer räumlicher Nähe und mit nicht-synchronen Lastspitzen durch hybride Interkonnektoren vorgenommen werden. Dies geht zwar auf Kosten geringfügiger Abregelung, kann aber auch deutlich niedrigere Netzanbindungskosten mit sich bringen.

Hybride Anbindungssysteme dienen sowohl als Netzanbindung für OWPs als auch als Interkonnektoren zwischen Ländern. Die *Kriegers Flak Combined Grid Solution* ist das einzige bereits fertiggestellte Projekt dieser Art. Es verbindet Deutschland und Dänemark. 2023 wurden Pläne für hybride Interkonnektoren in der Nordsee vorgestellt, die die nationale und internationale Vernetzung ausbauen sollen. Projekte wie der *Baltic Wind Connector* zwischen Deutschland und Estland sowie Verbindungen zwischen Deutschland und Norwegen sind in Planung. Politische Unterstützung signalisiert die Erklärung von Ostende der Nordseeanrainerstaaten – sie umfasst konkrete Vorhaben zur bi- und multilateralen Kooperation beim Netz- und Infrastrukturausbau. Der Vorentwurf des FEP 2024 greift diese Pläne auf (siehe Kapitel 1.2.2).

Allerdings stellt die Entwicklung eines wirtschaftlichen und regulatorischen Modells für hybride Netzanbindungen weiterhin eine zentrale Herausforderung für den deutschen und europäischen Ausbau von Offshore-Windanlagen dar. Es fehlt an einer adäquaten Rechtsgrundlage auf europäischer Ebene, insbesondere zur Ausgestaltung der Kostenteilung von hybriden Anbindungssystemen. Die bestehende Rechtsgrundlage ist nicht auf solche Projekte ausgelegt (siehe Kapitel 1.2.2 und Kapitel 2.7).

Maßnahme

Die Bundesregierung setzt sich dafür ein, auf europäischer Ebene eine Rechtsgrundlage für hybride Netzanbindungen zu entwickeln, die Rechtssicherheit jenseits von Einzelprojekten schafft. Für eine großflächige Umsetzung wird eine Koordination auf europäischer Ebene zwischen den Regulierern, den Netzbetreibern und den Offshore-Entwicklern erfolgen müssen, um einen konsistenten und ausbaufreundlichen Entwicklungsrahmen zu schaffen. Im Rahmen dieser Koordinierung müssen Fragen der Kostenteilung, der Verteilung von Erlösen und der Einrichtung von Gebotszonen geklärt werden sowie Untersuchungen zur ökonomischen Effizienz erfolgen. Berücksichtigt werden sollte dabei, dass dies nicht übermäßig zu Lasten der Offshore-Windparkbetreiber oder der Direktvermarkter geht – insbesondere, wenn es zu Abregelungen aufgrund von Netzengpässen kommt. Ansonsten würde dies bei den zukünftigen Projekten, die betroffen sind, zu entsprechenden Risikoaufschlägen führen.

Bisher mussten diese Fragen auf Ebene der Nationalstaaten auf Projektbasis individuell getroffen werden, was zu Verzögerungen und Stilllegungen¹⁰⁸ bei Regierungswechseln führte. Diese Entscheidungen müssen bis spätestens 2027 getroffen werden, damit die entsprechende Rechtsgrundlage auch für Projekte mit Inbetriebnahme ab 2035 gilt.

3.3.3 Aktive Diskussion über den Nutzen (einer oder mehrerer) Offshore-Gebotszonen

Die Diskussion über die Einführung von einer oder mehrerer Offshore-Gebotszonen (OBZ-Modell) folgt aus der steigenden Anzahl an Plänen für hybride Interkonnektoren (siehe Kapitel 1.2.2). Dies würde den Marktwert des Windstroms potenziell verringern und kann damit das Risiko von Investitionen ohne staatliche Erlössicherung erhöhen.

¹⁰⁸ Beispiel Hansa Power Bridge

Die Einrichtung eines OBZ-Modells ist dabei etwas anderes als eine Teilung der deutschen Gebotszone – auch diese hätte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von Offshore-Windparks innerhalb des heutigen Förderregimes, adressiert die spezifischen Herausforderungen hybrider Anbindungen jedoch nicht. Im Folgenden wird daher nicht auf die Auswirkungen einer Teilung der deutschen Gebotszone eingegangen; stattdessen werden die Auswirkungen der Einrichtung dezidierter Offshore-Gebotszonen in Verbindung mit hybriden Netzanbindungsprojekten diskutiert.

Offshore-Windparks vermarkten bisher ihren in der Nordsee und Ostsee produzierten Strom in der Gebotszone ihres Heimatmarktes. Somit wird ihre Einspeisung nur bei der Kapazitätsplanung des jeweiligen nationalen Übertragungsnetzbetreibers berücksichtigt. Bei einem OBZ-Modell werden eine oder mehrere Gebotszonen gebildet, die somit nur die Offshore-Winderzeugung umfassen. Dadurch erhalten Offshore-Windparkbetreiber jeweils den Marktpreis des angrenzenden Marktgebietes mit den höchsten Erlösen, zu dem noch freie Interkonnenktorenkapazität bestehen (siehe Kapitel 1.2.2).

Für Offshore-Windparkbetreiber und Netzbetreiber bzw. Netznutzer ist die Attraktivität eines OBZ-Modells unterschiedlich (siehe Kapitel 1.2.2). Bei einer oder mehrerer Offshore-Gebotszonen können geringere, aber auch höhere Erlöse anfallen, da der Preis der teuersten Gebotszone entspricht, zu der

noch freie Kapazität besteht. Für die Netznutzer in allen angeschlossenen Märkten fallen geringere Kosten an, da die Offshore-Erzeugung und die Netzinfrastruktur gemeinsam geringer und damit kostengünstiger sein wird als bei einer einzelstaatlichen Lösung. Für Windparkbetreiber bedeutet dies jedoch eine veränderte Erlössituation, die langfristig bekannt sein sollte, um bei den Angeboten Berücksichtigung finden zu können.

Für die kommenden Ausschreibungen, insbesondere mit Blick auf den Hochlauf nach 2030, benötigen die Bieter Klarheit darüber, ob bzw. wann eine OBZ eingeführt wird. Auf dieser Grundlage berechnen sie ihre Marktwerte, ihr Risiko und den Abschluss von PPAs.

Maßnahme

Die Bundesregierung sollte sich bei der EU-Kommission und im Rahmen der NSEC-Treffen für eine Prüfung von Offshore-Gebotszonen als Teil des europäischen Marktdesigns einsetzen. Dies trüge zu einer effizienteren Integration von Offshore-Wind bei hybriden Anwendungen durch eine bessere Nutzung des Stroms bei und würde ein europaweites Signal an Verbraucher und Erzeuger senden. Dabei sollten jedoch die Auswirkungen auf Windparkbetreiber berücksichtigt und ggf. ein Ausgleichsmechanismus (z.B. Offshore Investment Bank) gefunden werden, der sicherstellt, dass bereits getätigte Investitionen nicht benachteiligt werden.

Fazit

Die Offshore-Windenergie spielt bei der Umsetzung der Energiewende in Deutschland und Europa eine zentrale Rolle. Die Technologie ist aufgrund höherer und stetiger Windgeschwindigkeiten auf See im Vergleich zu Wind an Land, größerer Einzel-Projektkapazitäten und einer freien Vermarktung des produzierten Stroms ohne staatliche Förderung eine attraktive Erzeugungsoption für Grünstrom. Ihr Zubau bildet einen wesentlichen Baustein für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in einer steigenden Zahl an Küstenstaaten. Die relevanten Markt- und politischen Akteure haben in den letzten Jahren Erfahrungen mit der Entwicklung und Finanzierung großer Offshore-Windprojekte sowie der Anpassung regulatorischer Rahmenbedingungen gesammelt. Grundsätzlich ist Deutschland weiterhin ein attraktiver Markt für Investitionen in Offshore-Windenergie. Die Branche hat hohes Interesse zu investieren, wie die Ergebnisse der Ausschreibungen von 2023 gezeigt haben.

Vor dem Hintergrund der Ambitionen des europäischen Green Deals und der Energiekrise 2022 haben zahlreiche europäische Mitgliedstaaten wie auch die EU als Ganzes kurzfristig die Ausbauziele deutlich erhöht. Dies ist ein positives Signal für die Wachstumschancen der Branche. Der europaweit geplante starke kurzfristige Zubau bis 2030 stellt Projektentwickler, Netzbetreiber und Zulieferer allerdings auch vor große Herausforderungen. Makroökonomische Entwicklungen, insbesondere die allgemeine Zinssteigerung, haben zudem die Finanzierungskosten für Offshore-Windenergieprojekte und Netzanbindungen seit 2022 stark erhöht.

In den kommenden Monaten und Jahren stehen daher wichtige Weichenstellungen zur Sicherung und Gestaltung des Offshore-Windausbaus bis 2030 und darüber hinaus an. Dabei müssen Regierungen, aber auch Entwickler, Zulieferer und Netzbetreiber insbesondere die folgenden Elemente adressieren, um die ambitionierte Zubaugeschwindigkeit zu realisieren:

- **Verringerung des Umsetzungsrisikos durch Anpassung des Ausschreibungsdesigns.** Einerseits sollte das in Deutschland erhöhte Risiko eines Projektabbruchs aufgrund des optionsbasierten Bietens beschränkt werden, indem zum Beispiel die Zahlungsmodalitäten überarbeitet und die Erhöhung der Anfangszahlungen der Gebotskomponente von derzeit zehn auf 15 Prozent erhöht werden. Darüber hinaus bietet sich auch eine Überarbeitung der qualitativen Präqualifikations- und Zuschlagskriterien an, um die Realisierungswahrscheinlichkeit zu erhöhen. Ergänzend sollte ein verbindlicher „Weitergabemechanismus“ bei negativen Investitionsentscheidungen entwickelt werden, um die Verzögerungen für das jeweilige Projekt so gering wie möglich zu halten.
- **Effektive Unterstützung einer robusten europäischer Lieferkette,** deren Resilienz mit Blick auf den Ausbaupunkt um 2030 erhöht werden muss. Hierfür sind verbesserte Finanzierungs- und Absicherungsinstrumente für Hersteller zu nennen, die Sicherstellung eines stabilen Hochlaufpfads sowie entsprechend ausgestaltete qualitative Zuschlagskriterien.
- **Effektive Rahmensetzung für einen ausreichenden Netzausbau,** z. B. durch regulatorische Stabilität, eine Unterstützung der Lieferkette für den Netzausbau anhand analoger Ansätze wie im vorigen Absatz beschrieben sowie durch die regulatorische Ausgestaltung einer internationalen Vernetzung verschiedener Märkte mit der Windenergieerzeugung auf See durch Schaffung eines konsistenten und ausbaufreundlichen Entwicklungsrahmens für hybride Interkonnektoren und daran angeschlossene Windparks.

In Anbetracht der ambitionierten Ziele bereits für 2030 und der Tatsache, dass finale Investitionsentscheidungen für den entsprechenden Ausbau der Windparks und der sie stützenden Lieferkette mit hinreichendem Vorlauf getroffen werden müssen, sollten die oben genannten Herausforderungen von der gegenwärtigen Regierung mit höchster

Dringlichkeit angegangen werden. Die im dritten Teil vorgeschlagenen Maßnahmen adressieren die genannten Herausforderungen für die kurz-, mittel- und langfristige Absicherung des Ausbaus von Offshore-Windenergie. Gleichzeitig gibt es eine Reihe weiterer zentraler Handlungsfelder, die bewusst ausgeklammert sind. Dazu gehören der Netzausbau an Land und der Fachkräftemangel. Da beide Themen zwar von hoher Bedeutung, aber nicht ausschließlich für Offshore-Windenergie relevant sind, werden sie im Rahmen der vorgestellten Maßnahmen nicht explizit adressiert.

- Bei den kurzfristigen Maßnahmenvorschlägen geht es vorrangig darum, die Projektrealisierung der bereits unter WindSeeG 2023 bezuschlagten Projekte sowie der Projekte aus den Auktionen 2024 und 2025 für die Zielerreichung 2030 sicherzustellen. Diese sollten von der Bundesregierung noch in dieser Legislatur adressiert werden.
- Die mittelfristigen Maßnahmen zielen auf Anpassungen am Auktionsdesign, die voraussichtlich für die Ausschreibungen ab 2026 bzw. 2027 relevant werden und damit den Ausbau in den beginnenden 30er-Jahren und darüber hinaus positiv beeinflussen können.

- Langfristig gesehen erfordert ein effizienter Ausbau der Wind auf See bis 2045 eine regionale Kooperation zwischen den Anrainerstaaten von Nord- und Ostsee. Die jeweiligen Länderziele werden bisher in den Hoheitsgewässern der jeweiligen Nationalstaaten geplant. Eine regionale Vernetzung kann bei entsprechendem Design den Ausbau der Offshore-Windenergie unterstützen, wenn zusätzliche Strommengen integriert werden. Daneben gilt es den Herausforderungen durch Abschattungseffekte, Seeflächenverfügbarkeiten sowie einer Kostenteilung im Rahmen regionaler Kooperationen zu begegnen.

Deutschland hat mit den 2022 formulierten ambitionierten Zielen bei Offshore-Wind starkes Interesse bei einer Vielzahl internationaler Investoren ausgelöst. In den kommenden zwei Jahren wird sich entscheiden, ob das Realisierungstempo mit dem Ambitionsniveau Schritt halten kann und die Windenergie auf See den ihr zugeordneten Beitrag zur Dekarbonisierung der deutschen Wirtschaft leisten kann. Die Bundesregierung sollte die genannten Herausforderungen aktiv angehen, und zwar in engem Austausch mit Investoren, Banken, Planungsbehörden, Vertretern anderer Interessen in Nord- und Ostsee wie Schifffahrt und Umwelt sowie den europäischen Partnern.

Literaturverzeichnis

Adelphi (Januar 2023): *Offshore Wind Supply Chains in the US and Germany.* [Link]

Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Technical University of Denmark and Max-Planck-Institute for Biogeochemistry (2020): *Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea.*[Link]

Amprion (n.d.): *Windader West: Offshore-Windenergie für NRW.* [Link] [abgerufen am 18. Januar. 2024].

AquaVentus Projektwebsite: [Link] [abgerufen am 29. Januar 2024].

Bp (2023): *bp erhält Zuschlag für 4 GW-Auktion zum Einstieg in den deutschen Offshore-Windmarkt.* 12. Juli 2023 [Link]

BSH (n.d.): *Meeresraumplanung* [Link] [abgerufen am 13. März 2024].

BSH (2023a): *Vorentwurf Flächenentwicklungsplan,* 1. September 2023. [Link]

BSH (2023b): *Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee.* 20. Januar 2023. [Link]

BSH (2024): *Stellungnahme des BSH hinsichtlich der zu erwartenden Festlegungen des Flächenentwicklungsplans.* 26. Januar 2024. [Link]

Bundestag (2024): *Entwurf eines Zweiten Haushaltsfinanzierungsgesetzes.* Drucksache 20/9999.

Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) (2024): *Die National Hafenstrategie.* [Link]

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWI) (2021): *Energiewende direkt.* [Link]

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)(2022): *Transformation zu einer klimaneutralen Industrie: Grüne Leitmärkte und Klimaschutzverträge.* 01. Dezember 2022. [Link]

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022/2023): *Marktkonsultation Eckpunkte Förderrichtlinie zur Erzeugung von grünem Wasserstoff auf See: „Förderrichtlinie Offshore-Elektrolyse“.* [Link]

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2023): *BMWK und ÜNB veröffentlichen Pläne zur Vernetzung von Offshore-Windparks in der Nordsee.* 27. Februar 2023. [Link]

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (n.d.): *Erneuerbare Energien - Mehr Dynamik für Offshore-Windenergie bis 2045.* Aktualisiert 2023. [Link]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (12. Juli 2023): *Ergebnisse der Ausschreibungen für die nichtzentral voruntersuchten Flächen N-11.1, N-12.1; N-12.2 und O-2.2; Bekanntgabe der Zuschläge.* [Link]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (10. August 2023): *Ergebnisse der Offshore-Ausschreibungen für zentral voruntersuchte Flächen.* [Link]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024): *Ausschreibungen nach § 16 WindSeeG für die nicht zentral voruntersuchten Flächen N-11.1, N-12.1, N-12.2 und O-2.2.* [Link]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024a): *Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037/2045.* [Link]

Bundesregierung (Februar 2024b): *Die Nationale Hafenstrategie für die See- und Binnenhäfen.* [Link]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (28. Februar 2024c): *Bekanntmachung – Ausschreibungen für die zentral voruntersuchten Flächen N-91, N-9.2 und N-9.3.* [Link]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024d): *Zubau Erneuerbarer Energien 2023.* 5. Januar 2024. [Link]

Bundesnetzagentur (BNetzA) (n.d.a): *Offshore-Netzumlage,* [Link] [abgerufen am 18. Januar 2024].

Bundesnetzagentur (BNetzA) (n.d.b): *Anbindungsleitungen in der Ostsee.* [Link] [abgerufen am 18. Januar 2024].

Bundesnetzagentur (BNetzA) (n.d.c): *Anbindungsleitungen in der Nordsee.* [Link] [abgerufen am 18. Januar 2024].

BWO (2023a): *Thimm: Kosten- und ressourcenschonender Ansatz für die Bebauung neuer Offshore-Windflächen.* 3. November 2023. [Link]

BWO (2023b): *Offshore-Windenergie: Kapazitäten und Infrastrukturen entlang der Wertschöpfungskette stärken!.* 25. Juli 2023. [Link]

BWO (2023c): *Statement zur Hafenstrategie des Bundes: Ein Schritt in die richtige Richtung.* 4. Dezember 2023. [Link]

BWO (2023d): *Offshore-Windenergie Industriepolitische Handlungsempfehlungen.* 13. September 2023. [Link]

BWO (2024a): *Mit Transformationskomponente den Umbau der Energiewirtschaft forcieren.* 11. Januar 2024. [Link]

BWO (2024b): *Verzögerungen beim Netzausbau gefährden Ausbauziele für Offshore-Wind.* 26. Januar 2024. [Link]

ChinaDaily (2023): *Offshore wind seen catching up to onshore.* [Link]

Department for Energy Security & Net Zero (2024): *Consultation on Introducing a CfD Sustainable Industry Reward.* 11. January 2024. [Link]

Department for Energy Security & Net Zero (2023): *Consultation on Introducing a CfD Sustainable Industry Reward.* November 2023. [Link]

Deutsche Verkehrs-Zeitung (2023): *Bremerhaven: „Energy Port“ statt Offshore-Terminal.* 28. März 2023. [Link]

Dukan et al. (2023): *The role of policies in reducing the cost of capital for offshore wind.* iScience, Volume 26, Issue 6. [Link]

Economie (2023): *Belgian offshore wind energy.* 21. November 2023. [Link]

European Investment Bank (EIB) (2030): *EIB commits €5 billion to support Europe’s wind manufacturers and approves over €20 billion in financing for new projects.* 13. Dezember 2023. [Link]

En:former (18. Oktober 2023): *Fachkräftebedarf in der Windbranche steigt massiv.* 18. Oktober 2023. [Link]

EnBW (2023a): *Grünes Licht für EnBW Offshore Windpark ‚He Dreiht‘.* 23. März 2023. [Link]

EnBW (2023b): *Dringend gesucht: Fachkräfte für den Ausbau der Windenergie.* 28. Februar 2023. [Link]

Enerdata (2023): *Denmark reaches agreement on tenders for 9 GW of offshore wind capacity.* 1. Juni 2023. [Link]

Energie & Management (2023): *CIP und Allianz wollen zwei Energieinseln in der Nordsee errichten.* 27. Juni 2023. [Link]

Energinet (2023a): *Establishing the new bidding zone, DK3.* 25 April 2023. [Link]

Energinet (2023b): *Energinet and 50Hertz welcome governmental agreement relating to "Bornholm Energy Island": Basis laid for further international cooperation in the North and Baltic Seas.* 20. Juni 2023. [Link]

Energiwatch (2024): *Just two bidders participated in Norwegian tender.* 20. März 2024. [Link]

EnergyVoice (2021): *UK Government granting millions to Smulders and SeAH to build wind component factories in Britain.* 7. Juli 2021 [Link]

ENTSO-E (2023): *ENTSO-E Position on the EC proposals on Market Design.* 7. Juli 2021. [Link]

ENTSO-E (2024): *Sea-Basin ONDP Report - TEN-E Offshore Priority Corridor: Northern Seas Offshore Grids.* Januar 2024. [Link]

Energiwatch (2024): *Just two bidders participated in Norwegian tender.* 20. März 2024. [Link]

Erneuerbare Energien, (2023a): *Windforce: Selbstbewusste Offshore-Windkraft-Akteure fordern klaren „Startschuss“.* 14. Juni 2023. [Link]

Erneuerbare Energien (2023b): *Hybrides Seekabel soll Deutschland und Estland verbinden.* 12. Mai 2023. [Link]

Euractiv (2023a): *Germany gears up for EU fight over electricity bidding zones.* 25. Mai 2023. [Link]

Euractiv (2023b): *Construction of first energy island off Belgian coast to start in 2024.* 4. Oktober 2023. [Link]

Euractiv (2024): *EU-Stromnetzbetreiber: 400 Milliarden Euro für Anschluss von Offshore-Windparks.* 23. Januar 2024. [Link]

Europäische Kommission (2023a): *Commission sets out immediate actions to support the European wind power industry.* 24. Oktober 2023. [Link]

Europäische Kommission (2023b): *European Wind Power Action Plan.* 24. Oktober 2023. [Link]

Europäische Kommission (n.d.): *The Net-Zero Industry Act: Accelerating the transition to climate neutrality.* [Link] [abgerufen am 29. Januar 2024]

Europäische Kommission / CORDIS (n.d.): *Horizon 2020: Offshore hydrogen from shoreside wind turbine integrated electrolyser* [Link] [abgerufen im Januar 2024].

Europawire (2024): *SEB Joins Investment in Copenhagen Energy Islands for Offshore Renewable Energy Expansion.* 20. Januar 2024. [Link]

Fischer/Renz/Randau (2023): *Energieinseln als Zukunftskonzept für die deutsche AWZ (Teil 1),* IR 2023, 170.

FNBBGas (2023): *Entwurf des gemeinsamen Antrags für das Wasserstoff-Kernnetz.* 15. November 2023. [Link]

Fraunhofer ISE (2023): *Wasserstoffherzeugung auf dem Meer: Fraunhofer ISE entwickelt Konzept für Wasserstoffherzeugung auf einer Offshore-Plattform.* 26. April 2023. [Link]

Fraunhofer IWES (2023): *Ad-Hoc Analyse: Modellierung der Langzeitstatistiken und des Einflusses eines kontinuierlichen Ausbaus auf die Windenergieerträge in der deutschen AWZ der Nordsee.* 22. Juni 2023. [Link]

Glennmont Partners (2022): *Glennmont leads consortium to complete €1.2bn purchase of 50% interest in Borkum Riffgrund 3.* 25. Februar 2022. [Link]

Görg (2024): *Transformationskomponente aus Offshore-Ausschreibungen soll zur Finanzierung des Bundeshaushalts beitragen.* 12. Januar 2024. [Link]

Government of the Netherlands (n.d.): *Offshore Wind Energy.* [Link] [abgerufen am 15. Januar 2024].

GWEC (2023): *Global Offshore Wind Report 2023*. 28. August 2023. [Link]

Handelsblatt (2023): *Vattenfall stoppt Offshore-Projekt vor England wegen stark gestiegener Preise*. 20. Juli 2023. [Link]

Handelsblatt (2024): *Finanzierung des Kernnetzes für Wasserstoff wackelt*. 21.02.2024. [Link]

Heinrich-Böll-Stiftung (2023): *Overview of EU electricity market design: implications of the renewable rollout*. August 2023. [Link]

Heise Online (2023): *Ausschreibungen: Offshore-Industrie wünscht sich Kriterium CO₂-Fußabdruck*. 28. Februar 2023. [Link]

Hydrogen Insight (2024): *EXCLUSIVE | Uniper delays major offshore-wind green hydrogen project to end of decade, hands back EU subsidies*. 03. April 2024 [Link]

InfoLink Consulting (2023): *Comparison of local content requirements for offshore wind power: Case studies from Taiwan, Japan, South Korea, and the United States*. 06. Februar 2023. [Link]

International Energy Agency (2023): *Denmark 2023*. [Link]

IRENA (2023): *The cost of financing for renewable power*. Mai 2023. [Link]

Juve (2017): *Japanischer Stromriese Chubu geht mit EY erstmals nach Europa*. 05. Mai. 2017. [Link]

Juve (2020): *CIP übernimmt mit Watson Farley von Mitsubishi*. 31. März 2020. [Link]

Lüth/Wener/Egging-Bratseth/Kazempour (2024): *Electrolysis as a flexibility resource on energy islands: The case of the North Sea*. Februar 2024. [Link]

Manager Magazin (2013): *Mitsubishi finanziert Netz-anbindung*. 16. Januar 2013. [Link]

Montel (2024): *Danish investor to develop energy island hubs globally*. 19. Januar 2024. [Link]

NDR (2024): *Bund beteiligt sich an Ausbaukosten für Cuxhavener Hafen*. 22.03.2024. [Link]

NERA & pswp (2020): *Reform der Ausschreibungen für Offshore-Windenergie*. 09. June 2020. [Link]

Netherlands Enterprise Agency (2023): *The Netherlands exceeds the 2023 offshore wind target*. 09. November 2023. [Link]

Nieuwenhout, C.T. (2022): *Dividing the Sea into Small Bidding Zones? The Legal Challenges of Connecting Offshore Wind Farms to Multiple Countries*. *Journal of Energy and Natural Resources Law*, 40(3), 315-335. <https://doi.org/10.1080/02646811.2021.2011034>, S. 327.

North Sea Energy Island (n.d.): *Projektwebsite*. [Link] [abgerufen am 14. März 2024].

North Seas Energy Cooperation (2023): *NSEC tender planning*. November 2023. [Link]

North Sea Wind Power Hub (2022): *A strategy to establish an offshore bidding zone for hybrid projects*. Mai 2022. [Link]

Norton Full Bright (2023): *Global offshore wind: Belgium*. Juli 2023. [Link]

Ockenfels (2023): *Auktionen für die Energiewende: Fluch oder Segen?* 7. August 2023. [Link]

OffshoreWind.biz (2022): *Colombia to Award First Offshore Wind Permits in 2023*. 2022. [Link]

OffshoreWind.biz (2023a): *NSEC Countries 'Unlikely' to Meet 2030 Offshore Wind Target Without Immediate Action on Port Development, Study Says*. 20. November 2023. [Link]

OffshoreWind.biz (2023b): *China Now Has 31+ GW of Offshore Wind Installed, Country on Track to Hit Wind and Solar Targets Five Years Early, Report Says.* 30. Juni 2023. [Link]

OffshoreWind.biz (2023c): *Norway's Offshore Wind Tender Attracts Seven Applications.* 16. November 2023. [Link]

OffshoreWind.biz (2023d): *Germany Greenlights DolWin4, Amprion's First Offshore Grid Connection.* 26. Dezember 2023. [Link]

OffshoreWind.biz (2023e): *Denmark Reveals New Bornholm Bidding Zone.* 18. Dezember 2023. [Link]

OffshoreWind.biz (2023f): *Vattenfall, TKF Form Long-Term Partnership for Offshore Wind Farm Inter-Array Cables.* 06. November 2023. [Link]

Offshorewind.biz (2023g): *EU Commits to 111 GW of Offshore Renewable Energy by 2030 as 26 Member States Sign European Wind Charter.* 19. Dezember 2023. [Link]

OffshoreWind.biz (2023h): *50 Developers Express Interest to Build Wind Farms Offshore Portugal.* 16. November 2023. [Link]

OffshoreWind.biz (2024): *EU Adds 3 GW of Offshore Wind in 2023.* 12. Januar 2024. [Link]

Offshore-Energy.biz (2022): *JDR joins Science Based Targets initiative.* 10. Juni 2022. [Link]

Ørsted (2023): *Ørsted ceases development of its US offshore wind projects Ocean Wind 1 and 2, takes final investment decision on Revolution Wind, and recognises DKK 28.4 billion impairments.* 1. November 2023. [Link]

Ostend Declaration of Energy Ministers (24. April 2023). [Link]

OWC (2023): *Colombia: Offshore Wind Update 2023.* 19. Dezember 2023. [Link]

Pexapark & Bloomberg NEF (2021): *Assessing PPA prices alongside the LCOE.* Januar 2021.

Nimmermann (2023): *Vortrag bei Veranstaltung "Offshore Wind Power 3.0.* 27. November 2023 [Link]

PPA Times (2023): *Industry views on Germany's soaring Offshore Wind Market (Ein Bericht vom German Offshore Wind PPA Forum).* Juli 2023.

Prognos/BET/Deutsche Windguard/ IKEM. (2023): *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben: Windenergie auf See.* Juni 2023. [Link]

PVMagazin (10. November 2023): *Vorschlag für europäische Photovoltaik-Produktion: BSW-Solar erläutert Resilienz-Boni und -Auktionen.* 10. November 2023. [Link]

PwC (2020): *Financing offshore wind.* August 2020. [Link]

Rat der Europäischen Union (2024): *Net-Zero Industry Act: Council and Parliament strike a deal to boost EU's green industry.* 06. Februar 2024. [Link]

Recharge (2023): *Ballooning \$7bn price tag delays Denmark's energy island dream.* 28. Juni 2023. [Link]

Recharge (n.d.): *Brazil energy plan sees 16GW of offshore wind by 2050.* letztes Update 22. Juli 2020. [Link]

Renewable Exchange (2023): *REGO Index Update – October 2023.* 15. November 2023. [Link]

RenewableNow (2021): *CIP inks MoU in Brazil for 1.8 GW wind offshore, green H2 project.* 17. November 2021. [Link]

RenewablesNow (2022): *Colombia unveils offshore wind plans, sea area leases to come next.* 4. Mai 2022 [Link]

Renews.Biz (2023): *EU TSOs explore joint offshore grid.* 16. November 2023. [Link]

Reuters (2023): *Offshore wind in Europe needs urgent factory aid to hit targets.* 29. Juni 2023. [Link]

Rivera (2023): *IRA 'driving development of off-shore wind' as Europe turns its attention to China.* 15. Juni 2023. [Link]

RWE (2023a): *Studie: RWE und DNV prüfen die Auswirkungen von weitläufigen Abschattungseffekten auf große Offshore-Windpark-Cluste.* 10. März 2023. [Link]

RWE (2023b): *RWE will install CO₂-reduced towers at Thor offshore wind farm to drive wind power sustainability.* 21. April 2023. [Link]

RWE (2022): *Credit & ESG Investor Update.* September 2022. [Link]

RWE Renewables GmbH (2022): *RWE and Tata Power collaborate to explore potential for development of offshore wind projects in India.* 21. Februar 2022. [Link]

RWE (14.03.2024): *Q4 2023 Earnings Call Transcript.* [Link]

Rystad Energy (2023): *The State of the European Wind Energy Supply Chain.* April 2023. [Link]

Schlecht/Maurer/Hirth (2024): *Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them,* Energy Policy, Volume 186, März 2024. [Link]

Singlitico/Ostergaard/Chatzivasikeiadis (2021): *Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs.* In: Renewable and Sustainable Energy Transition, Volume 1, August 2021. [Link]

Stiftung Offshore-Windenergie (SOW) (2023a): *Offshore-Windenergie – Industriepolitische Handlungsempfehlungen.* 13. September 2023. [Link]

Stiftung Offshore-Windenergie (SOW) (2023b): *Pressemitteilung: Der Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland scheitert ohne zügige Investitionen in den Ausbau der deutschen Seehäfen.* 04. Dezember 2023. [Link]

Stiftung Offshore-Windenergie (SOW) (2024): *Status Quo der Finanzierung der Offshore-Windenergie-Zulieferindustrie und Lösungselemente als Bestandteile einer umfänglichen Finanzierungsstrategie.*

Tagesspiegel Background (2021): *Fachkräftemangel bremst neuen Schwung der Windenergie.* 02. November. (Link)

Tagesspiegel Background (2023a): *Ein Viertel der Offshore-Erzeugung zuletzt abgeregelt.* 24. Oktober 2023. (Link)

Tagesspiegel Background (2023b): *Konverterbau kommt nach Deutschland zurück.* 15. November 2023.

Tagesspiegel Background (2024): *Kabinett beschließt Hafenstrategie.* 21. März 2024. [Link]

Täglicher Hafenbericht (2024): *Netzanbindung für Windparks auf See.* 08. Januar 2024. [Link]

Technical University of Denmark/Max-Planck-Institute for Biogeochemistry (2020): *Making the Most of Offshore Wind: Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea.* [Link]

The Danish Energy Agency (2022): *Indian-Danish collaboration launches conceptual plan for 15 Indian offshore wind parks.* 23. November 2022.

The Baltic Sea Energy Security Summit (2022): *The Marienburg Declaration.* 30. August 2022. [Link]

Thimm (13. Juli 2023): *Standpunkt: Der Offshore-Wind-Ausbau kann ein Wirtschaftswunder entfachen.* 13. Juli 2023. [Link]

Total Energies (2023): *Earnings Call*. 27. Juli 2023. [Link]

UK Government (2023): *Ground-breaking UK Export Finance deal secures huge investment in North-East England*. 22. November 2023. [Link]

UK Government (n.d.): *Offshore Wind*. [Link] [Abgerufen am 16. Januar 2024]

UK Government (2023a): *Offshore Wind Netz Zero Investment Roadmap*. März 2023. [Link]

UK Government (2023b): *Powering-Up-Britain-Energy-Security-Plan*. März 2023. [Link]

Umweltbundesamt (2019): *Marktanalyse Ökostrom II*. [Link]

ÜNBs (2023): *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Version 2023*. 12. Juni 2023. [Link]

ÜNBs (n.d.): *Offshore-Marktdesign*. Präsentation beim Strommarkt Forum. [Link]

HydrogenInsight (2024): *Uniper delays major offshore-wind green hydrogen project to end of decade, hands back EU subsidies*. 03. April 2024. [Link]

VDI Nachrichten (2023): *Wind: Ausbau auf See in Deutschland erwartungsgemäß zu niedrig*. 16. Januar 2023. [Link]

VDMA (2023): *Positionspapier zur Offshore-Windindustrie in Deutschland*. 30. Oktober 2023. [Link]

StromNEV (2024): *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, § 3a*.

SoEnergieV (2024): *Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der abschließlichen Wirtschaftszone, § 9*.

Vestas (2023): *Ørsted and Vestas in industry-first pioneering partnership towards net-zero wind farms*. 7. Juni 2023. [Link]

Wind.Europe (2023a): *Offshore wind investments recovering but still "way to go" – including on supply chain*. 16. August 2023. [Link]

Wind.Europe (2023b): *EU electricity market design: Council and Parliament must stick to targeted reform*. 1. März 2023. [Link]

Wind.Europe (2024a): *Lots of good news – and good numbers – again in offshore wind*. 18. Februar 2024. [Link]

Wind.Europe (2024b): *The EU built a record 17 GW of new wind energy in 2023 – wind now 19% of electricity production*. 12. Januar 2024. [Link]

Wind.Europe (2024c): *Lots of good news – and good numbers – again in offshore wind*. 18. Januar 2024 [Link]

Windindustrie in Deutschland (2021): *Fachkräftebedarf für Windenergie auf See und „grünen“ Wasserstoff*. [Link]

Windkraft Journal (2023): *BSH hat den Planfeststellungsbeschluss für Netzanbindungssystem BorWin 5/BorWin epsilon in der Nordsee erlassen*. 19. Januar 2023. [Link]

WindPower Monthly (2023): *Norway postpones offshore wind tenders amid state aid talks*. 18. Oktober 2023. [Link]

World Forum Offshore Wind (September 2022): *Financing Offshore Wind*. September 2022. [Link]

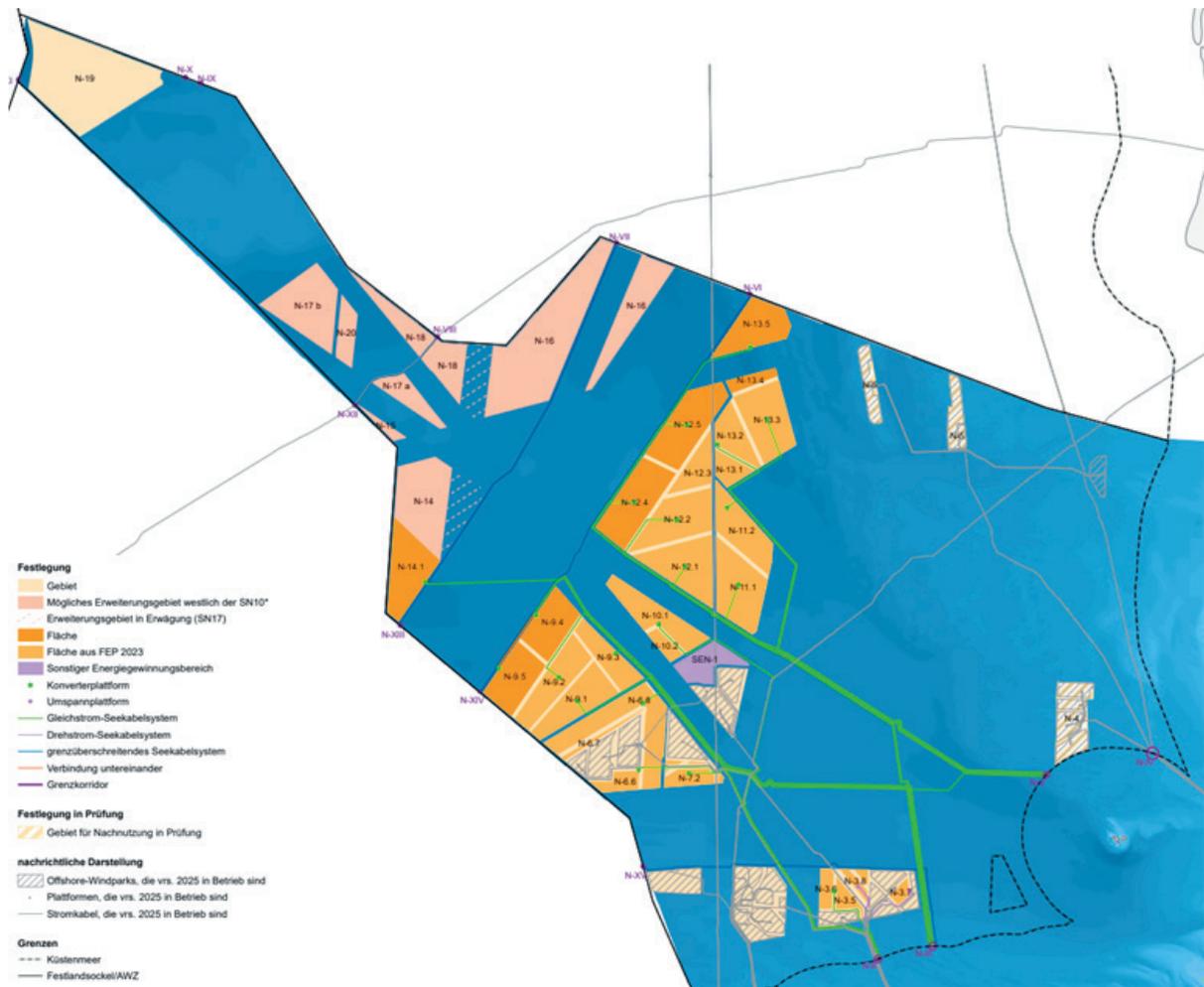
ZfK (2024): *Fehlende Netzanschlüsse und Redispatch bremsen Offshore-Windstrom aus*. 29. Januar 2024. [Link]

Appendix A Übersicht OWPs

A.1 Übersicht Flächen in der deutschen AWZ (Nordsee)

Vorentwurf Flächenentwicklungsplan – Karte Nordsee

→ Abb. A.1



BSH (2023)

A.2 Übersicht Offshore-Windenergieprojekte und Förderregime

Übersicht Offshore-Windenergieprojekte und Förderregime

→ Tabelle A.2

Offshore-Windenergieprojekte (OWP)	Netzanbindungssystem	Förderregime
Albatros	NOR-6-2 (BorWin2)	Marktprämie
Alpha Ventus	NOR-2-1 (alpha ventus)	Einspeisevergütung
Amrumbank West	NOR-4-2 (HelWin2)	Marktprämie
Arkona-Becken Südost	OST-1-2 (Ostwind 1), OST-1-3 (Ostwind 1)	Marktprämie
BARD Offshore 1	NOR-6-1 (BorWin1)	Einspeisevergütung
Borkum Riffgrund 1	NOR-2-2 (DolWin1)	Marktprämie
Borkum Riffgrund 2	NOR-2-3 (DolWin3)	Marktprämie
Butendiek	NOR-5-1 (SylWin1)	Marktprämie
DanTysk	NOR-5-1 (SylWin1)	Marktprämie
Deutsche Bucht	NOR-6-2 (BorWin2)	Marktprämie
Baltic 1	OST-3-1 (Baltic 1)	Einspeisevergütung
Baltic 2	OST-3-2 (Baltic 2)	Marktprämie
Global Tech I	NOR-8-1 (BorWin3)	Marktprämie
Gode Wind 1 and 2	NOR-3-1 (DolWin2)	Marktprämie
Hohe See	NOR-8-1 (BorWin3)	Marktprämie
Meerwind Süd/Ost	NOR-4-1 (HelWin1)	Marktprämie
Merkur	NOR-2-3 (DolWin3)	Marktprämie
Nordergründe	NOR-0-2 (Nordergründe)	Marktprämie
Nordsee One	NOR-3-1 (DolWin2)	Marktprämie
Nordsee Ost	NOR-4-1 (HelWin1)	Marktprämie
Riffgat	NOR-0-1 (Riffgat)	Einspeisevergütung
Sandbank	NOR-5-1 (SylWin1)	Marktprämie
Trianel Windpark Borkum I	NOR-2-2 (DolWin1)	Einspeisevergütung
Trianel Windpark Borkum II	NOR-2-2 (DolWin1)	Marktprämie
Veja Mate	NOR-6-2 (BorWin2)	Marktprämie
Wikinger	OST-1-3 (Ostwind 1), OST-1-1 (Ostwind 1)	Marktprämie
Arcadis Ost 1	OST-2-1 (Ostwind 2)	Einseitiger CfD
Kaskasi	NOR-4-2 (HelWin2)	Einseitiger CfD

Vorentwurf FEP 2024, 2. Entwurf NEP 2037/2045 und Bundesnetzagentur.¹

¹BSH (31. August 2023), Vorentwurf Flächenentwicklungsplan [Link]; ÜNBs (12. Juni 2023), Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, – Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Version 2023 [Link]; Bundesnetzagentur (abgerufen am 18. Januar 2024), Anbindungsleitungen in der Ostsee [Link]; Bundesnetzagentur (abgerufen am 18. Januar 2024), Anbindungsleitungen in der Nordsee [Link]

A.3 Zukünftige Offshore-Windenergieprojekte in Deutschland

Übersicht noch nicht in Betrieb genommener Offshore-Windenergieprojekte → Tabelle A.3

Offshore-Windenergieprojekte (OWP)	Status	Kapazität
Baltic Eagle	In Bau	476 MW
Gode Wind 3	In Bau	242 MW
Borkum Riffgrund 3	In Bau	900 MW
EnBW He Dreiht	Bauvorbereitung laufend	900 MW
Windanker	Bezuschlagt	300 MW
N-3.7	Bezuschlagt	225 MW
N-3.8	Bezuschlagt	433 MW
Nordlicht I	Bezuschlagt	980 MW
Gennaker	Bezuschlagt	927 MW
N-11.1	Bezuschlagt	2.000 MW
N-12.1	Bezuschlagt	2.000 MW
N-12.2	Bezuschlagt	2.000 MW
O-2.2	Bezuschlagt	1.000 MW
N-3.5	Bezuschlagt	420 MW
N-3.6	Bezuschlagt	480 MW
N-6.6	Bezuschlagt	630 MW
N-6.7	Bezuschlagt	270 MW

NERA-Analyse auf Basis der Ausschreibungsergebnisse 2023 und Deutsche Windguard (August 2023), Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland – Erstes Halbjahr 2023.

Appendix B Weiterführende Netzprojekte

B.1 Übersicht Netzanbindungssysteme

Übersicht Netzanbindungssysteme (Stand Entwurf: NEP)

→ Tabelle B.1

ID	Netzanbindungssystem	Flächenbezeichnung / Windparks	Leistung in MW	Geplanter Bauabschluss
1.	NOR-2-1 (alpha ventus)	alpha ventus	62	2009
2.	NOR-6-1 (BorWin1)	BARD Offshore 1	400	2010
3.	OST-3-1 (Baltic 1)	Baltic 1	51	2011
4.	NOR-0-1 (Riffgat)	Riffgat	113	2014
5.	OST-3-2 (Baltic 2)	Baltic 2	339	2015
6.	NOR-4-1 (HelWin1)	Meerwind Süd/Ost, Nordsee Ost	576	2015
7.	NOR-2-2 (DolWin1)	Borkum Riffgrund 1, Trianel Windpark Borkum	800	2015
8.	NOR-4-2 (HelWin2)	Amrumbank West, Kaskasi	690	2015
9.	NOR-5-1 (SylWin1)	Butendiek, Dan Tysk, Sandbank	864	2015
10.	NOR-6-2 (BorWin2)	Deutsche Bucht, Veja Mate, Albatros 1	800	2015
11.	NOR-3-1 (DolWin2)	Nordsee One, Gode Wind 1 und 2	916	2015
12.	NOR-0-2 (Nordergründe)	Nordergründe	111	2017
13.	OST-1-1 (Ostwind 1)	Wikinger	250	2018
14.	NOR-2-3 (DolWin3)	Borkum Riffgrund 2, Merkur Offshore	900	2018
15.	OST-1-2 (Ostwind 1)	Arkona-Becken Südost	250	2019
16.	OST-1-3 (Ostwind 1)	Arkona-Becken Südost, Wikinger	250	2019
17.	NOR-8-1 (BorWin3)	EnBW Hohe See, Global Tech I	900	2019
18.	OST-2-1 (Ostwind 2)	Arcadis Ost 1	250	2023
19.	OST-2-2 (Ostwind 2)	Baltic Eagle 1	250	2024
20.	OST-2-3 (Ostwind 2)	Baltic Eagle 2	250	2024 (urspr. 2023)
21.	NOR-3-3 (DolWin6)	Gode Wind 3, N-3.8	900	2023
22.	NOR-1-1 (DolWin5)	Borkum Riffgrund 3	900	2025
23.	NOR-7-1 (BorWin5)	EnBW He Dreiht	900	2025
24.	OST-1-4 (Ostwind 3)	Windanker	300	2026
25.	NOR-7-2 (BorWin6)	Nordlicht 1	980	2027
26.	NOR-3-2 (DolWin4)	N-3.5, N-3.6	900	2028
27.	NOR-6-3 (BorWin4)	Nordlicht 2, N-6.7	900	2028
28.	NOR-9-1 (BalWin1)*	N-9.1	2.000	2030 (urspr. 2029)
30.	NOR-9-2 (BalWin3)*	N-9.2	2.000	2031 (urspr. 2029)
31.	NOR-9-3 (BalWin4)*	N-9.3, N-10.2	2.000	2029
32.	NOR-10-1 (BalWin2)*	N-10.1	2.000	2030
33.	NOR-11-1 (LanWin3)*	N-11.1	2.000	2030

Übersicht Netzanbindungssysteme (Stand Entwurf: NEP)

→ Tabelle B.1

ID	Netzanbindungssystem	Flächenbezeichnung / Windparks	Leistung in MW	Geplanter Bauabschluss
34.	OST-2-4 (Ostwind 4)*	O-2.2	2.000	2030
35.	NOR-12-1 (LanWin1)*	N-12.1	2.000	2030
36.	NOR-12-2 (LanWin2)*	N-12.2	2.000	2030
37.	NOR-11-2 (LanWin4)*	N-11.2, N-13.1	2.000	2031
38.	NOR-13-1 (LanWin5)*	N-12.3, N-12.2	2.000	2031
39.	NOR-21-1 (ehem. NOR-6-4)*	N-21.1 (ehem. N-6.8)	2.000	2032
40.	NOR-9-4**	N-9.4	2.000	2032
41.	NOR-14-1**	N-14.1	2.000	2033
42.	NOR-12-3**	N-12.4	2.000	2033
43.	NOR-12-4**	N-12.5	2.000	2034
44.	NOR-9-5**	N-9.5	2.000	2035
45.	OST-T-1** (Testfeldanbindung)	–	300	–

Vorentwurf FEP 2024 und Stellungnahme des BSH, 2. Entwurf NEP 2037/2045 der ÜNBs und Bundesnetzagentur.¹ Anmerkung: Die Abkürzung OST steht für Ostsee, die Abkürzung NOR für Nordsee. Die Aufstellung orientiert sich am Vorentwurf des FEP, der 2. Entwurf des NEP 2037/2045 listet weitere (mögliche) Zubaumaßnahmen auf.

* Zeigt Maßnahmen für das Zubaunetz an (nach 2. Entwurf NEP 2037/ 2045).

** Anbindungen sind im Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans 2024 erstmalig aufgeführt, aber noch nicht in den NEP aufgenommen.² Im Januar 2024 hat das BSH mitgeteilt, dass sich die Inbetriebnahme der Anbindungssysteme NOR-9-1 und NOR-9-2 um zwölf beziehungsweise 24 Monate und die Inbetriebnahme von NOR-11-2 sich um ca. drei Monate verschiebt.³

¹ BSH (31. August 2023): Vorentwurf Flächenentwicklungsplan [Link]. ÜNBs (12. Juni 2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber Version 2023 [Link]. Bundesnetzagentur (abgerufen am 18. Januar 2024): Anbindungsleitungen in der Ostsee [Link]. Bundesnetzagentur (abgerufen am 18. Januar 2024): Anbindungsleitungen in der Nordsee [Link]. BSH (26. Januar 2024): Stellungnahme des BSH hinsichtlich der zu erwartenden Festlegungen des Flächenentwicklungsplans [Link].

² BSH (31. August 2023): Vorentwurf Flächenentwicklungsplan [Link].

³ BSH (26. Januar 2024): Stellungnahme des BSH hinsichtlich der zu erwartenden Festlegung des Flächenentwicklungsplans [Link].

B.2 Grenzübergreifende Maßnahmen und Projekte

Vereinbarte Maßnahmen und Projekte nach Ostend Declaration

→ Tabelle B.2

Projekt	Beteiligte Akteure	Projektmaßnahmen	Zeitplan
Erste Offshore-Energieinsel	BE	In Belgien wird die weltweit erste Offshore-Energieinsel errichten, die als Energie-Hub dient und Offshore-Windenergieerzeugung mit grenzüberschreitender Netzanbindung kombiniert.	–
Vernetztes System von Energieinseln- und Clustern	BE, DK, DE , NL	Entwicklung eines ersten zusammenhängenden Systems von Energieinseln und -clustern in der Nordsee	Bis Mitte der 2030er Jahre
Zusammenarbeit hybride erneuerbare Energieprojekte	BL, DK	Belgien und Dänemark arbeiten zusammen an hybriden erneuerbaren Energieprojekten. Diese umfassen unter anderem die Anbindungsleitung <i>TritonLink</i> , die die dänische Energieinsel mit der belgischen Prinzessin Elisabeth Insel verbindet.	–
Hybrider Interkonnektor <i>Nautilus</i>	BE, UK	Belgien und das Vereinigte Königreich arbeiten gemeinsam an dem hybriden Interkonnektoren <i>Nautilus</i> .	–
Erste Multi-Phasen-Energieinsel	DK	Dänemark baut die weltweit erste Multi-Phasen-Energieinsel in der Nordsee mit einer initialen Kapazität von mindestens 3 GW Offshore-Windleistung und Anbindung sowohl an Belgien als auch Dänemark. Luxemburg hat bereits ein Abkommen über die statistische Übertragung von Leistung aus diesem Projekt mit Dänemark abgeschlossen und wird die Finanzierung weiterhin unterstützen. Weitere Anschlüsse nach Deutschland und in die Niederlande werden prioritär angegangen.	Bis 2033
Planung weiterer Anbindungsleitungen zwischen Belgien und Dänemark	DK, BL	Dänemark und Belgien planen eine zweite Kooperationsphase für die Realisierung von Anbindungsleitungen zwischen dänischen und belgischen Energieinseln in der Nordsee.	Nach 2033
Untersuchung einer möglichen Verbindung der dänischen Energieinsel mit dem niederländischen Energie-Hub	DK, NL	Dänemark und die Niederlande planen zu untersuchen, wie sich die Energieinseln in der dänischen ausschließlichen Wirtschaftszone (EEZ) mit dem niederländischen Energie-Hub verbinden lassen, einschließlich der Möglichkeit für die Offshore-Produktion von grünem Wasserstoff und CO ₂ -Speicherung.	–
Kooperation zum Wissensaustausch und Zusammenarbeit im Bereich Offshore-Wind	DK, UK	Dänemark und das Vereinigte Königreich werden in der Entwicklung von Offshore-Windenergie und verwandten Bereichen durch Wissensaustausch und Zusammenarbeit bei der Errichtung von Offshore-Energieinfrastrukturen kooperieren. Dies umfasst unter anderem Offshore-Windanlagen, Interkonnektoren, Energieinseln/Mehrzweckverbindungen, erneuerbaren Wasserstoff und CO ₂ -Speicherung.	–
Demonstrationsprojekte im Bereich erneuerbarer Offshore-Wasserstoff	DE	Deutschland wird die Entwicklung von groß angelegten Demonstrationsprojekten zur Offshore-Wasserstoffproduktion mit einer Gesamtkapazität von 1 GW initiieren.	Erste Auktionen 2024

Vereinbarte Maßnahmen und Projekte nach Ostend Declaration

→ Tabelle B.2

Projekt	Beteiligte Akteure	Projektmaßnahmen	Zeitplan
Kooperation bei Wind-Offshore-Projekt	DE, DK	Deutschland und Dänemark werden zukünftig ihre Kooperation im Bereich Offshore-Windenergie ausweiten und gemeinsam das Projekt Bornholm Energy Island mit 3 GW realisieren inklusive eines hybriden Interkonnektors nach Deutschland und einer Anbindungsleitung nach Dänemark.	–
Untersuchung einer möglichen Verbindung von Offshore-Windanlagen und weiterer hybrider Energieprojekte	DE, DK, NL	Deutschland, Dänemark und die Niederlande untersuchen gemeinsam, inwieweit sich Offshore-Windparks in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone mit Offshore-Windparks in Dänemark und den Niederlanden verbinden lassen. Dies beinhaltet auch eine Verbindung zur dänischen Energieinsel. Zudem wird untersucht, inwiefern eine Zusammenarbeit bei der Entwicklung weiterer hybrider erneuerbarer Energieprojekte in der Nordsee möglich ist.	–
Untersuchung möglicher hybrider Kooperationsprojekte im Bereich Offshore-Wind	DE, UK	Deutschland und das Vereinigte Königreich arbeiten zusammen, um die Potentiale von hybriden Kooperationsprojekten zur Offshore-Windenergieerzeugung und von Interkonnektoren in der Nordsee zu identifizieren.	–
Fertigstellung des Celtic Interkonnektors	IR, FR	Irland und Frankreich arbeiten an der Fertigstellung des Celtic Interkonnektors	Baubeginn 2024
Finanzierung erneuerbarer Energieprojekte	LU	Luxemburg plant, einen bedeutenden Beitrag durch die Zusammenarbeit bei grenzüberschreitenden erneuerbaren Energieprojekten zu leisten, insbesondere durch regelmäßige Teilnahme am Finanzierungsmechanismus für Erneuerbare Energien der Europäischen Union.	–
Umfassender Offshore-Energie-Infrastrukturplan inklusive Demonstrationsprojekten für die Produktion von erneuerbarem Offshore-Wasserstoff	NL	Die Niederlande arbeitet an einem umfassenden Plan für Offshore-Energieinfrastruktur, der Windparks, Energiehubs, (hybride) Interkonnektoren sowie erste Demonstrationsprojekte für die Produktion von erneuerbarem Offshore-Wasserstoff umfasst (Pilotanlage mit einer Leistung von < 100 MW vor 2030 und ein Demonstrationsprojekt mit einer Leistung von +/- 500 MW um 2031 herum). Nach dieser Demonstrationsphase wird erwartet, dass die groß angelegte Produktion von erneuerbarem Wasserstoff offshore stattfinden wird und in den folgenden Jahren auf GW-Ebene wachsen wird.	–
Bau des Interkonnektors <i>Lionlink</i>	NL, UK	Die Niederlande und das Vereinigte Königreich kooperieren bei dem Bau des Interkonnektors <i>Lionlink</i>	

Ostend Declaration (2024)

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Deutsch

Serielle Sanierung

Effektiver Klimaschutz in Gebäuden und neue Potenziale für die Bauwirtschaft

Wasserstoffimporte Deutschlands

Welchen Beitrag können Pipelineimporte in den 2030er Jahren leisten?

Der Sanierungssprint

Potenzial und Politikinstrumente für einen innovativen Ansatz zur Gebäudesanierung

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024

Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen

Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können

Der CO₂-Preis für Gebäude und Verkehr

Ein Konzept für den Übergang vom nationalen zum EU-Emissionshandel

Wasserstoff-Importoptionen für Deutschland

Analyse mit einer Vertiefung zu Synthetischem Erdgas (SNG) bei nahezu geschlossenem Kohlenstoffkreislauf

Windstrom nutzen statt abregeln

Ein Vorschlag zur zeitlichen und regionalen Differenzierung der Netzentgelte

Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland

Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie

Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze

Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimazielfunktionale Transformation

Rückenwind für Klimaneutralität

15 Maßnahmen für den beschleunigten Ausbau der Windenergie

Klimaneutrales Stromsystem 2035 (Zusammenfassung)

Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Englisch

Low-carbon hydrogen in the EU

Towards a robust EU definition in view of costs, trade and climate protection

9 Insights on Hydrogen – Southeast Asia Edition

12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition

The benefits of energy flexibility at home

Leveraging the use of electric vehicles, heat pumps and other forms of demand-side response at the household level

EU policies for climate neutrality in the decisive decade

20 Initiatives to advance solidarity, competitiveness and sovereignty

Modernising Kazakhstan's coal-dependent power sector through renewables

Challenges, solutions and scenarios up to 2030 and beyond

The roll-out of large-scale heat pumps in Germany

Strategies for the market ramp-up in district heating and industry

Transitioning away from coal in Indonesia, Vietnam and the Philippines

Overview of the coal sector with a focus on its economic relevance and policy framework

Hydrogen import options for Germany (Summary)

Analysis with an in-depth look at synthetic natural gas (SNG) with a nearly closed carbon cycle

Briefing on the Europe-China Workshop on Carbon Markets, with coverage of the EU CBAM and carbon asset management

Ensuring resilience in Europe's energy transition

The role of EU clean-tech manufacturing

Levelised cost of hydrogen

Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful

Decarbonisation in State-Owned Power Companies

Briefing from the workshop on 28–29 September 2022

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.org

Publikationsdetails

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Lektorat: Berit Sörensen

Satz: Theo Becker | Elser Druck

Titelfoto: synto | Shutterstock

333/04-A-2024/DE

Version 1.0, Juli 2024



Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.



Dieses Werk ist lizenziert unter CC-BY-NC-SA 4.0.