Wissenschaftlicher Endbericht

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Teilvorhaben: Windenergie auf See

Erstellt im Auftrag des
Bundesministeriums für
Wirtschaft und Klimaschutz

Erstellt durch:

Prognos AG

Goethestraße 85, 10623 Berlin
030 / 52 00 59 – 200
paul.wendring@prognos.com
leonard.krampe@prognos.com

Leonard Krampe
Paul Wendring

Deutsche WindGuard

Oldenburger Str. 65 A, 26316 Varel
04451 / 95 15 – 281
a.wallasch@windguard.de

Rasmus Borrmann
Merle Heyken
Anna-Kathrin Wallasch

B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
Alfonsstraße 44, 52070 Aachen
0241 / 47062 – 483
tamara.preuss@bet-energie.de

Tamara Preuß
Dr.-Ing. Jürgen Wilms
Lukas Wammes

IKEM
Magazinstraße 15-16, 10179 Berlin
030 / 4081870-10
franziska stamme@ikem.de

Johannes Antoni
Victoria Harsch
Franziska Stamme

Juni 2023

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS 1

ABBILDUNGSVERZEICHNIS 3

TABELLENVERZEICHNIS 3

ZUSAMMENFASSUNG 5

EINLEITUNG 6

1 MARKTENTWICKLUNG 8

1.1 Deutschland 8

1.2 International 11

1.2.1 Europa 11

1.2.2 Weltweit 13

2 INSTRUMENTE ZUR MARKTSTEUERUNG 16

2.1 Ausschreibungen 16

2.2 Exkurs: Im Übergangsmodell 2017 und 2018 bezuschlagte Projekte 17

2.2.1 Relevante Projekte 17

2.2.2 Begründung und Bewertung der Null-Cent-Gebote zum Zeitpunkt der Zuschlagserteilung 18

2.2.3 Schriftliche Umfrage 2021 19

2.3 Anpassung des Ausschreibungsmodells mit der Novelle des WindSeeG 2023 23

2.4 Raumordnung/ Planung und weitere Maßnahmen 23

3 ÖKONOMISCHE ASPEKTE 25

3.1 Anlagenbezogene Kosten 25

3.2 Kosten der Stromerzeugung 27

3.3 Annahmen zur Stromerzeugung 28

3.3.1 Großräumige Verschattung 28

3.3.2 Energieertrag 28

3.4 Ermittlung der Stromgestehungskosten 29

3.5 Vermarktungsmöglichkeiten und Marktintegration 31

3.6 Spartenspezifische Besonderheiten - Finanzierungskosten 31

4 ATTRAKTIVITÄT DES DEUTSCHEN OFFSHORE-MARKTES IM INTERNATIONALEN VERGLEICH 35

4.1 Internationale Offshore-Märkte 36

4.2 Deutschland im internationalen Vergleich 37

4.2.1 Investitionsumfeld ... 39
4.2.2 Rechtssicherheit ... 39
4.2.3 Flächenauswahl ... 40
4.2.4 Genehmigungsverfahren ... 40
4.2.5 Ausschreibungssystem ... 41
4.2.6 Förderbedingungen ... 41
4.2.7 Vermarktungsmöglichkeiten ... 42
4.2.8 Netzanbindungskapazitäten und -bereitstellung ... 42
4.2.9 Hafen- und Servicekapazitäten ... 43
4.2.10 Verfügbarkeit qualifizierten Fachpersonals ... 43
4.2.11 Möglichkeit des Repowerings ... 44
4.2.12 Möglichkeiten der Wasserstofferzeugung ... 44
4.2.13 Forschungs- und Entwicklungsumfeld ... 45
4.2.14 Sonstiges ... 45

4.3 Wettbewerbssituation ... 46

4.4 Zusammenfassende Bewertung ... 47

5 REGULATORISCHER RAHMEN FÜR OFFSHORE-NETZANBINDUNGSLEITUNGEN IN DEUTSCHLAND UND IM INTERNATIONALEN VERGLEICH ... 51

5.1 Technologieentwicklung bei Betriebsmitteln und Systemen ... 51
5.1.1 Offshore-Netzanschlusssysteme mit Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung ... 51
5.1.2 Offshore-Netzanschlusssysteme mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung ... 53
5.1.3 Exkurs: Vermaschung von HVDC-Offshore-Netzanschlusssystemen ... 70

5.2 Marktentwicklung und Wettbewerb um Fertigungskapazitäten ... 72

6 LITERATURVERZEICHNIS ... 74

7 ANNEX ... 81

7.1 Schriftliche Umfrage zu Projekten mit Zuschlag im Übergangssystem ... 82

7.2 Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergiemarktes im internationalen Vergleich – Interview-Leitfaden (DE/EN) ... 84

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: (Erwartete) Ausbauentwicklung 2009-2030 in Deutschland – Stand 31.12.2022 9

Abbildung 2: Stromerzeugung durch Offshore-Windenergie 2018-2022 in Deutschland 11

Abbildung 3: Ausbauentwicklung 2018-2022 in Europa 12

Abbildung 4: Ausbaustand 2022 in Europa 13

Abbildung 5: Ausbauentwicklung 2018-2022 weltweit 13

Abbildung 6: Ausbaustand 2022 weltweit 14

Abbildung 7: Ausbauprognosen bis 2030 15

Abbildung 8: Entwicklung der Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie für Projekte in Deutschland 31

Abbildung 9: Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergiemarktes im internationalen Vergleich 37

Abbildung 10: Einphasiges Ersatzschaltbild der zukünftigen 2-GW-Konverter-Standardkonfiguration 59

Abbildung 11: Leistungsfluss in der Seitenansicht einer 2-GW-Konverter-Standardkonverterplattform 60

Abbildung 12: Visualisierung des Basisdesigns einer 2-GW-Konverter-Standardkonverterplattform 61

Abbildung 13: Von TenneT TSO zugelassenen Präqualifikationspfade für 525-kV-HVDC-Seekabel 68

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beabsichtigte Festlegungen zu Ausschreibung und Inbetriebnahme von Offshore-Flächen aus dem FEP 2023 10

Tabelle 2: Im Übergangsmodell bezuschlagte Projekte 18

Tabelle 3: Ergebnis der schriftlichen Umfrage zu Projekten im Übergangssystem. Es sind jeweils die Anzahlen der Nennungen angegeben 20

Tabelle 4: Windparkparameter 27

Tabelle 5: Ergebnisse der Erhebung zu Investitionskosten für Offshore-Windenergie in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr in Euro/kW (real, 2022) 27

Tabelle 6: Ergebnisse Erhebung zu jährlichen Betriebskosten für Offshore-Windenergie in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr in Euro/kW (real, 2022) 28

Tabelle 7: Brutto-Volllaststunden 28

Tabelle 8: Netto-Volllaststunden 29

Tabelle 9: Parameterkombinationen zur Berechnung der unterschiedlichen Werte der Stromgestehungskosten 30

Tabelle 10: Bandbreite der Finanzierungskosten 34

Tabelle 11: Vorteile und Nachteile des deutschen Offshore-Windenergiemarktes im internationalen Vergleich 38

Tabelle 12: Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken für den deutschen Offshore-Ausbau (Stand Befragung März/ April 2022) 49

Tabelle 13: Deutschen Offshore-HGÜ-Netzanschlusssysteme (FEP 2023) 69

Zusammenfassung

Im vorliegenden finalen Endbericht werden die wesentlichen Treiber der technischen Entwicklung in Offshore-Windparks zusammengefasst und eine mittelfristige Abschätzung der Entwicklungsmöglichkeiten dargestellt. Auf dieser Grundlage werden die Stromgestehungskosten bis 2030 abgeschätzt.

In diesem Bericht wurde die gesetzliche Zielerhöhung des Ausbaus der Windenergie auf See (mindestens 30 GW im Jahr 2030, 40 GW im Jahr 2035, 70 GW im Jahr 2045), die gesteigerten Ausschreibungsvolumina sowie der Ausbaustand bis zum Stichtag 1. Juni 2023 berücksichtigt. Die Marktanalysen bzw. -befragungen (im März und April 2022) basierten auf den gesetzlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen zum Zeitpunkt der Befragung.

Zukünftig wird erwartet, dass die installierten Windturbinen sich im **Leistungsspektrum** zwischen 16 MW und 20 MW bewegen. Es wird erwartet, dass Betreiber für neu zu errichtende Windparks zu dem jeweiligen Zeitpunkt jeweils Anlagen am oberen Rand der auf dem Markt verfügbaren Leistungsklassen und Rotordurchmesser wählen werden.

Mittelfristig ist nicht von einer generellen Trendwende bei den bisher vorherrschenden Anlagenkonzepten auszugehen. Die sich für die nähere Zukunft abzeichnende Anlagenentwicklung basiert auf bekannten Anlagenkonzepten (d.h. getriebelose Windenergieanlage auf Monopile) und deutet im ersten Schritt eher auf eine Leistungssteigerung unter Nutzung bereits vorhandener Plattformen hin.

Die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Windenergieanlagen und der daraus resultierenden Stromerzeugung inklusive der zu erwartenden Verlustannahmen führen bis zum Jahr 2030 zu einer erreichbaren mittleren Anlagenauslastung im Offshore-Bereich zwischen **knapp 2.900 und 3.300 Volllaststunden**. Dabei werden die Windparks über ihre gesamte Lebensdauer (inkl. aller Verluste und der Anlagenverfügbarkeit) betrachtet. Die Anordnung der Windparks in festgelegten Clustern, die Vorteile bei der Netzanbindung mit sich bringt, erhöht mittelfristig die externen Abschattungsverluste und die Turbulenzintensitäten. Dies macht sich insbesondere in zu erwartenden relativ geringen Volllaststundenzahlen in Flächen der Zone 3 der deutschen Nordsee bemerkbar.

Sämtliche Kosten, die in dieser Studie zur Berechnung der **Stromgestehungskosten** verwendet werden, werden in realen Werten mit dem Basisjahr 2022 angegeben. Für einen Referenzwindpark (500 bis 1.500 MW Parkgröße) wurden für die Inbetriebnahmejahre 2026, 2028 und 2030 die Stromgestehungskosten für einen Betriebszeitraum von 25 Jahren abgeschätzt. Zusätzlich wurden der angenommene Stromertrag sowie die Finanzierungskosten variiert. Dies trägt der Tatsache Rechnung, dass u.a. aufgrund von unterschiedlichen Standortbedingungen und unterschiedlichen Finanzierungsstrukturen weiterhin nicht von homogenen Stromgestehungskosten im Offshore-Bereich ausgegangen werden kann.

Im Vergleich zum Jahr 2026 ist in den Jahren 2028 und 2030 mit Kostensteigerungen bei den Stromgestehungskosten in der Größenordnung von fast 25% zu rechnen. Sie steigen zwischenzeitlich

in der Referenzentwicklung bei einer Lebensdauer der Windenergieanlagen von 25 Jahren von 6,3 Cent/kWh auf etwa 7,8 Cent/kWh im Jahr 2028 und 7,3 Cent/kWh im Jahr 2030. Werden sehr günstige Finanzierungs- und Windertragsbedingungen unterstellt, können auch Kosten von 5,3 Cent/kWh realisiert werden. Ungünstige Standort- und Finanzierungsbedingungen haben jedoch zur Folge, dass die Kosten auch deutlich über 8 Cent/kWh liegen können. Hauptgrund für die zu erwartende Kostensteigerung ist die starke Nachfragesteigerung in den Bereichen Transport- und Logistikdienstleistungen als auch im Bereich der Windturbinen und anderer Zulieferkomponenten, insbesondere der Monopile-Fundamente im gesamten europäischen Raum. Darüber hinaus wird mit einer weiteren Preissteigerung wichtiger Rohstoffe gerechnet.

Mit Hilfe einer umfassenden Expertenbefragung im Frühjahr 2022 wurde die **Attraktivität des deutschen Offshore-Marktes** im internationalen Vergleich erhoben. Die Befragung hat vor der Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) auf Basis des Referentenentwurfs stattgefunden. Im Ergebnis lässt sich feststellen, dass Deutschland einen grundsätzlich attraktiven Standort für den Ausbau von Offshore-Windparks darstellt, dass es zum Zeitpunkt der Befragung jedoch auch Nachteile insbesondere im regulatorischen Umfeld gab (lange Genehmigungsverfahren und Unsicherheiten bei Ausbaukorridoren), die jedoch mit den zahlreichen in Kraft getretenen Gesetzesnovellen bereits adressiert worden sind.

Für die **Netzanbindung** werden der Status quo der technischen Umsetzung in Nord- und Ostsee analysiert und mögliche mittelfristige Entwicklungsschritte hin zum durch den FEP 2023 vorgegebenen und durch die Übertragungsnetzbetreiber bereits vorgestellten 2GW-Standard aufgezeigt.

Einleitung

Zu Beginn des Jahres 2023 waren in der deutschen Nord- und Ostsee rund 8,1 GW Offshore-Windenergie installiert und an das Netz angeschlossen. Der Koalitionsvertrag der Ampel-Regierung vom Dezember 2021 sieht eine deutliche Erhöhung des Ausbaus der Technologie im Vergleich zu den vorherigen Zielen vor. Das am 1. Januar 2023 in Kraft getretene, novellierte Windenergie-auf-See-Gesetz 2023 (WindSeeG) enthält vor diesem Hintergrund drei konkrete Stichjahre mit definierten Ausbauzielen. So sollen bis zum Jahr 2030 mindestens 30 GW, bis zum Jahr 2035 mindestens 40 GW und bis zum Jahr 2045 mindestens 70 GW Leistung installiert sein.

In den Ausschreibungen der Übergangsphase wurden in den Jahren 2017 und 2018 insgesamt zehn Projekte mit einer Gesamtleistung von 3.100 MW bezuschlagt. Die Hälfte dieser Projekte mit einem Gesamtvolumen von 1.830 MW erhielt den Zuschlag mit einem Gebot von 0 Cent/kWh. Die Inbetriebnahme dieser Projekte ist für die Jahre 2022 bis 2025 vorgesehen. In den Jahren 2019 und 2020 haben keine Ausschreibungen stattgefunden. Erst mit in Kraft treten des zentralen Modells im Jahr 2021 wurden erneut Flächen auktioniert. Insgesamt vier Flächen mit einer Gesamtleistung von mehr als 1.900 MW wurden in den Jahren 2021 und 2022 mit jeweils 0 Cent/kWh bezuschlagt.

Das final verabschiedete Gesetz sieht einerseits die Fortführung des sogenannten zentralen Modells vor, welches eine zentrale Voruntersuchung der betreffenden Flächen durch das Bundesamt für

Seeschifffahrt und Hydrografie (BSH) beinhaltet. Diese voruntersuchten Flächen werden über qualitative Kriterien und einer Gebotskomponente ausgeschrieben. Um das Ausbauziel von mindestens 30 GW im Jahr 2030 erreichen zu können, werden neben bereits zentral voruntersuchten Flächen auch nicht zentral voruntersuchte Flächen ausgeschrieben. Für diese Flächen erfolgt keine Flächenvoruntersuchung durch das BSH. Die Bieter können auf eine gleitende Marktprämie bieten. Im Falle mehrerer Null-Cent-Gebote auf einer Fläche erfolgt das neu eingeführte dynamische Gebotsverfahren. Die nicht voruntersuchten Flächen müssen u.a. eine Mindestmenge an direkten Stromlieferverträgen (sogenannte Power Purchase Agreements kurz PPA) als Präqualifikationskriterium vorweisen. Das sind Verträge zwischen Erzeugern erneuerbarer Energien und Abnehmern, die den Strom zu einem vorab definierten Abnahmepreis beziehen. Insgesamt sollen im Jahr 2023 8.800 MW (davon 1.800 MW zentral voruntersuchte Flächen und 7.000 MW nicht zentral voruntersuchte Flächen), 2024 8.000 MW (5.500 MW zentral voruntersuchte Flächen und 2.500 MW nicht zentral voruntersuchte Flächen) und 2025 4.500 MW (2.500 MW zentral voruntersuchte Flächen und 2.000 MW nicht zentral voruntersuchte Flächen) ausgeschrieben werden. Insgesamt werden somit in den kommenden Jahren 19.300 MW ausgeschrieben.

Beim Ausbau der Windenergie auf See müssen die erforderlichen Netzkapazitäten ebenso berücksichtigt werden. Dafür müssen der Ausbau von Windenergieanlagen auf See und der Ausbau der Offshore-Anbindungsleitungen aufeinander abgestimmt werden. Um die stark steigenden jährlichen Ausbaumengen auch rechtzeitig an das Stromnetz anschließen zu können, haben der Bund, die betroffenen Bundesländer und die verantwortlichen Netzbetreiber Ende 2022 eine entsprechende „Offshore-Realisierungsvereinbarung" verabschiedet, die einen konkreten Fahrplan mit Meilensteinen für den stark gestiegenen synchronen Ausbau der Windparks und Anbindungsleitungen sicherstellen soll.

Für die Netzanbindung der Windparks wird ab dem Jahr 2029 die Gleichstromanbindung mit 2 GW Übertragungsleistung bei 525 kV Übertragungsspannung standardmäßig zum Einsatz kommen. Dadurch wird es möglich werden, deutlich mehr Strom über den vorhandenen Trassenraum in den Küstenmeeren an Land zu führen.

Durch die im gesamten europäischen Raum angehobenen Ausbauziele für die Technologie ist insbesondere mit Blick auf das Stichjahr 2030 mit großen Herausforderungen in den Bereichen Transport- und Logistikdienstleistungen als auch im Bereich der Windturbinen und anderer Zulieferkomponenten zu rechnen.

Der vorliegende Bericht sowie die weiteren Arbeiten im Rahmen des Auftrags dienen der Evaluierung des gegebenen regulatorischen Rahmens sowie der Unterstützung, diesen zielführend weiterzuentwickeln. Zudem dienen sie zur Vorbereitung des nächsten EEG-Erfahrungsbericht (gemäß § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 bzw. zuvor § 97 EEG 2017).

1 Marktentwicklung

Ziel des Kapitels ist die Darstellung des Ausbaustandes der Offshore-Windenergie in Deutschland und auf den internationalen Märkten. Zudem erfolgt eine aktuelle Projektion des zu erwartenden Ausbaus bis zum Jahr 2030.

1.1 Deutschland

In Deutschland waren zum Jahresende 2022 insgesamt 1.539 Offshore-Windenergieanlagen mit einer kumulierten Leistung von 8,1 GW in Betrieb. Ein Großteil der installierten Leistung entfiel mit rund 7,0 GW auf die Nordsee, in der Ostsee betrug die installierte Leistung rund 1,1 GW (Deutsche WindGuard, 2023).

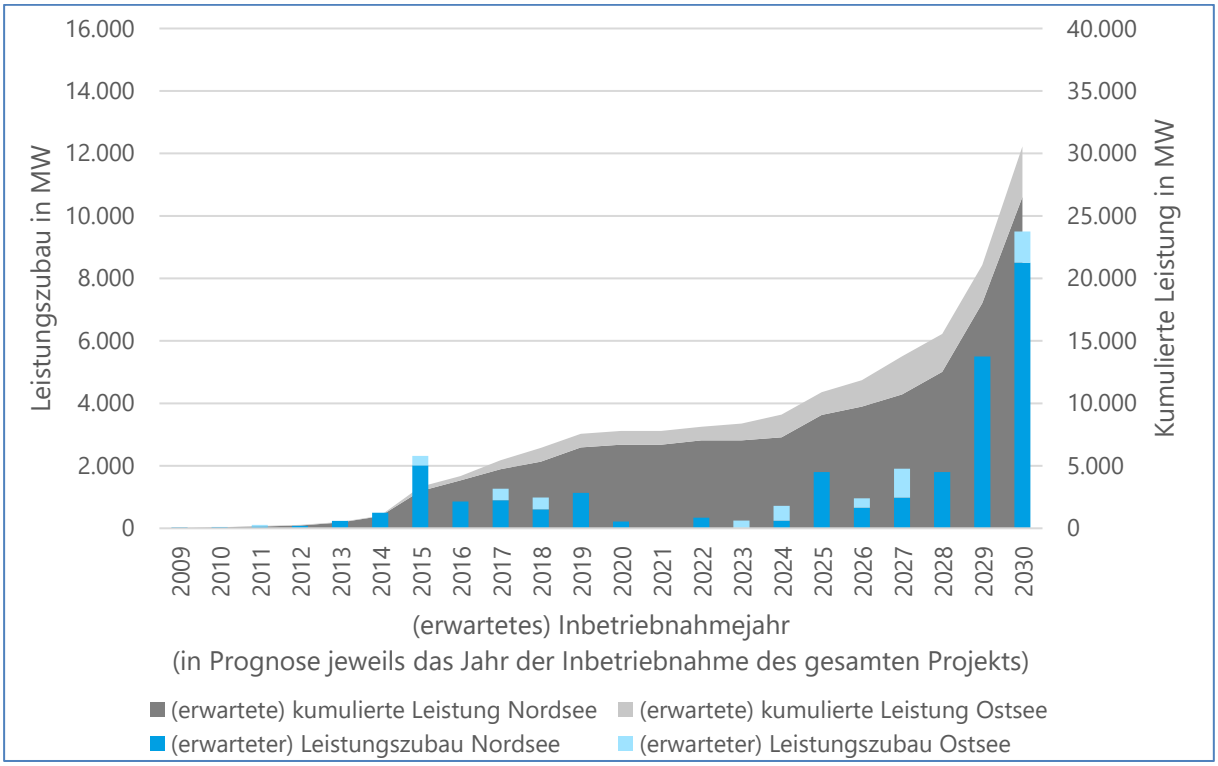
Nachdem im Jahr 2020 mit der vollständigen Inbetriebnahme der beiden Projekte EnBW Albatros und Trianel Windpark Borkum II die Ausbauphase der Projekte des alten Systems abgeschlossen wurde und im Jahr 2021 lediglich Leistungsupgrades in zwei Bestandsprojekten durchgeführt wurden, läutete die Inbetriebnahme des Projekts Kaskasi im Jahr 2022 die Ausbauphase der Projekte des Übergangssystems ein. Zum Jahresende 2022 erhöhte sich die Anzahl der in Betrieb befindlichen deutschen Offshore-Windenergieprojekten entsprechend von insgesamt 27 auf 28 Projekte.

Die Offshore-Windenergieprojekte, die derzeit in Deutschland umgesetzt werden, sind jene, die in den Übergangsausschreibungen in den Jahren 2017 und 2018 bezuschlagt wurden. Diese sechs Projekte mit einer Leistung von insgesamt rund 3,1 GW sollen bis 2025 in Betrieb genommen werden. Im Projekt Kaskasi wurden im Jahresverlauf 2022 sämtliche Fundamente und Anlagen installiert und zum Jahresende 2022 befand sich das Projekt vollständig in Betrieb. Auch im Projekt Arcadis Ost 1 haben die Fundament- und Anlageninstallationen im Jahr 2022 begonnen, die vollständige Inbetriebnahme ist im Jahr 2023 geplant. Für die Projekte Baltic Eagle, Gode Wind 3 und Borkum Riffgrund 3 wurden bereits in 2020/2021 finale Investitionsentscheidungen getroffen, der Baubeginn soll in diesen Projekten im Jahr 2023 erfolgen und die Fertigstellung folgt voraussichtlich in den Jahren 2024 (Baltic Eagle, Gode Wind 3) und 2025 (Borkum Riffgrund 3). Im Projekt EnBW He Dreiht ist der Baubeginn im Jahr 2024 und die Fertigstellung im Jahr 2025 geplant. Insgesamt wird erwartet, dass mit den in Betrieb befindlichen Projekten des alten Systems sowie den Projekten, die im Übergangssystem einen Zuschlag erhalten haben und deren Realisierung im Jahr 2022 begonnen hat, bis 2025 eine in Betrieb befindliche Offshore-Kapazität von ca. 10,9 GW erreicht wird.

Im Zeitraum ab 2026 werden Offshore-Projekte umgesetzt, die im zentralen Modell bezuschlagt wurden. Im Jahr 2021 fand für die Flächen N-3.7, N-3.8 und O-1.3 mit einer Leistung von insgesamt knapp 1 GW bereits die erste Ausschreibung im zentralen Modell statt. Die Inbetriebnahme der drei bezuschlagten Projekte ist für das Jahr 2026 vorgesehen. Im Jahr 2022 erfolgte die Ausschreibung der Fläche N-7.2 mit 980 MW. Die Inbetriebnahme des auf dieser Fläche bezuschlagten Projekts ist für das Jahr 2027 geplant. Zusätzlich zu den bezuschlagten Projekten wird im Jahr 2027 die Inbetriebnahme des Projekts Gennaker erwartet. Das Projekt soll im Küstenmeer der Ostsee realisiert werden und hat Anspruch auf eine Netzanbindung unter den Voraussetzungen der „Küstenmeer-regelung" nach § 17d Abs. 6 ff. EnWG.

Zusammenfassend sind in Abbildung 1 die Ausbauentwicklung bis zum Jahresende 2022 sowie die erwartete Ausbauentwicklung bis 2030 als jährlicher Leistungszubau und als kumulierte Leistung in Deutschland dargestellt.

Abbildung 1: (Erwartete) Ausbauentwicklung 2009-2030 in Deutschland – Stand 31.12.2022



Quelle: (Deutsche WindGuard, 2023)

Um die Erreichung des erhöhten Ausbauziels von mindestens 30 GW bis 2030 gemäß WindSeeG 2023, das am 1. Januar 2023 in Kraft getreten ist, zu gewährleisten, hat das BSH im Flächenentwicklungsplan (FEP) 2023 weitere Ausschreibungen für Flächen, die bis 2030 in Betrieb genommen werden sollen, vorgesehen. Der FEP 2023 enthält Festlegungen für Flächen mit geplanten Inbetriebnahmen bis ins Jahr 2032. Neben den zentral voruntersuchten Flächen sollen ab dem Jahr 2023 ebenfalls Flächen, die nicht zentral voruntersucht wurden, ausgeschrieben werden. Aus den Festlegungen des FEP ergibt sich, dass im Jahr 2028 voraussichtlich Projekte mit einer Leistung von insgesamt 1,8 GW in Betrieb gehen werden. Im Jahr 2029 sind 5,5 GW und im Jahr 2030 9,5 GW zu erwarten. Der vorgeschlagene Ausbaupfad sieht in den Jahren 2029/2030 einen außerordentlich hohen Zubau vor. Danach ist für die 2030-er Jahre ein Zubauniveau von ca. 4 GW pro Jahr vorgesehen.

Tabelle 1 zeigt die beabsichtigten Festlegungen aus dem FEP 2023.

Tabelle 1: Beabsichtigte Festlegungen zu Ausschreibung und Inbetriebnahme von Offshore-Flächen aus dem FEP 2023

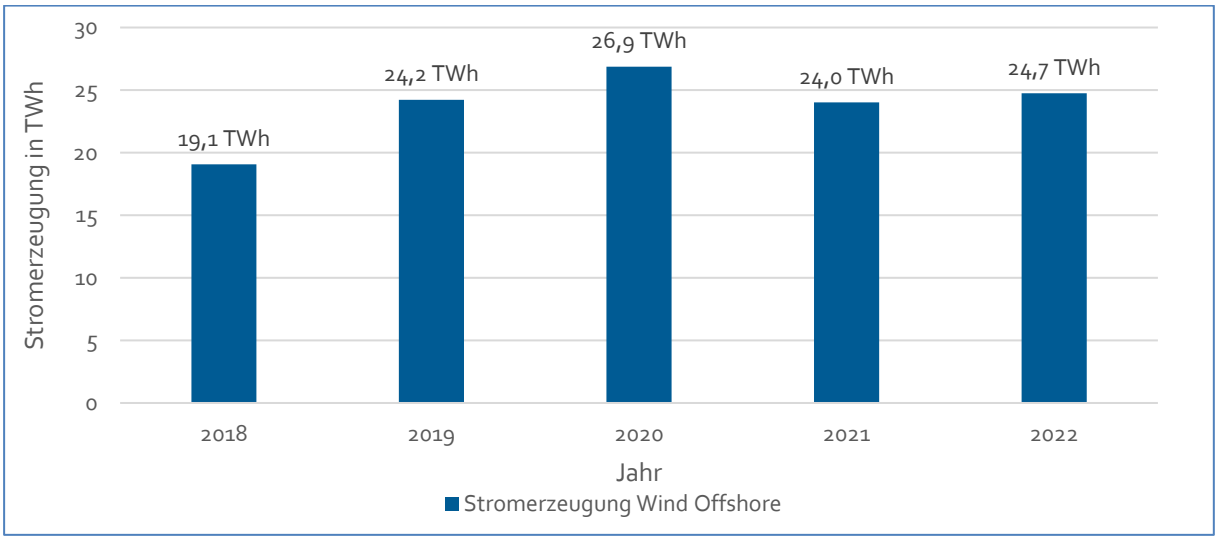
Ausschreibungsjahr	Fläche	Inbetriebnahmejahr	vrsl. installierbare Leistung
2021	N-3.7	2026	225 MW
2021	N-3.8	2026	433 MW
2021	O-1.3	2026	300 MW
2022	N-7.2	2027	980 MW
2023	N-3.5	2028	420 MW
2023	N-3.6	2028	480 MW
2023	N-6.6	2028	630 MW
2023	N-6.7	2028	270 MW
2023[1]	N-11.1	2030	2.000 MW
2023[1]	N-12.1	2030	2.000 MW
2023[1]	N-12.2	2030	2.000 MW
2023[1]	O-2.2	2030	1.000 MW
2024	N-9.1	2029	2.000 MW
2024	N-9.2	2029	2.000 MW
2024	N-9.3	2029	1.500 MW
2024[1]	N-11.2	2031	1.500 MW
2024[1]	N-12.3	2031	1.000 MW
2025	N-10.1	2030	2.000 MW
2025	N-10.2	2030	500 MW
2026	N-13.1	2031	500 MW
2026	N-13.2	2031	1.000 MW
2027	N-21.1	2032	2.000 MW

Quelle: (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, 2023)

Die Stromerzeugung durch Offshore-Windenergieanlagen lag im Jahr 2022 bei 24,7 TWh und übertraf das Niveau der Erzeugung des Vorjahres leicht. Der Anteil der Offshore-Windenergie an der Gesamterzeugung in Deutschland betrug im Jahr 2022 knapp 5%. In Abbildung 2 ist die Stromerzeugung durch Offshore-Windenergieanlagen in den Jahren 2018 bis 2022 dargestellt (Bundesnetzagentur | SMARD.de, 2023).

[1] Die Fläche wird nicht zentral voruntersucht, entsprechend ist der Zeitraum zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme verlängert.

Abbildung 2: Stromerzeugung durch Offshore-Windenergie 2018-2022 in Deutschland



Quelle: (Bundesnetzagentur | SMARD.de, 2023)

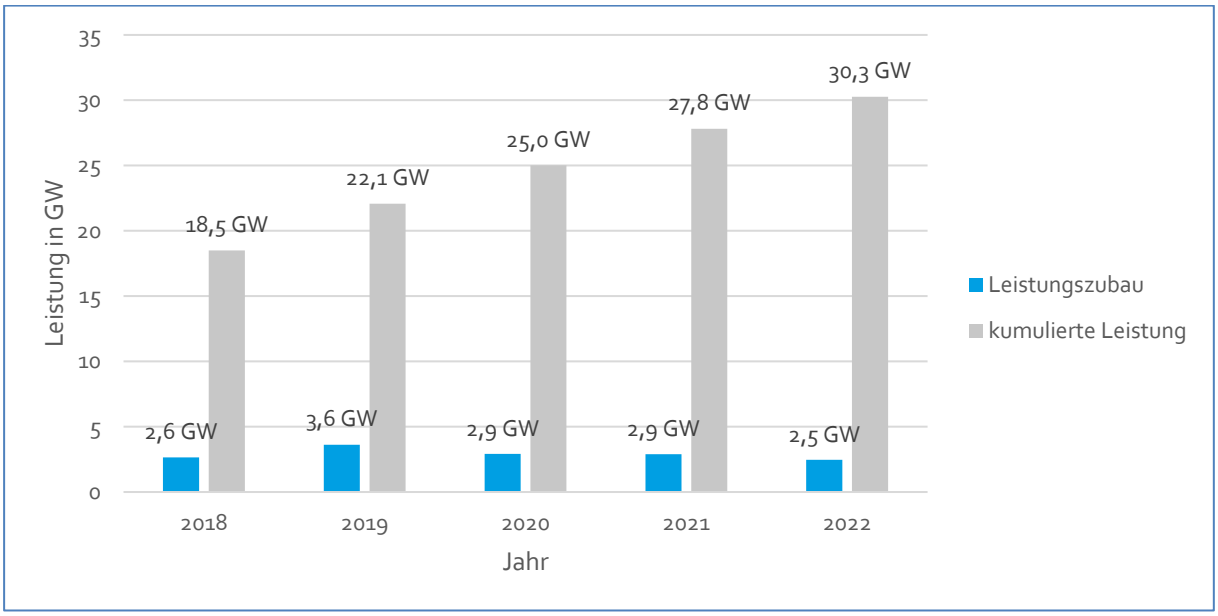
1.2 International

1.2.1 Europa

In Europa sind zum Ende des Jahres 2022 gemäß den Erhebungen von WindEurope insgesamt 5.954 Offshore-Windenergieanlagen mit einer kumulierten Leistung in Höhe von etwa 30,3 GW in Betrieb. Diese befinden sich in 126 Projekten (inklusive Pilotprojekten) in den Gewässern 13 europäischer Staaten (WindEurope, 2023).

In Abbildung 3 ist das jeweilige Volumen des Leistungszubaus der letzten fünf Jahre sowie die Entwicklung der kumulierten Leistung in Europa aufgeführt. Im Jahr 2022 wurde ein Zubau in Höhe von insgesamt 2,5 GW in sieben europäischen Offshore-Projekten realisiert.

Abbildung 3: Ausbauentwicklung 2018-2022 in Europa

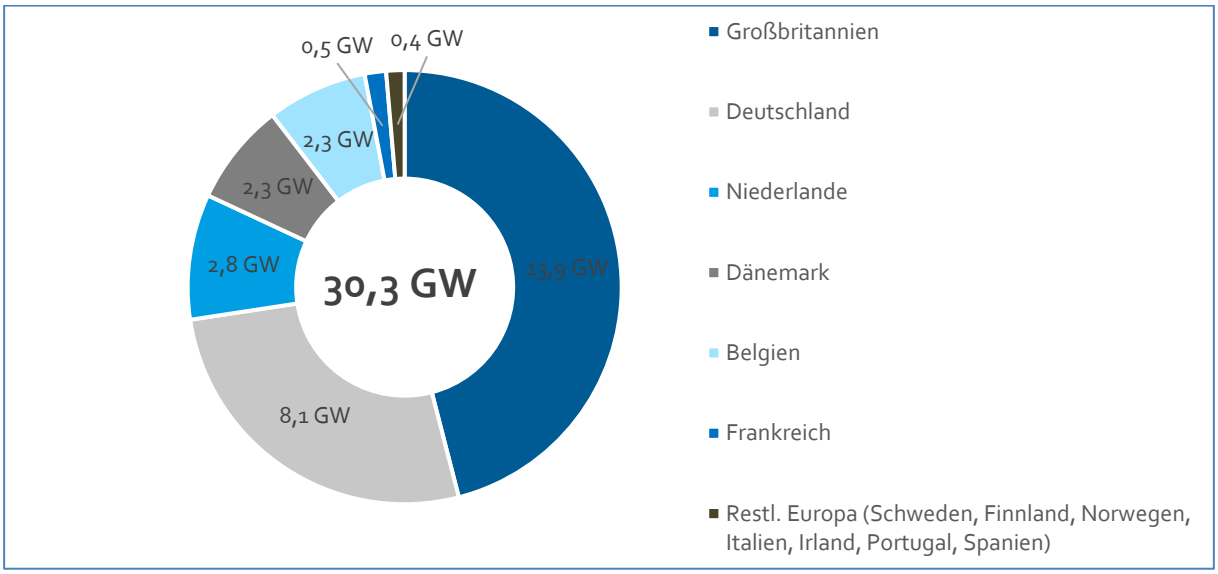


Quelle: (WindEurope, 2019), (WindEurope, 2020), (WindEurope, 2021), (WindEurope, 2022), (WindEurope, 2023)

Insbesondere Großbritannien trug, wie bereits im Vorjahr, in hohem Maße zu dem gesamten europäischen Offshore-Zubau im Jahr 2022 bei, mit einem Zubau von 1,2 GW wurde fast die Hälfte des Zubaus durch den Inselstaat realisiert. Frankreich weist durch die Inbetriebnahme des ersten kommerziellen Offshore-Windprojekts mit 0,5 GW den zweithöchsten Anteil (20%) am gesamten europäischen Leistungszubau im Jahr 2022 auf. In den Niederlanden wurden Anlagen mit einer kumulierten Leistung von insgesamt 0,4 GW in Betrieb genommen, sodass die Niederlande mit 15% zum Offshore-Ausbau im Jahr 2022 beitrugen. Deutschland weist einen Anteil in ähnlicher Höhe auf (14%), Norwegen und Italien trugen jeweils noch mit geringen Anteilen (2% und 1%) zum gesamten europäischen Offshore-Zubau im Jahr 2022 bei.

Die geografische Verteilung des Leistungszubaus im Jahr 2022 mit Großbritannien an der Spitze spiegelt sich auch in der geografischen Verteilung des kumulierten Leistungsbestands merklich wider. Zum Jahresende 2022 waren in Europa Offshore-Windenergieanlagen mit einer kumulierten Leistung von 30,3 GW in Betrieb. Davon sind 46% Großbritannien zuzuordnen. Auf Deutschland entfällt ein Anteil von 27%. Weitere 9% werden den Niederlanden zugeordnet. Dänemark und Belgien folgen mit einem Anteil von jeweils 8% und 7%. Damit vereinen diese fünf Staaten bereits 97% des gesamten europäischen Leistungsbestands und nur 3% werden gemeinsam durch acht weitere europäische Staaten gestellt (Frankreich, Schweden, Finnland, Norwegen, Italien, Irland, Portugal und Spanien). Die Anteile der einzelnen Staaten am Ausbaustand 2022 sind in Abbildung 4 aufgeführt.

Abbildung 4: Ausbaustand 2022 in Europa

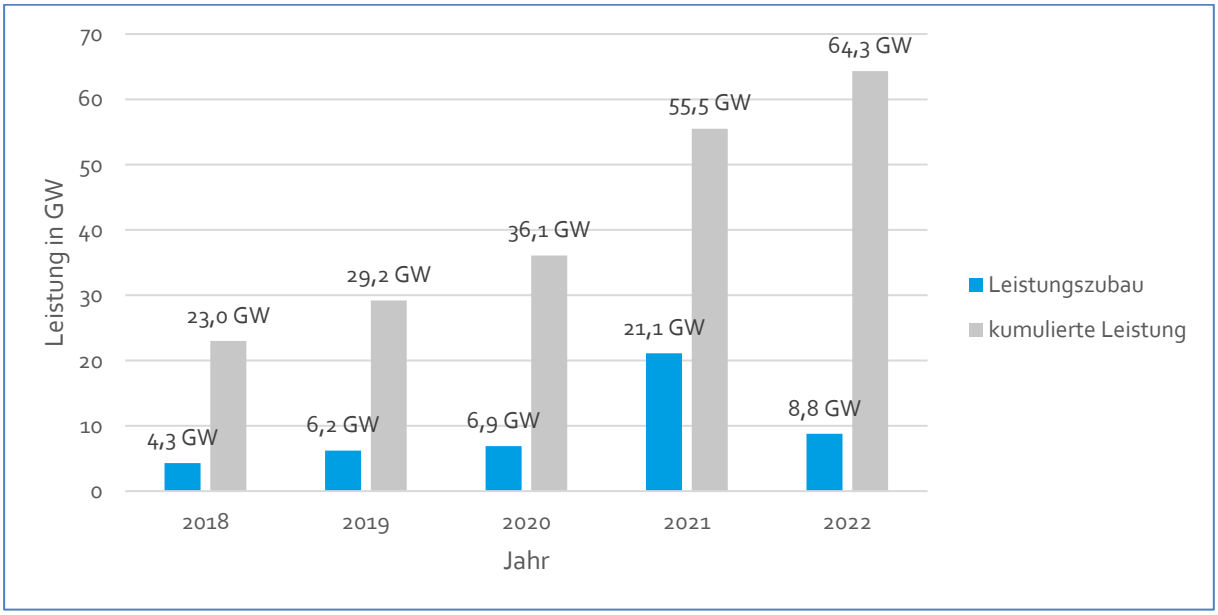


Quelle: (WindEurope, 2023)

1.2.2 Weltweit

Weltweit sind zum Ende des Jahres 2022 gemäß den Auswertungen des Global Wind Energy Council (GWEC) auf dem europäischen, dem asiatischen und dem nordamerikanischen Kontinent Offshore-Windenergieanlagen mit einer kumulierten Leistung in Höhe von etwa 64,3 GW in Betrieb (GWEC, 2023). Das jeweilige Volumen des weltweiten Leistungszubaus der letzten fünf Jahre sowie die Entwicklung der kumulierten Leistung weltweit ist in Abbildung 5 dargestellt.

Abbildung 5: Ausbauentwicklung 2018-2022 weltweit

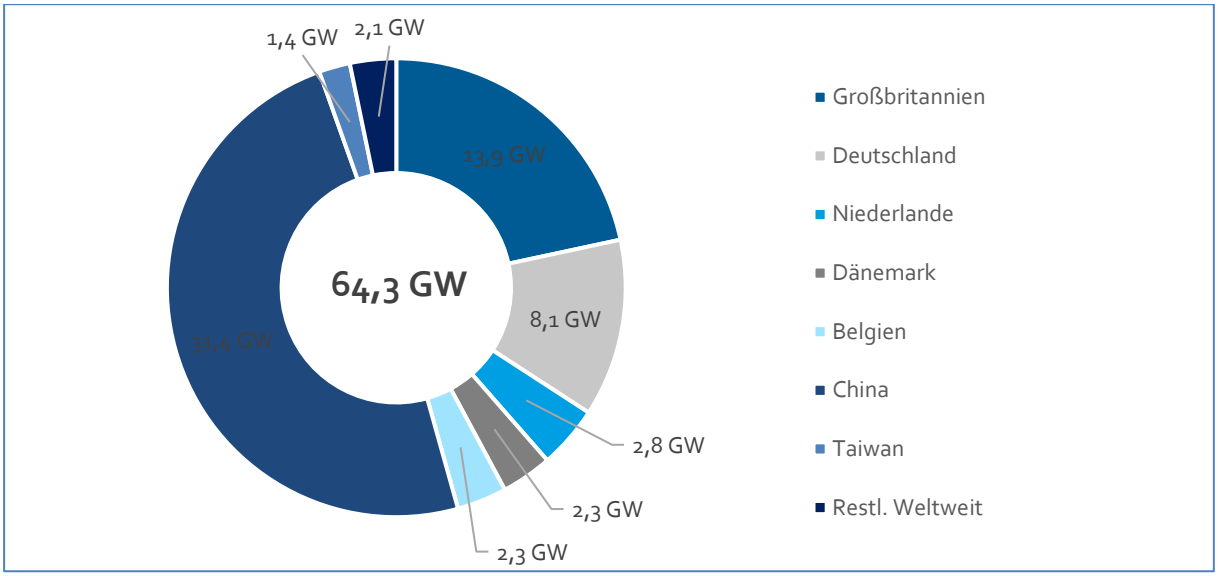


Quelle: (GWEC, 2022) (GWEC, 2023)

Im Jahr 2022 wurden Offshore-Windenergieanlagen mit einer Leistung von insgesamt 8,8 GW in Betrieb genommen. Damit wurde nach dem Rekordzubau im Jahr 2021 der zweithöchste jährliche Zubau in der bisherigen Entwicklung der Offshore-Windenergie weltweit erzielt. Der Großteil der Inbetriebnahmen von Offshore-Windenergieanlagen im Jahr 2022 fand mit einem Anteil von ca. 72% auf dem asiatischen Kontinent (6,3 GW) und mit einem Anteil von 28% auf dem europäischen Kontinent (2,5 GW) statt, auf weiteren Kontinenten wurde kein Zubau verzeichnet. Die geografische Verteilung des europäischen Zubaus wurde in Abschnitt 1.2.1 erläutert. Der Ausbau auf dem asiatischen Kontinent entfällt größtenteils auf China mit einem Zubau von knapp 5,1 GW. Gleichzeitig hat China damit auch den höchsten Zubau im weltweiten Länder-Ranking realisiert. Darüber hinaus wurden in Taiwan Anlagen mit einer Leistung von insgesamt ca. 1,2 GW und in Japan mit einer Leistung von insgesamt knapp 0,1 GW in Betrieb genommen.

Hinsichtlich der geografischen Verteilung des Abbildung 6 kumulierten Leistungsbestands gibt einen Überblick. Die weltweit installierte Leistung in Höhe von 64,3 GW konzentriert sich nach dem sehr starken Ausbau in 2021/2022 in China zu etwa gleichen Teilen auf den asiatischen Raum mit knapp 53% und auf den europäischen Raum mit rund 47%. Der nordamerikanische Kontinent stellt einen Anteil von unter 1%. Damit belegt Deutschland im weltweiten Ranking Platz 3 hinter China und Großbritannien.

Abbildung 6: Ausbaustand 2022 weltweit

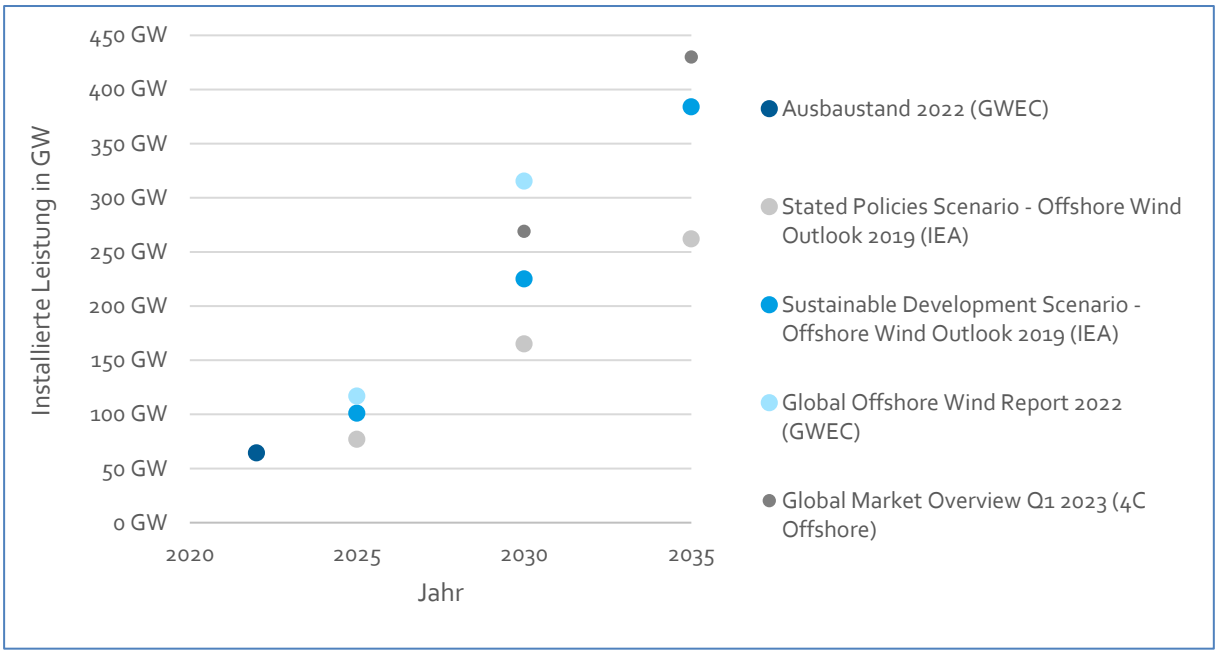


Quelle: (GWEC, 2023)

Die zukünftige Entwicklung der Offshore-Windenergie in den kommenden Jahren wurde in verschiedenen Studien prognostiziert. Dazu gibt Abbildung 7 einen Überblick – hierbei werden drei verschiedene Studien mit insgesamt vier unterschiedlichen Prognosen dargestellt. Als erstes wird der „Offshore Wind Outlook 2019" der internationalen Energieagentur (IEA) aus November 2019 berücksichtigt. Die Studie beinhaltet zwei unterschiedliche Szenarien, zum einen das „Stated Policies Scenario", das auf den politischen Ausbauzielen der Staaten weltweit basiert, und zum anderen das „Sustainable Development Scenario", das einen ambitionierteren Ausbau vorsieht, um mehr

Treibhausgas-Emissionen einzusparen. Weiterhin wurde der „Global Offshore Wind Report 2022" aus September 2022 von GWEC aufgeführt sowie der „Global Market Overview – Q1 2023" der 4C Offshore Marktanalysten, basierend auf der aktuellen Projekt-Pipeline und den politischen Entwicklungen aus dem März 2023

Abbildung 7: Ausbauprognosen bis 2030



Quelle: (IEA, 2019), (GWEC, 2022), (4C Offshore, 2023)

Die Prognosen bis 2030/2035 zeigen, dass ausgehend von dem Ausbaustand Ende 2022 mit ca. 64 GW ein starker weiterer Ausbau der Offshore-Windenergie weltweit erwartet wird. Für das Jahr 2030 gehen drei von vier Prognosen von einer weltweit installierten Leistung in Höhe von deutlich über 200 GW im Jahr 2030 aus, denn weltweit interessieren sich immer mehr Regierungen für die Offshore-Windenergie und setzen sich ambitionierte Ausbauziele. Beispielsweise haben die USA im Jahr 2021 ein nationales Ausbauziel von 30 GW bis 2030 beschlossen und in den Niederlanden ist das Ausbauziel bis 2030 um knapp 11 GW auf 21 GW erhöht worden (4C Offshore, 2022). Für die nächsten Jahre, insbesondere zum Ende des Jahrzehnts, sind entsprechend hohe Ausbauaktivitäten weltweit zu erwarten. Auch für Deutschland wird zum Ende der 2020er-Jahre ein sehr hoher Zubau erwartet, um das Ziel von 30 GW bis 2030 zu erreichen.

2 Instrumente zur Marktsteuerung

Ziel des Kapitels ist einerseits die Darstellung der Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungsrunden sowohl im zentralen Modell als auch im Übergangsmodell. Andererseits liegt der Fokus des Kapitels auf dem Ausblick auf die aktuellen Ausschreibungen – insbesondre im Hinblick auf die im Juli 2022 stattgefundene Novellierung des WindSeeG.

2.1 Ausschreibungen

Nachdem in den Jahren 2018 und 2019 zwei Ausschreibungsrunden im sogenannten Übergangsmodell durchgeführt wurden (siehe Exkurs Kapitel 2.2), fand die erste reguläre Ausschreibung im zentralen Modell nach zwei Jahren Pause am 1. September 2021 statt. Dabei wurden folgende voruntersuchte Flächen, die ab dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen werden, ausgeschrieben:

- N-3.7 – 225 MW in der Nordsee
- N-3.8 – 433 MW in der Nordsee
- O-1.3 – 300 MW in der Ostsee

Alle drei Flächen sind mit 0 Cent/kWh bezuschlagt worden, wobei für die Flächen N-3.8 und O-1.3 mehrere 0-Cent-Gebote abgegeben wurden und somit der Zuschlag per Losverfahren erteilt wurde. Gleichzeitig existierte für diese beiden Flächen (N-3.8 und O-1.3) jeweils ein Eintrittsrecht.

Folgende Unternehmen haben zunächst den Zuschlag für die Flächen erhalten:

- N-3.7 – RWE Renewables Offshore Development Two GmbH
- N-3.8 – EDF Offshore Nordsee 3.8 GmbH
- O-1.3 – RWE Renewables Offshore Development One GmbH

Bis zum 2. November 2021 haben die ursprünglichen Inhaber der Eintrittsrechte ihr Gebrauch vom Eintrittsrecht gemacht, womit für die Flächen N-3.8 und O-1.3 die Zuschläge mit 0 Cent/kWh an die Rechteinhaber übergingen.

Folgende Übersicht zeigt die Unternehmen, die nach heutigem Stand die Flächen ab dem Jahr 2026 in Betrieb nehmen werden:

- N-3.7 – RWE Renewables Offshore Development Two GmbH
- N-3.8 – Nordsee Two GmbH (85% Northland Power Inc. und 15% RWE Renewables)
- O-1.3 – Windanker GmbH (100% Iberdrola)

Diese Unternehmen haben nun einen Anspruch auf einen Netzanschluss und die Möglichkeit, den Offshore-Windpark über 25 Jahre zu betreiben. Zusätzlich erhalten die Unternehmen das Recht, beim zuständigen BSH die Planfeststellung für die Bebauung der Flächen mit einem Offshore-Windpark zu beantragen.

Zum Gebotstermin 01.09.2022 wurde die Fläche N-7.2 in der Nordsee ausgeschrieben. Den Zuschlag für die Fläche hat zunächst RWE erhalten. Jedoch hat im Nachgang Vattenfall vom Eintrittsrecht Gebrauch gemacht, weshalb der Zuschlag für die Fläche N-7.2 per Gesetz (vgl. § 43 WindSeeG) auf die Vattenfall Atlantis 1 und Global Tech 2 Offshore Wind GmbH übergeht.

Im Jahr 2023 gibt es zwei Ausschreibungsrunden, die bereits die Novelle des WindSeeG 2023 umsetzen. Die Ausschreibung für nicht zentral voruntersuchte Flächen umfasst insgesamt 7.000 MW und beinhaltet die Flächen N-11.1, N-12.1, N-12.2 und O-2.2. Gebotstermin war am 1. Juni 2023. Zum Zeitpunkt der Erstellung des Berichtes lagen noch keine Ergebnisse dieser Ausschreibungsrunde vor. Mit Gebotstermin am 1. August 2023 werden in einer zweiten Runde insgesamt 1.800 MW zentral voruntersuchte Flächen ausgeschrieben. Diese Ausschreibung umfasst die Flächen N-3.5, N-3.6, N-6.6 und N-6.7.

2.2 Exkurs: Im Übergangsmodell 2017 und 2018 bezuschlagte Projekte

Im sogenannten Übergangssystem wurden in Deutschland erstmals Marktprämien für Windenergieprojekte auf See wettbewerblich ermittelt. In zwei Ausschreibungsrunden im April 2017 und April 2018 wurden zehn Projekte mit einer Gesamtkapazität von 3,1 GW bezuschlagt. Teilnahmeberechtigt waren ausschließlich Projekte, die im Küstenmeer oder innerhalb eines im Bundesfachplan Offshore (BFO) festgelegten Clusters innerhalb der Zonen 1 und 2 des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) liegen, und die vor dem 1. August 2016 genehmigt oder erörtert worden waren. Zuschläge wurden auf der Basis der eingereichten Gebote (in ct/kWh) erteilt. Unabhängig von der Gebotshöhe konnte die zur Verfügung stehende Netzanschlusskapazität für ein Cluster nicht überschritten werden.

2.2.1 Relevante Projekte

Aus den zehn Ursprungsprojekten wurden im weiteren Planungsverfahren verschiedene Projekte zusammengelegt. Im September 2019 gab Ørsted bekannt, dass die drei Projekte Borkum Riffgrund West 1 (420 MW), Borkum Riffgrund West 2 (240 MW) und Northern Energy OWP West (240 MW), welche sich in unmittelbarer räumlicher Nähe zueinander befinden, zukünftig als ein Projekt mit dem Namen Borkum Riffgrund 3 mit einer Gesamtkapazität von 900 MW weiterentwickelt und realisiert werden sollen (Ørsted, 2019a). Gleichzeitig gab Ørsted bekannt, dass die Projekte Gode Wind 3 (110 MW) und Gode Wind 4 (132 MW) zukünftig als ein Projekt mit dem Namen Gode Wind 3 (242 MW) weiterentwickelt werden sollen.

Tabelle 2 zeigt alle Projekte, für welche die Zuschläge im Übergangssystem erteilt wurden. Da die Höhen konkreter Einzelgebote durch die Bundesnetzagentur nicht veröffentlicht werden, können nur für die Projekte anzulegende Werte angegeben werden, für welche die Bieter selbst ihre Gebotshöhe offengelegt haben.

Tabelle 2: Im Übergangsmodell bezuschlagte Projekte

	Kaskasi	**Baltic Eagle**	**Wikinger Süd**	**Arcadis Ost 1**	**Gode Wind 3 (Gode Wind 3, Gode Wind 4)**	**Borkum Riffgrund 3 (Bo. Ri. West 1, Bo. Ri. West 2, OWP West)**	**EnBW He Dreiht**
Runde	2018	2018	2018	2018	2017/2018	2017/2018	2017
Anzul. Wert	unbekannt	64,6 €/MWh	0 €/MWh	unbekannt	80,9 €/MWh[1)]	0 €/MWh	0 €/MWh
Eigentümer	RWE	Iberdrola	Iberdrola	Parkwind	Ørsted	Ørsted	EnBW
Kapazität bezuschlagt (geplant)	342 MW[2)] (38 * 9 MW= 342 MW)	476,25 MW (50 * 9,525 MW = 476,25 MW)	10 MW (1 * 9,5 MW = 9,5 MW)	247 MW (27 * 9,525 MW = 257,175 MW)	241,75 MW (23 * 11 MW = 253 MW)	900 MW (83 * 11 MW = 913 MW)	900 MW (64 * 15 MW = 960 MW)
FID erwartet	04/2020 (bestätigt)	11/2020 (bestätigt)	2020 (nicht bestätigt)	06/2021 (bestätigt)	12/2021 (bestätigt)	12/2021 (bestätigt)	03/2023 (bestätigt)
IBN (geplant)	2022	2024	2023	2023	2024	2025	2025
Anlage	SG 8.0-167 DD	V174-9.5 MW	V174-9.5 MW	V174-9.5 MW	SG 11.0-200 DD	SG 11.0-200 DD	V236-15.0 MW
Bekannte Stromliefer-verträge	Lidl und Kaufland (250 GWh/a, 10a)	Salzgitter AG (114 MW, 15a)				Covestro (100 MW, 10a), Amazon (150 MW, 10a) BASF (186 MW, 25a), REWE (110 MW, 10a), Google (50 MW, 12a)	Fraport (85 MW, 15a), Salzgitter AG (50 MW, 15a), Evonik (150 MW, 15a), Robert Bosch (50 MW, 15a)

[1)] kapazitätsgewichteter Mittelwert: 110 MW mit 60,0 €/MWh (Gode Wind 3) und 132 MW mit 98,3 €/MWh (Gode Wind 4)
[2)] davon 17 MW als Pilotanlagen

2.2.2 Begründung und Bewertung der Null-Cent-Gebote zum Zeitpunkt der Zuschlagserteilung

Im Vorfeld der Ausschreibungen im Übergangssystem waren von unterschiedlicher Seite Gebote in der Höhe von 60 €/MWh bis 90 €/MWh erwartet worden (Dr. Höfling, 2017). Die abgegebenen Gebote in Höhe von 0 €/MWh (Null-Cent-Gebote) kamen daher für viele Beobachter überraschend, da ein solches Gebot mit dem gänzlichen Verzicht auf eine Marktprämie einhergeht. Eine Absicherung gegen fallende Börsenpreise durch staatliche Förderung ist damit nicht mehr gegeben.

Während ein Null-Cent-Gebot für die Einzelanlage des Windparks Wikinger Süd noch durch Synergieeffekte mit dem bereits bestehenden Windpark Wikinger erklärbar ist, haben insbesondere die Gebote für die Projekte Borkum Riffgrund 3 und EnBW He Dreiht mit jeweils 900 MW großes Interesse erregt.

In Pressemitteilungen haben die Bieter Ørsted und EnBW die mögliche Finanzierung ohne Marktprämie weitestgehend übereinstimmend mit vier Argumenten begründet (EnBW, 2017a), (Ørsted, 2017), (Ørsted, 2018):

Späte Inbetriebnahme: Die vollständige Inbetriebnahme der beiden Projekte ist erst für das Jahr 2025 vorgesehen. Sowohl EnBW als auch Ørsted haben nach Bekanntwerden der Zuschläge angegeben, dass sie Kostenersparnisse durch die Entwicklung von größeren und leistungsstärkeren Windenergieanlagen erwarten. So gab Ørsted bereits 2017 an, dass sie für das Jahr 2024 von Anlagenleistungen zwischen 13 MW und 15 MW ausgingen. Viele Analysten rechnen für die nächsten Jahre mit steigenden Börsenstrompreisen. Daher besteht ein weiterer Vorteil der späten Inbetriebnahme in der Verschiebung des Betriebszeitraums in Jahre mit potenziell höherer Vergütung.

Windparkgröße: Das Projekt EnBW He Dreiht war mit 900 MW das mit Abstand größte unter den zur Ausschreibung im Übergangssystem zugelassenen Projekten. Auch das Projekt Borkum Riffgrund 3, das aus drei Einzelprojekten hervorging, verfügt über eine Gesamtkapazität von 900 MW. Schon im Anschluss an die erste Gebotsrunde gab Ørsted an, die Projekte OWP West und Borkum Riffgrund West zusammenlegen zu wollen, mit der Option, ein zusätzliches Projekt in der zweiten Ausschreibungsrunde zu gewinnen. Beide Bieter gaben an, dass sich aus der Größe der Windparks Senkungen der spezifischen Kosten durch Skaleneffekte ergäben.

Lage: Die Bieter Ørsted und EnBW gaben an, an ihren Windparkstandorten hohe mittlere Windgeschwindigkeiten von über 10 m/s zu erwarten. Kostenersparnisse, insbesondere in der Betriebsphase, ergäben sich durch Synergieeffekte aus der Nähe zu weiteren Windparks der Eigentümer. Der Windpark He Dreiht liegt in unmittelbarer Nähe zu den EnBW-Windparks Hohe See und Albatros. Auch Ørsteds Windparks Borkum Riffgrund 1&2 sowie Borkum Riffgrund 3 liegen nah beieinander.

Laufzeit: Für die im Übergangssystem genehmigten Projekte besteht die Möglichkeit einer Laufzeitverlängerung von 25 Jahren auf 30 Jahre.

2.2.3 Schriftliche Umfrage 2021

Um ein besseres Verständnis für die wesentlichen Faktoren zur Bestimmung der Gebotshöhe im Übergangssystem zu erreichen, wurde im Zeitraum März bis April 2021 eine schriftliche Umfrage unter allen fünf Betreibern, die eines oder mehrere erfolgreiche Gebote in den beiden Ausschreibungsrunden des Übergangssystems für Windparks auf See abgegeben haben, durchgeführt. Es wurden im Wesentlichen geschlossene Fragen mit der Möglichkeit zur Mehrfachauswahl von Antworten (Multiple-Choice-Fragen) gestellt. Ergänzend bestand die Möglichkeit zur Begründung der Auswahl. Der vollständige Fragebogen ist im Anhang (Abschnitt 7.1) zu finden.

Es sind Rückmeldungen von vier der fünf kontaktierten Betreiber eingegangen. Die Antworten werden in Tabelle 3 als Übersicht dargestellt.

Tabelle 3: Ergebnis der schriftlichen Umfrage zu Projekten im Übergangssystem. Es sind jeweils die Anzahlen der Nennungen angegeben.

1. Welche dieser Aspekte haben Ihre Gebotshöhe beeinflusst?			
	Kein Einfluss	Geringer Einfluss	Starker Einfluss
Lange Zeitspanne zwischen Gebotsabgabe und geplanter Inbetriebnahme			4
Skaleneffekte: Kosteneinsparungen durch große Kapazität des Windparks		1	3
Lage: Nähe zu weiteren Windparks in Ihrem Besitz			4
Laufzeit: Möglichkeit der Laufzeitverlängerung von 25 auf 30 Jahre		2	2
Standortbedingungen: Windgeschwindigkeit, Wassertiefe etc.			4
Erwartung steigender Strompreise	2		2
Sonstige: Weiterentwicklung der Technologie			1

2. Wie hat sich die Anlagentechnologie (Nennleistung, Rotordurchmesser, spezifische Kosten, Innovationen, etc.) seit dem Zeitpunkt Ihrer Gebotslegung entwickelt?	
Anlagenentwicklung entspricht unseren Erwartungen.	3
Anlagenentwicklung verlief schneller als erwartet.	1
Anlagenentwicklung verlief langsamer als erwartet.	

3. Hat es in dem Zeitraum seit der Gebotslegung Entwicklungen bei der Netzanschlusskonfiguration (Spannungsebene, Anschlussleistung je Plattform etc.) gegeben, die sich auf Ihre Windparkkosten auswirken?	
Nein, Netzanschlussplanung unverändert.	2
Ja, Änderungen am Netzanschluss wirken sich kostensenkend aus.	2
Ja, Änderungen am Netzanschluss wirken sich kostenhebend aus.	

4. Hat es in dem Zeitraum seit der Gebotslegung Entwicklungen gegeben, die Ihre Strompreiserwartungen für den Betriebszeitraum des Windparks beeinflussen?	
Strompreiserwartung hat sich nicht maßgeblich geändert.	
Strompreiserwartung wurde nach unten korrigiert.	2
Strompreiserwartung wurde nach oben korrigiert.	
Keine Antwort.	2

5. Haben Sie für Ihren Windpark bzw. für Ihre Windparks bereits einen Stromliefervertrag (Power Purchase Agreement) abgeschlossen oder erwarten Sie einen solchen Abschluss?	
Nein.	3
Ja, bis zu einem Drittel der Nennleistung.	
Ja, zwischen einem und zwei Dritteln der Nennleistung.	
Ja, für mehr als zwei Drittel der Nennleistung.	
Keine Antwort.	1

6. Falls Sie einen Stromliefervertrag abgeschlossen haben: wie lang ist die vereinbarte Laufzeit?	
Antwort 1	10 Jahre

7. Sehen Sie im Moment Hindernisse für die erfolgreiche Realisierung Ihres Projekts / Ihrer Projekte?

Ja.	1
Nein.	3
8. Wie schätzen Sie die Realisierungswahrscheinlichkeit Ihres Projektes / Ihrer Projekte aktuell ein?	
Sicher.	2
Sehr wahrscheinlich.	2
Weniger wahrscheinlich.	

Im Folgenden werden die zentralen Ergebnisse der Umfrage zusammenfassend dargestellt. Im direkten Nachgang zur Umfrage wurden dazu ergänzend folgende Einschätzungen auf Basis zusätzlicher, zum damaligen Zeitpunkt (Frühjahr 2021) öffentlich bekannter Informationen getroffen.

Relevante Aspekte: Die relevanten Aspekte zur Bestimmung der Gebotshöhe wurden in Frage 1 abgefragt. Die Antworten der vier Betreiber bestätigen die in Abschnitt 2.2.2 ausgeführten Begründungen. Demnach haben für alle Betreiber die Zeitspanne zwischen Gebotsabgabe und Realisierungsfrist sowie die Lage und die Standortbedingungen der relevanten Flächen einen starken Einfluss auf die Bestimmung der Gebotshöhe gehabt. Etwas geringeren Einfluss haben Skaleneffekte durch benachbarte Windparks und die Möglichkeit zur Laufzeitverlängerung gehabt. Zwei von vier Betreibern gaben an, dass die Erwartung steigender Strompreise sich auf die Gebotshöhe ausgewirkt habe. Als sonstiger Aspekt wurde von einem Betreiber die Weiterentwicklung der Technologie genannt.

Anlagenentwicklung: Die Entwicklung größerer und leistungsstärkerer Windenergieanlagen spielt offshore eine besonders große Rolle, da sich dadurch die Anzahl der Turbinen bei gleicher Parkleistung reduzieren lässt, was zu erheblichen Kostenersparnissen führt. In seiner Pressemitteilung vom 13. April 2017 ging Dong (heute Ørsted) davon aus, dass im Jahr 2024 Anlagen mit einer Leistung von 13 MW bis 15 MW „auf dem Markt sein werden" (Ørsted, 2017). Diese Erwartung scheint sich zu bestätigen. Mit dem Modell SG-14-222 DD des Herstellers Siemens Gamesa soll im Jahr 2024 eine Anlage mit 14 MW (15 MW im sogenannten Power Boost Modus) in Serienproduktion gehen. Am 04. März 2020 gab Ørsted bekannt (Ørsted, 2020a), für die Windparks Borkum Riffgrund 3 und Gode Wind 3 auf Siemens Gamesa als bevorzugten Anlagenlieferanten zu setzen, allerdings noch mit der Vorgängerturbine SG-11.0-200 DD, die über eine Nennleistung von 11 MW verfügt und bereits im Jahr 2022 in Serienproduktion gehen soll. EnBW ging im Jahr 2017 von Anlagen mit einer Nennleistung von mindestens 10 MW aus (EnBW, 2017b) und sah diese Einschätzung im Jahr 2019 als bestätigt an (EnBW, 2019). Diese Einschätzungen werden auch durch die hier durchgeführte Umfrage gestützt. Auf die Frage nach der Weiterentwicklung der Anlagentechnologie seit dem Zeitpunkt der Gebotslegung, also über einen Zeitraum von drei bis vier Jahren, gaben drei Betreiber an, diese habe ihren Erwartungen entsprochen. Nach Angabe eines Betreibers sei diese schneller als erwartet fortgeschritten. Im Juli 2021 gab EnBW schließlich bekannt, den Windpark He Dreiht mit der Anlage V236-15.0 MW realisieren zu wollen (EnBW, 2021).

Netzanschluss: In einer gemeinsamen Pressemitteilung vom September 2019 gaben der Übertragungsnetzbetreiber TenneT und die Windparkbetreiber Ørsted und EnBW bekannt, dass die Projekte im Cluster 1 (Projekte entsprechen dem heutigen Projekt Borkum Riffgrund 3) sowie im

Cluster 7 (EnBW He Dreiht) mit einem neuen Anschlusskonzept an die Konverterplattform angeschlossen werden sollen (TenneT, EnBW, Ørsted, 2019). Anders als bisher sollen Windenergieanlagen mittels eines 66-kV-Anschlusskabels direkt an die Konverterplattform angeschlossen werden. Dadurch entfällt die Notwendigkeit einer Umspannplattform, die in der Verantwortung der Windparkbetreiber lag und zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe noch Teil der geplanten Projektkosten war. Auf der anderen Seite sind gegebenenfalls längere Anschlusskabel notwendig und die Komplexität der Schnittstellen zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und Windparkbetreiber könnte sich erhöhen. Unterm Strich wird für die Windparkbetreiber eine Kostenersparnis erwartet, was die Realisierungswahrscheinlichkeit mutmaßlich erhöht. Durch das neue Anschlusskonzept erwartet EnBW für He Dreiht eine Investitionskostenersparnis von 70 bis 100 Millionen Euro (EnBW, 2019). Diese Entwicklung spiegelt sich auch in den Ergebnissen der Umfrage wider, wonach zwei von vier Betreibern angaben, Änderungen am Netzanschluss hätten sich kostensenkend ausgewirkt.

Strompreiserwartungen: Die Erwartungen an die Entwicklung der Strompreise im Allgemeinen und konkreter an den Marktwert der Windenergie spielen bei der Gebotslegung eine entscheidende Rolle, da diese beim Verzicht auf eine staatliche Förderung die Einnahmen eines Windparks, sei es durch eine Vermarktung an der Börse oder durch Direktlieferverträge, maßgeblich beeinflussen. Zum Zeitpunkt der Umfrage im Frühjahr 2021 gaben zwei Betreiber an, die internen Strompreiserwartungen seien seit der Gebotslegung nach unten korrigiert worden. Zwei weitere Betreiber ließen die Frage unbeantwortet. Es ist davon auszugehen, dass die Strompreiserwartungen in der Zwischenzeit noch einmal angepasst wurden, unter anderem, da der Marktwert für Offshore-Windenergie seit dem Frühjahr 2021 deutlich gestiegen ist (Deutsche WindGuard, 2022).

Stromlieferverträge: In der schriftlichen Umfrage von 2021 gaben drei von vier Betreibern an, keinen Stromliefervertrag abgeschlossen zu haben. Ein Betreiber gab an, zwei Lieferverträge mit einer Laufzeit von 10 Jahren abgeschlossen zu haben. Zu diesem Zeitpunkt war bereits mitgeteilt worden, dass Ørsted Lieferverträge über 100 MW mit Covestro und über 250 MW mit Amazon für eine Laufzeit von jeweils 10 Jahren abgeschlossen hatte (Ørsted, 2019) (Ørsted, 2020). Im November 2021 gaben Ørsted und BASF bekannt, einen Vertrag über die Lieferung von 186 MW des Windparks Borkum Riffgrund 3 für eine Laufzeit von 25 Jahren unterzeichnet zu haben. Im Dezember 2021 gab EnBW bekannt, einen langfristigen Stromabnahmevertrag mit dem Flughafenbetreiber Fraport über eine Leistung von 85 MW des Windparks He Dreiht für eine Laufzeit von 15 Jahren abgeschlossen zu haben (EnBW, 2021).

Realisierungswahrscheinlichkeit: Im Rahmen der schriftlichen Umfrage bezeichneten zwei Betreiber die Realisierung Ihrer Projekte als sehr wahrscheinlich und zwei als sicher. Nach heutigem Stand ist für sechs der sieben Projekte aus dem Übergangssystem die finale Investitionsentscheidung getroffen worden, deren Realisierung damit als sicher angesehen werden kann. Die Einzelanlage Wikinger Süd wird auf Entscheidung der Vorhabenträgerin nicht realisiert.

2.3 Anpassung des Ausschreibungsmodells mit der Novelle des WindSeeG 2023

Wie in Kapitel 2.1 bereits erwähnt, wurde im Jahr 2022 das Windenergie-auf-See-Gesetz novelliert. Das final verabschiedete Gesetz sieht einerseits die Fortführung des sogenannten zentralen Modells vor, welches eine zentrale Voruntersuchung der betreffenden Flächen durch das BSH beinhaltet. Diese voruntersuchten Flächen werden über qualitative Kriterien und einer Gebotskomponente ausgeschrieben. Um das Ausbauziel von mindestens 30 GW im Jahr 2030 erreichen zu können, werden neben bereits zentral voruntersuchten Flächen auch nicht zentral voruntersuchte Flächen ausgeschrieben. Für diese Flächen erfolgt keine Flächenvoruntersuchung durch das BSH. Die Bieter können auf eine gleitende Marktprämie bieten. Im Falle mehrerer Null.-Cent-Gebote auf einer Fläche erfolgt das neu eingeführte dynamische Gebotsverfahren. Die nicht voruntersuchten Flächen müssen u.a. eine Mindestmenge an direkten Stromlieferverträgen (sogenannte Power Purchase Agreements kurz PPA) als Präqualifikationskriterium vorweisen. Das sind Verträge zwischen Erzeugern erneuerbarer Energien und Abnehmern, die den Strom zu einem vorab definierten Abnahmepreis beziehen. Insgesamt sollen im Jahr 2023 8.800 MW (davon 1.800 MW zentral voruntersuchte Flächen und 7.000 MW nicht zentral voruntersuchte Flächen), 2024 8.000 MW (5.500 MW zentral voruntersuchte Flächen und 2.500 MW nicht zentral voruntersuchte Flächen) und 2025 4.500 MW (2.500 MW zentral voruntersuchte Flächen und 2.000 MW nicht zentral voruntersuchte Flächen) ausgeschrieben werden. Insgesamt werden somit in den kommenden Jahren 19.300 MW ausgeschrieben.

2.4 Raumordnung/ Planung und weitere Maßnahmen

Zu den weiteren Steuerungselementen hinsichtlich des Ausbaus der Windenergie auf See gehören unter anderem der Raumordnungsplan (ROP) und der FEP.

Am 1. September 2021 ist der ROP 2021 in Kraft getreten. Dieser koordiniert die verschiedenen Nutzungen wie Schifffahrt, Offshore-Windenergie, Kabeltrassen, Pipelines, Rohstoffgewinnung, Fischerei, Forschung und Verteidigung. Gleichzeitig reserviert er Flächen für die einzelnen Nutzungen, legt Schutzgebiete fest und hilft auf diese Weise, Konflikte zu minimieren.

Der FEP wird regelmäßig vom BSH erstellt bzw. aktualisiert und fortgeschrieben. Das BSH ist im Auftrag der BNetzA zuständig für die zentrale Voruntersuchung von Flächen zur Errichtung und zum Betrieb von Offshore-Windparks.

Anfang des Jahres 2023 hat das BSH den FEP 2023 veröffentlicht. Dieser dient als Grundlage, die im WindSeeG 2023 erhöhten Ausbauziele von mindestens 30 GW im Jahr 2030 umzusetzen. Für das angehobene Ausbauziel wurden im FEP sämtliche benötigte Flächen festgelegt und ausgewiesen. Gleichzeitig legt er unter anderem die Höhe der jeweiligen Ausschreibungsvolumina, Ausschreibungsjahre sowie die entsprechenden Vorgaben für die Netzanschlüsse und standardisierte Technik- und Planungsgrundsätze fest. Mit den detaillierten Regelungen des FEP 2023 soll die Planungssicherheit für das Ausbauziel von mindestens 30 GW im Jahr 2030 erhöht und sichergestellt werden.

Ende des Jahres 2022 haben der Bund, die beteiligten Bundesländer und Netzbetreiber eine neue Offshore-Realisierungsvereinbarung getroffen. Ziel dieser ist u.a. die Gewährleistung der fristgerechten Anbindung von mindestens 30 Gigawatt Windenergie auf See bis zum Jahr 2030. So wurden für alle dazu notwendigen Anbindungsleitungen die wichtigsten Meilensteine terminiert und festgelegt. Dies soll die Planungssicherheit für alle beteiligten Akteure erhöhen und somit die zeitgerechte Realisierung sicherstellen. Des Weiteren hat man sich in der Vereinbarung u.a. darauf geeinigt, die ausreichende Flächenausweisung auf See, den naturverträglichen Ausbau sowie die Einhaltung von Fristen und Meilensteinen aller Beteiligten sicherzustellen. Die Anlage zur Offshore-Realisierungsvereinbarung enthält zu allen bis 2030 in Betrieb zu nehmenden Netzanbindungssystemen genaue Festlegungen zu den Quartalen des Baubeginns und der Inbetriebnahme der einzelnen Anlagenteile.

Ein weiteres Instrument zur Bewältigung der aktuellen Energiekrise ist die von der Europäischen Union Ende des Jahres 2022 verabschiedete EU-Notfallverordnung. Ziel ist es durch einen befristeten Verzicht auf die Umweltverträglichkeitsprüfung und Artenschutzprüfung, die Genehmigungszeiten zu verkürzen und somit den Ausbau der erneuerbaren Energien zu beschleunigen. Die EU-Verordnung wurde im Frühjahr 2023 durch das Gesetz zur Änderung des Raumordnungsgesetzes und anderer Vorschriften (ROGÄndG) in nationales Recht umgesetzt. Hierzu wurde §72a ins WindSeeG aufgenommen. Konkret ist der Verzicht auf die Umweltverträglichkeitsprüfung und Artenschutzprüfung vorgesehen, sofern die zu bebauende Fläche bzw. das Vorhaben in einem vom FEP ausgewiesenen Gebiet in der Nordsee liegt. §72a WindSeeG gilt zunächst für 18 Monate. Für bis zum 30. Juni 2024 eingereichte Genehmigungsanträge entfallen die oben genannten Prüfungen. Es ist abzuwarten, ob insbesondere die nicht zentral voruntersuchten Flächen (7 GW), die Im Jahr 2023 ausgeschrieben wurden, die Genehmigungsanträge bis zum 30. Juni 2024 einreichen können. Laut §81 (2) WindSeeG müssen für diese bezuschlagten Flächen die Genehmigungsunterlagen spätestens nach 24 Monaten (also im Jahr 2025) eingereicht werden. Damit erhalten diese Vorhaben eine 12 Monate längere Frist als die bereits zentral voruntersuchten Flächen. Der Gebotstermin für diese Flächen ist der 1. August 2023. Insofern wird die Frist, der im Jahr 2023 bezuschlagten zentral voruntersuchten Flächen ebenfalls länger als der 30.6.2024 laufen. Darüber hinaus bleibt abzuwarten, ob einzelne Betreiber die Anträge bewusst nach dem 30. Juni 2024 einreichen, da sie auf die Durchführung der UVP nicht verzichten wollen. Es werden weitere Gründe für die Durchführung einer UVP bzw. Artenschutzprüfung angeführt, wie zum Beispiel unternehmensinterne Nachhaltigkeits-Vorgaben oder externe Vorgaben von Fremdkapitalgebern.

3 Ökonomische Aspekte

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden im Zeitraum Dezember 2021 bis März 2022 knapp 20 Experteninterviews entlang der gesamten Wertschöpfungskette von Offshore-Windenergie durchgeführt. Dabei erfolgte zum einen eine quantitative Abfrage mithilfe einer vorab versandten Tabelle mit Kostenkomponenten der einzelnen Bestandteile des Offshore-Windparks. Zum anderen wurde anhand von Leitfragen qualitativ die allgemeine Markterwartung auch bereits vor dem Hintergrund der deutlichen Zielerhöhung des Ausbaus auf mindestens 30 GW im Jahr 2030 und 40 GW im Jahr 2035 abgefragt und es wurde ein verstärkter Fokus auf Finanzierungs- und Geschäftsmodelle im Bereich Offshore-Windenergie in Deutschland gelegt. Die qualitativen Ergebnisse wurden in Gesprächsprotokollen festgehalten. Die quantitativen Ergebnisse wurden zusammengefasst und es wurden für diesen Bericht Minimal- und Maximal- sowie Mittelwerte der anlagenbezogenen Investitionskosten (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) sowie erwarteten Stilllegungskosten gebildet. Zur Wahrung der den Interviewpartnern zugesicherten Vertraulichkeit mussten die Kostenangaben insbesondere bei den Technologiekosten auf eine höhere Aggregationsebene zusammengefasst werden, da aufgrund eines begrenzten Angebots bei der Veröffentlichung der Kosten einzelner Komponenten Rückschlüsse auf Kostenangaben einzelner Hersteller möglich wären. Alle erhobenen Kosten sowie alle im Folgenden dargestellten Berechnungsergebnisse sind in realen Werten mit Bezugsjahr 2022 (Euro2022) angegeben.

3.1 Anlagenbezogene Kosten

Unter den anlagenbezogenen Kosten werden folgende Hauptkostenbestandteile zusammengefasst:

- Projektmanagement und -vorentwicklung inkl. Gebotslegung zur Teilnahme an Ausschreibungen
- Technologiekosten (Turbine, Turm, Balance of Plant und Stilllegung)
- Installationskosten aller Komponenten
- Reserve für Projektrisiken

Projektmanagement und -vorentwicklung: Hierzu zählen sämtliche im Vorfeld anfallenden Kosten, die notwendig sind, um alle erforderlichen Genehmigungen für die Errichtung eines Windparks zu erhalten. Darunter fallen z. B. Kosten für die Bodenuntersuchung, die Kampfmitteluntersuchung, Umwelt- und Windgutachten. Zwar werden bei den voruntersuchten Flächen in der Deutschen Nord- und Ostsee Teile dieser Kosten zunächst aus Mitteln des Energie- und Klimafonds finanziert, werden jedoch später auf den erfolgreichen Bieter übertragen. Des Weiteren müssen für den Bau eines Windparks alle Komponenten und deren Hersteller zertifiziert sein. Betreiber bzw. Investoren beauftragen dafür eigene Zertifizierungsunternehmen, die den gesamten Produktionsablauf überwachen. Hinzu kommen in diesem Kostenblock Projektentwicklungs- und Projektmanagementkosten sowie die Kosten für den Versicherungsschutz während der Errichtungsphase. Außerdem beinhaltet die Kostenposition die Vorbereitung eines Gebotswertes für die Ausschreibungen.

Technologiekosten: Die Technologiekosten umfassen die Investitionskosten für die Turbine (Gondel und Rotor), die Tragstruktur (Turm und Fundament), die Kabelkosten für den Anschluss der Offshore-Windenergieanlagen an die Konverterstation. Dabei wird grundsätzlich (und abweichend vom vorherigen EEG-Erfahrungsbericht) von einer 66-kV-Direktanbindung ausgegangen. Dieses ist seit dem FEP 2020 als Standardanbindungskonzept für die Deutsche Nordsee vorgesehen und wird mit Ausnahme der Flächen N-3.5 und N-3.6, deren Inbetriebnahme im Jahr 2028 vorgesehen ist, auf allen Flächen der deutschen Nordsee im Betrachtungszeitraum eingesetzt werden. Standardmäßig wird daher davon ausgegangen, dass bei den Technologiekosten keine Kosten für die Errichtung einer parkinternen Umspannplattform berücksichtigt werden muss.

Installationskosten: Die Installationskosten beinhalten alle Kosten für die Errichtung des Offshore-Windparks. Hierzu zählen die Kosten für die Vorbereitung des Baugrundes sowie die Kosten für die Installation von Fundament, Turm, Turbine und Kabeln und die dafür notwendige Logistik. Auch die Kosten für die Kampfmittelräumung, für Schallschutz und Umweltmonitoring zählen zu diesem Bereich. Der größte Einzelkostenblock sind Mietkosten für die Spezialschiffe, die für die unterschiedlichen Arbeitsschritte notwendig sind. Diese sind einerseits erforderlich für den Transport und die Installation der Fundamente, Türme und Turbinen. Je nach verwendetem Fundament müssen diese Schiffe darüber hinaus in der Lage sein, mit Spezialgerät die Monopiles bzw. die Pfähle der Jackets in den Meeresboden zu rammen.

Reserve für Projektrisiken: Die Technologiekosten eines Windparks sind in der Regel über Verträge festgelegt und können somit gut geplant werden. Da die Installation der Komponenten jedoch stark von hinreichend guten Wetterbedingungen und weiteren äußeren Faktoren abhängt, können durch schlechtes Wetter hohe ungeplante Kosten auftreten. In der Regel trägt der Auftraggeber das Wetterrisiko bei der Reservierung der Spezialschiffe. Wenn während einer geplanten Installationsphase die Wetterverhältnisse ein Errichten der Anlagen verhindern, fallen die Kosten für die Schiffsmiete dennoch an. Wie im letzten Erfahrungsbericht bereits beschrieben, konnten die Projektrisiken durch zunehmende Erfahrung in den vergangenen Jahren deutlich reduziert werden, was auch zu einem Absinken der vorzuhaltenden Projektreserve auf zuletzt rund 5 % der anlagenbezogenen Investitionskosten geführt hat.

Vor dem Hintergrund der erwarteten deutlich erhöhten Nachfrage nach Logistik- und Transportdienstleistungen wird davon ausgegangen, dass einige Projektierer die Reserven wieder erhöhen werden, um auch auf Verzögerungen in der Lieferkette bzw. bei den Logistikdienstleistungen reagieren zu können. In den Berechnungen wird daher für die Jahre 2028 und 2030 davon ausgegangen, dass die Reserven sich in bestimmten Fällen wieder auf 6 % bzw. 7 % der Investitionskosten erhöhen könnten.

Windparkparameter: Bei der Befragung wurde im Mittel von den in Tabelle 4 grundsätzlichen Windparkparametern ausgegangen, welche in etwa die mittlere Entwicklung der in den jeweiligen Jahren vorgesehenen Flächengrößen sowie der erwarteten Turbinenleistungen entspricht:

Tabelle 4: Windparkparameter

Inbetriebnahmejahr	2026	2028	2030
Parkgröße	500 MW	500 MW	1500 MW
Turbinenleistung	16 MW	16 MW	20 MW

Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse der Kostenerhebungen und gleichzeitig die Eingangsparameter für die anlagenbezogenen Kosten, welche in der Berechnung der Stromgestehungskosten verwendet werden.

Tabelle 5: Ergebnisse der Erhebung zu Investitionskosten für Offshore-Windenergie in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr in Euro/kW (real, 2022)

Inbetriebnahmejahr	2026		2028		2030	
	min	max	min	max	min	max
Projektmanagement	200	300	220	275	200	250
Technologiekosten	1.310	1.550	1.435	1.660	1.400	1.615
Installationskosten	250	348	240	402	200	335
Investitionskosten gesamt ohne Projektreserve	**1.760**	**2.198**	**1.895**	**2.337**	**1.800**	**2.200**
Projektreserve	88	110	95	140	90	154
Stilllegungskosten	135	200	158	189	150	180

Quelle: Eigene Erhebung.

Wie die Ergebnisse der Erhebung zeigen, werden von einer großen Mehrheit der Marktakteure aufgrund der im gesamten europäischen Raum insgesamt deutlich erhöhten Ziele für den Offshore-Windenergieausbau mit Blick auf das Zieljahr 2030 Kostensteigerungen in den Bereichen Transport- und Logistikdienstleistungen als auch im Bereich der Windturbinen und anderer Zulieferkomponenten, insbesondere der Monopile-Fundamente, gerechnet. Die Kostensteigerungen sind bereits bei im Jahr 2022 abgeschlossenen Verträgen und Vorverträgen zu spüren und werden sich daher voraussichtlich bereits bei Projekten mit Inbetriebnahme im Jahr 2028 niederschlagen. Diese angespannte Kostensituation wird sich auch auf Projekte mit Inbetriebnahme im Jahr 2030 auswirken, jedoch können hier durch die deutlich größeren pro Los ausgeschriebenen Windparks ggf. einige dieser Effekte durch Skaleneffekte ausgeglichen werden, sodass es im Vergleich zu den kleinen Projekten mit Inbetriebnahme 2028 unter dem Strich wieder zu einem Rückgang der spezifischen Gesamtinvestitionskosten kommen kann.

3.2 Kosten der Stromerzeugung

Die im Folgenden dargestellten Betriebs- und Wartungskosten (OPEX) für Offshore-Windenergie umfassen sowohl die Kosten für regelmäßige und anlassbezogene Wartung der Anlagenbestandteile sowie den notwendigen Versicherungsschutz während des Anlagenbetriebs.

Im Bereich der Betriebs- und Wartungskosten konnten in den vergangenen Jahren insbesondere durch verbesserte Wartungskonzepte, eine robustere Anlagentechnologie und eine verbesserte Fernüberwachung der Windenergieanlagen erhebliche Einsparpotenziale gehoben werden. Die

angenommenen Kosten fallen daher im Vergleich zur Erhebung im letzten Erfahrungsbericht deutlich geringer aus.

Tabelle 6 zeigt die Bandbreite der angenommenen Kosten für Betrieb und Wartung.

Tabelle 6: Ergebnisse Erhebung zu jährlichen Betriebskosten für Offshore-Windenergie in Deutschland nach Inbetriebnahmejahr in Euro/kW (real, 2022)

Inbetriebnahmejahr	2026		2028		2030	
	min	max	min	max	min	max
Kosten für Betrieb und Wartung	33	45	34	50	31	45

Quelle: Eigene Erhebung.

3.3 Annahmen zur Stromerzeugung

3.3.1 Großräumige Verschattung

In Bezug auf interne und externe Abschattungseffekte wird auf die aktuellen Ergebnisse des Fraunhofer IWES zurückgegriffen, das zur Fortschreibung des FEP die externen Abschattungseffekte berechnet hat. Im Vergleich zum ersten veröffentlichen Zwischenbericht vom November 2021 (Fraunhofer IWES, 2021) weisen die neuesten Rechenergebnisse, welche im Rahmen des Konsultationsverfahrens zum Vorentwurf des FEP im Januar 2022 veröffentlicht wurden, für die meisten Flächen in der deutschen Nordsee geringere erzielbare Brutto-Volllaststunden auf. Dies ist zum einen auf die Leistungsverdichtung zurückzuführen, welche zur Erreichung der erhöhten langfristigen Ausbauziele notwendig ist, und zum anderen auf die Modellierung von benachbarten Windparks in niederländischen Gewässern.

3.3.2 Energieertrag

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten werden die neusten Rechenergebnisse für das BSH verwendet, die im Rahmen des aktuellen Vorentwurfs der Fortschreibung des FEP modelliert wurden. Dabei wurden die Brutto-Volllaststunden für die einzelnen Gebiete individuell berechnet. Im Jahr 2026 gehen gemäß Tabelle 1 voraussichtlich Flächen in N-3 in Betrieb, im Jahr 2028 Flächen in N-3 und N-6 und im Jahr 2030 in N-10, N-11 und N-12. Das relevante Szenario des FEPs ist dabei das Szenario 8. Anhand der bekannten Flächen in den jeweiligen Inbetriebnahmejahren kann der folgenden Tabelle die entsprechenden Brutto-Volllaststunden entnommen werden.

Tabelle 7: Brutto-Volllaststunden

Inbetriebnahmejahr	2026		2028		2030	
	min	max	min	max	min	max
Volllaststunden	3.452	3.452	3.024	3.452	3.036	3.236

Quelle: Fraunhofer IWES.

In den in der Tabelle 7 dargestellten Ertragszahlen sind bislang keine elektrischen und sonstigen Verluste berücksichtigt. In den letzten Jahren konnte die Anlagenverfügbarkeit durch Verbesserungen bei den Wartungskonzepten deutlich gesteigert werden (Windkraft-Journal, 2021). Somit liegt die mittlere Anlagenverfügbarkeit deutlich über dem im letzten Erfahrungsbericht angenommenen Werten für Windparks, welche in den Jahren 2015 – 2020 in Betrieb genommen

wurden. Für die Berechnung der Netto-Volllaststunden wird daher mit weiteren 5 % Verlusten gerechnet werden. Diese setzen sich aus 3,5 % elektrischen und sonstigen Verlusten sowie 1,5 % Verlusten durch Wartungsarbeiten und ungeplanten Ausfällen (entsprechend einer mittleren Anlagenverfügbarkeit von 98,5 %) zusammen. Der folgenden Tabelle kann die Spannbreite der Netto-Volllaststunden für die entsprechenden Stichjahre entnommen werden.

Tabelle 8: Netto-Volllaststunden

Inbetriebnahmejahr	**2026**		**2028**		**2030**	
	min	max	min	max	min	max
Volllaststunden	3.280	3.280	2.873	3.280	2.884	3.075

Quelle: Fraunhofer IWES, eigene Berechnungen

Anhand der Netto-Volllaststunden können im weiteren Verlauf die Stromgestehungskosten berechnet werden.

3.4 Ermittlung der Stromgestehungskosten

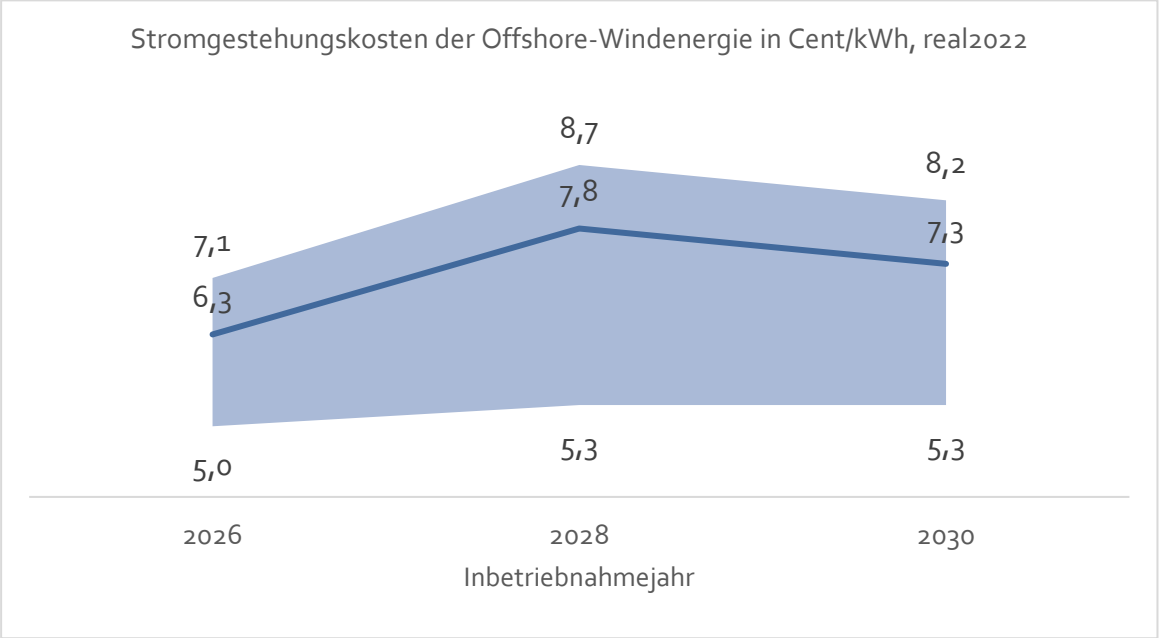
Anhand der in den vorigen Kapiteln beschriebenen Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten sowie der erzielbaren Netto-Stromerzeugung werden die Stromgestehungskosten (LCOE) für Windparks in Deutschland mit Inbetriebnahme in den Jahren 2026, 2028 und 2030 berechnet. Die Spannbreite zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Ergebnis ergibt sich dabei aus der Kombination der jeweils höchsten und niedrigsten Werte für die Investitions- und Betriebskosten, der Projektreserve, des erreichbaren Energieertrags sowie der gemittelten Finanzierungskosten (WACC). Zusätzlich wird auf Basis der Einschätzung der Prognos AG ein Referenzpfad der Entwicklung dargestellt, der auf Basis der geführten Interviews als die wahrscheinlichste Entwicklung der mittleren Stromgestehungskosten erscheint. Dabei gehen die Autoren entsprechend der Einschätzung der überwiegenden Anzahl der Interviewpartner davon aus, dass sich in Richtung 2030 ein Verkäufermarkt in den wichtigen Zuliefer- und Servicebereichen bilden wird und dies zusammen mit einer sich verschärfenden Rohstoffknappheit zu steigenden Investitions- und Betriebskosten führen wird. In Tabelle 9 ist zur schnellen Übereicht die jeweilige Kombination der Annahmen zur Berechnung der jeweils höchsten und geringsten Stromgestehungskosten sowie der Referenzentwicklung dargestellt. Alle Betrachtungsfälle werden für eine Lebensdauer von 25 Jahren berechnet. Für die mittleren Finanzierungskosten (WACC) wurden Werte zwischen 4,4 % und 6 % erhoben. Die Finanzierungskosten eines einzelnen Projektes hängen dabei insbesondere von der Vermarktungsform des erzeugten Stroms und vom gewählten Business Case ab. Näheres zu den unterschiedlichen Finanzierungsstrukturen wird in Kapitel 3.6 beschrieben.

Tabelle 9: Parameterkombinationen zur Berechnung der unterschiedlichen Werte der Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten	niedrig	hoch	Referenz
Investitionskosten	min	max	max
Betriebskosten	min	max	max
Projektreserve	min	max	max
WACC	4,4%	6%	4,4%
Netto-Volllaststunden	max	min	min
Lebensdauer	25 Jahre	25 Jahre	25 Jahre

Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Abbildung 8 dargestellt. Es zeigt sich, dass durch die erwarteten Kostensteigerungen bereits für Parks mit Inbetriebnahme 2028 die Stromgestehungskosten merklich ansteigen könnten. Anschließend verbleiben die Kosten mit Blick auf eine Inbetriebnahme im Jahr 2030 zwar auf einem ähnlichen Niveau, jedoch können durch die Steigerung der Parkgrößen von im Mittel rund 500 MW im Jahr 2028 auf dann 1.000 bis 2.000 MW im Jahr 2030 einige der Kostensteigerungen durch Skaleneffekte voraussichtlich wieder leicht abgedämpft werden. Dies zeigt sich sowohl beim oberen Wert der LCOE als auch in der Referenz direkt, da sich die erzielbaren minimalen Volllaststunden für die für die Windparks mit Inbetriebnahme im Jahr 2030 im Vergleich zu 2028 kaum verändern. Die niedrigsten Werte für die LCOE ändern sich dagegen trotz Senkung der Kosten nicht, da im Gegenzug die maximal erzielbaren Volllaststunden auf den Flächen mit Inbetriebnahme 2030 merklich geringer sind als auf den Flächen mit Inbetriebnahme 2028.

Abbildung 8: Entwicklung der Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie für Projekte in Deutschland



3.5 Vermarktungsmöglichkeiten und Marktintegration

Zum jetzigen Zeitpunkt existieren aufgrund verschiedener Gesetzesgrundlagen (alte Versionen des EEG, 1. WindSeeG 2017, 2. WindSeeG 2020 und 3. WindSeeG 2022) mehrere Vermarktungsmöglichkeiten für Offshore Wind. Alle bislang in Betrieb genommenen Windparks erhalten derzeit eine feste EEG-Vergütung, die je nach Inbetriebnahmejahr, Betriebsjahr und Inanspruchnahme des Stauchungsmodells variiert. Die Parks, die 2017 und 2018 im Übergangsmodell oder im Jahr 2021 im zentralen Modell bezuschlagt worden sind (siehe Kapitel 2.1 und 2.2), werden eine gleitende Marktprämie erhalten, teilweise wurde auch auf Förderung verzichtet (Null-Cent-Gebote).

3.6 Spartenspezifische Besonderheiten - Finanzierungskosten

Offshore Windenergie zählt aufgrund der realisierten Projektgrößen zu den kapitalintensivsten erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien. Den Finanzierungskosten kommt daher eine wichtige Bedeutung bei den Stromgestehungskosten zu. Um ein tieferes Verständnis für diesen Bereich zu entwickeln, wurde in den geführten Brancheninterviews ein spezieller Fokus auf die Finanzierungskosten und -modelle gelegt und es wurden vier Ansprechpartner aus dem Bereich Finanzierung befragt. Im Folgenden werden die wichtigsten Erkenntnisse daraus zusammengefasst.

Geschäftsmodelle

In den letzten Jahren haben sich mit zunehmender Größe und Internationalisierung von Offshore-Windparks unterschiedliche Geschäftsmodelle herausgebildet, welche auf der Errichtung eines Offshore-Windparks basieren. Es kann daher auch im deutschen Markt nicht mehr von einem einzigen Standard-Modell ausgegangen werden. Zu Beginn der Entwicklung der Offshore-Windenergie

übernahmen oft einzelne Projektentwickler (ggf. im Verbund mit weiteren Minderheitsinvestoren) die vollständige Entwicklung, den Bau und den Betrieb eines Offshore-Windparks über seine gesamte Lebensdauer. Projektentwickler und -betreiber sind in einem solchen Geschäftsmodell grundsätzlich identisch.

Bei aktuellen Windparks gibt es jedoch auch Akteure, die erst zu einem späteren Projektzeitpunkt durch Teilkäufe in das Projekt einsteigen. Projektentwickler und -betreiber sind dabei zunehmend unterschiedlich zusammengesetzt. Dies ermöglicht risikoaverseren Investoren (wie zum Beispiel institutionellen Anlegern in der Versicherungsbranche) die Beteiligung an Offshore-Windparks, da sie mit einem späteren Einstieg die Planungs- und Bauphase, die die risikoreichste Phase im Projektverlauf darstellt, aus ihrem Portfolio heraushalten können. Stattdessen beteiligen sie sich erst an bereits in Betreib genommenen Windparks, bei denen das Ausfallsrisiko deutlich geringer ist.

Für die Projektentwickler wiederum bedeutet dieses Geschäftsmodell, dass der Windpark bereits kurz nach der Inbetriebnahme teilweise oder vollständig an einen Betreiber verkauft wird. Der Projektentwickler übernimmt somit mit seiner Expertise in Planung und Bau von Offshore-Windparks zunächst einen erheblichen Teil des Gesamtrisikos. Solche (Teil-)Verkaufs-Geschäftsmodelle haben sich in den letzten Jahren im Bereich Offshore-Wind in unterschiedlichen Ausprägungen verstärkt etabliert. Eine weitere Beteiligungsmöglichkeit besteht für den Projektentwickler ggf. noch in Betriebs- und Wartungsverträgen für die Betriebsphase. Bei einem (Teil-)Verkauf gehen üblicherweise auch die für den Windpark festgelegten zukünftigen Erlösstrukturen in das Portfolio des Käufers über. Da die unterschiedlichen Erlösstrukturen wie z.B. CfD-Verträge mit dem Staat (die aktuell in Deutschland bzw. dem WindSeeG nicht vorgesehen sind), Stromabnahmeverträge mit der Industrie oder auch sogenannte „fully merchant projects", welche zunächst nur die Vermarktung an der jeweiligen Strombörse vorsehen, mit unterschiedlichen Chancen-Risiko-Strukturen beim Erlös behaftet sind, bestimmen sie auch über den möglichen Käuferkreis sowie die erzielbaren Preise. Risikoaverse Investoren wie zum Beispiel Pensions-Fonds zeigen daher ein höheres Investitionsinteresse für (Teil-)Windparks, dessen Erlöse durch einen staatlichen CfD-Mechanismus abgesichert sind. Andere Akteure wiederum bevorzugen die Investition in Windparks, mit denen sie stärker von möglichen zukünftigen Strompreiserhöhungen profitieren können.

Grundsätzlich führen die unterschiedlichen Geschäftsmodelle auch zu unterschiedlichen Finanzierungsstrukturen, die jeweils spezifische Vor- und Nachteile mit sich bringen.

Finanzierungsstrukturen

Die Finanzierungsstruktur von Offshore-Windparks kann man grundsätzlich in Konzernfinanzierung und Projektfinanzierung unterteilen, wobei mit zunehmender Projektgröße und diversifizierten Geschäftsmodellen auch Mischformen und komplexe Finanzierungsstrukturen entstanden sind, die sich nicht mehr ausschließlich einer der beiden Finanzierungsformen zurechnen lassen.

Während in der Frühphase des Ausbaus der Offshore-Windenergie vorwiegend Konzernfinanzierungen verwendet wurden, steigt seit etwa acht bis zehn Jahren die Anzahl der projektfinanzierten (d.h. Cashflow-basierte Non-recourse Finanzierung) Windparks. Ausgelöst wurde dieser Trend durch ein vermehrtes Bankeninteresse an der Finanzierung von Offshore-

Windparkprojekten und ein stark gesunkenes Finanzierungsrisiko bei Offshore-Windprojekten. Dieser Trend hält auch derzeit grundsätzlich an und die Projektfinanzierung stellt in den meisten Fällen die passende Finanzierungsform für das Investment dar.

Einzelne Akteure äußerten sich jedoch dahingehend, auch weiterhin für Offshore-Windparks grundsätzlich eine Konzernfinanzierung zumindest für den Projektbeginn vorzugeben. Neben der Verfügbarkeit von Eigenkapital und dem damit einhergehenden Druck zu strategischen Investments wurde dafür auch der deutlich höhere Grad an Projektautonomie als ausschlaggebend genannt (bspw. bei der Auswahl von Lieferanten und der Projektplanung).

Unabhängig von der Finanzierungsform werden üblicherweise große Teile der Investitionskosten (bis zu 80 %) über Fremdkapital abgedeckt. Allerdings ist die Bereitschaft zur Projektfinanzierung von Projekten mit geringem Einsatz von Eigenkapital bei Banken von einer Erlösgarantie abhängig. In den Befragungen wurde übereinstimmend geäußert, dass Fremdkapital für fully merchant projects (also ohne Erlösgarantie) derzeit nicht eingeworben werden kann. Für Projekte, für die eine staatliche Abnahmegarantie für den erzeugten Strom (z.B. über CfD) besteht, lassen sich weiterhin Projektfinanzierungen mit hohen Fremdkapitalanteilen realisieren. Offshore-Windparks, für die ein staatlicher Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, sind inzwischen auch für risiko-averse Fremdkapitalgeber wie Pensionsfonds[2] attraktiv.

Daneben haben sich im deutschen Markt in den letzten Jahren auch Abnahmeverträge mit Industriekunden (PPA) als bankable (d.h. über Bankkredite finanzierbar) etabliert, während dies noch bis vor kurzem von vielen Banken nicht als ausreichende Erlösgarantie eingestuft wurde. Allerdings werden für PPA-refinanzierte Projekte weiterhin aufgrund des höheren Ausfallrisikos des Vertragspartners und damit des erhöhten Gesamtrisikos in der Regel höhere Kreditzinsen verlangt als bei staatlicher Erlösabsicherung.

Entscheidend bei der Beurteilung der PPA-Verträge sind für Fremdkapitalgeber die Bonität des Stromabnehmers, der vereinbarte Abnahmepreis sowie die Laufzeit des Vertrages. Je höher die Bonität des Stromabnehmers eingeschätzt wird, desto geringer fällt in der Bewertung das Ausfallrisiko bzw. das counterparty risk aus und es können günstigere Finanzierungskonditionen angeboten werden. Komplexer fällt die Bewertung der vereinbarten Abnahmepreise sowie der Laufzeiten aus. Hier stellen zwar höhere Abnahmepreise und längere Laufzeiten zunächst höhere Refinanzierungssicherheit dar. Zu hohe Preise erschweren jedoch den Transfer des Vertrages auf einen anderen Abnehmer im Falle eines Ausfalls. Für lange Vertragslaufzeiten von mehr als zehn Jahren ist darüber hinaus die Analysefähigkeit der Verträge aus Bankensicht häufig nur noch bedingt gegeben. Somit können sich PPA mit zu hohen Abnahmepreisen oder zu langen Laufzeiten auch negativ auf die Finanzierungskosten auswirken.

[2] Hierbei sind jedoch auch landesspezifische Investitionsregeln zu beachten, die teilweise keine direkte Projektinvestition der Renten- oder Pensionsfonds erlauben.

Finanzierungskosten

Der reale kalkulatorische Zinssatz wird in der vorliegenden Studie durch die mittleren gewichteten Kapitalkosten (WACC, Weighted Average Cost of Capital) dargestellt. Dieser setzt sich zusammen aus den Kosten und Anteilen von Eigenkapital (EK) und Fremdkapital (FK) in der Gesamtfinanzierung:

$$WACC = EK_{Anteil} * EK_{Zins} + FK_{Anteil} * FK_{Zins}$$

Tabelle 10 zeigt die Bandbreiten der einzelnen Bestandteile, die für derzeit übliche Projektfinanzierungen im Offshore-Windbereich in Deutschland im Rahmen der Befragungen erhoben worden sind.

Generell befinden sich die Finanzierungskosten für Offshore-Windenergie weiterhin auf einem moderaten Niveau. Inwieweit sich die aktuelle Entwicklung des steigenden Zinsniveaus auf die Finanzierungskosten auswirkt, bleibt abzuwarten. Die Mehrzahl, der im Rahmen der Studie befragten Akteure aus dem Bereich der Finanzierung geht mittelfristig nicht davon aus, dass sich das verfügbare Kapital verknappen könnte. Im Bereich der Fremdkapital-Geber herrscht auch bei zunehmenden Ausbauvolumina in Europa ausreichender Wettbewerb, sodass selbst eine Anhebung des allgemeinen Zinsniveaus vermutlich nicht unmittelbar zu steigenden FK-Zinsen und erhöhten Finanzierungskosten im Bereich Offshore-Windenergie führen würde. Vor diesem Hintergrund wird in dieser Studie bis zum Jahr 2030 nicht von einer signifikanten Veränderung der Finanzierungskosten im Bereich Offshore-Windenergie ausgegangen.

Tabelle 10: Bandbreite der Finanzierungskosten

	EK-Anteil	EK-Zins	FK-Anteil	FK-Zins	WACC
Min	20%	10,0%	80%	3,0%	4,4%
Max	30%	12,3%	70%	3,3%	6,0%

Die Einordnung innerhalb der Bandbreite der Finanzierungskosten ist insbesondere von der Vermarktungsstruktur des erzeugten Stroms abhängig. Während für Projekte mit staatlich abgesicherter Erlösgarantie (Marktprämie oder CfD) eher die minimalen Finanzierungskosten realisiert werden können, werden bei Projekten mit PPA-Verträgen eher höhere Finanzierungskosten zum Tragen kommen.

Für die Berechnung der LCOE wird auf den vereinfachten Ansatz eines einzelnen gemittelten WACC zurückgegriffen. Für Berechnungen über die gesamte Lebensdauer für Offshore-Windparks ist dies aufgrund der teils komplexen Projektstrukturierungen jedoch nicht für jeden Anwendungsfall vollständig sachgerecht. Der EK-Zins für die Investition in einen Offshore-Windpark sinkt beispielsweise für Investoren, welche sich erst nach der Bauphase an dem Projekt beteiligen, üblicherweise auf einen Bereich zwischen sieben und neun Prozent ab.

4 Attraktivität des deutschen Offshore-Marktes im internationalen Vergleich

Bedingt durch ambitionierte globale Ausbauziele für die Offshore-Windenergie und die jüngsten Zielerhöhungen in vielen Ländern (siehe Abschnitt 1.2) ist zu erwarten, dass Regierungen zukünftig in einem stärkeren Wettbewerb um Entwickler und Betreiber von Offshore-Windparks stehen werden, um die Realisierung ihrer Ausbauziele zu erreichen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage nach der Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergiemarktes im Vergleich zu anderen internationalen Märkten. Relevant ist dabei insbesondere die Einschätzung der für die Realisierung maßgeblichen Akteure: der Betreiber und Eigentümer von Offshore-Windenergieprojekten. Um ein besseres Verständnis hinsichtlich deren Einschätzung zur Attraktivität des deutschen Offshore-Marktes im Allgemeinen und zu den wesentlichen Vor- und Nachteilen bei der Vergabe und Umsetzung von Offshore-Windenergieprojekten in Deutschland im Spezifischen zu erlangen, wurden im Rahmen dieses Projektes Experteninterviews mit international agierenden Windparkbetreibern und Windparkeigentümern (nachfolgend zusammenfassend als Betreiber bezeichnet) unternommen.

Für die Durchführung der Gespräche wurden im Februar 2022 insgesamt 27 Betreiber mit einer Interviewanfrage kontaktiert. Begleitend zur Interviewanfrage wurde ein Gesprächsleitfaden mit der Möglichkeit zur Bearbeitung im Vorfeld des Gesprächs zur Verfügung gestellt. Die Auswahl der angefragten Betreiber erfolgte nach ihrer bereits realisierten und geplanten Gesamtleistung an Offshore-Windenergieprojekten sowie anhand der Märkte, in welchen diese aktiv sind. Zu diesem Zweck wurden Daten der Branchenplattform 4C Offshore sowie bisherige internationale Ausschreibungen von Offshore-Projekten ausgewertet. Ergänzend zu den Betreibern wurden fünf Offshore-Windenergieverbände mit nationalem oder internationalem Fokus kontaktiert.

Es konnten insgesamt elf Betreiber für Gespräche gewonnen werden. Darunter sechs Betreiber mit bereits realisierten oder bezuschlagten Projekten in Deutschland, die gemeinsam einen Anteil von rund 80% der bisher in Deutschland genehmigten Projekte besitzen, sowie fünf weitere internationale Betreiber. Ihr Portfolio an Offshore-Windparks gaben die Betreiber jeweils mit mindestens einem Gigawatt in Betrieb sowie mehreren Gigawatt in Bau und Planung an. Die interviewten Betreiber decken mit ihren Aktivitäten alle wichtigen globalen Offshore-Windenergiemärkte ab. Zusätzlich konnten vier Verbände gewonnen werden, darunter Verbände mit nationalem, europäischem und globalem Fokus.

Die Durchführung der circa einstündigen Experteninterviews erfolgte im März und April 2022 und damit teilweise parallel zur Länder- und Verbändeanhörung zum Entwurf der Novelle des Windenergie-auf-See-Gesetzes, welcher wesentliche Änderungen des bisher gültigen Rechtsrahmens beinhaltet, darunter die Anhebung der Ausbaumengen und eine Umstellung des Ausschreibungsdesigns. Allen Teilnehmenden der Gespräche war der Referentenentwurf des BMWK zum WindSeeG bekannt. Die endgültig verabschiedete Fassung des WindSeeG war zum Zeitpunkt der Interviews jedoch noch nicht bekannt. Die Einschätzungen der Interviewteilnehmenden sind daher vor dem Hintergrund des Informationsstandes dieses Gesetzentwurfes zu betrachten.

Die Gespräche wurden entlang des vorab versendeten Fragebogens durchgeführt, wobei dieser um Fragen zu den wichtigsten Vor- und Nachteilen des deutschen Marktes und zur Erwartung an das Wettbewerbsumfeld ergänzt wurde. Den größten Anteil an den Gesprächen nahm die Diskussion relevanter Aspekte des deutschen Offshore-Windenergiemarktes ein (Anhang 7.2, Frage 5).

In den nachfolgenden Abschnitten werden die Ausführungen der Interviewteilnehmenden zusammenfassend wiedergegeben, wobei sich Abschnitt 4.1 zunächst mit den vergleichenden Einschätzungen zu internationalen Offshore-Märkten befasst, während der Blick in Abschnitt 4.2 auf den deutschen Offshore-Windenergiemarkt gelegt wird und eine Darstellung in 13 Einzelaspekten erfolgt. Abschnitt 4.3 befasst sich mit den Einschätzungen der Befragten zur zukünftigen Entwicklung der Wettbewerbssituation. Abschließend erfolgt in Abschnitt 4.4 eine zusammenfassende Bewertung der Experteninterviews.

4.1 Internationale Offshore-Märkte

Die Interviewteilnehmenden wurden zunächst nach ihrer Einschätzung hinsichtlich besonders attraktiver Länder/Regionen für die Offshore-Windenergie sowie nach Ländern/Regionen mit besonders großem Potenzial für die Offshore-Windenergie befragt. Die geäußerten Einschätzungen der Interviewteilnehmenden ergeben, dass grundsätzlich viele Länder weltweit als attraktiv für die Offshore-Windenergie eingestuft werden und dass viele Länder große Potentiale für die Offshore-Windenergie aufweisen. Es werden Länder auf vier verschiedenen Kontinenten mit unterschiedlich weit entwickelten Offshore-Windenergiemärkten genannt. Die Antworten umfassen für den europäischen Kontinent sowohl die etablierten Märkte (Vereinigtes Königreich, Deutschland, Niederlande, Belgien, Dänemark), die auch weiterhin als attraktiv gelten würden, als auch die Länder Polen, Frankreich, Norwegen, Schweden, Finnland, Irland, Litauen, Lettland und Estland. Darüber hinaus werden auch die südeuropäischen Länder Spanien, Portugal, Griechenland und Italien aufgeführt, da sie insbesondere Potenzial für Floating-Projekte aufwiesen. Auf dem amerikanischen Kontinent wird insbesondere die USA als attraktiver Markt eingeschätzt, mit Potenzial an Ost- und Westküste sowie am Golf von Mexiko. Zusätzlich werden auch Kanada und Brasilien von den Interviewteilnehmenden genannt. Im Raum Asien-Pazifik gelten China, Taiwan, Japan, Südkorea, Vietnam, Philippinen und Indien sowie Australien als Länder mit Potenzial für die Offshore-Windenergie. Dem chinesischen Offshore-Markt wird zwar viel Potenzial zugeschrieben, gleichzeitig betonen mehrere Interviewteilnehmenden jedoch, dass es sich um einen eher isolierten Markt mit hohen Zugangshürden für ausländische Akteure handele.

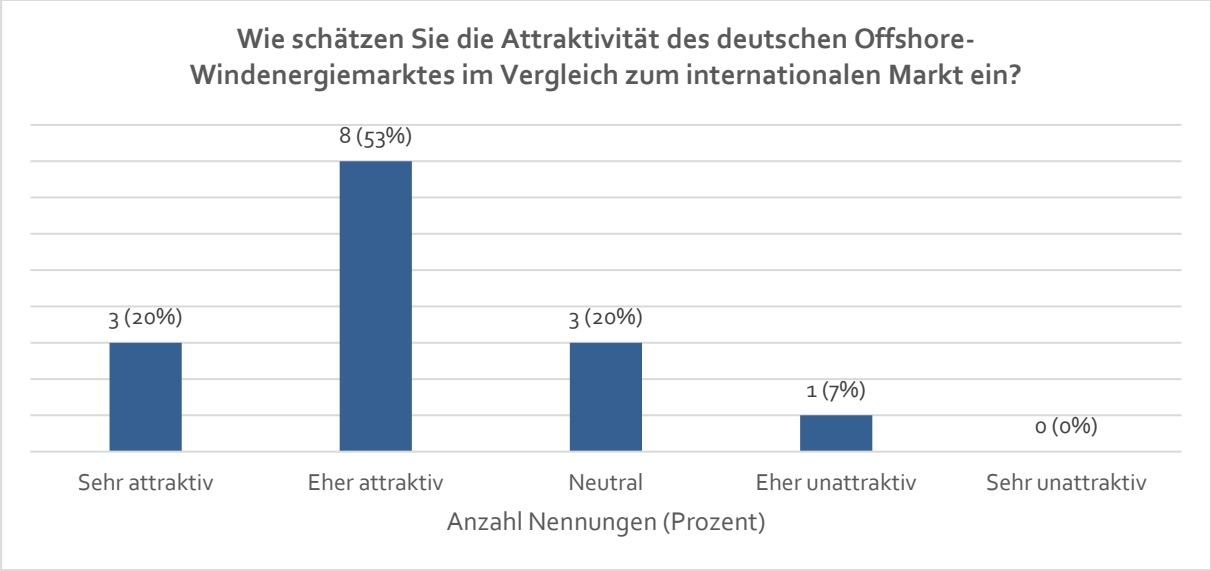
Hinsichtlich ihrer Aktivitäten in den genannten Offshore-Windenergiemärkten geben die Interviewteilnehmenden an, dass diese unter anderem von der eigenen Risikoaffinität (z.B. risikoaverse Unternehmen eher an fortgeschrittenen Märkten interessiert) sowie von den bisherigen Unternehmensaktivitäten und Unternehmensstandorten abhängig sind. Einige Interviewteilnehmende konzentrierten sich auf bestimmte Regionen, während andere global aktiv seien. Für viele Akteure spiele jedoch insbesondere der jeweilige „Heimatmarkt" eine wichtige Rolle. Insgesamt schätzen die Interviewteilnehmenden weltweit viele Länder als grundsätzlich attraktiv ein. Die Märkte wiesen jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile auf und müssten als „Gesamtpaket"

hinsichtlich des Risiko-Rendite-Verhältnisses überzeugen. Dies gelte ebenso für den deutschen Markt, der in einem globalen Wettbewerb mit den Offshore-Windenergiemärkten weltweit stehe.

4.2 Deutschland im internationalen Vergleich

Der zweite Teil der Interviews befasste sich mit den Besonderheiten des deutschen Offshore-Windenergiemarktes im internationalen Vergleich. Es wurde einleitend die übergeordnete Einschätzung zur Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergiemarktes im Vergleich zum internationalen Markt abgefragt. Abbildung 9 stellt die Verteilung der Antworten dar. Insgesamt schätzen die Befragten den deutschen Offshore-Windenergiemarkt als eher attraktiv ein. **Die Interviews haben vor der Novelle des WindSeeG 2023 stattgefunden.** Mit der Novelle, dem FEP 2023 und der Offshore-Realisierungsvereinbarung wurden bereits einige der von den Teilnehmern des Interviews nachfolgend genannten Kritikpunkte adressiert.

Abbildung 9: Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergiemarktes im internationalen Vergleich



Auf die Frage nach den Gründen für die Einschätzung und die Bitte um Nennung der wichtigsten Vor- und Nachteile des deutschen Marktes im internationalen Vergleich ergibt sich kein einheitliches Bild, die Antworten unterscheiden sich teilweise sehr stark zwischen den Teilnehmenden. Mehrfach als Vorteil genannt werden die ambitionierten Ausbauziele und die Stromnachfrage, sowie der frühzeitige Einstieg in die Technologie und die gesellschaftliche Akzeptanz für Offshore-Windenergie. Dem gegenüber stehen eine eher bürokratische Planungs- und Genehmigungssituation, Engpässe und Verzögerungen beim Netzausbau sowie wiederholte Eingriffe in die Regulatorik, welche durch mehrere Teilnehmende als Nachteil angeführt werden.

Anschließend wurden insgesamt 13 Aspekte des deutschen Marktes vertieft betrachtet. Die Teilnehmenden wurden gebeten, für jeden der Aspekte eine Einschätzung abzugeben, ob sie diesen hinsichtlich seiner Ausgestaltung in Deutschland im internationalen Vergleich eher als Vorteil, als neutral oder als Nachteil bewerten. In der nachfolgenden Tabelle 11 sind die Verteilungen der

Einschätzungen zusammenfassend dargestellt. Ergänzend wird für jeden Aspekt ein numerischer Mittelwert angegeben, für dessen Bestimmung die Antworten wie folgt gewichtet werden: Vorteil = 1, neutral = 0, Nachteil = -1. Für positive Werte kann damit davon ausgegangen werden, dass diese Aspekte im Mittel eher als vorteilhaft eingeschätzt werden, während negative Werte für eine eher nachteilhafte Einschätzung sprechen. Je höher der Wert für einen Aspekt ausfällt, desto besser wurde dieser im Mittel bewertet.

Als klar vorteilhaft werden die Aspekte Investitionsumfeld, Rechtssicherheit, Vermarktungsmöglichkeiten und F&E-Umfeld eingeschätzt. Für alle weiteren Aspekte ergibt sich ein gemischtes Bild, wobei die Aspekte Flächenauswahl, Förderbedingungen und Möglichkeiten der Wasserstofferzeugung im Mittel eher als Vorteil wahrgenommen werden. Im Gegensatz dazu werden die Aspekte Genehmigungsverfahren, Ausschreibungssystem, Netzanbindung, Hafen- und Servicekapazitäten, Fachpersonal und Repowering eher als nachteilig eingeschätzt. Kein Aspekt wird als klar nachteilhaft wahrgenommen. In den Abschnitten 4.2.1 bis 4.2.13 werden die einzelnen Aspekte im Detail vorgestellt und die Einschätzung der Befragten zusammenfassend wiedergegeben.

Tabelle 11: Vorteile und Nachteile des deutschen Offshore-Windenergiemarktes im internationalen Vergleich

Antwort	Vorteil	Neutral	Nachteil	Mittelwert
Gewichtung	1	0	-1	
	Anzahl Nennungen			
Investitionsumfeld	10	5		0.67
Rechtssicherheit	10	4	1	0.60
Flächenauswahl	6	6	3	0.20
Genehmigungsverfahren	3	6	5	-0.14
Ausschreibungssystem	5	4	6	-0.07
Förderbedingungen	7	4	4	0.20
Vermarktungsmöglichkeiten	7	5	2	0.36
Netzanbindungskapazitäten und -bereitstellung	3	5	7	-0.27
Hafen- und Servicekapazitäten	2	9	3	-0.07
Verfügbarkeit qualifiziertes Fachpersonal	4	5	5	-0.07
Möglichkeit des Repowerings	1	9	4	-0.21
Möglichkeit der Offshore-Wasserstofferzeugung	4	6	3	0.08
F&E-Umfeld	8	6		0.57

Gefragt nach dem dringendsten Änderungsbedarf, äußern viele der Interviewten den Wunsch nach langfristiger Planungssicherheit. Dafür sei rasche Klarheit zu den zukünftigen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Deutschland erforderlich, einschließlich der Optionen zur Wasserstofferzeugung und weiterer Flexibilitäten bei der Systemintegration. Darüber hinaus sei es wichtig, dass auch für die weitere Zukunft stabile Rahmenbedingungen herrschten.

4.2.1 Investitionsumfeld

Investitionsumfeld	10	5		0.67

Das Investitionsumfeld umfasst wirtschaftliche, finanzielle und sozio-politische Bedingungen, die auf Investitionsentscheidungen Einfluss haben. Dazu zählen beispielsweise die Stabilität der politischen Verhältnisse sowie Stabilität und Liquidität der Finanzmärkte, aber auch Regelungen zu Steuern und Eigentumsrechten. Da Offshore-Windparks immer auch Investitionsobjekte darstellen, wirkt sich das Investitionsumfeld eines Landes auf die Attraktivität dieses Marktes aus.

Das Investitionsumfeld in Deutschland wird mit zwei Dritteln mehrheitlich als vorteilhaft bewertet, ein Drittel der Befragten schätzt dieses im internationalen Vergleich als neutral ein. Grundsätzlich wird das Investitionsumfeld übereinstimmend als gut beschrieben, wobei dieses im globalen Kontext als Vorteil eingeschätzt werden könne, aber vergleichbar mit etablierten europäischen Märkten sei. Als positiv werden mehrfach genügend Finanzierungsmöglichkeiten und politische Stabilität angeführt. Einzelne Befragte verweisen auf die vorhandene Erfahrung mit Fremdfinanzierungen und eine bestehende Investitionsoffenheit. Auch, dass Deutschland Teil des Euroraumes ist, könne als Vorteil gelten, da andere Märkte mit weniger verbreiteten Währungen mit Schwierigkeiten bei der Fremdfinanzierung verbunden sein könnten.

Negativ seien nach der Einschätzung mehrerer Befragter die zum Zeitpunkt der Befragung bestehenden Unklarheiten über das zukünftige Fördersystem.

4.2.2 Rechtssicherheit

Rechtssicherheit	10	4	1	0.60

Da es sich bei Offshore-Windparks um langfristige Investitionen handelt, spielt die Rechtssicherheit eines Landes eine wichtige Rolle für die Attraktivität dieses Marktes. Die Rechtssicherheit umfasst dabei neben grundlegender Rechtsstaatlichkeit unter anderem die Verlässlichkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen und staatliche Transparenz.

Nach mehrheitlicher Einschätzung der Befragten kann die Rechtssicherheit Deutschlands im internationalen Vergleich als vorteilhaft angesehen werden. Die regulatorischen Rahmenbedingungen werden von vielen Befragten als grundsätzlich verlässlich beschrieben. Wenngleich es in der Vergangenheit viele Gesetzesänderungen gegeben habe, seien diese in den meisten Fällen nachvollziehbar gewesen.

Als negativ wird vielfach das bestehende System der Eintrittsrechte genannt. Dieses behindere einen fairen Wettbewerb und erschwere ausländischen Betreibern den Zutritt zum deutschen Markt.

Andere Betreiber wiederum betrachten das Eintrittsrecht als unzureichenden Ausgleich für entzogene Projektrechte.

Als Beispiel für staatliche Eingriffe, die der Rechtssicherheit eines Landes schaden können, nennen einige Befragte die rückwirkende Kürzung der Förderung für Solaranlagen in Spanien, die die spanische Regierung Anfang der 2010er Jahre veranlasst hatte. Diese Gesetzesänderungen wirkten sich entsprechend nachträglich auf Projekte bzw. deren Wirtschaftlichkeit aus, die auf Grundlage des bisherigen Rechtsrahmens umgesetzt worden waren, und verursachten eine Klagewelle von Investoren und Projektentwicklern (Rödl & Partner, 2013) (BBH, 2015).

4.2.3 Flächenauswahl

Flächenauswahl	6	6	3	0.20

Der Aspekt der Flächenauswahl umfasst die Flächenausweisung für Offshore-Windenergieprojekte sowie die Festlegungen der zu installierenden Leistung. In Deutschland erfolgen die Flächenauswahl und die Festlegung der Leistung durch das BSH.

Dieser Aspekt wird von den Befragten unterschiedlich bewertet. Jeweils sechs Befragte bewerten die Flächenauswahl als Vorteil beziehungsweise als neutral, drei Befragte sehen in der bestehenden Flächenauswahl einen Nachteil im internationalen Vergleich. Viele Befragte beschreiben die Flächenauswahl durch das BSH als transparent und verlässlich. Auch die Durchführung der Flächenvoruntersuchung durch das BSH wird als positiv hervorgehoben. Gleiches gilt für die Losgrößen. Einige Befragte bemängeln, die Windenergie werde derzeit nicht ausreichend gegenüber anderen Nutzungsformen wie der Verteidigung und dem Naturschutz priorisiert. Einzelne Befragte bemängeln, dass die zentrale Flächenauswahl im Vergleich zu anderen Ländern, wie dem Vereinigten Königreich, weniger Flexibilität und weniger Potential für die Optimierung von Offshore-Projekten böte.

Die Kenngröße der Leistungsdichte, also das Verhältnis aus zu installierender Leistung zur Windparkfläche, wird übereinstimmend als lediglich eine wichtige Kenngröße unter vielen beschrieben. Die im derzeitigen Vorentwurf des FEP anvisierten Leistungsdichten um 10 MW/km² seien im internationalen Vergleich hoch, aber noch unkritisch.

4.2.4 Genehmigungsverfahren

Genehmigungsverfahren	3	6	5	-0.14

Das Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks wird von den Teilnehmenden unterschiedlich bewertet. In der Gesamtbetrachtung wird dieser Aspekt als neutral mit leichter Tendenz zum Nachteil bewertet.

Vielfach positiv hervorgehoben wird die zentrale Bündelung des Verfahrens beim BSH, was die Kommunikation deutlich vereinfache und zu einer Beschleunigung des Verfahrens beitragen könne. Außerdem sei das Verfahren transparent und fair. Auf der anderen Seite wird das Genehmigungsverfahren im internationalen Vergleich als aufwendig und komplex beschrieben. Die

Prüftiefe sei häufig übertrieben. Des Weiteren wird die Verfahrensdauer durch die Befragten als zu lang wahrgenommen, wofür einige Teilnehmende eine unzureichende Digitalisierung sowie eine personelle Unterbesetzung des BSH als Ursachen vermuten. Viele Teilnehmende halten die Realisierungsfristen für zu streng, was zu einem hohen Projektrisiko führe, da Betreiber für eine rechtzeitige Fertigstellung auf externe Partner angewiesen seien. Sollte sich der Wettbewerb um Zulieferer und Installationsschiffe zukünftig bedingt durch die hohen internationalen Ausbauraten verschärfen, steige das Risiko, Fristen nicht halten zu können. Für diesen Fall seien die Konsequenzen in Form finanzieller Pönalen oder gar dem Entzug der Genehmigung unangemessen.

4.2.5 Ausschreibungssystem

Ausschreibungssystem	5	4	6	-0.07

Die Einschätzungen der Befragten zum Ausschreibungssystem basieren auf dem Entwurf zum WindSeeG vom 04.03.2022, welcher zwei unterschiedliche Ausschreibungssysteme vorsieht. Betreiber und Verbände sind in ihren Stellungnahmen im Rahmen der Anhörung detailliert auf das zu dem Zeitpunkt vorgeschlagene Ausschreibungssystem eingegangen, weshalb hier nur auf einige grundlegende Einschätzung eingegangen werden soll.

Das Ausschreibungssystem wird von den Befragten uneinheitlich bewertet. In der Gesamtbetrachtung wird dieser Aspekt als neutral mit leichter Tendenz zum Nachteil bewertet.

Viele Befragte begrüßen das vorgeschlagene zweigeteilte Verfahren, da sich so jeder Betreiber für das von ihm präferierte System entscheiden könne. Einige vertreten die Meinung, das zweigeteilte System sei Ausdruck einer wenig ausgereiften politischen Steuerung, es sei „nichts Halbes und nichts Ganzes". Nach Einschätzung der Teilnehmenden sei grundsätzliche für beide Systeme die Einführung eines Präqualifizierungsverfahrens sinnvoll. Andernfalls wird befürchtet, Flächenrechte könnten zum Spielball internationaler Finanzakteure werden. Eine Präqualifizierung böte darüber hinaus die Möglichkeit zur Einführung von Nachhaltigkeitskriterien oder von Kriterien zur Sicherung nationaler Steuerreinnahmen. Am Ausschreibungssystem über die fünf vorgeschlagenen Kriterien kritisieren viele der Befragten insbesondere die starke Gewichtung einer Einmalzahlung, welche vor Inbetriebnahme für die Nutzung der Fläche zu leisten wäre. Durch die fehlende Deckelung dieser Summe wird eine Verzerrung bei der Preisermittlung befürchtet, wobei die zusätzlichen Projektkosten am Ende auf die Strompreise umgelegt werden würden. Die vier weiteren Kriterien halten die Befragten mehrheitlich für ungeeignet, um eine sinnvolle Differenzierung der Gebote zu erreichen.

4.2.6 Förderbedingungen

Förderbedingungen	7	4	4	0.20

Eng verbunden mit dem Aspekt des Ausschreibungssystems sind die Förderbedingungen, die die spezifischeren Regelungen, die für den Erhalt der Förderung gelten, umfassen (z.B. die Laufzeit für die Förderung).

Die Interviewteilnehmenden bewerten die Förderbedingungen in Deutschland zwar unterschiedlich, insgesamt fällt die Bewertung jedoch leicht positiv aus. Mehrere Befragten geben an, dass die Förderbedingungen grundsätzlich gut ausgestaltet seien und jede Fläche interessant sei. Allerdings nennen die Befragten auch mehrere hinderliche Punkte. Das Management mehrerer PPA sei anspruchsvoll und aufwendig (Abstimmung bzgl. Laufzeiten, Preise, Mengen etc.).

4.2.7 Vermarktungsmöglichkeiten

Vermarktungsmöglichkeiten	7	5	2	0.36

Durch die Vermarktung des erzeugten Stroms erzielen Offshore-Windenergieprojekte (ohne Förderung) ihre Einnahmen, entsprechend spielen sowohl die rechtlichen Rahmenbedingungen (z.B. Doppelvermarktungsverbot) als auch die erwartete Nachfrage nach Offshore-Windstrom (z.B. Möglichkeit PPA-Abschluss) eine wichtige Rolle.

Die Vermarktungsmöglichkeiten in Deutschland werden von den Befragten als insgesamt positiv bewertet. Dabei betonten die Befragten mehrfach, dass der deutsche Markt derzeit viele potenzielle Abnehmer für PPAs böte, sowohl die Anzahl als auch die langfristige Bonität der Abnehmer wird als positiv bewertet. Auch der Ausstieg Deutschlands aus der Atom- und Kohlekraft, der Wille der Industrie zur Elektrifizierung sowie die entsprechend hohe Nachfrage nach EE-Strom wird von einigen Befragten als Vorteil genannt. Als für die Vermarktungsmöglichkeiten hinderliche Regelung wird von einigen Interviewteilnehmenden das Doppelvermarktungsverbot aufgeführt, das die Ausstellung für Herkunftsnachweise für EEG-geförderten Strom untersagt. Diese Regelung sei eher als Nachteil des deutschen Marktes anzusehen, gleichzeitig sei es jedoch ein Hindernis, das als hinnehmbar zu bewerten sei.

Darüber hinaus merken einzelne Interviewteilnehmenden an, dass die Vermarktung über PPAs derzeit zwar gut verlaufe, langfristig aufgrund der begrenzten Anzahl an Abnehmern mit geringem Ausfallrisiko jedoch begrenzt sei und dass ein höheres Ausfallrisiko der Abnehmer gegebenenfalls zu Schwierigkeiten bei Fremdfinanzierung führen könne. Weiterhin wird darauf hingewiesen, dass die Vermarktung auch außerhalb von PPAs sehr interessant und wichtig sei (z.B. an Haushaltskunden zur Akzeptanzsteigerung).

4.2.8 Netzanbindungskapazitäten und -bereitstellung

Netzanbindungskapazitäten und -bereitstellung	3	5	7	-0.27

In Deutschland wird die Offshore-Netzanbindung durch den jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt. Für den Ausfall von Netzanbindungen bestehen Kompensationsregeln.

Die Netzanbindung durch die Übertragungsnetzbetreiber wird durch die Befragten unterschiedlich bewertet, wobei eine deutliche Tendenz zum Nachteil erkennbar ist. Als vorteilhaft wird von mehreren Befragten die Planungssicherheit genannt, welche sich aus den bestehenden Zuständigkeiten und Pflichten ergäbe. Auch die bestehenden Kompensationsregelungen werden von

mehreren Befragten positiv hervorgehoben. Auf der anderen Seite erhöhe das System den Abstimmungsbedarf und reduziere die Flexibilität der Betreiber bei der Auslegung ihrer Windparks. Darüber hinaus bestünden wenig Anreize für eine Verbesserung der Systemintegration von Offshore-Windpark. Ebenfalls als negativ bemängeln viele Teilnehmende, dass kein ausreichender Ausbau des landseitigen Netzes erfolge. Dies erschwere den Abschluss von Stromlieferverträgen mit Abnehmer in Süddeutschland und führe zu dem Risiko, dass innerhalb Deutschlands mittelfristig zwei Preiszonen entstehen könnten. Einzelne Befragte wünschen sich eine stärkere seeseitige Vernetzung innerhalb Europas.

Einige Befragte vertreten den Standpunkt, die Bereitstellung der Netzanbindungen könnte durch die Betreiber schneller und kostengünstiger erfolgen. Darüber hinaus böte ein solches Systeme stärkere Anreize für eine ganzheitliche Optimierung und eine verbesserte Netzintegration.

4.2.9 Hafen- und Servicekapazitäten

Hafen- und Servicekapazitäten	2	9	3	-0.07

Die Hafen- und Servicekapazitäten werden für den Aufbau, die Wartung und schließlich der Demontage von Offshore-Windenergieprojekten benötigt. Dabei dienen Häfen als Standorte, an denen beispielsweise Komponenten produziert, vor- und demontiert sowie verschifft werden.

Die Bewertung der Hafen- und Servicekapazitäten in Deutschland im internationalen Vergleich durch die Befragten fällt mehrheitlich neutral aus. Mehrere Befragte geben an, dass sie die derzeitigen Kapazitäten zwar als ausreichend bewerten, dies sei aber auf den Umstand zurückzuführen, dass Deutschland von den benachbarten Häfen in Eemshaven (NL) und Esbjerg (DK) profitiere. Diese beiden Häfen dienten auch deutschen Offshore-Windenergieprojekten als Basis. Darüber hinaus sind einige Interviewteilnehmende der Meinung, dass Deutschland in der Vergangenheit hohe Kapazitäten habe aufweisen können, diese sollten künftig wieder reaktiviert werden. Im Gegensatz dazu äußern andere Interviewteilnehmende ihre Besorgnis darüber, dass in der deutschen Nordsee kein großer Installationshafen mit Ausnahme von Cuxhaven vorhanden und dass künftig ein Engpass zu erwarten sei. Dieser Engpass könne insbesondere vor dem Hintergrund künftig zu erwartender Demontage- und Rückbauaktivitäten noch verschärft werden. Einzelne Befragte bemängeln darüber hinaus, dass viele Häfen tideabhängig seien und dass keine Maßnahmen zur Ertüchtigung der deutschen Hafenstandorte erkennbar seien. Des Weiteren merken einzelne Befragte an, dass ein möglichst gleichmäßiger und international abgestimmter Zubau vorteilhaft für die Hafenstandorte wäre.

4.2.10 Verfügbarkeit qualifizierten Fachpersonals

Verfügbarkeit qualifizierten Fachpersonals	4	5	5	-0.07

Sowohl für die Projektentwicklung als auch für den Bau und Betrieb von Offshore-Windparks sind viele unterschiedlich qualifizierte Fachkräfte erforderlich.

Die Verfügbarkeit qualifizierten Fachpersonals in Deutschland wird durch die Teilnehmenden uneinheitlich bewertet. Als vorteilhaft wird angeführt, dass in Deutschland durch seine Offshore-Historie eine vergleichsweise große Basis an Fachpersonal vorhanden sei. Darüber hinaus wird mehrfach eine hohe Kompetenz von Universitäten und anderen Ausbildungseinrichtungen mit spezialisierten Ausbildungen genannt.

Für die Zukunft rechnen die Befragten übereinstimmend mit einem Mangel an qualifiziertem Fachpersonal, sowohl für die Projektentwicklung als auch für den Bau und den Betrieb von Windparks. Dies sei jedoch ein internationales Problem und kein spezifisches Phänomen für Deutschland, wo die Lage derzeit noch als vergleichsweise gut eingeschätzt wird. Einige Unternehmen bemühten sich daher bereits heute aktiv um die Ausbildung von Fachkräften.

4.2.11 Möglichkeit des Repowerings

Möglichkeit des Repowerings	1	9	4	-0.21

Unter Repowering ist im Allgemeinen die Erneuerung alter Anlagenteile zur Stromerzeugung durch neue Anlagenteile bei gleichzeitiger Weiternutzung bestehender Infrastruktur zu verstehen. Eine klare und allgemein anerkannte Begriffsdefinition für Repowering im Zusammenhang mit Offshore-Windenergie ist noch nicht bekannt. Auch gibt es bisher kein klares regulatorisch geregeltes Verfahren, ob und wie Windparks samt der Offshore-Netzinfrastruktur am Ende ihrer Lebensdauer durch neue Anlagen ersetzt werden sollen.

Vor diesem Hintergrund wird die Möglichkeit des Repowerings durch die Interviewteilnehmenden mehrheitlich als neutral bewertet, da auch für andere Märkten eine entsprechende Repowering-Strategie nicht bekannt sei.

In diesem Zusammenhang kritisieren einige Befragte, dass nach aktueller Rechtslage Unklarheit über die regulatorisch tatsächlich möglichen Laufzeiten von Offshore-Windparks bestehe. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sei eine zugesicherte Laufzeit von 30 – 35 Jahren erstrebenswert. In anderen Ländern wie dem Vereinigtes Königreicht sei eine Nutzung von 50 Jahren möglich. In der finalen Fassung des WindSeeG 2023 sieht §89 die Möglichkeit des Repowerings vor.

4.2.12 Möglichkeiten der Wasserstofferzeugung

Möglichkeit der Offshore-Wasserstofferzeugung	4	6	3	0.08

Neben der Nutzung von Offshore-Windenergie zur Erzeugung von Strom zur Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung, wird zunehmend auch die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Offshore-Windenergie diskutiert, um auch Anwendungen auf erneuerbare Energien umzustellen, für die eine direkte Stromnutzung nicht infrage kommt. Die für die Wasserstofferzeugung notwendige Elektrolyse kann dabei entweder auf See oder an Land erfolgen. Die Wasserstofferzeugung durch Offshore-Windenergie kann zukünftig eine interessante Option für Betreiber sein, wenn der Markt die richtigen Rahmenbedingungen bietet. In Deutschland ist die Offshore-Erzeugung von Wasserstoff in den sogenannten Sonstigen Energiegewinnungsbereichen möglich. Der FEP 2020 legt aktuell zwei

Sonstige Energiegewinnungsbereiche fest. Die Möglichkeiten zur Wasserstofferzeugung durch Offshore-Windenergie werden durch die Interviewteilnehmenden mehrheitlich als neutral bewertet.

Als vorteilhaft wird durch die Befragten angeführt, dass in Deutschland grundsätzlich gute Rahmenbedingungen für die Wasserstofferzeugung und -abnahme vorlägen. Es wird auf viele mögliche Abnehmer verwiesen. Auch sei umfangreiches technologisches Fachwissen vorhanden und mit der Aqua Ventus Initiative gäbe es eine breitaufgestellte Interessenvertretung und ein interessantes Konzept. Auf der anderen Seite bestehe aktuell keine Planungssicherheit für Offshore-Wasserstoffprojekte, da für die vorgesehenen Flächen unklar sei, welche Form der Anbindung genutzt werden könne und ob es eine ausreichende Förderung geben werde. Mit der Flächen SEN-1 sei ohne Förderung keine betriebswirtschaftlich sinnvolle Wasserstofferzeugung möglich. Viele der Befragten vermissen eine politisch abgestimmte Gesamtstrategie für die Erzeugung von Wasserstoff durch Offshore-Windenergie. Einige Befragte geben an, andere Länder wie das Vereinigte Königreich und die USA seien hier schneller. Auch zu dieser Thematik gab es im Nachgang der Interviews diverse Änderungen.

4.2.13 Forschungs- und Entwicklungsumfeld

F&E-Umfeld	8	6		0.57

Das F&E-Umfeld umfasst beispielsweise die Förderungsmöglichkeiten sowie Testoptionen für Innovationen im Bereich der Offshore-Windenergie sowie die Unterstützung durch Forschungsinstitutionen.

Der Aspekt des Forschungs- und Entwicklungsumfeldes wird als klar vorteilhaft bewertet. Grundsätzlich schätzt die Mehrheit der Interviewteilnehmenden diesen Aspekt im Vergleich zu den zuvor diskutierten Aspekten jedoch als weniger entscheidend für die Attraktivität eines Marktes ein.

Als positiv werden eine gute Forschungslandschaft mit angesehenen Forschungsinstituten und Universitäten genannt, die vergleichbar mit anderen etablierten Märkten für Offshore-Windenergie sei. Auch die Möglichkeit für Kooperationen von Forschung und Industrie wird als förderlich betrachtet. Auf der anderen Seite sei die Bewilligung von Fördermitteln teilweise sehr aufwendig, insbesondere für kleinere Unternehmen. Das geplante Testfeld vor Rostock sei für viele der Befragten von eher untergeordnetem Interesse, da Betreiber üblicherweise keine Technologieentwicklung betrieben.

4.2.14 Sonstiges

Neben den vorangegangenen 13 Aspekten des deutschen Offshore- Windenergiemarktes wurden die Interviewteilnehmenden auch nach weiteren relevanten Aspekten, die aus ihrer Sicht zu ergänzen sind, befragt. Die Befragten äußerten im Wesentlichen die folgenden vier Punkte.

Zum einen loben mehrere Befragte die Dialogbereitschaft des BMWK sowie die Möglichkeit des Austauschs zwischen der Offshore-Windenergiebranche und dem BMWK (z.B. Fachgespräche). Zum anderen drücken viele der Befragten ihre Besorgnis hinsichtlich des hohen Wettbewerbs um die

Zulieferunternehmen aus. Sie erwarteten einen Engpass in vielen Bereichen der Zuliefererkette, unter anderem bei Schiffen, Fundamenten, Kabeln, Turbinen und Umspannwerken. Es wird angenommen, dass die Fertigungskapazitäten künftig zu gering sein könnten, um den steigenden Bedarf zu decken, insbesondere zum Ende des Jahrzehnts. Weiterhin wird angeführt, dass die Margen für die gesamte Supply Chain gering seien und diesen Akteuren „wenig Luft zum Atmen" bliebe. Auch wird in diesem Zusammenhang die aktuelle Ausbaulücke in Deutschland kritisiert, die die Branche geschwächt habe. Entsprechend wird von den Befragten ein stetiger Zubau mit internationaler Absprache gefordert. Zur Stärkung und zum Schutz der heimischen Branchenakteure fordern einige Befragte die Einführung von Local-Content-Vorschriften. Des Weiteren betonen mehrere Befragte, dass die deutschen Behörden insgesamt nicht ausreichend ausgestattet seien, dies gelte sowohl für das BSH als auch für andere Behörden (z.B. Finanzämter). Zusätzlich heben mehrere Befragte das Verbesserungspotenzial hinsichtlich der Netzdienlichkeit der Offshore-Windenergie hervor, beispielweise durch Wind-Speicher oder Wind-PV-Kombinationen.

In einigen Märkten sind Local-Content-Anforderungen Teil der Vergabe von Offshore-Projekten. So war beispielsweise der Anteil an lokaler Wertschöpfung ein Bewertungskriterium in den französischen Offshore-Vergaberunden 1 (2012) und 2 (2014) (IHS Markit, 2020). Auch im japanischen Vergabeverfahren von 2020 wurde der lokale Beitrag bewertet. Um an der aktuellen Vergabe von Windprojekten in Taiwan teilzunehmen, wird die lokale Beschaffung für eine Vielzahl an Komponenten erwartet (PIIE, 2021). Bei entsprechenden Vorgaben ist jedoch die Vereinbarkeit mit den im Rahmen der Welthandelsorganisation (WTO) geschlossenen Abkommen und Vereinbarungen zu berücksichtigen.

4.3 Wettbewerbssituation

Durch den wachsenden internationalen Markt für Offshore-Windenergie wird sich die Wettbewerbssituation zukünftig verändern. Viele der Befragten gehen davon aus, dass neue Akteure auftauchen werden, darunter Unternehmen, die bisher schwerpunktmäßig im Öl- und Gasbereich tätig seien, sowie finanzorientierte, institutionelle Anleger, wie beispielsweise Pensionsfonds, welche nach langfristigen und nachhaltigen Investmentoptionen suchten. Auf der anderen Seite rechnen viele Befragte damit, dass kleinere, weniger finanzstarke Unternehmen zunehmend Schwierigkeiten haben werden, sich auf dem Offshore-Markt zu behaupten. Einige Interviewte rechnen langfristig mit etwa fünf bis zehn global agierenden Akteuren. Dabei sei es möglich, dass sich "nationale Champions" etablieren, also Betreiber, die auf dem jeweiligen Heimat-Markt besonders stark vertreten sein könnten.

Die meisten Befragten geben an, dass auch zukünftig mit einer hohen Wettbewerbsintensität für die deutschen Flächen zu rechnen sei. Die Realisierung der nationalen Ausbauziele sei von der Betreiberseite her darstellbar. Einige Betreiber hätten bereits ambitionierte interne Ziel für ihren zukünftigen Anteil am deutschen Offshore-Windenergiemarkt formuliert.

Gleichzeitig bestätigen die Betreiber die Annahme, dass Länder zukünftig vermehrt im Wettbewerb um Betreiber stehen werden. Entscheidend sei am Ende das individuelle Risiko-Rendite-Profile eines Projektes, das durch die im vorherigen Abschnitt genannten Aspekte beeinflusst werde. Auch große

Unternehmen würden sich zukünftig auf einige Märkte konzentrieren, die große Auswahl an Ausschreibungen erlaube dabei die Fokussierung auf die jeweils präferierten Systeme und Flächen.

4.4 Zusammenfassende Bewertung

Ziel der Experteninterviews war es, ein besseres Verständnis für die Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergiemarktes und seine Stärken und Schwächen im internationalen Vergleich zu erlangen.

Die Interviews wurden im März und April 2022 durchgeführt und lagen somit zeitlich vor Verabschiedung des neues WindSeeG sowie der Veröffentlichung des FEP 2023 und der Offshore-Realsierungsvereinbarung.

Im Folgenden werden die zuvor dargestellten Einschätzungen der Interviewteilnehmenden in einer Matrix zusammengeführt, welche mit Blick auf die Realisierung der politischen Ausbauziele für Offshore-Windenergie nationale Stärken und Schwächen sowie Chancen und Risiken auf internationaler Ebene dargestellt. Dafür werden Einschätzungen, die im Rahmen der Interviews mehrheitlich geäußert wurden, zusammengefasst. Häufig handelt es sich dabei um Einflussfaktoren, die sich über mehrere der zuvor vorgestellten Aspekte und diskutierten Fragen erstrecken und nicht unbedingt deckungsgleich mit den genannten Aspekten sein müssen. Ebenfalls kann es sich um Einflussfaktoren handeln, die sich aus den Gesprächen ergeben haben, ohne dass diese explizit abgefragt worden wären.

Als Stärken werden hier nationale Charakteristika bezeichnet, welche die Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergiemarktes für Betreiber im internationalen Umfeld steigern und auf welche der Gesetzgeber mittelbar oder unmittelbar Einfluss nehmen kann. Eine wesentliche Stärke des deutschen Offshore-Marktes besteht in der Größe des Marktes, die sich aus den geplanten Ausbauraten ergibt und eine Befassung auch durch international tätige Betreiber äußerst wahrscheinlich macht. Als weitere Stärken können ein attraktives Investitionsumfeld und eine hohe Rechtssicherheit genannt werden. Das BSH als zentrale Behörde mit Zuständigkeiten für die Flächenauswahl und das Genehmigungsverfahren wird als verlässlicher Akteur wahrgenommen, worin ebenfalls eine Stärke besteht. Eine zusätzliche Stärke kann auf der Nachfrageseite identifiziert werden, die durch hohen Strombedarf und verlässliche Abnehmer gekennzeichnet ist. Auch die durch den frühen Einstieg in die Offshore-Erzeugung erworbene spezifische institutionelle und kommerzielle Erfahrung und Expertise ist eine Stärke des deutschen Offshore-Marktes.

Als Schwächen werden in dieser Betrachtung Eigenschaften des deutschen Offshore-Marktes bezeichnet, die die Attraktivität dieses Marktes senken und auf welche der Gesetzgeber Einfluss nehmen kann. Eine Schwäche kann in den im internationalen Vergleich als aufwendig und langwierig wahrgenommenen Genehmigungsverfahren gesehen werden. Auch die eingeschränkte Flexibilität der Betreiber bei der Gestaltung der Netzanbindung und der Systemintegration von Offshore-Windenergie wird von einigen Betreibern als Schwäche des deutschen Offshore-Marktes bezeichnet. Eine weitere Schwäche besteht in der im internationalen Vergleich eher kurzen gesicherten Betriebszeit für Offshore-Windparks, welche sich negativ auf das Risiko-Rendite-Verhältnis auswirke.

Faktoren, die in ähnlicher Weise für eine Vielzahl an internationalen Offshore-Windenergiemärkten zutreffen und sich positiv auf die Realisierung der nationalen Ausbauziel auswirken, werden hier als Chancen bezeichnet. Eine zentrale Chance besteht in dem ausgeprägten unternehmerischen Interesse an Offshore-Windpark, da Windparks insbesondere für finanzkräftige Unternehmen und institutionelle Anleger als attraktives Zukunftsinvestment gesehen werden. Eine weitere Chance kann in der gesellschaftlichen Stimmung gesehen werden, die den Ausbau erneuerbarer Energien und damit auch der Offshore-Windenergie mit Blick auf das energiepolitische Zieldreieck aus Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit in weiten Teilen befürwortet. Auch die Möglichkeit zur Kombination des Offshore-Windenergieausbaus mit internationaler Vernetzung im Strom- und Wasserstoffbereich stellt eine Chance dar.

Als Risiken werden Faktoren bezeichnet, welche die Realisierung der nationalen Ausbauziele gefährden, die aber gleichzeitig auch für andere Offshore-Windenergiemärkte gelten. Es können drei Risiken identifiziert werden, die sich unmittelbar aus zukünftig erwartbaren stark ansteigenden Ausbaumengen ergeben. Da der Aufbau von Herstellungs-, Logistik- und Personalkapazitäten einige Zeit beansprucht und auf langfristig sichere Absatzmengen angewiesen ist, rechnen die interviewten Betreiber insbesondere zum Ende des aktuellen Jahrzehnts mit Engpässen in diesen drei Bereichen.

Wie bereits eingangs erwähnt, haben die Interviews im Februar 2022 auf dem Kenntnisstand des damaligen Referentenentwurfs stattgefunden. Mit der finalen Fassung des WindSeeG 2023, des FEP 2023, der Offshore-Realisierungsvereinbarung sowie der EU-Notfallverordnung wurden viele der angesprochenen Punkte (wie z.B. Genehmigungsverfahren und -dauer, Ausschreibungssystem, Netzanbindung, Repowering, Wasserstofferzeugung u.v.m.) bereits adressiert. Einen Überblick über die wichtigsten Neuerungen, kann den Kapiteln 2.3 und 2.4 entnommen werden.

Tabelle 12: Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken für den deutschen Offshore-Ausbau (Stand Befragung März/ April 2022)

Nationale Aspekte	
Stärken	**Schwächen**
• Größe des Marktes / ambitionierte Ausbauziele • Attraktives Investitionsumfeld • Hohe Rechtssicherheit • BSH als zentraler und verlässlicher Akteur • Hohe Stromnachfrage und verlässliche Abnehmer • Erfahrung und Expertise mit Offshore-Windenergie	• Aufwendige, langwierige Genehmigungsverfahren* • Unklarheit über langfristige Ausschreibungs- und Förderbedingungen* • Eingeschränkte Flexibilität bei Netzanbindung und Systemintegration • Vergleichsweise kurze gesicherte Betriebszeit* • Fehlende langfristige Offshore-Wasserstoffstrategie • Unzureichende Sicherstellung der Realisierungswahrscheinlichkeit durch fehlende Präqualifizierung und drohenden Projektverlust bei Fristverletzungen
Internationale Aspekte	
Chancen	**Risiken**
• Großes unternehmerisches Interesse an Offshore-Windparks • Gesellschaftliche Stimmung • Internationale Vernetzung auf See im Strom- und Wasserstoffbereich	• Erwarteter globaler Engpass bei Zulieferern • Erwarteter Engpass in Transport und Logistik • Erwarteter globaler Engpass bei Fachkräften

** Mit der finalen Fassung des WindSeeG 2023, des FEP 2023, der Offshore-Realisierungsvereinbarung sowie der EU-Notfallverordnung wurden diese angesprochenen Punkte bereits adressiert.*

Abschließend lässt sich feststellen, dass alle Befragten einen guten bis sehr guten Überblick über den deutschen Offshore-Windenergiemarkt sowie über internationale Offshore-Windenergiemärkte haben. Die Befragten bestätigen die in der Einleitung dieses Kapitels formulierte Annahme, dass Länder untereinander zukünftig verstärkt im Wettbewerb um Betreiber stehen werden. Dabei bieten die unterschiedlichen Märkte spezifische Vor- und Nachteile, welche zusätzlich durch die Betreiber vielfach nach den jeweiligen Präferenzen individuell bewertet werden. Die Experteninterviews zeigen, dass kein Markt durch herausragende Attraktivität im Vergleich zu anderen Märkten heraussticht. Deutschland wird im internationalen Vergleich als eher attraktiv wahrgenommen. Die Interviewteilnehmenden gehen davon aus, dass Betreiber sich zukünftig vermehrt auf die für sie attraktivsten Flächen bewerben werden. Gleichzeitig zeigen sie sich optimistisch, dass die deutschen Ausbauziele für Offshore-Windenergie erreicht werden können. Dafür wünschen sie sich Klarheit und Verlässlichkeit für die langfristigen Rahmenbedingungen. Die größte Sorge mit Blick auf die Erreichung der nationalen Ausbauziele besteht in einem erwarteten Engpass bei Zulieferern sowie im Bereich Transport und Logistik, insbesondere zum Ende des Jahrzehnts.

Zum Schluss ist bei der Interpretation der vorangegangenen Untersuchung einschränkend zu beachten, dass es sich bei den Einschätzungen immer nur um eine Momentaufnahme handeln kann. Die bisherigen Entwicklungen und die aktuelle Dynamik der Offshore-Regulatorik zeigen, dass sich

die Attraktivität von Offshore-Windenergie im Allgemeinen und einzelnen Märkten im Speziellen schnell ändern können. Auch handelt es sich lediglich um die Einschätzung einer begrenzten Anzahl an Betreibern, beziehungsweise einiger Interessenvertretungen. Es ist möglich, dass andere betroffene Akteure einzelne Aspekte abweichend bewerten würden.

5 Regulatorischer Rahmen für Offshore-Netzanbindungsleitungen in Deutschland und im internationalen Vergleich

Ziele des Kapitels ist die Darstellung des aktuellen Stands der Technologie und des (Weiter-)Entwicklungspotenzials. Aufbauend auf den detaillierten technischen Analysen des EEG-Erfahrungsberichtes 2018 im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) sowie der zwischenzeitlich ebenfalls abgeschlossenen Arbeiten im Rahmen der Unterstützung des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) bei der Aufstellung und Fortschreibung des FEP werden die Kostensenkungs- und Projektbeschleunigungspotenziale eruiert und abgeschätzt.

5.1 Technologieentwicklung bei Betriebsmitteln und Systemen

Die im vorhergehenden EEG-Erfahrungsbericht 2018 betrachteten Offshore-Windparks (OWP) und Offshore-Netzanschlusssysteme (ONAS) umfassten im Wesentlichen installierte Leistungen von bis zu etwa 1.000 MW, in den Niederlanden bis zu 1.400 MW als Zwillingsanbindungssysteme wie Borssele alpha und Borssele beta mit zwei Stück 700 MW-HVAC-Sammel-/Umspannplattformen und 66-kV-Direktanbindungskonzept.

Als Übertragungstechnik für den Abtransport der auf See erzeugten elektrischen Energie hin zu den an Land gelegenen Einspeisepunkten in das Höchstspannungsübertragungsnetz wurden im EEG-Erfahrungsbericht 2018 als am weitest entwickelte, marktreife am Markt verfügbare ONAS-Technologien

- einerseits die 220-kV-Hochspannungs-Drehstromübertragung (HDÜ, englisch HVAC) und
- andererseits die 320-kV-Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ, englisch HVDC)

identifiziert und dargestellt.

Die Innerparkverkabelung war im Berichtszeitraum des EEG-Erfahrungsberichts 2018 mit dem Größenwachstum der Windkraftanlagen an die Grenzen der Mittelspannungsdrehstromseekabel mit 33 kV~3 Betriebsspannung gekommen und der Übergang zur Anwendung von Hochspannungsdrehstromseekabeln mit 66 kV~3 Betriebsspannung war erreicht.

Auf die dazu ausgeführten technischen Grundlagen und detaillierten Darstellungen im EEG-Erfahrungsbericht 2018 wird hier nur verwiesen. Im Weiteren wird nur der aktuelle technische Entwicklungsstand dargestellt.

5.1.1 Offshore-Netzanschlusssysteme mit Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung

Generell werden HDÜ eher bei kurzen Distanzen und geringen Übertragungsleistungen eingesetzt, wobei es keine veröffentlichten konkreten Schwellenwerte gibt. Planmäßig werden vor diesem Hintergrund zurzeit jedenfalls in der deutschen Ostsee HDÜ-Netzanbindungen realisiert.

Die zukünftig vorgesehenen 220-kV-Drehstromkabel verfügen je System gemäß dem am 18.12.2020 vom BSH veröffentlichten FEP 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee (FEP-2020) jeweils über eine

maximale Übertragungskapazität von 300 MW. Im am 20. Januar veröffentlichten FEP 2023 werden hierzu keine weitergehenden Aussagen getroffen. Bei den aktuell in der Umsetzung befindlichen Netzanbindungssystemen im Projekt Ostwind 2 der 50Hertz (OST-2-1 bis OST-2-3) werden beispielsweise jeweils ein etwa 90 km langes, Dreileiter-Drehstrom-Seekabel mit Kupfer als Leitermaterial (Nennquerschnitt pro Ader 1.200 mm²) und VPE-Isolierung sowie integrierten Lichtwellenleitern verwendet (50Hertz, 2016).

Im umgebenden europäischen Ausland werden allerdings zum Teil deutlich höhere Transportleistungen auf 220-kV-Dreileiter-Drehstrom-Seekabeln realisiert:

Für den dänischen 407-MW-OWP „Horns Rev 3" hat der zuständige Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk einen Drehstromnetzanschluss mit einem 220-kV-Dreileiter-Drehstrom-Seekabel als Exportkabel für die gesamte Leistung geplant und realisiert (energinet.dk, 2013).

In den Niederlanden wurde als Standard für die Maximalbelastung von 220-kV-Dreileiter-Drehstrom-Seekabeln ein Wert von 350 MW von TenneT spezifiziert. Dieser wird in allen niederländischen HVAC-Offshore-Netzanschlussprojekten umgesetzt (Net-op-Zee-Projekte):

- Borssele Alpha und Beta,
- Hollandse Kust (zuid) Alpha und Beta,
- Hollandse Kust (west) Alpha und Beta,
- Hollandse Kust (noord) Alpha sowie
- Ten noorden van de Waddeneilanden
- Hollandse Kust (zuid west) Alpha und Beta

In Belgien wurde und wird als Standard für die Maximalbelastung von 220-kV-Dreileiter-Drehstrom-Seekabeln ein Wert von 350 MW von ELIA angewendet. Dieser wird in allen belgischen HVAC-Offshore-Netzanschlussprojekten umgesetzt (Modular Offshore Grid: MOG-I- und MOG-II-Projekte).

Es wird allerdings nochmals darauf hingewiesen, dass in Belgien, Dänemark, Frankreich, Großbritannien und den Niederlanden das in Deutschland als Vorsorgewert einzuhaltende 2-K-Kriterium nicht auslegungsrelevant ist, sondern dass ausschließlich die technische, das heißt die thermische, Übertragungsfähigkeit der Seekabel für die Festlegung der maximal übertragbaren Leistung je Dreileiterdrehstromseekabel als Auslegungskriterium herangezogen wird.

Beim Abtransport von offshore erzeugter elektrischer Energie über HVAC-Seekabel ist nach Einschätzung der Autoren mit etwa 400 MW Übertragungsleistung je 220-kV-Dreileiter-Drehstrom-Seekabel die Grenze des technisch-wirtschaftlich Machbaren erreicht.

Größere Leiterquerschnitte als 3 x 1.200 mm² für Kupferleiter oder 3 x 1.800 mm² für Aluminiumleiter sind sowohl thermisch (räumliche Konzentration von Verlustleistung) als auch im Hinblick auf die Verlegung der Seekabel (u.a. Eigengewicht) sowie im Hinblick auf das Einziehen der Seekabel in die J-Tubes der Offshore-Umspannplattformen nicht mehr zielführend und effizient.

Eine Erhöhung der Übertragungsspannung bei HVAC-Kabeln führt wegen der quadratischen Abhängigkeit der von einem HDÜ-Kabel aufgenommenen kapazitiven Ladeblindleistung zu deutlich

kürzeren Kabelstrecken, welche ohne Kompensationsdrosselspulen technisch-wirtschaftlich sinnvoll betrieben werden können.

Bei kapazitiven Ladeblindleistungen von etwa 12 Mvar/km wäre ein unkompensiertes 400-kV-HDÜ-Seekabel schon bei etwa 60 km bis 70 km Länge komplett mit dem Transport der Ladeblindleistung ausgelastet, das heißt ohne jeglichen Transport von offshore erzeugter elektrischer Energie.

Nexans bewirbt das norwegische Fjord-Querungsprojekt Mongstad-Kollsnes als Weltrekordprojekt in Bezug auf die 400-kV-Seekabellänge. Hier wurde allerdings die Drehstromübertragung mit 400-kV-XLPE-Einleiterkabeln mit jeweils 1.200 mm² CU-Leiterquerschnitt realisiert. Die längste durchgehende einzelne Kabelstrecke beträgt bei dieser Verbindung 22 km.

Somit wird von den Autoren konstatiert, dass für den Abtransport von offshore erzeugter elektrischer Energie per HDÜ bei den üblichen Transportentfernungen eine Erhöhung der Spannung über 220 kV hinaus keine Perspektiven für eine Erhöhung der Transportleistung bietet.

Fazit: Mit etwa 400 MW je 220-kV-Dreileiter-Drehstrom-Seekabel ist die technisch-wirtschaftliche Grenze der HDÜ-Technologie für den Abtransport von offshore aus Windkraft erzeugter elektrischer Energie unter den in Europa zu erwartenden Randbedingungen erreicht. Aus diesem Grund wird diese Technologie ab dem FEP 2023 auch nicht mehr als Standardkonzept aufgeführt, sondern der Fokus liegt dort bei den Gleichstromsystemen.

5.1.2 Offshore-Netzanschlusssysteme mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Im folgenden Abschnitt wird zunächst der derzeitige Status quo kurz zusammengefasst und nachfolgend die aktuell erkennbare Weiterentwicklung im Bereich der HVDC-Offshore-Netzanschlusssysteme dargestellt.

Status quo

Offshore-HVDC-Netzanschlusssysteme werden bislang in Deutschland nur in der Nordsee eingesetzt. In der Ostsee sollen sie, erstmalig in Deutschland, bei dem System OST-2-4 zum Einsatz kommen. Hier liegt die angestrebte Inbetriebnahme im Jahr 2030 und die Ausschreibung der Netzanbindung soll in diesem Jahr (2023) geschehen. Generell wurden und werden bei der Festlegung der HGÜ als Standardnetzanbindung in der deutschen Nordsee durch den FEP unter anderem die hohen Leistungen (in Betrieb befindliche Standardleistung bislang 900 MW bei einer Spannung von ±320 kV DC, Stand 03/2023) bei einer Bündelung von Windparks in räumlicher Nähe zu Sammelanbindungen sowie die hohen Entfernungen zu Netz-verknüpfungspunkten angeführt. Eine heute schon machbare Steigerung der Ströme in den Konvertern und auf den HVDC-Seekabeln auf bis zu 2,2 kA erlaubt in der ±320-kV-DC-Spannungsebene Transportleistungen bis zu 1.400 MW. Eine so hohe Leistung eines HVDC-Offshore-Netzanschlusssystems wird erstmalig in dem zurzeit im Bau befindlichen Projekt „Sofia Offshore Windfarm" der RWE Renewables auf der Dogger Bank in britischen Gewässern voraussichtlich ab dem Jahr 2026 erreicht werden.

Die Ausführung erfolgt gemäß den Vorgaben aus dem FEP (sowohl 2020 als auch 2023) als selbstgeführte VSC-HGÜ auf Basis von Leistungstransistoren als Grundbausteinen der Umrichterventile. Im Gegensatz zur klassischen HGÜ ist die VSC-HGÜ nicht von einem externen Drehstromnetz abhängig. Die VSC-HGÜ ist schwarzstartfähig, was die Anbindung von Inselnetzen ohne Synchrongeneratoren ermöglicht.

Dadurch können auch OWP im Rahmen eines Schwarzstartkonzeptes einen Beitrag zum Wiederaufbau der Netze nach einer großflächigen Störung des elektrischen Energieversorgungssystems (Blackout) leisten. Auch bei der Einbindung in das AC-Netz am Netzverknüpfungspunkt (NVP) hat die VSC-Technologie durch die schnelle, unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung deutliche Vorteile.

Bei Einsatz der VSC-Technik kann die Gleichspannung konstant gehalten werden, so dass die Kabel weniger beansprucht werden und die Verwendung von VPE-isolierten Kabeln möglich ist, die widerstandsfähiger sind und eine weniger aufwändige Installation ermöglichen als Massekabel mit ölimprägnierten Spezialpapier als Isoliermedium.

Heutiger Standard der VSC-HGÜ ist eine Konzeption mit sogenannten modularen Multi-Level-Konvertern (englisch Modular Multi-Level Converter, abgekürzt MMC). Dieser Konvertertyp erlaubt durch die Zu- und Abschaltung einer Vielzahl von einzelnen - den Stromrichterventilen direkt zugeordneten - Gleichspannungsquellen im Stromrichterzwischenkreis ausgangsseitig, das heißt auf der Wechselspannungsseite, eine sehr fein gestufte treppenförmige Spannungsform nahe an die idealen Sinusform.

Dadurch entstehen bei modularen Multi-Level-Konvertern AC-seitig im Netzanbindungssystem wesentlich weniger Oberschwingungen im Spannungsverlauf. Im Resultat können unter Anderem Filterkreise eingespart werden und die Anregung von Wechselwirkungen mit anderen Netzelementen ist wesentlich unkritischer als bei 2-Level- oder 3-Level-Konvertern mit Pulsweitenmodulationsverfahren (PWM) zur Generierung der Wechselspannungen.

Die Auslegung der HGÜ-Konverterplattformen erfolgte bislang in zwei verschiedenen Ausführungen. Entweder als sogenannte Stand-alone-Plattformen oder als Mutter-/Tochter-Plattformkombinationen. Mutter- und Tochterplattform waren dabei eng benachbart und über eine Verbindungsbrücke miteinander gekoppelt.

Neben den HVAC-Anschluss-Schaltfeldern für die zugehörigen OWP verfügen Mutter- und Tochter-Plattformen mit Doppelsammelschienenschaltanlagen über jeweils mindestens zwei zusätzliche Schaltfelder zur Verbindung mit einer Tochter- bzw. Mutterplattform. Elektrotechnisch handelt es sich praktisch um eine Kupplungs-Option der Sammelschienen.

Durch die bauliche Verbindung können die vorzuhaltenden und auch zu unterhaltenden Hilfssysteme, wie beispielsweise das Helikopterdeck oder Unterkünfte etc., gemeinsam genutzt und müssen nur auf der Mutterplattform vorgesehen werden, wodurch für den Übertragungsnetzbetreiber Vorteile in Bezug auf Investitions- und Betriebskosten bestehen.

Durch die Verbindung der bei Stand-alone-Konverter-Plattformen getrennten Netzanschlusssysteme mittels Drehstromkabeln kann zudem die Zuverlässigkeit beziehungsweise die Verfügbarkeit des Gesamtsystems erhöht und Teil-Redundanzen im System realisiert werden. Diese schaffen gegenüber der einzelnen Anbindungsleitung einen ersten Schritt in Richtung höherer Ausfallsicherheit der Offshore-Netzanschlusssysteme. So kann im Falle der Nichtverfügbarkeit eines HVDC-Offshore-Netzanschlusssystems - wegen Wartung oder durch einen Fehler bedingt - je nach Einspeisesituation die noch freie Transportkapazität des (unmittelbar) benachbarten HVDC-Offshore-Netzanschlusssystems genutzt oder zumindest eine Notstromversorgung der angeschlossenen Offshore-Windparks gewährleistet werden.

Aktuelle Weiterentwicklung im Bereich der HVDC-Offshore-Netzanschlusssysteme

Die Weiterentwicklungen der Offshore-Windenergieanlagen (OWEA), der HVDC-Konvertertechnologien und der HVDC-Kabeltechnologien haben dazu geführt, dass im FEP 2023 für die deutsche Nord- und Ostsee (FEP-2023), veröffentlicht am 20. Januar 2023,

- einerseits die Direktanbindung aller zukünftigen Offshore-Windparks in der deutschen AWZ der Nordsee in der 66-kV-AC-Ebene bzw. der 132-kV-AC-Ebene an die Offshore-Netzanschlusssysteme als grundsätzlicher Standard vorgegeben wird.
- ein einziges Standardkonzept für den Anschluss weiterer Offshore-Leistungen, nämlich ein HVDC-Konzept, wobei als Standardleistung 2.000 MW bei einer Übertragungsspannung von ±525 kV je System vorgesehen werden.

Darüber hinaus wird im aktuellen FEP 2023 der noch im FEP2020 beschrieben Drehstrom-Standard für die Ostsee nicht mehr erwähnt. Weiterhin erfolgt in dieser aktualisierten Version des FEP eine Beschränkung auf ein einziges Standardkonzept für den Anschluss von weiterer Offshore-Leistung. Dabei handelt es sich um ein HVDC-Konzept, wobei als Standardleistung 2.000 MW bei einer Übertragungsspannung von ±525 kV je System vorgesehen werden.

Einige Leuchtturmprojekte werden im Folgenden kurz dargestellt:

- Im ersten Halbjahr 2015 gab das Joint Venture zwischen National Grid (UK) und Elia (Belgien) bekannt, dass die unterseeische HVDC-Interkonnektor-Verbindung NEMO das weltweit erste extrudierte VPE-Kabel mit einer Gleichspannung von ±400 kV DC einsetzen wird. Die NEMO-HVDC-Verbindung ist ungefähr 140 km lang und wird eine Übertragungsleistung von 1.000 MW liefern.
- Im britischen 3,6-GW-Offshore-Windkraftprojekt Dogger Bank A / B / C wurde am 30.10.2019 der Auftrag für die ersten beiden 1,2-GW-HVDC-Offshore-Netzanschlusssysteme von Equinor und Scottish & Southern Energy (SSE) Renewables an ein Konsortium aus Aibel und ABB vergeben. Diese beiden ONAS werden die beiden Teilflächen Dogger Bank A (ehe-mals: Creyke Beck A) und Dogger Bank B (ehemals: Creyke Beck B) mit der Grafschaft Yorkshire auf dem ostenglischen Festland verbinden. Die HVDC-ONAS-Plattformen Dogger Bank A und B werden ein schlankes Design mit einer Stahl-Jacket-Struktur haben, jedoch oh-ne Wohnquartier oder Hubschrauberlandeplatz. Die Plattformen werden in der Regel unbemannt sein, von Land aus bedient werden und nur mit Serviceschiffen (englisch Service

Operations Vessel, abgekürzt SOV) zugänglich sein. Auf das ONAS für die dritte Teilfläche Dogger Bank C (ehemals: Teesside A) hat das Konsortium aus Aibel und ABB eine Option zur Errichtung eines weiteren 1,2-GW-HVDC-ONAS erhalten.

- Im britischen 1,4-GW-Offshore-Windkraftprojekt „Sofia Offshore Wind Farm" (ebenfalls auf der Dogger Bank) hat ein Konsortium aus GE Renewable Energy Grid Solutions und der Sembcorp Marine Ltd. am 09.07.2020 einen Vertrag als Vorzugslieferant für den Auftrag über ein 1,4-GW-320-kV-HVDC-Offshore-Netzanschlusssystem mit einer 227 km langen HGÜ-Strecke, da-von 220 km unterseeisch, von der RWE Renewables GmbH erhalten. Die finale Investitions-entscheidung wird im ersten Quartal 2021 erwartet, die Offshore-Arbeiten sollen voraussichtlich im Jahr 2023 beginnen, die erste Energieerzeugung ist für 2024/2025 geplant. Der volle kommerzielle Betrieb ist für das Jahr 2026 projektiert.
- Im britischen Offshore-Windprojekt Norfolk der Vattenfall Business Area Wind mit den beiden (Teil)-Flächen Norfolk Vanguard und Norfolk Borealis mit jeweils 1,8 GW Offshore-Windkraft-Potential hat sich Vattenfall entschieden, den Transport der offshore regenerativ erzeugten elektrischen Energie per HVDC-Übertragung anzulanden (Vattenfall, 2018). Für die beiden Teilprojekte, welche im Zeitraum 2025 bis 2030 in Betrieb gehen sollen, ist derzeit noch keine Entscheidung zur Auslegung der zu errichtenden Offshore-Netzanschlusssysteme bekannt geworden. Demzufolge ist sowohl eine Lösung der 3,6-GW-Offshore-Transportaufgabe mit drei ±320-kV-1,2-GW-ONAS als auch mit zwei ±525-kV-1,8-GW-ONAS denkbar. Bei einer potenziellen Verkleinerung des Gesamtprojekts Norfolk von 3,6 GW auf 3,0 GW wäre auch die Realisierung von zwei ±400-kV-1,5-GW-ONAS denkbar.
- Im Rahmen des niederländischen 4-GW-Offshore-Windkraftprojekts Ijmuiden Ver wurde die erstmalige Anwendung der ±525-kV-2-GW-HVDC-Technologie für die Offshore-Netzanschlusssysteme Ijmuiden Ver Alpha und Ijmuiden Ver Beta vom niederländischen Wirtschafts- und Klimaministerium – auf der Grundlage von Voruntersuchungen im Auftrage der TenneT TSO B.V. als beauftragtem niederländischem Übertragungsnetzbetreiber und als beauftragtem niederländischen Offshore-Netzbetreiber – als Standard festgelegt (MEZK-NL Niederländisches Wirtschafts- und Klimaministerium, 2019).
- Die Amprion Offshore GmbH hat ein Konsortium bestehend aus Siemens Energy und Dragados Offshore mit dem Bau der 2GW-Konverterstationen für die Offshore-Netzanbindungssysteme LanWin1 und LanWin3 beauftragt. Die Partner sollen jeweils zwei Konverter auf See und an Land in der neuen Leistungsklasse von 2 Gigawatt bauen.

Aktuelle Weiterentwicklung im Bereich der HVDC-Offshore-Konverterplattformen

Die Entwicklung von HVDC-Offshore-Netzanschlusssystemen vollzog und vollzieht sich in unterschiedlichen technologischen Dimensionen, wobei die verschiedenen Entwicklungsstränge zum Teil simultan und zum Teil sequenziell verlaufen:

- Anzahl der Spannungsstufen zur Wechselspannungserzeugung:
  Two-Level Converter ➔ Three-Level Converter ➔ Multi-Level Converter

- HVDC Nennspannung von Seekabeln:
  ± 150 kV ➔: ± 320 kV ➔ ± 400 kV ➔ ± 525 kV

- HVDC Übertragungsleistung:
  400 MW ➔ 800 MW ➔ 900 MW ➔ 1.200 MW ➔ 1.400 MW ➔ 2.000 MW

- Stromrichtertopologie:
  Symmetrischer Monopol ➔ Bipol mit metallischem Rückleiter

- Standardisierung Optimierung des mechanischen und des baulichen Designs von Offshore-Plattformen und landseitigen Gebäuden und -Anlagen für HVDC-Offshore-Netzanschlusssysteme

- Schaffung der primär- und sekundärtechnischen Voraussetzungen für die Vermaschung von HVDC-Offshore-Netzanschlussystemen:
  Herstellergebundene Punkt-zu-Punkt-Übertragungssysteme
  ➔ Herstellergebundene gerichtete (n-auf-1)-Übertragungssysteme
  ➔ Herstellergebundene Multi-Terminal-Übertragungssysteme
  ➔ Multi-Vendor/ Multi-Terminal-Übertragungssysteme

Dabei fließen einerseits die betriebliche Erfahrung und das Wissen eines großen Offshore-Netzbetreibers und andererseits das technologische Know How mehrerer technologisch führender Hersteller von leistungselektronischen Systemen in den Gesamtentwurf ein.

Entwicklung der nächsten 2-GW-HVDC-Offshore-Netzanschlusssysteme

Im europäischen Umfeld wird die technologische Weiterentwicklung der HVDC-Offshore-Konverterplattformen derzeit sehr stark von dem in den Niederlanden und Deutschland aktiven Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO vorangetrieben.

Dazu ist die TenneT TSO mit verschiedenen interessierten Herstellern von HVDC-Konvertertechnologie eine sogenannte Innovationspartnerschaft eingegangen. Bei dieser Innovationspartnerschaft handelte es sich um ein Ausschreibungsverfahren, bei dem die TenneT TSO als Auftraggeberin gemeinsam mit diversen Lieferanten einen Entwicklungsprozess startete, um eine noch nicht auf dem Markt verfügbare Lösung gemeinsam zu entwickeln. In diesem Fall war das angestrebte Entwicklungsziel eine von verschiedenen - im Wettbewerb zueinander stehenden - Konverterherstellern elektrotechnisch ausrüstbare Offshore-Plattformkonstruktion für ein ±525-kV-2,0-GW-HVDC-Offshore-Netzanschlusssystem gemeinsam zu spezifizieren.

Mittlerweile ist es der TenneT TSO gelungen, Rahmenverträge über den Bau und die Lieferung von insgesamt 14 Plattformen mit 28 GW Anschlussleistung abzuschließen. Dies hat das Unternehmen im Rahmen der Vorstellung ihres 2-GW-Programms im April 2023 bekannt gegeben. Folgende Unternehmenskonsortien werden bis zum Jahr 2031 insgesamt sechs 2 GW-Plattformen für die deutsche und acht 2 GW-Plattformen für die niederländische Nordsee liefern:

- Siemens Energy-Dragados Offshore

- Hitachi and Petrofac
- GE and Sembcorp Marine Offshore Platforms (SMOP)
- GE and McDermott

Im Mai 2023 hat die Tennet TSO den Abschluss von Rahmenverträgen mit Allseas und Heerema Marine Contractors bekanntgegeben. Diese Firmen werden den Transport und die Errichtung der oben genannten 14 Plattformen übernehmen.

Durch die gewählte Vorgehensweise wurde sichergestellt, dass alle auf der Lieferantenseite beteiligten Hersteller von HVDC-Konvertertechnologie auf der so gemeinsam spezifizierten Offshore-Plattform jeweils ihre eigene Konvertertechnologie ohne zusätzlich erforderliche Anpassungen integrieren können. Damit wird es für TenneT TSO möglich, den Bau der Plattformen sowohl zu beschleunigen als auch die Kosten zu senken.

Als ein wesentliches Projektergebnis ist die Festlegung der grundlegenden Konfiguration für Offshore-Netzanschlusssysteme der ±525-kV-2-GW-Klasse hervorzuheben:

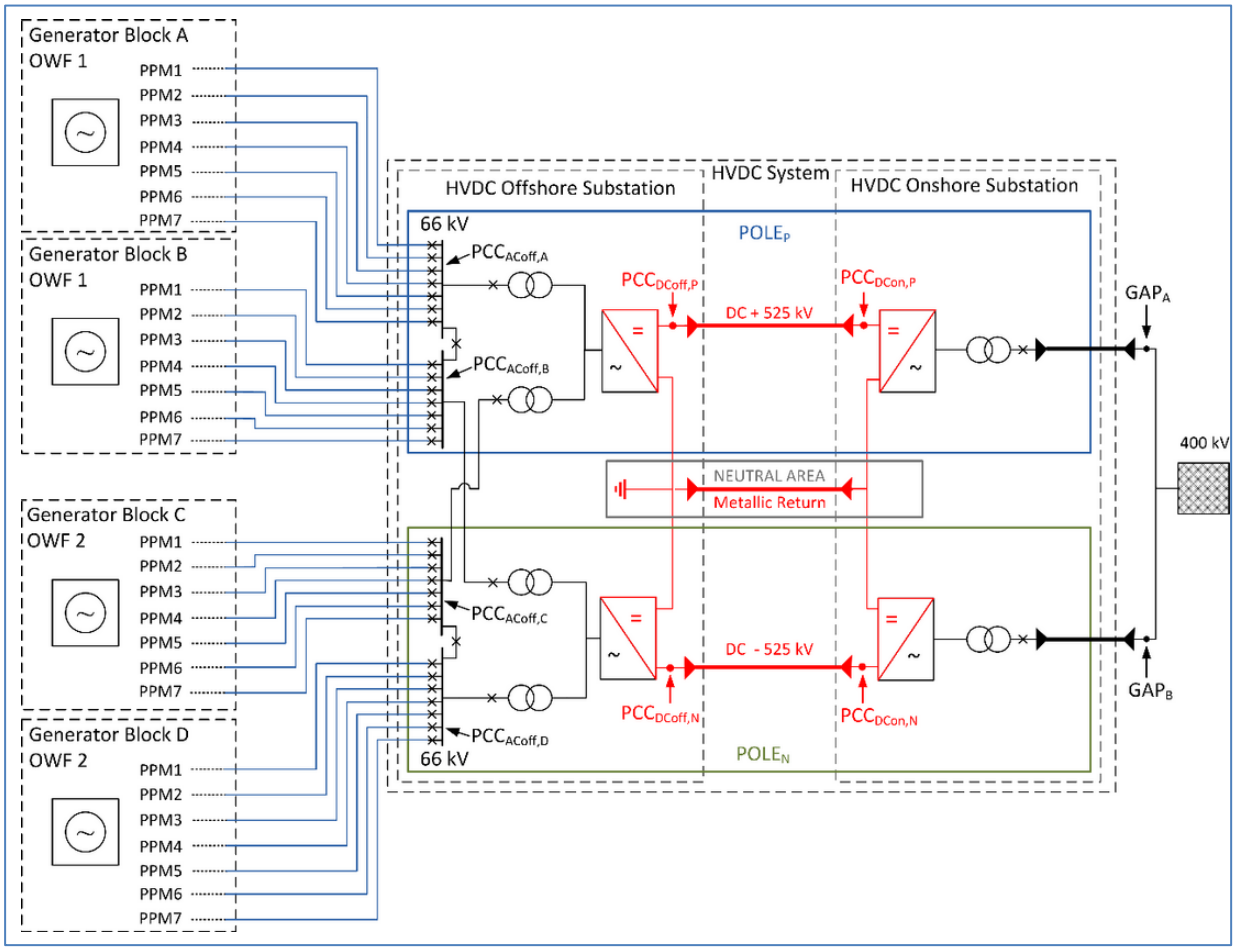
Die Konverterausführung in Bipol-Konfiguration mit metallischem Rückleiter und mit einer gekreuzten Kopplung auf der Offshore-Seite ist in Abbildung 10 als Prinzipschaltbild dargestellt. Die ausgewählte und als Standard festgelegte Konfiguration bietet Vorteile im Hinblick auf die Leistungsverfügbarkeit, Regelbarkeit, Störungsbegrenzung und Beherrschbarkeit von Fehlerwirkungen sowie in Bezug auf mögliche spätere Erweiterungen. Die Vorteile überwiegen den zusätzlichen investiven Aufwand, welcher mit dem metallischen Rückleiter als drittem, zu bündelndem, Leiter verbunden ist.

Besonders hervorzuheben ist die verbesserte Leistungsverfügbarkeit der Bipol-Konfiguration mit metallischem Rückleiter im Vergleich zu den Konverterkonfigurationen als symmetrischer Monopol oder als starrer Bipol. Dies betrifft einerseits ungeplante (erzwungene) technische Ausfälle (Störungen), bei denen in einer Vielzahl von Fällen ein Konverter-Pol der Bipol-Anordnung in Betrieb bleiben kann, so dass bei derartigen Teil-Ausfällen die ausfallende Konverterleistung auf die halbe Gesamtkonverterleistung von 1.000 MW begrenzt ist. Dadurch wird auch die Beanspruchung des landseitigen Übertragungsnetzes durch Großausfälle signifikant verringert.

Zudem ermöglicht die gewählte Konfiguration als Bipol-Konverter mit metallischem Rückleiter in der windschwächeren Sommerzeit Wartungsarbeiten an einem Pol eines Bipol-Konverters durchzuführen, während der andere Pol in Betrieb bleiben kann. Die durch geplante Abschaltungen für Inspektion, Wartung und Instandsetzung zu erwartenden Minderungen an zu erzeugender Offshore-Windenergie werden dadurch weitestgehend reduziert werden können.

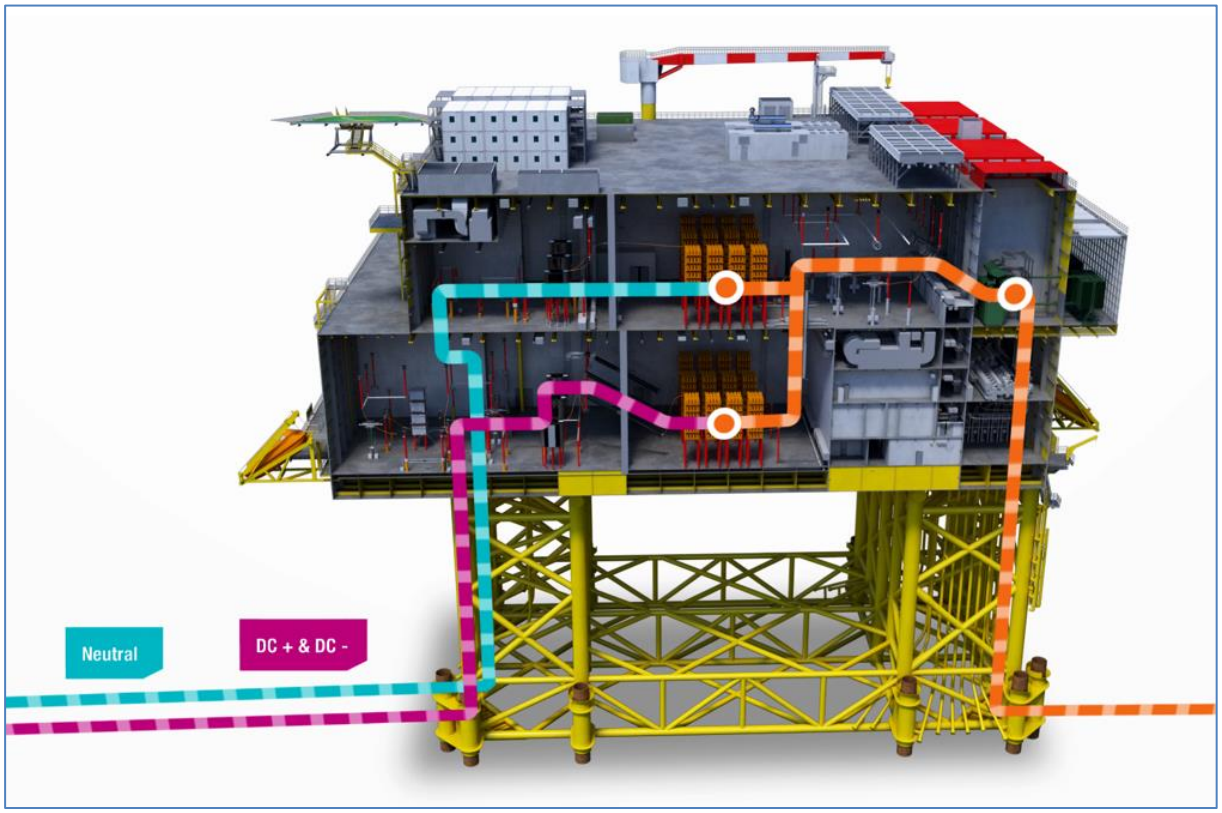
Darüber stellt die Bipol-Konfiguration mit metallischem Rückleiter für Offshore-Netzanschlusssysteme die technische flexibelste Variante dar. Sie bietet gegenüber den Konfigurationen symmetrischer Monopol und starrer Bipol deutliche Vorteile in Bezug auf den erforderlichen Aufwand bei möglichen späteren Erweiterungen in Richtung von Multi-Terminal-Offshore-HVDC-Systemen

Abbildung 10: Einphasiges Ersatzschaltbild der zukünftigen 2-GW-Konverter-Standardkonfiguration



(Quelle: CIGRÉ, ELECTRA, No. 321, April 2022)

Abbildung 11: Leistungsfluss in der Seitenansicht einer 2-GW-Konverter-Standardkonverterplattform



(Quelle: CIGRÉ, ELECTRA, No. 321, April 2022)

Abbildung 12: Visualisierung des Basisdesigns einer 2-GW-Konverter-Standardkonverterplattform

(Quelle: CIGRÉ, ELECTRA, No. 321, April 2022)

Darstellung der Standardisierungslösungen von Amprion und TenneT

Im Zuge der Bearbeitung des Erfahrungsberichtes fand im Mai 2023 auf Wunsch des BMWK ein Gespräch mit den beiden Übertragungsnetzbetreibern Amprion und TenneT statt. Ziel des Gesprächs war es, den aktuellen Entwicklungsstand aus Sicht beider Unternehmen für ihre Offshore-Netzanbindungssysteme (die sogenannten 2GW-Systeme) und den Weg zu einem gemeinsamen Standard zu aktualisieren.

Beide ÜNB unterstützen das Ziel eines gemeinsamen Standards und treiben die Entwicklung in dieser Richtung voran. Der 2GW-Standard basiert dabei auf dem bereits vorhandenen 900 MW-Standard, der von TenneT ab ca. 2006 kontinuierlich weiterentwickelt wurde. Im Jahr 2019 wurde zwischen den Häusern Amprion und TenneT eine Kooperationsvereinbarung geschlossen, die TenneT erlaubt den bis dahin entwickelten 900MW Standard mit Amprion zu teilen und seither gemeinsam weiterzuentwickeln.

TenneT hat darauf aufbauend in den vergangenen 2 Jahren überwiegend allein einen internen 2GW-Standard im Zuge einer Entwicklungskooperation mit unterschiedlichen Herstellern vorangetrieben. TenneT geht dabei nach dem Leitsatz „One solution fits all" vor. Dabei werden wesentliche Leitplanken wie die Leistungsklasse (2GW) und die Betriebsspannung (525 kV), aber auch die Plattform und wesentliche Schnittstellen zwischen Kernkomponenten fest vorgegeben. Gleichzeitig existieren für die unterschiedlichen Hersteller Freiheitsgrade in der Ausgestaltung einzelner Komponenten, solange sie die vorgegebenen Spezifikationen an den Grenzen der Komponente erfüllen. Aktuell sind 14 Systeme durch TenneT bestellt, welche sich an diese Konfiguration halten und so die Serienfertigung vorantreiben, woraus sich zunächst schnellere Verfügbarkeiten und perspektivisch auch entsprechende Kostenvorteile realisieren lassen sollen. Bzgl. des deutschen Teils der Nordsee wurden dabei auf TenneT-Seite die sechs Systeme „BalWin3", „BalWin4", „LanWin1", „LanWin2", „LanWin4" und „LanWin5" auf Basis des 2GW-Standards vergeben.

Amprion hat ebenfalls ein eigenes 2GW-Konzept entwickelt und detailliert es weiterhin aus. Allerdings wurde von Vertretern beider ÜNB kommuniziert, dass die bisherigen Erkenntnisse untereinander geteilt wurden und werden. Weiterhin hat Amprion betont, dass grundsätzlich keine größeren Abweichungen von dem bestehenden Standard der TenneT geplant werde. Es wird zwar nicht der „One solution fits all" Ansatz verfolgt, sondern ein herstellerspezifischer Ansatz. Dennoch werden zukünftige Systeme die gleichen Spezifikationen zu Grunde liegen. Grundsätzlich soll der Standard von den beiden Systemen „BalWin1" und „BalWin2" zum Einsatz kommen, wobei die Ausschreibung dieser beiden Systeme zur Kapazitätssicherung bisher eher funktional war und man aktuell in die „Engineering" Phase mit den Herstellern eingetreten ist.

Die bereits erarbeiteten Standards und Konzepte für die Offshorenetzanbindungssysteme sollen künftig auch mit 50Hertz geteilt werden, um den gesammelten Erfahrungsschatz zwischen allen deutschen ÜNB in einem angemessenen Maß zu nutzen.

Im Gespräch wurde klar, dass im aktuellen Marktumfeld nicht nur das Engineering, sondern auch die Fertigungskapazitäten der Systeme einen Engpass darstellen. Das liegt unter anderem an der Verschärfung der Klimaschutzziele bzw. der Ausbaupfade der erneuerbaren Energien in Deutschland aber auch im europäischen Umfeld. Aus diesem Grund sind viele Akteure unter einem gewissen Druck den Ausbau der Windenergie offshore zu beschleunigen. Bisher existiert nur eine sehr begrenzte Anzahl an Herstellern im Markt, die entsprechende Aufträge bedienen können. Insbesondere die Werftkapazitäten zur Herstellung der Offshore-Plattformen bilden aktuell und künftig einen großen Engpass. Wegen dieser begrenzten Kapazitäten und der hohen Anfragen können die Hersteller entsprechende Konditionen festsetzen, denen sich die ÜNB als Auftraggeber unterordnen müssen. Diese Umstände unterscheiden sich auch stark von den ersten Auftragsvergaben im Offshore-

Bereich. Damals waren viele Hersteller im Markt auf der Suche nach Aufträgen und so befanden sich die Auftraggeber (also die ÜNB) in einer deutlich besseren Verhandlungssituation. Die beschriebene Verknappung führt neben den gestiegenen Rohstoffpreisen voraussichtlich zu höheren Preisniveaus als in der letzten Generation der Offshore-Anbindungssysteme.

Infolge dieser Marktsituation streben auch die für die 2 GW-Systeme relevanten Hersteller die Etablierung eines Standards an. Je früher eine gewisse Standardisierung erfolgt, desto eher können Entwicklungsiterationen eingespart und die Bereitstellung der Systeme beschleunigt werden. Da TenneT als erster Player im europäischen Markt einen eigenen Standard entwickelt und auf Basis dessen bereits erste Aufträge vergeben hat, erscheint es denkbar, dass damit eine Basis für weitere Länder und Netzbetreiber geschaffen werden konnte. Grundsätzlich werden die gewonnenen Erfahrungen auch mit interessierten ÜNB aus anderen Ländern geteilt, um die europäische Energiewende aktiv voranzutreiben, für alle Akteure ein kalkulierbares Marktumfeld zu schaffen und den Anreiz zu weiteren Investitionen in neue Fertigungsstätten zu erhöhen. Allerdings existieren auch in anderen Ländern heute schon eigene Konzepte (z.B. in Großbritannien), daher bleibt dennoch abzuwarten, ob und wie viele parallele Systemstandards in Europa existieren.

Neben der Festlegung wesentlicher Spezifikationen der Anbindungssysteme wurde mit der frühzeitigen Ausschreibung der 14 Systeme von TenneT und der 2 Systeme von Amprion die knappen Ressourcen der Hersteller gesichert. Die erfolgte Auftragsvergabe ist ein deutliches Signal im Markt für die weitere Entwicklung. Infolge der Vertragsunterzeichnung haben die betroffenen Hersteller nun Planungssicherheit und können mit dem Aufbau der notwendigen Kapazitäten beginnen.

Im Rahmen des Interviews wurde deutlich, dass bisher die Fertigungskapazitäten der notwendigen Bestandteile hauptsächlich im Ausland bestehen. Der Aufbau eines größeren Personalstammes und zusätzlichem Knowhow im Zuge der Fertigung der bestellten Komponenten erfolgt aus diesem Grund voraussichtlich ebenfalls im Ausland. Diese zukünftigen Bestandteile der kritischen Infrastruktur im deutschen Energieversorgungssystem werden also nach heutigem Stand nur sehr stark begrenzt in Deutschland, sondern bestenfalls in der EU, hergestellt. Möglicherweise wäre dies ein Bereich, in dem durch entsprechende politische Anreize der Hochlauf der entsprechenden Industrie innerhalb der Landesgrenzen ermöglicht werden sollte und so die Abhängigkeit vom Ausland reduziert werden kann. Die ÜNB haben bereits geprüft welche deutschen Fertigungsstätten bei entsprechenden Rahmenbedingungen geeignet erscheinen.

Auf die Frage ob und in welchem Maße zukünftig vermaschte Offshore-Hochspannungs-Gleichstromnetze in Europa denkbar sind, war eine geäußerte Geling-Bedingung, dass dafür zunächst eine einheitliche Spannungsebene etabliert werden müsste. Aktuell sind 525-kV auf dem besten Weg dazu zu einer solchen Standardspannung zu werden. Die Spannung ist in jedem Fall ein wesentliches Design-Kriterium, da sie unter anderem die Freischlags Fläche beeinflusst (Die Freischlags Fläche bei einer 2.000 MW Station ist annähernd doppelt so groß wie noch bei einer 900 MW Station). Es wurde betont, dass zum aktuellen Zeitpunkt der Hauptfokus der 2 GW Anbindungssysteme auf der Anbindung der Offshore-Windparks mit dem Übertragungsnetz an Land liegt. Dort wo sinnvoll und machbar, wird versucht eine Verknüpfung von zwei Systemen zukünftig zu ermöglichen.

Dementsprechend ist mit dem heutigen Standard bereits eine Verknüpfung zweier Plattformen desselben HGÜ-Herstellers möglich, eine Vernetzung und insbesondere ein vermaschtes Offshore-DC-Netz ist kurz- bis mittelfristig hingegen als technologisch sehr anspruchsvoll anzusehen, perspektivisch ist es denkbar. Dies ist vor allem dadurch zu begründen, dass ein Offshore-DC-Netz-Betrieb spezifische technische Anforderungen an die DC-Stationen (insbes. an die Umrichter) und -Kabel stellt, die im aktuellen Design noch nicht berücksichtigt werden konnten. Eine nachträgliche Ertüchtigung der Anlagen ist technisch sehr aufwändig, auch muss geprüft werden, inwiefern dies im Offshore-Bereich- aufgrund der engen Platzsituation - vollumfänglich möglich ist. Eine entsprechende „DC-Netz-Readiness" sollte daher, um möglichst effizient zu sein, optimalerweise bereits zu Beginn des Design Prozesses vorbereitet werden. In diesem Zusammenhang wurde ebenfalls erwähnt, dass die Technik, die für eine Vernetzung oder Vermaschung notwendig wäre (bspw. ein DC-Leistungsschalter), heute noch nicht in Europa beplant und vor allem kaum getestet ist. Die deutschen ÜNB treiben das Thema Vernetzung allerdings durch die gemeinsamen DC-Projekte im Onshore-Bereich und unterstützenden Steuerungsgruppen voran, um die Erkenntnisse auch so schnell wie sinnvoll möglich in die Offshore-Planungen übertragen zu können („DC-Hub Heide" als Beispiel einer DC-seitigen Onshore-Offshore-Verknüpfung der Systeme DC31/DC32, NOR11-1 und NOR12-2). Die ersten 2GW Offshore-Systeme in Deutschland sollen im Jahr 2029 in Betrieb gehen und bis dahin sind für viele der Komponenten der Vernetzung noch weitere Tests erforderlich. Trotz sorgfältiger Auswahl und eines bereits mehrjährig andauerndes Testprogramms, handelt es sich dabei entsprechend nicht um Produkte aus der Serienfertigung, sondern um Prototypen, die sich im Normalbetrieb erst beweisen müssen. Aus diesem Grund erscheint es sinnvoller, vorerst den Fokus auf den Haupteinsatzzweck (Anschluss von Offshore-Windparks und Abtransport der Energie) zu legen und anschließend die Verknüpfung, Vernetzung oder Vermaschung der Stationen zu betrachten. Zusätzlich wird, wie oben beschrieben, der Einsatz neuer Technologien zunächst im Onshore-Bereich angestrebt, um entsprechende Erfahrungen bestmöglich in der Offshore-Planung berücksichtigen zu können.

Im Laufe des Gesprächs mit den beiden deutschen Übertragungsnetzbetreiber wurden folgende Kategorien identifiziert, in denen aus Sicht der ÜNB mit Blick auf Offshore Netzanbindungssysteme ein übergreifender Standard sinnvoll wäre:

- Übertragungsspannung: 525 kV
- Design der Plattform
- Zielnetztopologien
- Schnittstelle zum Windpark
- Topologie der HGÜs und Aufbau der Kabelsysteme (z.B. Bipol mit metallischem Rückleiter)
- Interoperabilität

Zusätzlich zu diesen Oberkategorien wurde darauf verwiesen, dass insbesondere bei der Etablierung deutscher Standards darauf zu achten ist, dass im Zuge der Zusammenarbeit mit internationalen Herstellern und Projektpartnern europäische Normen und Standards aufgrund des höheren Bekanntheits- und Verbreitungsgrades den Deutschen vorzuziehen sind.

Kategorien, in denen die Etablierung von Standards aus Sicht von TenneT und Amprion nicht sinnvoll wären, sind die folgenden:

- Leittechnik / Leitsystem
- Betriebsführung / Betriebskonzept
- Nebensystemausführung

Aktuelle Weiterentwicklung im Bereich der HVDC-Kabeltechnologie

Einige Hersteller haben die Entwicklung extrudierter Landkabel mit einer Gleichspannung von bis zu ±525 kV abgeschlossen, die ordnungsgemäß mit entsprechenden Präqualifikationstests (PQ) validiert wurden. Die technische Eignung und Betriebssicherheit der 525-Kilovolt-Kabel wurde in einer langjährigen Testphase erprobt. Unter praxisnahen Bedingungen wurden die Kabel wieder-holt verschiedenen Belastungen ausgesetzt. Diese erfolgreich verlaufenen Präqualifikationstests haben nachgewiesen, dass die Technologie zuverlässig und sicher ist. Präqualifiziert wurden für ±525-kV-HVDC-Landkabel bislang folgende Kabelhersteller:

- Nexans
- NKT
- Prysmian PowerLink
- Sumitomo Electric & Südkabel

Inzwischen sind erste Vergaben von ±525-kV-HVDC-Landkabeln in Onshore-HGÜ-Projekten in Deutschland erfolgt:

- Am 05.05.2020 veröffentlichten die beiden deutschen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH und TenneT TSO GmbH die im Rahmen eines europaweiten Ausschreibungsverfahren ausgewählten Hersteller für die erdverlegten HVDC-Landkabel für die rund 500 Kilometer lange 2-GW-HGÜ-Verbindung SuedOstLink.

Diese verläuft zwischen Wolmirstedt bei Magdeburg in Sachsen-Anhalt und Isar bei Landshut in Bayern. Der Zuschlag ging an NKT GmbH & Co. KG und Prysmian PowerLink S.r.l. Er um-fasst neben der Herstellung unter anderem auch die Erdverlegung der HVDC-Kabel. Für den SuedOstLink werden rund 1.000 Kilometer kunststoffisolierter HVDC-Kabel für ±525 kV benötigt. Die Verbindung wird eine Übertragungskapazität von zwei Gigawatt haben. Für SuedOst-Link liefert NKT die Erdkabel für den nördlichen Teil des Vorhabens durch Sachsen-Anhalt, Thüringen und Sachsen. Prysmian PowerLink produziert die Erdkabel für den bayerischen Ab-schnitt von SuedOstLink.

Die erteilten Aufträge umfassen Auslegung, Herstellung, Anlieferung und Verlegung der Erdkabel, zudem die Montage der Verbindungsmuffen und der Endverschlüsse sowie die abschließende Hochspannungsprüfung des Kabelsystems. Darüber hinaus unterstützen die Lieferanten bei der Detailtrassierung, konkret bei der Festlegung der einzelnen Kabellängen und der Standorte der Verbindungsmuffen.

- Am 11.05.2020 teilte Sumitomo Electric in einer Pressemitteilung mit, dass Sumitomo Electric gemeinsam mit dem deutschen Partnerunternehmen Südkabel für das 300 km lange

HGÜ-Projekt „Korridor A-Nord" zwischen Emden und Osterath mit dem Design, der Herstellung, der Lieferung und Logistik, Installation inklusive Setzen der Muffen, Inbetriebnahme, Prüfung und Instandhaltung von 525-kV-DC-Landkabeln beauftragt wurde. Das Auftragsvolumen betrage mehr als 500 Millionen Euro.

- Am 29.06.2020 informierten die beiden deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT TSO GmbH und TransnetBW, dass sie sich gemeinsam für das Energiewendeprojekt SuedLink, eine etwa 700 km lange 2•2-GW-HGÜ-Übertragung, für erdverlegte, kunststoffisolierte ±525-kV-HVDC-Kabel entschieden haben. Für die Lieferung und Verlegung der Erdkabel wurden die Firmen NKT GmbH & Co. KG und Prysmian PowerLink S.r.l. beauftragt. Das Vergabevolumen lag gemäß Veröffentlichung bei rund zwei Milliarden Euro.

Am 20.04.2020 gab TenneT TSO bekannt, dass acht Kabellieferanten mit der Entwicklung, Erprobung, Typprüfung und Präqualifikation von ±525-kV-HVDC-Seekabelsystemen mit Feststoffisolation aus dem extrudierten Kunststoff XLPE beauftragt wurden. Der Offshore-Netzbetreiber plante den Abschluss des Präqualifikationprozesses für das Frühjahr 2022.

Die beteiligten acht Kabelhersteller sind:

- Hellenic Cables (Griechenland),
- LS Cable & System (Korea),
- Nexans Norway AS (Norwegen),
- ORIENTCABLE NingBo Orient Wires & Cables Co., Ltd. (China),
- NKT HV Cables AB (Schweden),
- Prysmian Powerlink S.r.l. (Italien),
- Sumitomo Electric Industries (Japan) und
- ZTT Zhongtian Technology Submarine Cable (China).

Das Projekt sieht drei verschiedene Präqualifikationspfade vor, welche abhängig vom Ausgangszustand vom jeweiligen Hersteller zu durchlaufen sind und spätestens am 02. April 2022 erfolgreich abgeschlossen sein sollen:

- Für Hersteller, welche schon über
  - eine Präqualifikation (PQ = Prequalification) von 320-kV-HVDC-Seekabeln gemäß CIGRÉ Technical Brochure 496 und
  - Referenzprojekte von 320-kV-HVDC-Seekabeln und
  - eine erfolgreiche Typprüfung (TT = Type Test) von 525-kV-HVDC-Land-/Seekabeln und
  - eine Präqualifikation (PQ) von 525-kV-HVDC-Landkabeln gemäß CIGRÉ Technical Brochure 496

  erreicht haben beziehungsweise nachweisen können, ist der Pfad am kürzesten.
  Diese Herstellergruppe muss nur noch einen beschleunigten Alterungstest (AAT = Accelerated Aging Test), welcher sechs bis acht Monate dauert, erfolgreich bestehen, um den 525-kV-PQ/AA-Status zu erreichen.

- Für Hersteller, welche schon über

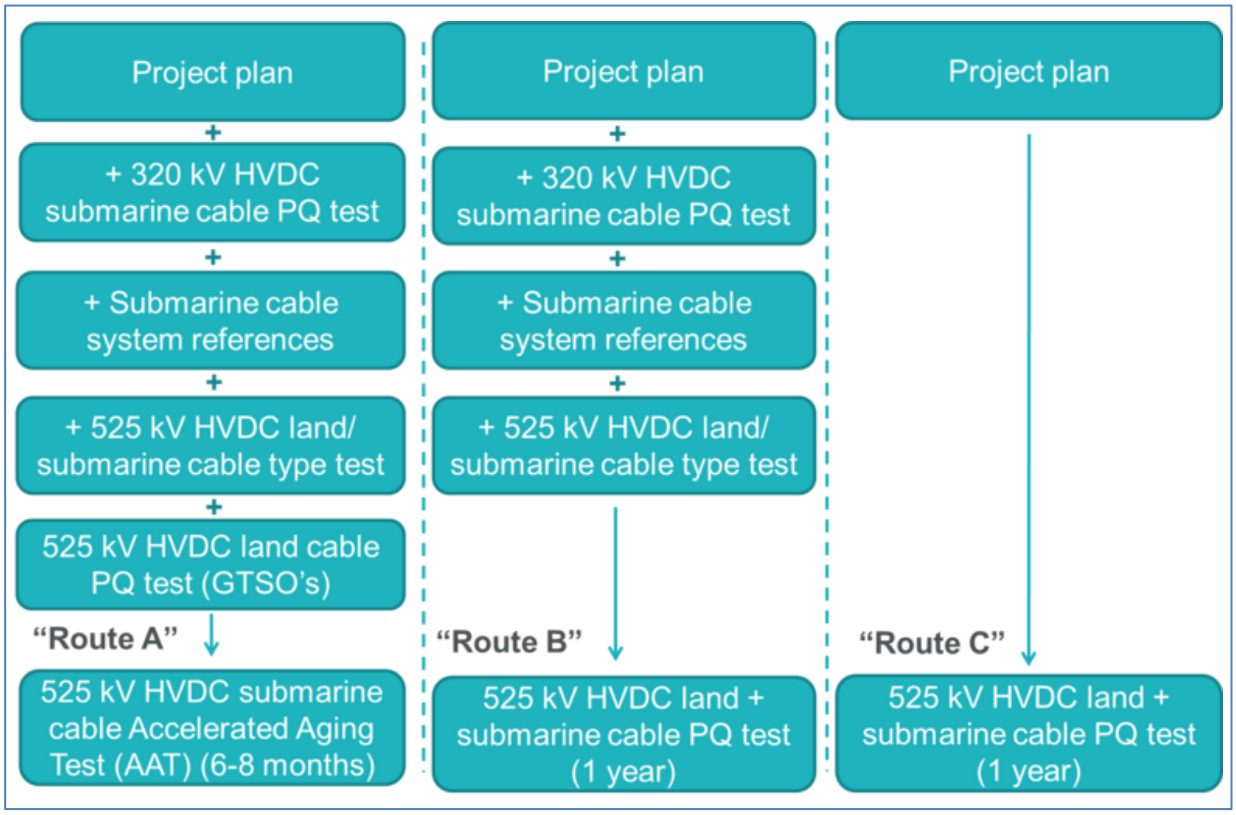
- eine Präqualifikation (PQ = Prequalification) von 320-kV-HVDC-Seekabeln gemäß CIGRÉ Technical Brochure 496 und
- Referenzprojekte von 320-kV-HVDC-Seekabeln und
- eine erfolgreiche Typprüfung (TT = Type Test) von 525-kV-HVDC-Land-/Seekabeln erreicht haben beziehungsweise nachweisen können,

ist der Pfad etwas aufwendiger. Diese Herstellergruppe muss noch einen Präqualifikationstest (inklusive AAT) für 525-kV-HVDC-Land-/Seekabel, welcher ein Jahr dauert, erfolgreich bestehen, um den 525-kVPQ/AA-Status zu erreichen.

- Hersteller, welche noch keinerlei Präqualifikation, Typprüfung oder beschleunigte Alterungsprüfung für 320-kV-HVDC-Land-/Seekabel oder 525-kV-HVDC-Land-/Seekabel vorweisen können, müssen
  - einen Präqualifikationstest (inklusive AAT) für 525-kV-HVDC-Land-/Seekabel, welcher ein Jahr dauert, erfolgreich bestehen, um den 525-kVPQ/AA-Status zu erreichen. Das Risiko eines Nicht-Bestehens des Präqualifikationstests ist für diese Herstellergruppe jedoch mit Abstand am größten.

Die drei verschiedenen Präqualifikationspfade sind in Abbildung 13 grafisch dargestellt.

Abbildung 13: Von TenneT TSO zugelassenen Präqualifikationspfade für 525-kV-HVDC-Seekabel



Der Fortschritt des Projekts der Tennet TSO für die 525-kV-DC-Seekabel-Präqualifikation mündete aktuell in eine Ausschreibung von 525-kV-HVDC-Seekabeln für das Projekt Ijmuiden Ver Alpha, welche am 06.12.2021 veröffentlicht wurde. Die Auftragsvergabe durch TenneT TSO ist für Anfang des Jahres 2023 geplant, das erste 525-kV-2-GW-HVDC-Offshore-Netzanschlusssystem Ijmuiden Ver Alpha soll nach derzeitiger Planung noch im Jahre 2028 in Betrieb gesetzt werden. Im Dezember 2022 konnte TenneT die Übergabe des Hochspannungsgleichstromkabels (HGÜ-Kabel) für DolWin6 vermelden. Der Kabellieferant ist dabei Nexans, der erstmals für eine Offshore-Netzanbindungen von TenneT ein Kabel mit innovativer XLPE-Gleichstrom-Kabeltechnologie entwickelt und übergeben hat. Anfang Januar 2023 hat TenneT weiterhin einen Großteil der Arbeiten für das eigenen 2GW-Programm an ein Konsortium bestehend aus Hitachi Energy und Petrofac vergeben. Die verbleibenden Rahmenverträge im gesamten Umfang sollen im ersten Quartal 2023 vergeben werden.

Gasisolierte HVDC-Schaltanlagen

Ein wesentlicher Aspekt des Flächen- bzw. Raumbedarfs der technischen Einrichtungen auf Offshore-Konverter-Stationen sind die im aktuellen Design in AIS-Technologie (luftisolierte Schaltanlagen) ausgeführten HVDC-Schaltanlagen.

Auf der Basis einer 550-kV-Drehstrom-GIS-Schaltanlage wurden bereits HVDC-GIS-Schaltanlagen für ±320 kV entwickelt und vorgestellt. Für dieses Schaltanlagenkonzept sind Trenn- und Erdungsschalter, Überspannungsableiter, ohmsch/kapazitive Spannungswandler und Stromwandler,

die nach dem Nullfluss-Prinzip arbeiten, verfügbar. Eine marktreife Entwicklung von HVDC-Leistungsschaltern ist bislang allerdings immer noch nicht beobachtbar. Ob und wann HVDC-GIS-Leistungsschalter am Markt von ausreichend vielen Herstellern angeboten werden, ist derzeit daher immer noch nicht absehbar.

ABB hat einen HVDC Hybrid-Leistungsschalter entwickelt, der eine Kombination aus schneller Mechanik und Leistungselektronik darstellt, jedoch im Abschaltzustand keine physische / galvanische Trennstrecke aufweist (Görner, Raphael, 2013). Aus diesem Grunde wird der HVDC-Hybrid-Leistungsschalter von den ÜNB bislang unter Sicherheitsaspekten kritisch gesehen und noch nicht als vollwertiger Leistungsschalter akzeptiert.

Verglichen mit der AIS-Technologie benötigt das GIS Konzept bis zu 70 % weniger Fläche und bis zu 95 % weniger Volumen für den Schaltanlagenbereich, was speziell bei dem auf Offshore-Konverter-Plattformen sehr begrenzten Raumangebot erhebliche Vorteile bietet. Ein Marktteilnehmer, der ±320-kV-GIS-Schaltanlage herstellt, schätzt die Reduktion der für die Schaltanlage erforderlichen Raumkubatur auf 70 % bis 90 %, was zu einer Gesamtvolumenreduktion einer Konverter-Plattform in Höhe von etwa 10 % führen soll.

Übersicht über die geplanten HGÜ-Anlagen in Nord- und Ostsee

In der folgenden Tabelle sind alle in Betrieb befindlichen oder nach dem FEP 2023 festgelegten Offshore-Netzanschlusssysteme in der AWZ der Nord- und Ostsee mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung aufgelistet.

Dabei sind in der Spalte mit der Überschrift „2GW-Standard" alle Systeme gekennzeichnet, die nach Aussage von TenneT und Amprion nach dem gemeinsame 2GW-Standard entwickelt werden. Da mit 50Hertz keine Gespräche geführt werden konnten, ist eine Aussage, ob der 2GW-Standard bei den Systemen LanWin3 (NOR-11-1) und OstWind4 (OST-2-4) eingesetzt wird, nicht eindeutig möglich. Allerdings haben TenneT und Amprion bestätigt, dass die bisherigen Erkenntnisse diesbezüglich mit 50Hertz geteilt werden.

In der Spalte Status wird dokumentiert ob die Systeme bereits in Betrieb gegangen sind oder sich noch im Planungsprozess befinden. Geplant bedeutet dabei, dass die Aufträge vergeben sind aber der Bau noch nicht begonnen hat. In Planung hingegen bedeutet, dass die Auftragsvergabe bisher nicht erfolgt ist.

Tabelle 13: Deutschen Offshore-HGÜ-Netzanschlusssysteme (FEP 2023)

System	Netz-betreiber	Spannung	Kapazität	Status	Inbetrieb-nahme	2GW-Standard
NOR-2-2 DolWin1	TenneT	320 kV	800 MW	In Betrieb	2015	-
NOR-3-1 DolWin2	TenneT	320 kV	916 MW	In Betrieb	2017	-
NOR-2-3 DolWin3	TenneT	320 kV	900 MW	In Betrieb	2019	-
NOR-3-2 DolWin4	Amprion	320 kV	900 MW	Geplant	2028	-

NOR-1-1 DolWin5	TenneT	320 kV	900 MW	In Bau	2024	-
NOR-3-3 DolWin6	TenneT	320 kV	900 MW	In Bau	2023	-
NOR-4-1 HelWin1	TenneT	250 kV	576 MW	In Betrieb	2015	-
NOR-4-2 HelWin2	TenneT	320 kV	690 MW	In Betrieb	2015	-
NOR-5-1 SylWin1	TenneT	320 kV	864 MW	In Betrieb	2015	-
NOR-6-1 BorWin1	TenneT	150 kV	400 MW	In Betrieb	2013	-
NOR-6-2 BorWin2	TenneT	300 kV	800 MW	In Betrieb	2015	-
NOR-8-1 BorWin3	TenneT	320 kV	900 MW	In Betrieb	2019	-
NOR-6-3 BorWin4	Amprion	320 kV	900 MW	Geplant	2028	-
NOR-7-1 BorWin5	TenneT	320 kV	900 MW	In Bau	2025	-
NOR-7-2 BorWin6	TenneT	320 kV	980 MW	Geplant	2027	-
NOR-9-1 BalWin1	Amprion	525 kV	2.000 MW	Geplant	2029	Ja
NOR-10-1 BalWin2	Amprion	525 kV	2.000 MW	Geplant	2030	Ja
NOR-9-2 BalWin3	TenneT	525 kV	2.000 MW	Geplant	2029	Ja
NOR-9-3 BalWin4	TenneT	525 kV	2.000 MW	Geplant	2029	Ja
NOR-12-1 LanWin1	TenneT	525 kV	2.000 MW	Geplant	2030	Ja
NOR-12-2 LanWin2	TenneT	525 kV	2.000 MW	Geplant	2030	Ja
NOR-11-1 LanWin3	50Hertz	525 kV	2.000 MW	In Planung	2030	?
NOR-11-2 LanWin4	TenneT	525 kV	2.000 MW	Geplant	2031	Ja
NOR-13-1 LanWin5	TenneT	525 kV	2.000 MW	Geplant	2031	Ja
OST-2-4 OstWind4	50Hertz	525 kV	2.000 MW	In Planung	2030	?

5.1.3 Exkurs: Vermaschung von HVDC-Offshore-Netzanschlusssystemen

Langfristige angelegte Initiativen sowie Forschungs- und Entwicklungsprojekte streben in der Langfristperspektive – basierend auf der VSC-MMC-Umrichtertechnik - eine zukünftige DC-seitige Ausbildung vermaschter Gleichstromnetze im Nordseeraum an; bislang existieren derartige vermaschte Gleichstromnetze jedoch noch nirgends auf der Welt, gleiches gilt auch für konkrete Planungen von Vorhaben.

Der Bau und Betrieb vermaschter elektrischer Hochspannungsnetze setzt, sowohl bei der Hochspannungsdrehstromübertragungstechnik als auch bei Hochspannungsgleichstromübertragungs-

technik, die Existenz geeigneter Hochspannungsschaltgeräte voraus, um die einzelnen Betriebsmittel eines vermaschten Netzes im Fehlerfall sicher und selektiv abschalten zu können.

Hoch- und Höchstspannungsschaltgeräte für die Wechsel- oder Drehstromübertragung sind schon seit Jahrzehnten am Markt verfügbar. So sind 220-kV-50-Hz-Leistungsschalter seit den 1920-er Jahren, 380-kV-50-Hz-Leistungsschalter seit den 1950-er-Jahren und heute 800-kV-50-Hz-Leistungsschalter als Standard-Serienprodukte für Drehstromübertragungen verfügbar. Ultra-Höchstspannungsschaltanlagen mit (gasisolierten) GIS-Leistungsschaltern für Wechselspannungen von 50 Hz oder 60 Hz und Spannungswerten von bis zu 1.200 kV sind inzwischen für Projekte in China, Indien und Japan entwickelt und präqualifiziert worden und heute am Markt verfüg-bar.

Die Entwicklung und der Bau sicherer und zuverlässiger Hoch- und Höchstspannungsschaltgeräte für eine Gleichstromübertragung sind wesentlich schwieriger und aufwendiger als für die Wechselstromübertragung. Der wesentliche Grund hierfür liegt im Fehlen eines sogenannten „natürlichen" Stromnulldurchgangs. Bei Drehstromleistungsschaltern spielt der Stromnulldurchgang des sinus-förmigen 50-Hz-/60-Hz-Wechselstroms eine entscheidende Rolle für den Ausschaltvorgang, insbesondere bei der Löschung des sogenannten Schaltlichtbogens in der Schaltkammer eines Leistungsschalters.

Aus diesem Grunde und da die Hochspannungsgleichstromübertragung in der Vergangenheit in aller Regel nur als Punkt-zu-Punkt-Übertragung sehr großer elektrischer Leistungen über sehr weite Entfernungen genutzt wurde, so dass Wechselstromhochspannungsleistungsschalter an beiden Enden der Übertragungsstrecke zur Fehlerabschaltung verwendet werden konnten, liegt die Entwicklung von Hochspannungsschaltgeräten für Gleichstromübertragungen weit hinter der Wechselstrom-Leistungsschalter-Entwicklung zurück.

Gleichstromleistungsschalter existieren bislang als serienmäßig gefertigte Standard-Produkte nur im Spannungsbereich bis 3,6 kV Gleichspannung und für Gleichströme bis 8 kA als typische Bahnstrombetriebsmittel.

Ob und wann HVDC-Leistungsschalter in Offshore-Netzanbindungsprojekten in der deutschen Nordsee eingesetzt werden können, kann hier nicht beantwortet werden. Zurzeit gibt es gemäß eigenen Angaben der Hersteller nur einen Anbieter für einen prototypischen HVDC-Hybrid-Leistungsschalter.

Der von ABB vorgestellte, bislang jedoch weltweit noch in keinem Projekt eingesetzte, auf Leitungshalbleitern basierende „hybride DC-Leistungsschalter" (ABB, 2013) stellt im ausgeschalteten Zustand im Gegensatz zu klassischen Leistungsschaltern keine physikalische Trennstrecke her. Aus diesem Grunde wird dieser Prototyp von den Übertragungsnetzbetreibern nicht als Leistungsschalter mit hinreichender Ausschaltsicherheit anerkannt.

Weiterhin erfordert der Betrieb vermaschter Hochspannungsgleichstromnetze die Interoperabilität der VSC-Stromrichter aus verschiedenen Technologiegenerationen und von verschiedenen Herstellern. Hierzu existieren bislang jedoch keinerlei Harmonisierungs- oder gar Normungsansätze für die Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR) und die Leittechniksysteme. Derzeit wird im

Rahmen der CIGRÉ Working Group B4.63 als erster internationaler Standardisierungsschritt ein einheitliches Konzept zur Inbetriebnahme von VSC-HVDC-Systemen entwickelt (B4.63, 2017).

5.2 Marktentwicklung und Wettbewerb um Fertigungskapazitäten

Hersteller von HVDC-Konvertern

Aktuell sind auf dem Weltmarkt für leistungselektronische Hochleistungssysteme wie HVDC-Konverter, STATCOM's und FACTS Aktivitäten folgender Marktteilnehmer bzw. Hersteller zu beobachten:

- Hitachi Energy Ltd. (ehemals Hitachi ABB Power Grids, ehemals ABB Power Grids, ehemals ABB, Schweiz & Japan),
- GE General Electric Renewable Energy Grid Solutions (USA / Niederlande),
- Siemens Energy AG (ehemals Siemens AG, Deutschland),
- Mitsubishi Electric Corporation (Japan),
- GEIRI Global Energy Interconnection Research Institute Co., Ltd. (China)
- C-EPRI Electric Power Engineering Co., Ltd. (China)
- RXHK Rongxin Huiko Electric Technology Co., Ltd. (China)
- Xian Electric Engineering Co., Ltd (China).

Insgesamt ist eine deutliche Internationalisierung der Herstellerseite durch asiatische Anbieter zu konstatieren. Auch speziell auf dem europäischen Markt sind – mit Ausnahme der Mitsubishi Electric Corporation - alle vorgenannten Marktteilnehmer aktiv.

Damit hat sich seit dem EEG-Erfahrungsbericht 2018 der Wettbewerb deutlich belebt.

Hersteller von feststoffisolierten HVDC-Seekabeln

Wie im Abschnitt „Aktuelle Weiterentwicklung im Bereich der HVDC-Kabeltechnologie" von Kapitel 5.1.2 schon dargestellt, sind nunmehr acht Kabelhersteller im Bereich der 525-kV-HVDC-Land- und Seekabel auf dem europäischen Markt aktiv.

Hersteller von gas-isolierten HVDC-Schaltanlagen

Gasisolierte Schaltanlage sind seit Jahrzehnten im Netzbetrieb etabliert und zählen zum Standardbetriebsmittel vieler Netzbetreiber. Im HVDC-Segment konnte Siemens Energy bereits im Jahr 2014 die erste gasisolierte 320kV-Schaltanlage für Gleichstromübertragung vorstellen. Diese sparte zum damaligen Zeitpunkt im Vergleich zu bisherigen luftisolierten Lösungen bis zu 95 Prozent an Platz ein. Dadurch wird unter anderem auch der Transport und die Isolation vereinfacht.

Die erste Offshore-Anlage mit einer Nennspannung von ± 320 kV wird voraussichtlich im Jahr 2023 in Betrieb gehen. Die Entwicklung von solchen Schaltanlagen bis zu ± 550 kV ist in einem Endstadium angekommen.

Hersteller solcher Komponenten sind unter anderem:

- Siemens Energy
- Toshiba Energy Systems & Solutions Corporation
- Hitachi Energy
- Mitsubishi Electric

In den Projekten NOR-3-3 (DolWin6) und NOR-7-1 (BorWin5) wird Siemens Energy gas-isolierte HVDC-Schaltanlagen zum Einsatz bringen. Die Inbetriebnahme dieser Projekte wird in den Jahren 2023 und 2025 erwartet.

6 Literaturverzeichnis

4C Offshore. (2022). Global Market Overview Q1 2022.

4C Offshore. (2023). Global Market Overview Q1 2023.

50Hertz. (2016). Abgerufen am 13. Februar 2018 von http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/Dokumente/Netzausbau/Projekte%20auf%20See/Windparks/Ostwind%201/2016-09-00_DatenFakten_Ostwind1.pdf

ABB. (16. Januar 2013). ABB. Abgerufen am 13. Februar 2018 von http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/ad6283a25b3336c6c1257aef00340d6f/$file/03_DC-Leistungsschalter_final.pdf

Agency, N. E. (March 2022). Netherlands Enterprise Agency. Von Hollandse Kust (west) Wind Farm Zone; Appendix A: Applicable Law; Part of Project and Site Description: https://offshorewind.rvo.nl/file/download/c85ef7b0-6229-4055-964b-9667164e4624/hkw_20220413_psd_appendix-a.pdf abgerufen

Amprion. (2020). OFFSHORE-VERNETZUNG IST DIE ZUKUNFT . Abgerufen am 07. 07 2020 von https://www.amprion.net/Netzjournal/Beitr%C3%A4ge-2020/Eurobar-Offshore-Vernetzung-ist-die-Zukunft.html

B4.63, C. W. (October 2017). Technical Brochure No. 697 (CIGRÉ Working Group B4.63). Commissioning of VSC HVDC Systems. Paris.

Baltic Wind. (7. April 2022). Von Sweden accelerates wind energy development – the government presents a package of solutions: https://balticwind.eu/sweden-accelerates-wind-energy-development-the-government-presents-a-package-of-solutions/ abgerufen

BBH. (2015). Klagewelle wegen rückwirkender Kürzung von EE-Vergütungen: Wen erwischt es als nächsten? (31.03.2015).

BEIS. (20. September 2019). Contracts for Difference Allocation Round 3 Results. Von https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/838914/cfd-ar3-results-corrected-111019.pdf abgerufen

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. (21. November 2017). Bundesnetzagentur: Gutachten - Ermittlung einer Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen. Abgerufen am 6. 4 2018 von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK4-GZ/2017/2017_0001bis0999/2017_0001bis0099/BK4-17-0002/BK4-17-0002_Gutachten_download.pdf?__blob=publicationFile&v=2

BMWi. (2020). Nordsee-Anrainerstaaten fordern europäische Rahmenbedingungen für die Zusammenarbeit im Bereich Offshore-Windenergie auf dem Weg zur Klimaneutralität . Abgerufen am 20. 07 2020 von https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200706-nordsee-

anrainerstaaten-fordern-europaeische-rahmenbedingungen-fuer-die-zusammenarbeit-im-bereich-offshore-windenergie-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet.html

BMWK. (2022). Kerninhalte der Referentenentwürfe des BMWK zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, zur Novelle des Wind-auf-See-Gesetzes und zum EEG-Entlastungsgesetz (28.02.2022).

BSH. (2020). Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee .

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2023). Flächenentwicklungsplan 2023. Hamburg.

Bundesnetzagentur | SMARD.de. (2023). https://www.smard.de/home.

Bundesnetzagentur. (20. Juli 2020). Marktstammdatenregister. Von https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht abgerufen

BWEA British Wind Energy Association. (2010). What does the Round 3 announcement mean? - Briefing note on offshore wind energy -. London.

Danish Energy Agency. (25. November 2019a). Invitation to dialogue - The tendering procedure for Thor Offshore WInd Farm project. Von https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/invitation_to_dialogue_-_thor_2019_002.pdf abgerufen

Danish Energy Agency. (2019b). Thor Offshore wind farm tender. Von https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/brief_tender_for_thor_offshore_wind_farm_30march2019.pdf abgerufen

Dauses/Ludwigs. (2022). Handbuch des EU-Wirtschaftsrechts, Energierecht Rn. 275. In M. A. Dauses, Handbuch des EU-Wirtschaftsrechts. Band 1, 57. Auflage, München.

Deloitte. (2019). UK Offshore Wind Power Market Update - Overview of the UK offshore wind power market and points to note for new entrants.

Deutsche WindGuard. (2020). Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Erstes Halbjahr 2020. Varel.

Deutsche WindGuard. (2022). Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Jahr 2021. Varel.

Deutsche WindGuard. (2022). Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Jahr 2021. Varel.

Deutsche WindGuard. (2023). Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland - Jahr 2022. Varel.

DIW Econ. (2019). MArktdesign für eine effiziente Netzanbindung von Offshore-Windenergie. Berlin.

Dr. Höfling, H. (03. April 2017). Teurer Wind auf rauher See: Lassen Ausschreibungen die Preise purzeln? Von https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2017/Fokus-Nr.-164-April-2017-Offshore-Wind.pdf abgerufen

Dutch Offshore Wind Innovation Guide. (2023). Von https://www.rvo.nl/sites/default/files/2022-11/Dutch-offshore-Wind-Innovation-Guide-Edition-2023.pdf abgerufen

Dutch Offshore Wind Market Update 2019. (2019). Von https://blueterra.nl/wp-content/uploads/2019/01/navigant-dutch-offshore-wind-market-update-2019.pdf abgerufen

EC. (2019). VERORDNUNG (EU) 2019/943. Abgerufen am 06. 07 2020 von https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32019R0943

economie. (22. April 2022). Belgian offshore wind energy -5.4-5.8 GW by 2030. Von https://economie.fgov.be/en/themes/energy/belgian-offshore-wind-energy abgerufen

EnBW. (13. April 2017a). EnBW erhält in erster deutscher Offshore-Windauktion Zuschlag für 900 Megawatt starken Offshore-Windpark „He Dreiht". Pressemitteilung vom 13. April 2017. Von https://www.enbw.com/unternehmen/investoren/news-und-publikationen/enbw-erhaelt-in-erster-deutscher-offshore-windauktion-zuschlag-fuer.html abgerufen

EnBW. (20. September 2017b). Kapitalmarkttag 2017 - EnBW. Von https://www.enbw.com/unternehmen/investoren/veranstaltungen/kapitalmarkttag/ abgerufen

EnBW. (16. Oktober 2019). Kapitalmarkttag 2019 - EnBW. Von https://www.enbw.com/unternehmen/investoren/veranstaltungen/kapitalmarkttag/ abgerufen

EnBW. (10. 12 2021). Fraport und EnBW schließen langfristigen Stromabnahmevertrag für förderfreien Offshore-Windpark „He Dreiht" ab. Von https://www.enbw.com/unternehmen/presse/fraport-und-enbw-schliessen-stromlabnahmvertrag-fuer-he-dreiht.html abgerufen

EnBW. (9. 7 2021). Meilenstein bei Deutschlands erstem förderfreien Offshore-Windpark: EnBW setzt auf 15 Megawatt starke Turbinen von Vestas. Von https://www.enbw.com/unternehmen/presse/enbw-plant-mit-vestas-windkraftanlagen.html abgerufen

EnBW. (09. 07 2021). Meilenstein bei Deutschlands erstem förderfreien Offshore-Windpark: EnBW setzt auf 15 Megawatt starke Turbinen von Vestas. Von https://www.enbw.com/unternehmen/presse/enbw-plant-mit-vestas-windkraftanlagen.html abgerufen

energinet.dk. (2013). Projekt HR3 - Business Case for nettilsluttning af Horns Rev 3 Havmøllepark. Frederecia.

Fischer. (2022). Beck'scher Online-Kommentar EnWG § 12b Rn. 35. München.

Fraunhofer IWES. (2021). Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von WIndnergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen. Bremerhaven.

Fraunhofer IWES. (2022). Präsentation zum Fachgespräch "Methodik der Leistungsermittlung in den Zonen 3 bis 5". Hamburg.

Görner, Raphael. (13. Januar 2013). Funktionsweise und Anwendungsgebiete des hybride DC-Leistungsschalter. ABB-Pressekonferenz.

GWEC. (2020). Global Wind Report 2019.

GWEC. (2020a). Global Offshore Wind Report 2020.

GWEC. (2020b). Global Wind Report 2019.

GWEC. (11. August 2020c). Windsights - Global Wind Energy Market in 2019. Von https://gwec.net/windsights/ abgerufen

GWEC. (2021). Global Wind Report 2021.

GWEC. (2021a). Global Offshore Wind Report 2021.

GWEC. (2022). Global Offshore Wind Report 2022.

GWEC. (2022). Global Wind Report 2022.

GWEC. (2023). Global Wind Report 2023.

IEA. (2019). Offshore Wind Outlook 2019 - World Energy Outlook Special Report. Paris.

IHS Markit. (01. 12 2020). France to finally fulfill offshore wind potential? Von https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/france-to-finally-fulfill-offshore-wind-potential.html abgerufen

Innogy. (03. April 2020). Innogy ebnet den Weg für ihren dritten Offshore-Windpark vor der deutschen Küste. Pressemitteilung vom 3. April 2020. Von https://news.innogy.com/innogy-ebnet-den-weg-fuer-ihren-dritten-offshore-windpark-vor-der-deutschen-kueste/# abgerufen

Kober. (2022). In E. E. in Theobald/Kühling, Energierecht EnWG § 12c Rn. 31. München.

MEZK-NL Niederländisches Wirtschafts- und Klimaministerium. (05. April 2019). Kamerbrief: Voortgang uitvoering routekaart windenergie op zee 203. Den Haag.

Müsgens, F., & Riepin, I. (2018). Is Offshore Already Competitive? - Analyzing German Offshore Wind Auctions. Von https://www-docs.b-tu.de/fg-energiewirtschaft/public/Veroeffentlichungen/WorkingPaper/2018_Analyzing%20German%20Offshore%20Wind%20Auctions_M%C3%BCsgens_Riepin.pdf abgerufen

nationalgridESO. (16. Dezember 2020). Offshore Coordination Phase 1 - Final Report. Von https://www.nationalgrideso.com/document/183031/download abgerufen

NEP Glossar. (2019). Netzentwicklungsplan Strom: Glossar. Abgerufen am 02. 04 2019 von https://www.netzentwicklungsplan.de/de/wissen/glossar/v

NERA. (Mai 2017). Hart am Wind: Einsichten aus der Optionsbewertung zu den Ergebnissen der ersten deutschen Offshore-Wind-Ausschreibung und ihren Auswirkungen. Von https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB_Offshore_EMI_German_A4_0417.pdf abgerufen

Netztransparenz.de. (2020). EU-Network Codes. Abgerufen am 07. 07 2020 von https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes

Offshore Wind Scotland. (30. Oktober 2020). 2020 Sectoral Marine Plan for Scotland. Von https://www.offshorewindscotland.org.uk/news-events/2020/october/offshore-wind-scotland-welcome-the-publication-of-sectoral-marine-plan/ abgerufen

Offshore Wind Scotland. (22. Juli 2021). ScotWind leasing round attracts 74 industry bids. Von https://www.offshorewindscotland.org.uk/news-events/2021/july/scotwind-leasing-round-attracts-74-industry-bids/ abgerufen

OFGEM. (14. Juli 2021). Consultation - Changes intended to bring about greater coordination in the development of offshore energy networks. Von https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2021-07/OTNR%20Ofgem%20Consultation_Jul%202021_Final%20%281%29.pdf abgerufen

Ørsted. (13. April 2017). DONG Energy awarded three German offshore wind projects. Pressemitteilung vom 13. April 2017. Von https://orsted.com/en/company-announcement-list/2017/04/1557851 abgerufen

Ørsted. (27. April 2018). Ørsted gewinnt erneut Offshore-Wind Auktion in Deutschland. Pressemitteilung vom 27.04.2018. Von https://orsted.de/presse-media/news/2018/04/orsted-gewinnt-erneut-offshore-wind-auktion-in-deutschland abgerufen

Ørsted. (4. 12 2019). Ørsted schließt weltweit größtes Offshore-Wind PPA in Deutschland ab. Von https://orsted.de/presse-media/news/2019/12/orsted-ppa-deutschland abgerufen

Ørsted. (10. September 2019a). Ørsted führt zukünftige Offshore-Windparks unter neuen Namen Borkum Riffgrund 3 und Gode Wind 3 zusammen - Pressemitteilung vom 10.09.2019. Von https://orsted.de/presse-media/news/2019/09/orsted-borkum-riffgrund-3-gode-wind-3 abgerufen

Ørsted. (2019b). Bornholm can become the world's first energy island. Von https://stateofgreen.com/en/partners/orsted-a-global-leader-within-green-energy/solutions/bornholm-can-become-the-worlds-first-energy-island/ abgerufen

Ørsted. (2020). EnergieWinde. Abgerufen am 06. 07 2020 von https://energiewinde.orsted.de/trends-technik/bornholm-energie-insel-offshore-wind-wasserstoff

Ørsted. (12. 12 2020). Ørsted und Amazon schließen Europas größten Liefervertrag für grünen Strom aus Offshore-Wind ab . Von https://orsted.de/presse-media/news/2020/12/orsted-amazon-cppa abgerufen

Ørsted. (04. März 2020a). Ørsted wählt bevorzugten Turbinenlieferanten für Offshore-Windparkprojekte Borkum Riffgrund 3 und Gode Wind 3. Pressemittei-lung vom 04. März 2020. Von https://orsted.de/presse-media/news/2020/03/orsted-siemens-11mw abgerufen

Ørsted. (05. Mai 2020b). Bornholm soll Energieinsel werden - Drehscheibe für Windstrom. Von https://energiewinde.orsted.de/trends-technik/bornholm-energie-insel-offshore-wind-wasserstoff abgerufen

Orsted. (11. 11 2021). Ørsted und BASF unterzeichnen Vertrag über Lieferung deutscher Offshore-Windenergie mit einer Laufzeit von 25 Jahren. Von https://orsted.de/presse-media/news/2021/11/orsted-basf-cppa abgerufen

PIIE. (6. 12 2021). Local content requirements threaten renewable energy uptake. Von https://www.piie.com/blogs/trade-and-investment-policy-watch/local-content-requirements-threaten-renewable-energy-uptake abgerufen

Prognos AG. (2019a). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben IIf: Windenergie auf See. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Prognos AG. (2019b). Zukünftige Rahmenbedingungen für die Auslegung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen - UNterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP - 3. Zwischenbericht. Berlin.

PROMOTioN. (2020). Deliverable 12.3: Draft Deployment Plan. Abgerufen am 06. 07 2020 von https://www.promotion-offshore.net/results/deliverables/

Renewables Now. (18. Oktober 2021). Belgium expands Princess Elisabeth offshore wind zone to 3.5 GW. Von https://renewablesnow.com/news/belgium-expands-princess-elisabeth-offshore-wind-zone-to-35-gw-757745/ abgerufen

Rödl & Partner. (2013). Kürzung der spanischen Solarförderung – Enteignung deutscher Investoren? (01.10.2013).

Roland Berger. (2019). Hybrid projects: How to reduce costs and space of offshore developments.

RVO. (13. 04 2022). Hollandse Kust (west) Wind Farm Zone . Von https://english.rvo.nl/information/offshore-wind-energy/hollandse-kust-west-wind-farm-zone# abgerufen

Spieth, W. F., & Lutz-Bachmann, S. (2018). Offshore-Windenergierecht. 1. Auflage, Baden Baden: Nomos.

Stromnetze. (2019). Forschungsinitiative der Bundesregierung. Abgerufen am 26. 04 2019 von https://forschung-stromnetze.info/basisinformationen/gleich-wechselstrom/hgue-multiterminal-betrieb/

TenneT. (2020a). TenneT entwickelt innovative Seekabel zusammen mit acht Herstellern. Abgerufen am 07. 07 2020 von https://www.tennet.eu/de/news/news/tennet-entwickelt-innovative-seekabel-zusammen-mit-acht-herstellern/

TenneT. (2020b). TenneT develops first 2GW offshore grid connection with suppliers. Abgerufen am 30. 06 2020 von https://www.tennet.eu/news/detail/tennet-develops-first-2gw-offshore-grid-connection-with-suppliers/

TenneT. (2020c). COBRAcable. Abgerufen am 06. 07 2020 von https://www.tennet.eu/de/unser-netz/internationale-verbindungen/cobracable/

TenneT. (2020d). Windenergie-Verteilkreuze in der Nordsee. Abgerufen am 06. 07 2020 von https://www.tennet.eu/de/unsere-kernaufgaben/innovationen/windenergie-verteilkreuz-in-der-nordsee/

TenneT. (2020e). Windconnector research. Abgerufen am 30. 06 2020 von https://www.tennet.eu/our-grid/offshore-grid-netherlands/programme-2030/

TenneT Website. (19. März 2023). Von Offshore Projects Netherlands: https://www.noordzeeloket.nl/en/functions-and-use/offshore-wind-energy/offshore-grid/ abgerufen

TenneT, EnBW, Ørsted. (05. 09 2019). TenneT, EnBW und Ørsted sorgen für Kostensenkung durch neues Anschlusskonzept von Offshore-Windpark an Konverter-Plattformen in der deutschen Nordsee. Von https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Fischer/2019/20190905_66kV_Pressemitteilung_TenneT_Orsted_EnBW.pdf abgerufen

The Crown Estate. (September 2019). Information Memorandum - Intorducing Offshore Wind Leasing Round 4. Von https://www.thecrownestate.co.uk/media/3378/tce-r4-information-memorandum.pdf abgerufen

Vattenfall. (22. Februar 2018). Vattenfall backing cable technology to minimise local impact. Pressemitteilung.

Watson Farley & Williams. (16. Februar 2021). OFTO Sales - Avoiding the Pitfalls. Von https://www.wfw.com/articles/ofto-sales-avoiding-the-pitfalls/ abgerufen

WindEurope. (2018). Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2017.

WindEurope. (2019). Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2018.

WindEurope. (2020). Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2019.

WindEurope. (2020). Offshore Wind in Europe - Key Trends and Statistics 2019.

WindEurope. (23. November 2021). Denmark and Belgium to connect energy islands with undersea cable. Von https://windeurope.org/newsroom/news/denmark-and-belgium-to-connect-energy-islands-with-undersea-cable/ abgerufen

WindEurope. (2021). Offshore Wind in Europe - Key trends and statistics 2020.

WindEurope. (12. August 2022). Von https://windeurope.org/newsroom/news/sweden-making-up-lost-ground-on-offshore-wind/ abgerufen

WindEurope. (2022). Offshore wind energy 2021 statistics.

WindEurope. (2022). Wind Energy in Europe: 2021 Statistics and the Outlook for 2022 - 2026. Brüssel

WindEurope. (2023). Offshore wind energy 2022 statistics.

Windkraft-Journal. (09. Juni 2021). Management der Deutsche Windtechnik garantiert 98,8% VErfügbarkeit vom Offshore Windpark Nordergründe. Von https://www.windkraft-journal.de/2021/06/09/management-der-deutsche-windtechnik-garantiert-988-verfuegbarkeit-vom-offshore-windpark-nordergruende/163043?doing_wp_cron=1649332644.4797899723052978515625 abgerufen

7 Annex

7.1 Schriftliche Umfrage zu Projekten mit Zuschlag im Übergangssystem

BET Energie. Weiter denken | DEUTSCHE WINDGUARD | IKEM | prognos Wir geben Orientierung.

Schriftliche Umfrage zu Projekten mit Zuschlag im Übergangssystem

EEG-Erfahrungsbericht „Windenergie auf See“

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben „Windenergie auf See“

Unternehmen: Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.
Ansprechperson: Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.
Relevantes Projekt / relevante Projekte: Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

Alle Fragen beziehen sich ausschließlich auf Projekte mit Zuschlag im Übergangssystem!

1. Welche dieser Aspekte haben Ihre Gebotshöhe beeinflusst?

Kein Einfluss	Geringer Einfluss	Starker Einfluss	
☐	☐	☐	Lange Zeitspanne zwischen Gebotsabgabe und geplanter Inbetriebnahme
☐	☐	☐	Skaleneffekte: Kosteneinsparungen durch große Kapazität des Windparks
☐	☐	☐	Lage: Nähe zu weiteren Windparks in Ihrem Besitz
☐	☐	☐	Laufzeit: Möglichkeit der Laufzeitverlängerung von 25 auf 30 Jahre
☐	☐	☐	Standortbedingungen: Windgeschwindigkeit, Wassertiefe etc.
☐	☐	☐	Erwartung steigender Strompreise
☐	☐	☐	Sonstige: Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

2. Wie hat sich die Anlagentechnologie (Nennleistung, Rotordurchmesser, spezifische Kosten, Innovationen etc.) seit dem Zeitpunkt Ihrer Gebotslegung weiterentwickelt?

☐ Anlagenentwicklung entspricht unseren Erwartungen.
☐ Anlagenentwicklung verlief schneller als erwartet.
☐ Anlagenentwicklung verlief langsamer als erwartet.

Erläuterungen (optional): Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

Seite - 2 -

BET Energie. Weiter denken | DEUTSCHE WINDGUARD | IKEM | prognos Wir geben Orientierung.

3. Hat es in dem Zeitraum seit der Gebotslegung Entwicklungen bei der Netzanschlusskonfiguration (Spannungsebene, Anschlussleistung je Plattform etc.) gegeben, die sich auf Ihre Windparkkosten auswirken?

   ☐ Nein, Netzanschlussplanung unverändert.
   ☐ Ja, Änderungen am Netzanschluss wirken sich kostensenkend aus.
   ☐ Ja, Änderungen am Netzanschluss wirken sich kostenhebend aus.

   Erläuterungen (optional): Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

4. Hat es in dem Zeitraum seit der Gebotslegung Entwicklungen gegeben, die Ihre Strompreiserwartungen für den Betriebszeitraum des Windparks beeinflussen?

   ☐ Strompreiserwartung hat sich nicht maßgeblich geändert.
   ☐ Strompreiserwartung wurde nach unten korrigiert.
   ☐ Strompreiserwartung wurde nach oben korrigiert.

   Erläuterungen (optional): Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

5. Haben Sie für Ihren Windpark bzw. für ihre Windparks bereits einen Stromliefervertrag (Power Purchase Agreement) abgeschlossen oder erwarten Sie einen solchen Abschluss?

   ☐ Nein.
   ☐ Ja, bis zu einem Drittel der Nennleistung.
   ☐ Ja, zwischen einem und zwei Dritteln der Nennleistung.
   ☐ Ja, für mehr als zwei Drittel der Nennleistung.

6. Falls Sie einen Stromliefervertrag abgeschlossen haben: wie lang ist die vereinbarte Laufzeit?

   Laufzeit: Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

7. Sehen Sie im Moment Hindernisse für die erfolgreiche Realisierung Ihres Projekts / Ihrer Projekte?

   ☐ Ja, und zwar: Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.
   ☐ Nein.

8. Wie schätzen Sie die Realisierungswahrscheinlichkeit Ihres Projekts / Ihrer Projekte aktuell ein?

   ☐ Sicher.
   ☐ Sehr wahrscheinlich.
   ☐ Weniger wahrscheinlich.

   Erläuterungen (optional): Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

9. Wann ist die finale Investitionsentscheidung für Ihr Projekt / Ihre Projekte erfolgt, beziehungsweise wann rechnen Sie mit dieser Entscheidung?

   Finale Investitionsentscheidung (geplant): Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

7.2 Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergiemarktes im internationalen Vergleich – Interview-Leitfaden (DE/EN)

BET Energie. Weiter denken | DEUTSCHE WINDGUARD | IKEM | prognos Wir geben Orientierung.

EEG-Erfahrungsbericht „Windenergie auf See“

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben „Windenergie auf See“

Experteninterviews zur Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergie-Marktes im internationalen Vergleich

Ziel der Interviews: Identifizierung wesentlicher Erfolgsfaktoren und Hemmnisse bei der Vergabe und Umsetzung von Offshore-Windprojekten in Deutschland vor dem Hintergrund ambitionierter globaler Ausbauziele

Teil 1 | Allgemeines

Unternehmen: Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

Ansprechperson: Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

Datum: Klicken oder tippen Sie, um ein Datum einzugeben.

Teil 2 | Fragen

1. Wie viel Kapazität (MW) umfasst Ihr bestehendes Offshore-Windenergie-Portfolio circa?

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

2. In welchen Ländern sind Sie aktuell auf dem Offshore-Windenergie-Markt aktiv?

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

3. In welchen Ländern/welcher Region sehen Sie zukünftig das größte Wachstumspotential für die Offshore-Windenergie?

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

Seite - 2 -

BET Energie. Weiter denken | DEUTSCHE WINDGUARD | IKEM | prognos Wir geben Orientierung.

4. Wie schätzen Sie die Attraktivität des deutschen Offshore-Windenergie-Marktes im Vergleich zum internationalen Markt ein?

Sehr attraktiv	Eher attraktiv	Neutral	Eher unattraktiv	Sehr unattraktiv
☐	☐	☐	☐	☐

Erläuterung (optional):

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

5. Wie beurteilen Sie den deutschen Offshore-Windenergie-Markt hinsichtlich der folgenden Aspekte?

	Eher Stärke/Vorteil	Neutral	Eher Hindernis/Nachteil
Investitionsumfeld	☐	☐	☐
Rechtssicherheit	☐	☐	☐
Flächenauswahl (inkl. Ausweisung, Voruntersuchung und Vergabe)	☐	☐	☐
Genehmigungsverfahren	☐	☐	☐
Ausschreibungssystem	☐	☐	☐
Förderbedingungen	☐	☐	☐
Vermarktungsmöglichkeiten	☐	☐	☐
Netzanbindungskapazitäten und -bereitstellung	☐	☐	☐
Ausreichende Hafen- und Servicekapazitäten	☐	☐	☐
Verfügbarkeit qualifiziertes Fachpersonal	☐	☐	☐
Möglichkeit des Repowerings	☐	☐	☐
Möglichkeit der Offshore-Wasserstofferzeugung	☐	☐	☐
F&E-Umfeld	☐	☐	☐
Ergänzend: Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.	☐	☐	☐

Erläuterung (optional):

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

6. Hinsichtlich welcher Aspekte/Bedingungen im deutschen Offshore-Windenergie-Markt sehen Sie aktuell dringenden Änderungsbedarf?

Klicken oder tippen Sie hier, um Text einzugeben.

BET Energie. Weiter denken | DEUTSCHE WINDGUARD | IKEM | prognos Wir geben Orientierung.

EEG-Erfahrungsbericht „Windenergie auf See“

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben „Windenergie auf See“

Expert interviews on the attractiveness of the German offshore wind energy market in international comparison

Aim of the interviews: Identification of key success factors and barriers to the implementation of offshore wind projects in Germany against the background of ambitious global expansion targets

Part 1 | General Information

Company: Click or type here to enter text.

Contact person: Click or type here to enter text.

Date: Click or type here to enter date.

Part 2 | Questions

1. How much capacity (MW) does your existing offshore wind energy portfolio include?

Click or type here to enter text.

2. In which countries are you currently actively involved in the offshore wind energy market?

Click or type here to enter text.

3. In which countries/region do you see the greatest potential for growth in offshore wind energy in the future?

Click or type here to enter text.

BET Energie. Weiter denken | DEUTSCHE WINDGUARD | IKEM | prognos Wir geben Orientierung.

4. How do you assess the attractiveness of the German offshore wind energy market compared to the international market?

Very attractive	Rather attractive	Neutral	Very unattractive	Rather unattractive
☐	☐	☐	☐	☐

Explanation (optional):

Click or type here to enter text.

5. How do you assess the German offshore wind energy market with regard to the following aspects?

	Rather strength/ advantage	Neutral	Rather barrier/ disadvantage
Investment environment	☐	☐	☐
Legal certainty	☐	☐	☐
Site selection (incl. identification, preliminary investigation and awarding)	☐	☐	☐
Approval procedure	☐	☐	☐
Tendering system	☐	☐	☐
Funding conditions	☐	☐	☐
Marketing opportunities	☐	☐	☐
Grid connection capacities and provisioning	☐	☐	☐
Sufficient port and service capacities	☐	☐	☐
Availability of qualified personnel	☐	☐	☐
Possibility of repowering	☐	☐	☐
Possibility of offshore hydrogen production	☐	☐	☐
R&D environment	☐	☐	☐
Additional: Click or type here to enter text.	☐	☐	☐

Explanation (optional):

Click or type here to enter text.

6. With regard to which aspects/conditions in the German offshore wind energy market do you currently see an urgent need for amendment?

Click or type here to enter text.