

Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse Offshore-Terminal Bremerhaven

Erneute Aktualisierung zur Überprüfung der Rahmenbedingungen für die Entwicklung windkraftaffiner Industrie am Standort Bremerhaven (Juni 2015)

Auftraggeber:

bremenports
GmbH & Co. KG

Ansprechpartner:

Peter Kaiser

Mitarbeiter:

Fabian Malik

Bremen, 29.06.2015
2-8034

Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Die Prognos AG berät europaweit Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH-4010 Basel

Telefon +41 61 3273-310

Telefax +41 61 3273-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D-10623 Berlin

Telefon +49 30 52 00 59-210

Telefax +49 30 52 00 59-201

Prognos AG

Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b

B-1040 Brüssel

Telefon +32 2808-7209

Telefax +32 2808-8464

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14

D-80335 München

Telefon +49 89 954 1586-710

Telefax +49 89 954 1586-719

Prognos AG

Domshof 21

D-28195 Bremen

Telefon +49 421 51 70 46-510

Telefax +49 421 51 70 46-528

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D-40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 91316-110

Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG

Friedrichstr. 15

D-70174 Stuttgart

Telefon +49 711 3209-610

Telefax +49 711 3209-609

Internet

www.prognos.com

Inhalt

1	Präambel	1
2	Problem- und Aufgabenstellung	2
3	Entwicklung der wirtschaftlichen, politischen und technische Rahmenbedingungen im deutschen Offshore-Windenergiemarkt	3
3.1	Entwicklung des EEG	3
3.2	Entwicklung des seeseitigen Netzanschlusses	6
3.3	Änderungen im Vergabeverfahren	7
3.4	Technische Entwicklungen in der Offshore-Windindustrie	8
4	Wertschöpfungspotenziale und Standortbetrachtung	11
4.1	Wertschöpfungskette der (Offshore-)Windindustrie in Bremerhaven	11
4.2	Häfen für die Offshore-Windindustrie	18
4.2.1	Eemshaven	18
4.2.2	Emden	19
4.2.3	Cuxhaven	20
4.2.4	Esbjerg	20
4.2.5	Nordengland /Hull	22
4.2.6	Zwischenfazit	22
5	Entwicklung des Offshore-Windenergiemarkts in Deutschland und Europa	24
5.1	Aktueller Realisierungsstand von Offshore-Windprojekten	24
5.2	Marktprojektionen für die Offshore-Windenergie	25
5.2.1	Deutsche Nordsee	25
5.2.2	Deutsche Anrainerstaaten (EU5)	27
5.2.3	Alternative Marktprojektionen	29
5.2.4	Potenziale für Bremerhaven	31
6	Prüfung der Eingangsparameter und Annahmen der regionalwirtschaftlichen Analyse	35
6.1	Geprüfte Eingangsparameter und Annahmen	35
6.2	Auswirkungen auf die regionalwirtschaftliche Analyse	37
7	Zusammenfassung und Schlussbetrachtung	42
8	Interviewpartner	46

1 Präambel

Die Aktualisierung der gutachterliche Stellungnahme überprüft die zentralen Ergebnisse der Stellungnahme aus dem Vorjahr (März 2014) sowie der Studie aus dem Jahr 2012 und stellt teilweise auch Bezüge zur Vorgängerstudie aus dem Jahr 2010 her. Die Stellungnahme ergänzt die Ausführungen der Studien und berücksichtigt dabei den öffentlichen Diskurs. Es handelt sich somit nicht um eine für sich allein stehende in sich geschlossene neue Analyse, so dass die vorliegenden Ergebnisse immer vor dem Hintergrund der Ausführungen in der Stellungnahme aus dem vergangenen Jahr und der Potenzialanalyse des Jahres 2012 betrachtet werden sollten.

2 Problem- und Aufgabenstellung

Als einer der führenden Standorte der europäischen Offshore-Windindustrie soll in Bremerhaven mit der Schaffung einer Warenausgangszone die infrastrukturellen Rahmenbedingungen zu Möglichkeiten für Vormontage und den Umschlag von (vormontierten) Windenergieanlagen (WEA) signifikant verbessert werden und damit die äußerst herausfordernde Logistik der Offshore-Windindustrie deutlich effizienter und sicherer gestalten. Gleichzeitig gilt die mit der Umsetzung des Offshore Terminal Bremerhaven (OTB) zu verwirklichende Warenausgangszone als ein entscheidender Faktor bei der Vermarktung des Industriestandorts Bremerhaven.

Mit der vorliegenden aktualisierten gutachterlichen Stellungnahme werden die Veränderungen der Rahmenbedingungen in den vergangenen 12 bis 18 Monate und ihre Auswirkungen für die Entwicklung windkraftaffiner Industrie am Standort Bremerhaven analysiert und eine erneute Bewertung - unter Berücksichtigung des aktuellen Stands der wissenschaftlichen und politischen Diskussion – der Bedarfe und Potenziale am Standort Bremerhaven vorgelegt.

Im ersten Schritt wird die Entwicklung der wirtschaftlichen, politischen und technischen Rahmenbedingungen im deutschen Offshore-Windenergiemarkt untersucht (vgl. Abschnitt 3). Dabei steht insbesondere das wirtschaftliche, regulatorische und politische Umfeld im Fokus, welches maßgeblich durch EEG und den Markt- und Standortentwicklungen innerhalb der EU5 (neben Deutschland sind dies die Niederlande, Belgien, das Vereinigte Königreich und Dänemark) gebildet wird. Im darauf folgenden Abschnitt 4 wird einerseits eine dezidierte Untersuchung der Wertschöpfungskette in der Offshore-Windindustrie und darüber hinaus der windkraftaffinen Industrie nebst Dienstleistern inklusive einer vertiefenden Betrachtung der etablierten Clusterstrukturen am Standort Bremerhaven und andererseits die jüngeren Entwicklungen an den Konkurrenzstandorten Bremerhavens, namentlich Eemshaven, Emden, Cuxhaven, Esbjerg und Hull durchgeführt. Im anschließenden Abschnitt 5 wird ein Update der Marktanalyse des Offshore Windenergiemarktes für Deutschland und die EU 5 mit den zugehörigen Umschlagsszenarien und für Bremerhaven daraus abzuleitenden Marktpotenzialen durchgeführt. Die Überprüfung der im regionalwirtschaftlichen Teil der Aktualisierung der Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB (2012) getroffenen Annahmen ist Gegenstand von Abschnitt 6, bevor die Stellungnahme im abschließenden Abschnitt 7 mit einer zusammenfassenden Betrachtung schließt.

Methodisch basiert die Analyse auf Desk-Research und leitfadengestützten (Telefon-)Interviews mit 21 Expertinnen und Experten (Übersicht der interviewten Gesprächspartner siehe Abschnitt 8).

3 Entwicklung der wirtschaftlichen, politischen und technische Rahmenbedingungen im deutschen Offshore-Windenergiemarkt

3.1 Entwicklung des EEG

Das Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) setzt den Rahmen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und deren Integration in den Strommarkt. Das Gesetz wurde in seiner ersten Form im Jahr 2000 verabschiedet. Im Laufe der Jahre wurde es mehrfach überarbeitet und die Ausbauziele und Vergütungssätze der einzelnen Energieerzeugungsformen angepasst. Die vorerst letzte Überarbeitung erfolgte mit der 4. Novelle des EEG, die im Juni 2014 verabschiedet wurde und im August desselben Jahres in Kraft getreten ist.

Die Novelle hat entscheidende Auswirkungen auf die Offshore-Windenergie. Gegenüber der vorherigen Ausgestaltung des EEG wurden die Ausbauziele für Offshore Windenergie für das Jahr 2020 von 10 GW auf 6,5 GW reduziert. Für das Jahr 2030 werden statt der ursprünglichen 25 GW jetzt 15 GW angestrebt. Für den Zeitraum zwischen 2020 und 2030 ergibt sich somit ein jährliches Ausbauziel von rund 800 MW in der deutschen Nord- und Ostsee. Dies entspricht nach derzeitigem Stand etwa zwei Offshore-Windparks, mit - abhängig von der Anlagengröße - ca. 120 bis 160 Windenergieanlagen im Jahr.¹

Neben den Ausbauzielen wurde auch das Vergütungsmodell angepasst. Durch die Politik kam es in Folge einer öffentlich diskutierten „Strompreisbremse“ im Jahr 2013 zu einer deutlichen Verunsicherung am Markt. Investitionsentscheidungen für Offshore-Windparks wurden teilweise um bis zu anderthalb Jahre verschoben. Planungen und Investitionen für neue Windparks in Deutschland kam teils vollständig zum Erliegen. Die EEG-Novelle im Jahr 2014 mit dem angepassten Vergütungsmodell belebte den Markt und konnte der Verunsicherung entgegenwirken. Die Novelle sieht dabei weiterhin zwei Varianten für die Vergütung von ins Netz eingespeisten bzw. produzierten Strom vor: das Stauchungsmodell und das Standardmodell. Das Stauchungsmodell, welches einen Vergütungssatz von 19,4 ct/kWh über acht Jahre vorsieht, wurde um 2 Jahre bis einschließlich 2019 verlängert. Das Modell kann somit nur bis einschließlich 2019 angetreten werden. Gleichzeitig sinkt aber ab 2018 der Vergütungssatz um 1 ct/kWh für dieses Modell. Hingegen sieht das Standardmodell eine Vergütung von

¹ Vgl. Prognos AG (2014): Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse OTB – unter Berücksichtigung der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion. Kapitel 3.3.

15,4 ct/kWh über 12 Jahre vor. Nach einer stufenweisen Absenkung in den Jahren 2018 und 2020, verringert sich der Vergütungssatz ab 2021 jährlich um 0,5 ct/kWh.

Die Novelle des EEG hat in der Branche zu mehr Optimismus geführt. Die Rahmenbedingungen werden insgesamt als deutlich verlässlicher wahrgenommen, als vor der Novelle und insbesondere den verunsichernden Diskussionen im Vorfeld der Novellierung. Dieser Optimismus wird auch durch die seit der EEG-Novelle beschlossenen finalen Investitionsentscheidungen, die als letzte zentrale Entscheidung für den Bau eines Windparks gelten, bestätigt. Mit 6,5 GW bis 2020 ist das Ausbauziel dabei als durchaus realistisch und realisierbar zu beurteilen. Die langfristige Reduzierung des Ausbauziels auf 15 GW bis zum Jahr 2030 bremst hingegen die vollständige Entwicklung der Potenziale der Branche.

Die überwiegende Mehrheit der befragten Experten sieht die Deckelung der Ausbauziele bis 2030 gegenwärtig als Vorsichtsmaßnahme der Politik, um deutlichen Steigerungen des Strompreises entgegenzuwirken. Die Offshore-Windenergie erhält aktuell noch vergleichsweise hohe Einspeisevergütungen, auch weil die Stromgestehungskosten in der noch immer jungen Branche relativ hoch sind. Sinken die Stromgestehungskosten in den kommenden Jahren signifikant, werden – nach Meinung eines Großteils der Experten – auch die Ausbauziele für das Jahr 2030 nach oben korrigiert. Bis 2023 ist gegenüber 2013 mit Kostensenkungspotenzialen von bis zu 40 % zu rechnen.² Entscheidend dafür ist jedoch, dass die Industrie zunehmend Offshore-Windpark installiert und damit Erfahrungen sammeln kann, so dass Prozesse und Abläufe weiter standardisiert werden können (vgl. auch Kapitel 5.2.3).

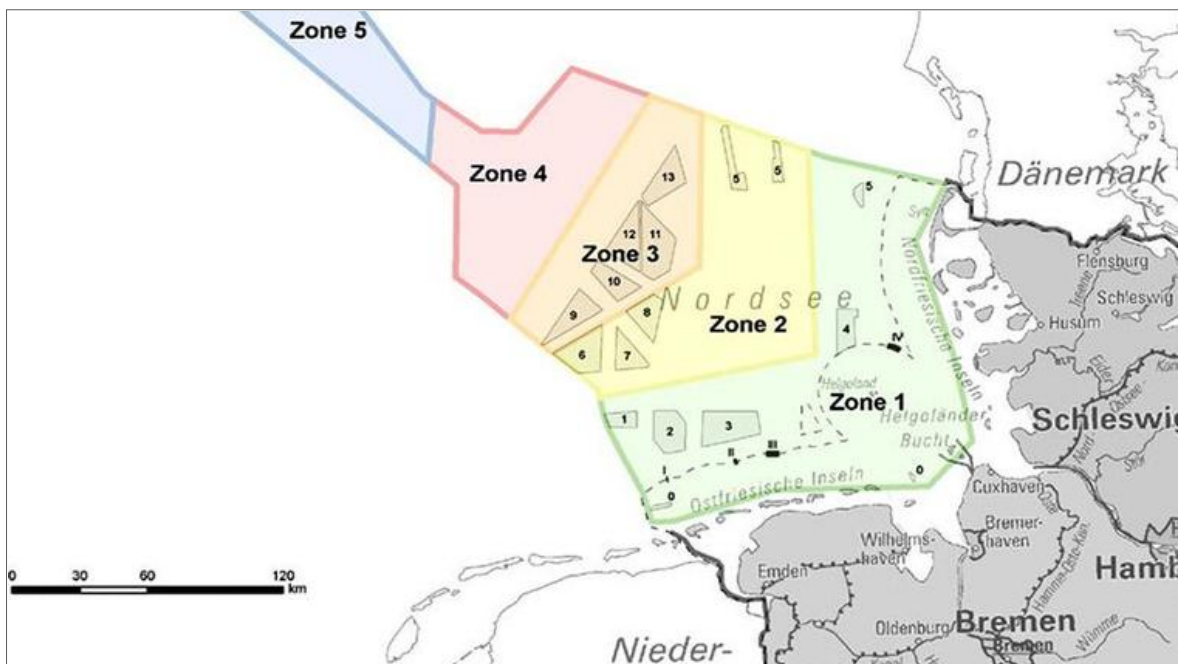
Das angepasste EEG bietet Sicherheit für Investoren und eine absehbare Förderkulisse bis 2020. Die Regelungen nach 2020 werden aktuell diskutiert und sind noch nicht klar zu überschauen. Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird es Änderungen in der Förderkulisse hin zu einem Ausschreibungsmodell geben (vgl. Kapitel 3.3). Trotz der angepassten Ausbauziele wird die 4. Novelle des EEG insgesamt eher positiv bewertet. Mit Perspektive bis 2020 schafft sie einen sicheren politischen und regulatorischen Rahmen. Mit Blick auf 2030 und Fokus auf den deutschen Markt, wird aber auch klar, dass eine Deckelung auf 15 GW nicht ausreicht, um eine konkurrenzfähige Offshore-Windindustrie in Deutschland nachhaltig zu entwickeln. Die Mehrzahl der Experten ist dennoch optimistisch, da sie einerseits Potenzial für einen angepassten höheren Ausbaupfad sehen und andererseits mindestens in einem europäischen Markt aktiv sind. Lediglich den deutschen Markt bedienen

² Vgl. Prognos AG (2014): Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse OTB – unter Berücksichtigung der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion.

zu wollen, greift aus Sicht der Produzenten zu kurz und entspricht schon heute nicht der Realität.

Die Ankündigungen des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), in den kommenden zehn Jahren nur noch Baugenehmigungen für die Zonen 1 und 2 der deutschen Nordsee auszugeben (vgl. Abbildung 1), ist nach Ansicht der befragten Experten nicht überraschend und wird die Entwicklung der Branche insgesamt wenig beeinflussen. Auch das BSH hat hierzu Stellung bezogen und deutlich gemacht, dass allein in den Zonen 1 und 2 das Potenzial bereits groß genug ist, um die Ziele der Bundesregierung bis 2030 mehr als zu erfüllen.³ Ende Mai 2015 war bisher nur ein Offshore-Windpark (OWP) genehmigt, der nicht in der Zone 1 oder 2 lag. Demgegenüber standen in den Zonen 1 und 2 bereits 11,2 GW an Leistung, die sich in Betrieb oder im Bau befinden bzw. bereits über eine Genehmigung verfügen. Hinzu kommen weitere 7,4 GW in Zone 1 und 2, die sich derzeit im Genehmigungsprozess befinden.

Abbildung 1: Deutsche Nordsee mit Entfernungszonen für Offshore-Windparks



Quelle: NDR vom 16.04.2015: Bittere Pille für Offshore-Windbranche. Online publiziert: <https://www.ndr.de/nachrichten/Bittere-Pille-fuer-die-Offshore-Windbranche,energiewende516.html> (Stand: 18. Juni 2015). Verändert durch Prognos AG

³ Quelle: BSH (2014): Ausbau der Offshore-Windenergie geht weiter – BSH berücksichtigt neue gesetzlichen Vorgaben. Online publiziert: http://www.bsh.de/de/Das_BSH/Presse/Pressearchiv/Pressemitteilungen2015/Pressemitteilung07-2015.pdf (Stand: 27.06.2015).

3.2 Entwicklung des seeseitigen Netzanschlusses

In der gutachterlichen Stellungnahme aus dem Jahr 2014⁴ wurde bereits deutlich gemacht, dass der Offshore-Netzausbau rechtlich neuregelt wurde. Zum einen wurden der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) und der Bundesfachplan Offshore eingeführt. Zum anderen wurde mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) die Haftungsregelung zwischen Betreibern von Offshore-Windparks (OWP) und Übertragungsnetzbetreibern neuregelt. Diese Änderungen wurden bereits 2014 insgesamt als erfolversprechend bewertet und durch die befragten Experten jetzt erneut bestätigt.

Galt der Netzausbau im Jahr 2013 noch als ein wesentlicher Grund für die Verzögerungen beim Ausbau der Offshore-Windenergie, ist dies heute nicht mehr der Fall. Dennoch betonen einige Experten, dass der Übertragungsnetzbetreiber TenneT – als zentraler Akteur für den Anschluss der Windparks in der Nordsee – mit teils widersprüchlichen Aussagen für Verunsicherungen sorgt. So wird bspw. der Anschluss des Clusters DoWin 4 in Frage gestellt.

Durch die früheren Probleme beim Netzanschluss und dem langen Planungsvorlauf der Branche gibt es zudem noch vereinzelt „Altlasten“, die abgearbeitet werden müssen. Ganz wesentlich ist hier die Synchronisierung vom Bau eines OWP mit dem Netzanschluss. Hier kam es in der Vergangenheit zu Diskrepanzen, bei denen fertig installierte OWP aufgrund eines fehlenden Netzanschlusses keinen Strom in das Netz einspeisen konnten. Derartige Verzögerungen werden zukünftig jedoch nicht mehr erwartet.

Einige Experten sehen zudem an anderer Stelle noch Potenzial für Effizienzgewinne. Die Planungen in der deutschen Nordsee sehen in der Regel OWP mit einer Leistung von 400 MW vor. Für den Transport des Stroms an Land ist der OWP an eine Umspannplattform angeschlossen. Eine Umspannplattform versorgt dabei zumeist zwei OWP mit einer Gesamtleistung von 800 MW. Viele der Plattformen sind jedoch auf eine Kapazität von 900 MW ausgelegt. Das Potenzial wird somit gegenwärtig nicht voll ausgeschöpft. Es besteht die Gefahr, dass das überschüssige Angebot von 100 MW als sog. *stranded capacity* endet.

Trotz dieser Hürden befindet sich der Netzausbau nach Ansicht der meisten Experten auf einem guten Pfad. Einzelne Verzögerungen beim Anschluss der Offshore-Windparks werden noch er-

⁴ Vgl. Prognos AG (2014): Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse OTB unter Berücksichtigung der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion.

wartet. Diese werden sich aber nicht grundlegend auf die Entwicklung der Branche auswirken.

3.3 Änderungen im Vergabeverfahren

Ein Vergütungsanspruch nach dem EEG 2014 besteht nur noch für Offshore-Windparks, denen bis zum 31.12.2016 eine Netzanbindungskapazität von der Bundesnetzagentur zugewiesen wurde und die bis zum 31.12.2020 in Betrieb gehen. Alle anderen Offshore-Windparks fallen in den Anwendungsbereich der ab 2017 geplanten Ausschreibungen. Wie das System genau aussehen wird, ist gegenwärtig noch offen. Das in dieser Frage federführende BMWi beabsichtigt einen ersten Entwurf in 2015 vorzulegen. Die erste Ausschreibungsrunde ist laut BMWi für 2017 geplant. Nach Ansicht der meisten interviewten Experten haben sich Ausschreibungsmodelle in Dänemark bewährt und werden auch in den Niederlanden eingeführt. Ziel des Ausschreibungsverfahrens ist es, die Kosten, die durch die Förderung der Offshore-Windenergie anfallen, deutlich zu senken. Den Zuschlag für einen Windpark in Dänemark erhält jener Bieter, der Strom zum niedrigsten Preis pro kWh anbietet. In den Niederlanden findet eine Ausschreibungsrunde zwischen Dezember 2015 und März 2016 statt. Der Höchstpreis für Angebote ist von der Regierung mit 12,4 ct/kWh festgesetzt worden.⁵

Inwieweit sich das Ausschreibungsmodell in Deutschland am dänischen oder einem anderen Modell orientieren wird, ist ungewiss. Die befragten Experten verweisen darauf, dass jeder Markt eigene Besonderheiten hat, die jeweils berücksichtigt werden müssen. So ist der festgesetzte Höchstpreis bspw. immer vor dem Hintergrund der Wassertiefe oder der Entfernung zum Festland zu bewerten. Das Grünbuch der Bundesregierung zur Entwicklung eines angepassten Strommarktdesign diskutiert die unterschiedlichen Herausforderungen des zukünftigen Strommarkts.⁶ Es wird deutlich, dass die Kosten, unabhängig vom Marktdesign, langfristig gesenkt werden sollen. Gleichzeitig bekennt sich die Bundesregierung im Grünbuch zum Festhalten an den Erneuerbaren Energien mit einem signifikanten Ausbau von Wind- und Solarenergie, denen bei der Energiewende die tragende Rolle zukommt.

⁵ Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie – Exportinitiative Erneuerbare Energien: Niederlande: Ausschreibungen für Offshore-Windprojekte angekündigt. Online publiziert: <http://www.export-erneuerbare.de/EEE/Redaktion/DE/DENA/Kurzmeldungen/Marktnachrichten/2015/20150601-niederlande-offshorewind-ausschreibung.html> (Stand: 17. Juni 2015).

⁶ Quelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014): Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch).

Das Grünbuch macht keine Aussagen zu möglichen Ausschreibungsverfahren in der Offshore-Windenergie. Im Juni 2015 soll jedoch ein Weißbuch mit konkreten Maßnahmen zum Design des Strommarkts folgen.⁷ Inwieweit Ausschreibungen darin berücksichtigt werden ist unklar. Die interviewten Experten erwarten jedoch, dass nach dem Vorschlag des BMWi in 2015, spätestens in 2016 Klarheit über die Zeit ab 2021 herrscht. Vor dem Hintergrund der langen Planungszeiträume für die Entwicklung und den Bau von Offshore-Windparks sind frühzeitig gesicherte Rahmenbedingungen unerlässlich, damit die Branchenentwicklung zu Beginn der nächsten Dekade erfolgreich fortgesetzt werden kann.

Alle befragten Experten gehen davon aus, dass es in der Offshore-Windenergie zu einem Ausschreibungsmodell kommen wird. Über die Auswirkungen auf die Branche sind sich die Experten jedoch uneins. Teilweise spiegeln sich hierin die Erfahrungen wieder, die in der Vergangenheit mit den zeitweise unsicheren politischen Rahmenbedingungen gemacht wurden. Eine frühzeitige gesicherte Perspektive, wie das zukünftige Modell und die Vergütungsstruktur aussehen sollen, schafft Planungssicherheit und unterstützt die positiven Aussichten der Branche.

Mit Einführung des Ausschreibungsmodells ist anfänglich mit leichten Verunsicherungen zu rechnen, da schlicht Erfahrungswerte fehlen. Diese sollten jedoch schnell überwunden werden. Die Erfahrungen aus anderen Ländern bestätigen diese These, zudem zahlreiche Marktakteure bereits auf Erfahrungen aus den Nachbarländern zurückgreifen können. Gleichzeitig zeigen die Beispiele, dass Ausschreibungsmodelle signifikant zu sinkenden Strompreisen, insbesondere bedingt durch sinkende Stromgestehungskosten, beitragen können. Wichtig ist, dass das Modell an die Gegebenheiten im Land angepasst ist. Signifikante negative Auswirkungen auf die Branchenentwicklung in Deutschland werden durch die Einführung eines geeigneten Ausschreibungsmodells nicht erwartet.

3.4 Technische Entwicklungen in der Offshore-Windindustrie

Die technische Entwicklung der Offshore-Windenergie schreitet stetig voran. Dies zeigt sich insbesondere in der Entwicklung der Turbinenleistung. In den ersten Offshore-Windparks bis etwa Ende der 2000er Jahre wurden meistens Turbinen mit 2 bis 3 MW Nennleistung eingesetzt. Seit dem Ende der 2000er Jahre dominieren Windkraftanlagen mit 3,6 bis 5 MW. Mit den 5 MW-Anlagen und

⁷ Anmerkung: Mit Fertigstellung dieser Studie lag seitens des BMWi noch kein Weißbuch zum Strommarktdesign vor.

den gegenwärtig schon verkauften WEA mit bis zu 6,15 MW steigt die durchschnittliche Anlagengröße weiter.

Doch trotz dieser Entwicklung werden auch weiterhin WEA installiert werden, die unterhalb der derzeit größten in Serie produzierten 6 bzw. 6.15 MW Anlagen von Siemens, Alstom oder Senvion liegen. Die Planungszeiträume in der Offshore-Windenergie sind nach wie vor sehr lang und ziehen sich von der ersten Planung bis zur Umsetzung über mehrere Jahre hin. Nachdem ein OWP vollständig geplant wurde, ist die Änderung auf eine größere als die ursprünglich geplante Turbine nicht ohne deutlichen Zeit- und Kostenaufwand möglich. Unter Berücksichtigung der derzeit in der Installation befindlichen WEA ergibt sich eine durchschnittliche Anlagenleistung von 4,6 MW je WEA. Mit Blick auf die OWP, die bis 2020 in Deutschland installiert werden sollen, wird anhand der bereits genehmigten oder im Genehmigungsprozess befindlichen Windparks wird deutlich, dass die durchschnittliche Leistung auf 5,3 MW je WEA steigt. Daraus folgt eine Erhöhung der durchschnittlichen Anlagengröße von 0,7 MW innerhalb von 5 Jahren. Bezogen auf ein Größenwachstum der WEA um 1 MW errechnet sich ein Zeitraum von rund 7 Jahren.

Gegenüber der gutachterlichen Stellungnahme aus dem Jahr 2014 beschleunigt sich ein Anlagenwachstum von 1 MW von acht auf sieben Jahre. Werden die derzeitigen Entwicklungen der Industrie berücksichtigt, ist ein Generationswechsel bei den Offshore-Windenergieanlagen jedoch sehr wahrscheinlich. Siemens hat den Probetrieb einer 7 MW Anlage gerade aufgenommen. Areva möchte 2018 mit der Serienfertigung einer 8 MW Anlage beginnen. Für den Zeitraum nach 2020 ist somit ein noch schnelleres Wachstum der Leistung als die angesetzten sieben Jahre für 1 MW durchaus wahrscheinlich. Gleichzeitig gehen viele der befragten Experten davon aus, dass ein derartiges Wachstum der Anlagen nicht linear weitergeht. Einerseits sind die Produzenten natürlich bestrebt, ihre WEA möglichst häufig zu verkaufen, u. a. um die Entwicklungskosten zu refinanzieren. Andererseits gehen einige der befragten Experten davon aus, dass ein Grenznutzen bei der Entwicklung bald erreicht sein könnte. Größere Anlagen sind dann zwar technisch möglich, im Vergleich zu den notwendigen Investitionen liegt der Ertrag dieser WEA dann aber unterhalb der bis dahin bewährten kleineren 6 oder 8 MW-Anlagen.

Die Lebensdauer einer Offshore-Windenergieanlage wird gegenwärtig mit rund 20 Jahren angenommen. Danach erfolgt das Repowering, ein Austausch der alten Anlagen durch eine neue größere. Die herausfordernden Bedingungen in ständiger Meeresumgebung mit der salzhaltigen Luft lassen ein Repowering der WEA vor Ablauf der 20 Jahre aber möglich erscheinen. Gegenwärtig fehlen jedoch noch Erfahrungswerte, die diese These stützen würden. Gleichzeitig geht die technische Entwicklung natürlich auch im Bereich des Korrosionsschutzes weiter. Neue WEA sind

heute besser gegen die Bedingungen auf See gerüstet als noch vor fünf Jahren. Im Sinne einer konservativen Bewertungsmethode wird nachfolgend somit von einem Repowering nach 20 Jahren ausgegangen.

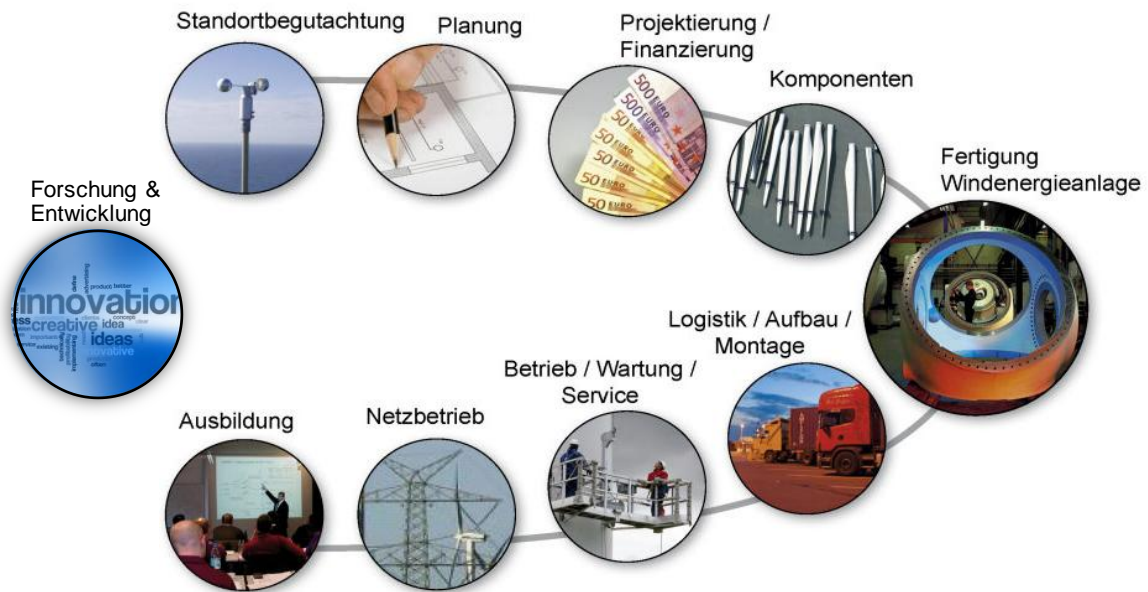
4 Wertschöpfungspotenziale und Standortbetrachtung

4.1 Wertschöpfungskette der (Offshore-)Windindustrie in Bremerhaven

Das Land Bremen, speziell Bremerhaven, hat sich auch in den zurückliegenden Jahren der Unsicherheit der Offshore Windindustrie (2012-2014) als einer der führenden Standorte der Offshore-Windenergie in Europa behauptet. Ansässige Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Verbände und Intermediäre sind maßgebliche Träger dieser Entwicklung. Im Nordwesten, insbesondere Bremerhaven ist seit Beginn der 2000er Jahre ein ausgeprägter Windenergie-Cluster entstanden. Hier konzentriert sich ein Verbund von Unternehmen, Forschungs- und Bildungseinrichtungen, deren insgesamt hohes Entwicklungspotenzial auf ihrer engen und vielfältigen Vernetzung entlang der Wertschöpfungskette basiert. Gleichzeitig nutzen diese Unternehmen einen gemeinsamen Ressourcenpool (Dienstleister, Hochschulen, Forschungseinrichtungen, Weiterbildungs- und Qualifizierungseinrichtungen etc.) für die wirtschaftliche Entwicklung.

Unternehmensbesatz: Aufgrund der guten Rahmenbedingungen, wie bspw. der hohen Verfügbarkeit von offshoreaffinen Fachkräften, zahlreichen Ausbildungs- und Qualifizierungseinrichtungen, den wissenschaftlichen Einrichtungen und der dichten Vernetzung der Akteure des Innovationssystems hat sich in Bremerhaven mittlerweile ein Großteil der Wertschöpfungskette der Windenergiebranche angesiedelt und etabliert. Ansässig sind sowohl Unternehmen im Bereich der Anlagenfertigung, Komponentenhersteller, Zulieferer, als auch Unternehmen aus den Bereichen Betrieb, Service, Wartung sowie beispielsweise Firmen die sich mit Fragen der spezifischen Schwerlastlogistik zum Aufbau oder der Montage von Anlagen auseinandersetzen (vgl. Abbildung 2).

Abbildung 2: Wertschöpfungskette der Offshore-Windenergie



Quelle: germanwind 2011

Den Kern des Windenergie-Clusters in Bremerhaven bildet die industrielle Produktion der Windenergieanlagen und zugehöriger Komponenten. So sind, z. B. im Bereich des Turbinen- und Gondelbaus mit Senvion (REpower) und adwen (Areva Multibrid) zwei der fünf europäischen Offshore Windturbinenhersteller angesiedelt. Mit PowerBlades ist außerdem die Herstellung von Rotorblättern abgedeckt. Um diese Produktions- und Entwicklungsstandorte größerer Konzerne gruppieren sich schon heute verschiedene kleinere und mittlere Unternehmen (KMU) aus dem Bereich der Zulieferer und Dienstleister. Bremerhaven verfügt damit über alle Elemente eines Industrieclusters im Sinne der Clustertheorie und gehört weiterhin zu den führenden Windenergiestandorten in Europa.

Die Insolvenz des Fundamentherstellers Weserwind ist für die Beschäftigten des Unternehmens sicherlich schwierig. Es ändert aber nichts an den guten Standortbedingungen in Bremerhaven. Rückblickend zeigt sich für Weserwind vor allem, dass die technologische Entwicklung bei den Gründungsstrukturen mit verbesserter Tiefgangfähigkeit der Monopiles den Markt für Weserwind als Tripoden-Hersteller hat schwieriger werden lassen. Mit der Realisierung des OTB werden auf kurz oder lang die Produktionsstätten von Weserwind einer offshore-affinen Nachnutzung zugeführt werden können, da sich damit u.a. die Notwendigkeit der aufwändigen Umfuhren zur ABC-Halbinsel erübrigt. Entsprechende Anfragen bei der BIS GmbH werden bestätigt und Gespräche über eine Nachnutzung werden aktuell bereits geführt.

Die nachstehende Tabelle 1 listet eine Auswahl von Unternehmen und Einrichtungen auf, die in der Offshore-Windindustrie tätig sind. Dabei wird mit den Begriffen in Klammern die jeweilige Position der Akteure in der Wertschöpfungskette dargestellt (siehe dazu auch Abbildung 2).

Tabelle 1: Akteure im Cluster der Offshore Windenergiebranche am Standort Bremerhaven (Auswahl)

Anbieter von Produkten und Dienstleistungen in der (Offshore) Windenergiebranche	Wissenschaftssystem / Humanvermögen
<ul style="list-style-type: none"> ▪ adwen GmbH (<i>Fertigung WEA</i>) ▪ Senvion SE (<i>Fertigung WEA</i>) ▪ Powerblades GmbH (<i>Fertigung Komponenten</i>) ▪ Deutsche WindGuard Offshore GmbH (<i>Standortbegutachtung, Planung</i>) ▪ Energiekontor (<i>Planung, Projektierung/ Finanzierung</i>) ▪ Tkb.Technologiekontor Bremerhaven GmbH (<i>Planung, Projektierung/Finanzierung</i>) ▪ meteocontrol GmbH (<i>Planung, Projektierung/ Finanzierung</i>) ▪ Deutsche Offshore Consult GmbH (<i>Planung, Projektierung/Finanzierung</i>) ▪ Ted GmbH (<i>Planung, Projektierung/ Finanzierung</i>) ▪ WindMW GmbH (<i>Planung, Aufbau, Montage; Betrieb, Wartung, Service</i>) ▪ BLG WindEnergy Logistics (<i>Logistik</i>) ▪ Friedrich Tiemann (<i>Logistik, Montage, Aufbau; Betrieb, Wartung, Service</i>) ▪ F. A. Kruse jun. Energy Services + Logistics GmbH (<i>Logistik, Montage, Aufbau</i>) ▪ Nordseetaucher GmbH (<i>Logistik, Aufbau, Montage; Betrieb, Wartung, Service</i>) ▪ Baltic Taucherei- und Bergungsbetrieb Rostock GmbH (<i>Betrieb, Wartung, Service</i>) ▪ Hoerotec Deutschland GmbH & Co. KG (<i>Betrieb, Wartung, Service</i>) ▪ Falck Safety Systems (<i>Ausbildung; Service Betrieb Wartung</i>) ▪ Innoven GmbH (<i>FuE</i>) ▪ u.a. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik – IWES (<i>FuE</i>) ▪ Hochschule Bremerhaven (<i>Ausbildung; FuE</i>) ▪ fk-wind: Institut für Windenergie ▪ Rotorblattkompetenzzentrum (<i>FuE</i>) ▪ Windkanalzentrum der Deutsche WindGuard Engineering GmbH (<i>FuE</i>) ▪ Offshore-Sicherheitstrainingszentrum (<i>Ausbildung</i>) ▪ Alfred-Wegener-Institut für Polar- und Meeresforschung (<i>FuE</i>) ▪ ISL Institut für Seeverkehrswirtschaft und Logistik (<i>FuE</i>) ▪ InCoTrain – Ingenieurdienstleistung Coaching Training GmbH (<i>Ausbildung</i>) ▪ bbw - Berufliche Bildung Bremerhaven GmbH (<i>Ausbildung</i>) ▪ u.a.
<p>Transfersystem:</p>	<p>Infrastrukturen:</p>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Windenergieagentur Bremerhaven (WAB) ▪ fk-wind 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schwerlastterminal Labradorhafen ▪ schwerlastertüchtige ABC-Halbinsel ▪ Testanlagen und Prüfstände ▪ An die spezifischen Bedarfe angepasste Gewerbeflächen ▪ An die spezifischen Bedarfe angepasste Verkehrsinfrastrukturen

Aufstellung: Prognos AG 2010, Aktualisierung 2015

Die Bedeutung einer engen Vernetzung und regionalen Verzahnung von Produktion, Vorleistung, Logistik und Dienstleistern im Sinne eines Produktionsclusters für die Wirtschaft wird auch beim Blick auf andere Standorte, wie bspw. bei der Investitionen von ALSTOM in Saint-Nazaire deutlich. „Im Rahmen eines vor einigen Jahren angestoßenen Dialogs [wird] eine enge Zusammenarbeit mit einem Netzwerk aus Unterauftragnehmern und Vertragspartnern, insbesondere aus der Region, gepflegt.“⁸

Für die Ansiedlung von Unternehmen des produzierenden Gewerbes und der OMS (Operation and Maintenance Services)⁹ in Bremerhaven werden auf der Luneplate und dem Flughafengelände die notwendigen Gewerbeflächen im direkten Hinterland des OTB erschlossen. Die Attraktivität als Produktionsstandort für Zulieferunternehmen steigt, sobald die Produktion der Windenergieanlagen etabliert und Stückzahlen in ausreichender Menge auch langfristig nachgefragt werden. Die Unternehmen profitieren dabei von den Infrastruktureinrichtungen, den Kooperationsmöglichkeiten mit Forschungseinrichtungen und anderen Unternehmen vor Ort, der Forschungsinfrastruktur sowie insbesondere vom Angebot an gezielt ausgebildeten Fachkräften und Hochqualifizierten. Insbesondere die Quantität und Qualität des Arbeitsmarktes mit einer Reichweite bis in die Kreise Cuxhaven, Wesermarsch, Osterholz, Ammerland, Oldenburg (Stadt und Landkreis), Rotenburg und Bremen bilden ein Alleinstellungsmerkmal an der deutschen Küste.

Für die Sicherung des Bestandes und der Attrahierung weiterer Investitionen und neuer Ansiedlungen ist der Offshore Terminal Bremerhaven von hoher Bedeutung. Mit der Optimierung der Produktions- und Installationslogistik durch die neue Infrastruktur und ihre Anbindung wird die wesentliche Schwäche des Standortes Bremerhaven beseitigt. Für die Vermarktung der Gewerbeflächen und Ansiedlung weiterer offshoreaffiner Unternehmen auf der Luneplate und dem Flugplatzgelände bleibt der restriktionsfreie Zugang zum seeschifftiefen Wasser über den OTB notwendige Voraussetzung. So bestätigen die Unternehmen beispielsweise, dass sie – im Vertrauen auf den OTB - derzeit in die Produktionsanlagen in Bremerhaven investieren, um die nächste Generation der Offshore Turbinen am Standort produzieren zu können. Ferner ist bei potenziellen Interessenten für neue Unternehmensansiedlungen der OTB quasis eine „conditio sine qua non“.

Die Kombination von zahlreichen vor Ort angesiedelten Produzenten und Dienstleistern entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Windenergie kombiniert mit der Idee einer als Warenaus-

⁸ Quelle: <http://www.alstom.com/de/press-centre/2014/12/-alstom-weiht-frankreichs-erste-produktionswerke-fur-offshore-windkraftanlagen-in-saint-nazaire-ein/> (15.06.2015)

⁹ Operation and Maintenance Services (OMS) = Dienstleistungen für Betrieb und Wartung

gangszone fungierenden Hafeninfrasturktur (OTB) bleibt weiterhin ein wichtiges Alleinstellungsmerkmal für den Standort Bremerhaven. Nur mit dieser Infrastrukturinvestition zur Schaffung von Umschlagkapazitäten – wie sie in unterschiedlichem Umfang von allen Hafenstandorten getätigt wurden oder werden – können in Bremerhaven Kostenvorteile im Bereich Transport und Offshorelogistik realisiert werden, die den Akteuren vor Ort wettbewerbsfähigere Rahmenbedingungen ermöglichen.

Potenziale für die Ansiedlung weiterer Komponentenhersteller, Zulieferunternehmen und Dienstleister bestehen in folgenden Bereichen:

- Großbleche, bspw. Gondelverkleidung,
- Stahlbau, z. B. Turmhersteller,
- Getriebeproduktion für Offshore- und Onshore-Windenergieanlagen,
- Gießerei, u. a. für Generatorträger und Naben
- Hersteller von Lagern und Dichtungen
- Sondermaschinenbau, bspw. Aufzüge
- Schwerer Anlagen- und Maschinenbau, bspw. Kranhersteller
- Steuerungselektronik
- OMS - Betrieb und Wartung von Windenergieanlagen
- Reparatur von Komponenten und Fahrzeugen
- Einsatz und Planung von Crew-Vessels
- Offshore Logistik Dienstleister
- Ingenieurdienstleister für Planung und Projektierung, Bau und Betrieb sowie Service und Wartung, später auch Repowering-Konzepte von Offshore-Windenergieparks.

Von erfolgreichen Ansiedlungen von offshoreaffinen Unternehmen wird der gesamte Standort Bremerhaven profitieren. Im weiteren Verlauf wird zusätzliche Nachfrage nach Flächen durch zuliefernde und dienstleistende Branchen induziert, die nicht direkt im Offshore-Markt oder Windenergiemarkt tätig sein müssen, jedoch mittelbar mit ihren Produkten und Dienstleistungen Vorleistungen für die Offshore- und Windenergieindustrie erbringen¹⁰.

Derartige industrielle und gewerbliche Ansiedlungen dienen, quasi als Nebeneffekt, auch dem wirtschafts- und hafenpolitischen Ziel,

¹⁰ Siehe dazu auch Prognos AG (2014): Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse OTB unter Berücksichtigung der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion. Kapitel 6

die sog. loco-Quote in Bremerhaven zu steigern. Die loco-Quote steigt, wenn der Anteil der Waren, die im direkten regionalen Umfeld des Hafens verbleiben bzw. direkt vor Ort zur Verschiffung produziert werden. Dabei handelt es sich nicht zwingend um komplette Vollanlagen, sondern vielmehr um weitere Komponenten und Produkte, die bspw. auch über den OTB verladen werden können, wenn die Wetterfenster für die Offshore-Installation geschlossen sind.

Ein großer Anteil der genannten Komponenten und Vorprodukte (wie Naben, Getriebe, etc.) kommt derzeit i. d. R. aus Süddeutschland und dem Ruhrgebiet, da die Produzenten dieser Elemente traditionell dort angesiedelt sind. Grundsätzlich sind, im Gegensatz zu den mehrere hundert Tonnen schweren Gondeln und Fundamenten, diese Teile vergleichsweise einfach zu transportieren. Bei wachsenden Anlagengrößen steigt aber auch die Größe der Anlagenteile, so dass zahlreiche Komponenten und Vorprodukte als übergroße Transporte oder Schwerlasttransporte Sondergenehmigungen benötigen. Der schlechte Zustand der Straßenverkehrsinfrastrukturen in Westdeutschland führt z.T. zu hohen logistischen Aufwänden und Umwegen. So führt die Ablastung zahlreicher Autobahnbrücken in Westdeutschland dazu, dass Sondertransporte bspw. vom Siegerland in NRW nach Norddeutschland häufig zu weiten Umwegen über Mitteldeutschland gezwungen sind¹¹. Daraus resultieren hohe zusätzliche Transportkosten.

Die logistischen Vorteile einer (zusätzlichen) Produktionsstätte am seeschifftiefen Wasser insbesondere für Unternehmen aus stark exportorientierten wie dem Anlagen- und Maschinenbau leuchten demnach ein. Nachvollziehbar wird dies am Beispiel des Kranherstellers Liebherr mit seiner Ansiedlung in Rostock. Die bereits 2002 in Rostock gegründete Liebherr-MCCtec Rostock GmbH entwickelt und fertigt Schiffs-, Hafenmobil- und Offshorekrane auf einer Betriebsfläche von knapp 44 Hektar. Die produzierten Krane, die aufgrund ihrer Größe und ihres Gewichtes nur demontiert oder unter extremen logistischen Bedingungen auf dem Landweg transportiert werden können, werden in Rostock hinter der Kaje am seeschifftiefen Wasser produziert und direkt auf ein Seeschiff, Spezialschiff für Schwerlasten oder einen Ponton zwecks Export über den Seeweg geladen werden.

Bremerhaven bietet mit einem OTB optimale Bedingungen für offshoreaffine und exportorientierte Branchen:

- Verfügbarkeit von großflächigen Industrie- und Gewerbeflächen

¹¹ „So müssen zum Beispiel sämtliche Brücken der A45 (Sauerland linie) generalüberholt oder sogar abgerissen werden“. Quelle: <http://www.dvz.de/rubriken/single-view/nachricht/staus-kosten-taeglich-eine-stunde.html> (Stand 26.06.2015)

- Direkter, restriktionsfreier und schleusenfreier Zugang zum seeschifftiefen Wasser mit nur geringen nautischen Einschränkungen
- Schwerlastfähige Terminal- und Zufahrtwege
- Sehr gute Verkehrsinfrastrukturanbindung wie kurze Wege zur BAB, Bahnanbindung und direkter Anschluss an die Binnenwasserstraßen
- Hohe Verfügbarkeit von Arbeits- und Fachkräften bis hin zu exzellent ausgebildeten Hochqualifizierten mit Expertise in maritimer Wirtschaft und Offshorebranchen
- Lohnkostenvorteile gegenüber Standorten in NRW und Süddeutschland
- Ausgeprägte Clusterstrukturen im Bereich der Windenergiewirtschaft und der maritimen Wirtschaft

Zusammenfassend zeigt sich die weiterhin starke Position, die Bremerhaven innerhalb der Offshore-Windenergiebranche einnimmt. Das sehr ausgeprägte Transfersystem, die sehr gute Ausstattung mit Forschungseinrichtungen und insbesondere die ansässigen Unternehmen, die fast alle Glieder der Wertschöpfungskette besetzen, verleihen dem Standort Bremerhaven ein Alleinstellungsmerkmal innerhalb der Branche. Standorte wie Esbjerg, Cuxhaven oder zukünftig auch Hull verfügen ebenfalls über relevante Infrastrukturen, Transfersysteme oder Unternehmen aus dem Offshore-Bereich, ein Zusammenschluss der einzelnen Akteure aus den verschiedenen Bereichen des regionalen Innovationssystems findet sich in dieser charakteristischen Form eines Clusters allerdings nur in Bremerhaven (vgl. die Ausführungen zu anderen Häfen der Offshore-Windindustrie in Abschnitt 4.2). Neben diesen qualitativen Merkmalen verfügt der Standort bspw. mit seinen Erweiterungsflächen am seeschifftiefen Wasser zudem über eine sehr gute infrastrukturelle Ausstattung, für das der Offshore Terminal der entscheidende Baustein zur langfristigen Positionierung an der Spitze der europäischen Offshore Windenergie Standorte sein wird.

4.2 Häfen für die Offshore-Windindustrie

4.2.1 Eemshaven

Das niederländische Eemshaven ist ein offener Tidehafen und hat somit einen direkten Zugang zur Ems und zur Nordsee. Mit seiner infrastrukturellen Ausstattung und der Einfahrt sowie den Hafenbecken, die auch Schiffen mit einem großen Tiefgang das Anlegen ermöglichen, ist Eemshaven im Wettbewerb der Häfen für die Offshore-Windindustrie gut positioniert. Dies wird insbesondere

auch durch die geographische Nähe zu zahlreichen Windparks in der Nordsee unterstützt. Bereits mehr als 10 Windenergieparks in der Nordsee sind über Eemshaven als Logistikhub installiert worden.

Nach Angaben der Groningen Seaports¹² „stehen im Westteil des Eemshavens gut 100 ha für die Versorgung von Offshore-Windkraftanlagen zur Verfügung. Groningen Seaports investiert rund € 25 Millionen in schwere Kaieinrichtungen auf einer Länge von 700 m sowie in eine Verlängerung des Beatrixhavens um 500 m. Eine wichtige Investition, um die Anforderungen der Versorgung von Offshore-Windparks zu erfüllen. Die Arbeiten sollen 2015 abgeschlossen sein.“ Dennoch sind in Eemshaven keine Produzenten von Gondeln oder Komponenten für WEA angesiedelt. Zukünftig wird sich die Funktion Eemshavens demnach vermutlich auf Servicefunktionen für Operation and Maintenance beschränken. Hinzu kommt die Funktion als Basishafen für Windparks, welche mit Gondeln und Komponenten bestückt werden, die an Standorten produziert werden, die nicht über einen direkten Zugang zum seeschifftiefen Wasser und die Möglichkeit des Anlegens und Aufjackens von Installationsschiffen verfügen.

4.2.2 Emden

Die Konsolidierung in der Offshore-Windenergiebranche hat insbesondere den Standort Emden getroffen.

Seit der Insolvenz von BARD im November 2013 existiert in Emden kein Hersteller von Offshore-Windenergieanlagen mehr. Die gegründete Gesellschaft Offshore Wind Solutions (OWS) übernimmt Betrieb und Wartung des Windparks BARD Offshore 1. Ende Mai 2015 hat aufgrund ausbleibender Aufträge zudem die Nordseewerke GmbH als Produzent von Gründungselementen für den Bau von Offshore Windenergieanlagen Insolvenz angemeldet.¹³

Ferner ist das Projekt zur Hafenerweiterung mit Erschließung des Rysumer Nackens durch den Bau neuer Kaianlagen und dahinter liegender Flächen aufgrund derzeit fehlender Wirtschaftlichkeit auf unbestimmte Zeit ausgesetzt worden.¹⁴ Die Hafenerweiterung war

¹² <http://www.groningen-seaports.com/Business/Energie/Offshorewindindustrie/tabid/2133/language/de-DE/Default.aspx> (abgerufen am 16.06.2015)

¹³ http://www.nwzonline.de/wirtschaft/emder-nordseewerke-beantragen-insolvenzverfahren_a_28,0,1863062005.html (abgerufen zuletzt am 16.06.2015)

¹⁴ https://www.ndr.de/nachrichten/niedersachsen/oldenburg_ostfriesland/Rysumer-Nacken-Schlag-Hafen-kommt-spaeter,rysumernacken116.html (abgerufen zuletzt am 16.06.2015)

auch für den Umschlag für Komponenten der Offshore-Windenergie eingeplant.

Aufgrund der guten Lage zu den Offshore-Windenergieparks besitzt Emden aber weiterhin Potenziale, Funktionen eines Servicehafens, also Tätigkeiten im Bereich operation, maintenance, service (OMS) zu übernehmen.

Der Standort Emden ist aufgrund der Entwicklungen der vergangenen Monate und Jahre nicht weiter als Basishafen für die Offshore-Windenergie zu betrachten.

4.2.3 Cuxhaven

Der Standort Cuxhaven verfügt mit zwei Offshore Terminals und zugehöriger Schwerlastplatte am seeschifftiefen Wasser in der Elbmündung weiterhin über eine gut auf die Bedürfnisse der Offshore-Windbranche angepasste infrastrukturelle Ausstattung.

Seit April 2013 ist jedoch das bremische Unternehmen Ambau GmbH der einzige Produzent von Offshore-Komponenten in Cuxhaven. Die Ambau GmbH produziert Stahlrohtürme und Gründungsstrukturen für die Off- und Onshore-Windenergiebranche. Ein Gondelhersteller fehlt weiterhin am Standort.

Cuxhaven wird jedoch für aktuell im Bau befindliche Windparkprojekte als Logistik- und Servicehafen genutzt. Siemens hat bspw. einen Vertrag über Logistikdienstleistungen für den Servicebetrieb der Offshore-Konverterplattformen BorWin 2, HelWin 1, HelWin 2 und SylWin 1 abgeschlossen.¹⁵

4.2.4 Esbjerg

Esbjerg ist die siebtgrößte Stadt Dänemarks und zugleich der wichtigste Nordseehafen des Landes. Der Hafen liegt in der Fanø-Bucht und ist durch den Grådyp-Kanal zu erreichen. Die Stadt liegt etwa 100 km nördlich der deutsch-dänischen Grenze. Esbjerg ist sowohl über den Schienenverkehr sehr gut angeschlossen sowie über die Europastraße E 20 gut zu erreichen.

Seit 2003 ist Esbjerg der Sitz des Offshore Center Danmark. Das Center ist das nationale Kompetenz- und Innovationsnetzwerk der Offshore-Industrie in Dänemark. Seine gut 200 Mitglieder stam-

¹⁵ <http://www.cuxport.de/infocenter/pressemitteilungen/details/article/siemens-waehlt-cuxport-als-servicelogistiker-fuer-konverterplattformen-in-der-nordsee.html> (abgerufen am 16.06.2015)

men nicht nur aus der Windenergie-Branche, sondern auch aus den Bereichen Öl und Gas. Bereits seit Ende der 1960er Jahre, insbesondere jedoch seit den 1980er Jahren, fungiert Esbjerg als Basishafen für die Offshore-Öl- und Gas-Industrie.

Obwohl das Know-how im Bereich der Offshore-Branche sehr hoch ist, finden sich in Esbjerg selber lediglich drei Firmen aus der Offshore-Windindustrie. Esvagt unterhält Rettungs- und Versorgungsschiffe für Offshore-Windfarmen. ABB produziert elektronisches Equipment für Offshore-Windturbinen und RAMBØLL design und konstruiert Offshore-Windturbinen. Trotz dieser geringen Anzahl lokaler Produzenten finden sich in der Esbjerg Kommune über 200 Firmen aus der Offshore-Branche. Ein Großteil dieser Unternehmen stammt jedoch aus dem Offshore-Öl- und Gas-Bereich, die Unternehmen der Offshore-Windbranche sind eher über Dänemark verteilt.¹⁶

Der Hafen und die Region Esbjerg haben eine sehr gute Position innerhalb der Offshore-Industrie. Diese gründet sich jedoch auf der Öl- und Gas-Branche. Dennoch ermöglicht das über Jahrzehnte gesammelte Know-how einen nicht zu unterschätzenden Wissenstransfer zu Gunsten der Offshore-Windbranche. Die benötigte Infrastruktur des Hafens musste sich z. B. auf die Belange der Offshore-Windenergie nicht lange einstellen, sondern war zum Großteil bereits vorhanden. Eine Schwäche des Hafens sowie der Region ist zudem das Fehlen eines Offshore-Windcluster direkt vor Ort. Die geplante Errichtung eines neuen Turbinenwerkes von Siemens in Esbjerg ist jedoch bis dato nicht realisiert worden. Stattdessen wurden die Produktionskapazitäten in Brande erhöht.

Im Juni 2013 wurde nach öffentlichen Investitionen von rund 100 Mio. Euro der Østhavn (Osthafen), eine Hafenerweiterung mit einer Fläche von 65 Hektar eingeweiht. Dort gibt es Einrichtungen für den Test, die Vormontage und die Verschiffung von Windenergieanlagen. Darüber hinaus ist der Osthafen aber auch für die Bedürfnisse der Öl- und Gasindustrie, des RoRo- sowie des Containerverkehrs ausgelegt.¹⁷

Mit einer kumulierten Leistung von knapp 1.000 MW in 2014 hat Esbjerg hinsichtlich der Umschlagszahlen von Offshore Windenergieanlagen die Spitzenposition in der Nordsee inne. Esbjerg wird von den beiden Marktführern Siemens Wind Power und MHI Vestas Offshore als Hafen für die Verschiffung der in Dänemark produzierten Gondeln genutzt. Die Produktion findet jedoch nicht vor Ort in Esbjerg, sondern im Hinterland, bei Siemens bspw. im 60 km entfernten Brande statt.

¹⁶ Quelle: www.offshore-power.net. Stand: 15.11.2010.

¹⁷ Quelle: <http://www.dvz.de/rubriken/seefracht/single-view/nachricht/neuer-osthafen-in-esbjerg-ingeweiht.html> Stand: 16.06.2015

4.2.5 Nordengland /Hull

In Hull an der Ostküste Großbritanniens wird derzeit mit der Errichtung des Green Port Hull ein Offshore-Basishafen realisiert. Für die Ansiedlung neuer Unternehmen weist der Green Port Hull in der Region rund 800 Hektar Entwicklungsfläche für die Erneuerbare Energien Branche aus, von denen rd. 180 Hektar über einen direkten Kajenzugang verfügen. Der Green Port Hull soll Anfang 2016 den Betrieb aufnehmen

Initialzündung erhofft man sich von der erfolgten Ansiedlung einer Offshore-Produktionsstätte von Siemens. Siemens investiert auf dem insgesamt 78 Hektar großen Alexandra Dock in Hull mehr als 190 Mio. EUR (160 Mio. GBP) in eine Fertigung von Rotorblättern für Offshore-Windturbinen der Sechs-Megawatt-Klasse sowie ein neues Logistik- und Service-Zentrum. Der Produktionsstart der Rotorblattfertigung ist für Sommer 2016 geplant. Eine ursprünglich von Siemens an der Ostküste des Vereinten Königreichs geplante Produktionsanlage für Windkraftturbinen wird bislang nicht weiterverfolgt.

Zudem sind mindestens öffentliche Investitionen und Subventionen in Höhe von 125 Mio. britischen Pfund zur Entwicklung des Hafens geplant.¹⁸

Aufgrund der geographischen Nähe zu den in Bau befindlichen und geplanten Windenergieparks vor der britischen Küste und den Ausbauzielen vor der britischen Küste wird der Green Port Hull zukünftig wahrscheinlich eine bedeutende Rolle spielen wird. In der Vergangenheit hat sich jedoch bereits häufiger gezeigt, dass Investitionsentscheidungen am Standort häufiger aufgeschoben wurden. Als zentraler Grund wird in Branchenkreisen das Fehlen von adäquat qualifizierten Facharbeitern genannt.

4.2.6 Zwischenfazit

Im Vergleich mit potenziellen Hafenkonkurrenten im Bereich der Offshore-Windindustrie ist Bremerhaven weiterhin sehr gut aufgestellt. Die einzelnen Häfen zeigen teilweise sehr gute infrastrukturelle Ausstattungen und verfügen über ein langjährig aufgebautes gutes Image. Die Konsolidierung der Branche hat bei den Marktteilnehmern zu unterschiedlichen Entwicklungen geführt. Ur-

¹⁸ <http://www.hulldailymail.co.uk/UK-City-Culture-jobs-Siemens-Green-Port-Hull-city/story-26040896-detail/story.html> (abgerufen am 25.06.2015)

sprünglich wurde von 2 bis 3 Basishäfen allein in Deutschland und 4 bis 5 Basishäfen an der Nordsee ausgegangen.

Als potenziell stärkste Konkurrenten für Bremerhaven im Nordseemarkt sind heute Esbjerg und Eemshaven als etablierte Häfen sowie zukünftig verstärkt Hull und mit Einschränkungen noch Cuxhaven zu bewerten.

Derzeit werden zahlreiche Windparkprojekte mit **Eemshaven** als Basishafen errichtet. Hier sind zwar die infrastrukturellen Voraussetzungen für Lagerung und Umschlag der Komponenten von Offshore Windenergieanlagen sehr gut. Jedoch ist das Fehlen von Produzenten vor Ort ein langfristiger Standortnachteil, wenn es zukünftig noch stärker darum geht, durch Optimierung der Logistikketten Kosteneinsparpotenziale zu heben. Letzteres gilt auch für **Cuxhaven**, wo zurzeit mit Ambau lediglich ein Turmhersteller als Produzent aktiv ist.

Die potenziell stärksten Konkurrenten für Bremerhaven im Nordseemarkt sind somit **Esbjerg** und zukünftig **Hull**. Die größten Vorteile von **Hull** sind zum einen die Nähe zu den britischen Offshore-Windparks und zum anderen die ambitionierten Ausbauziele der Offshore-Windenergie im Vereinigten Königreich. Erste Ansiedlungserfolge mit der Blattproduktion in Hull sind zu verzeichnen. Die Überschneidungen der Marktgebiete (200sm-Radius) und damit die direkte Konkurrenz zwischen Hull und Bremerhaven sind jedoch geringer als zwischen Bremerhaven und Esbjerg.

Esbjerg ist bezüglich der Umschlagszahlen der erfolgreichste Offshore-Hafen an der Nordsee. Dies hängt unmittelbar mit der derzeitigen Marktdominanz von Siemens zusammen. Dennoch fehlen vor Ort die Produzenten. Der Hafen Esbjerg dient somit weitestgehend als reiner Umschlagshafen im Sinne herkömmlicher Hafeninfrastrukturen.

Die Kombination von zahlreichen vor Ort angesiedelten Herstellern entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Windenergie mit der Idee einer als Warenausgangszone fungierenden Hafeninfrastuktur wird ein wichtiges Alleinstellungsmerkmal für den Standort Bremerhaven darstellen. Hierdurch können Kostenvorteile im Bereich Transport und Offshorelogistik realisiert werden, die den Akteuren vor Ort entscheidende Wettbewerbsvorteile ermöglichen.

5 Entwicklung des Offshore-Windenergiemarkts in Deutschland und Europa

5.1 Aktueller Realisierungsstand von Offshore-Windprojekten

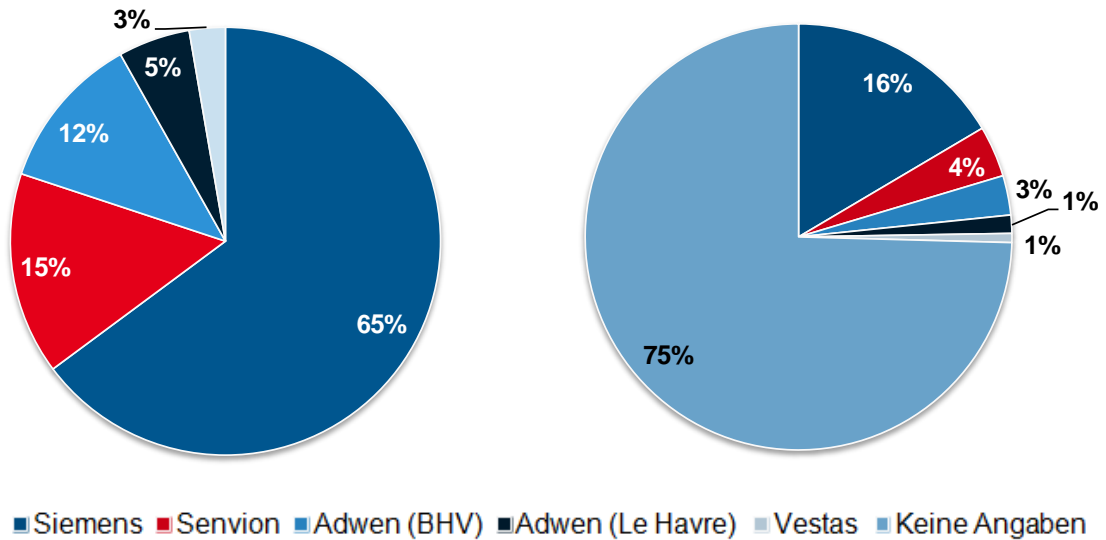
Mit Stand Ende Mai 2015 befinden sich im 300 sm Radius um Bremerhaven 12 Offshore-Windparks (OWP) im Bau, die teilweise bereits an Netz angeschlossen sind und Strom produzieren. Mit acht Projekten entfällt der größte Teil dabei auf die deutsche Nordsee. Zwei OWP entstehen derzeit in den Niederlanden, wobei ein Projekt im IJsselmeer umgesetzt wird. Die verbleibenden zwei OWP entstehen derzeit vor der britischen Nordseeküste. Insgesamt werden rund 680 Turbinen installiert mit einer Gesamtleistung von 2.900 MW.

Mit rund 380 Turbinen bzw. 56 % entfällt der größte Anteil der installierten Turbinen auf Siemens. 130 Turbinen werden von MHI Vestas geliefert, was einem Anteil von 19 % entspricht. Adwen, vormals Areva, liefert 120 Turbinen. Zusammen mit den 48 Turbinen von Senvion entspricht dies einem Anteil von 25 %, der in Bremerhaven gefertigt wird.

Aktuell befinden sich 87 Windparkprojekte mit einer Gesamtleistung von 41 GW im 300 sm Radius um Bremerhaven, die entweder bereits genehmigt sind oder sich im Genehmigungsprozess befinden. Das Vorhandensein einer Bauzulassung bedeutet zwar noch nicht, dass die Projekte auch definitiv umgesetzt werden, dennoch bieten die laufenden bzw. abgeschlossenen Genehmigungsverfahren einen guten Anhaltspunkt, welches Marktpotenzial sich in Reichweite der Seestadt bietet.

Für 24 der 87 OWP gibt es bereits Aussagen hinsichtlich der Turbinen, die installiert werden sollen. Von den rund 1.850 Turbinen entfällt mit 65 % der größte Anteil auf Siemens (vgl. Abbildung 3). Senvion und Adwen in Bremerhaven liefern zusammen 500 Turbinen und haben damit einen Marktanteil von 27 %. Die übrigen Turbinen verteilen sich auf das Adwen-Werk in Le Havre und MHI Vestas. Entscheidend für das Marktpotenzial, welches zukünftig von Bremerhaven aus bedient werden kann, sind jedoch die OWP, für die noch kein Turbinenlieferant feststeht. Zusätzlich zu den 1.850 Turbinen birgt der 300 sm Radius um Bremerhaven ein Potenzial von weiteren 5.400 Turbinen. D. h., dass für 75 % aller bereits genehmigten und oder sich im Genehmigungsprozess befindenden OWP noch nicht feststeht, welcher Hersteller die Turbinen liefern wird.

Abbildung 3: Anteil der Turbinenhersteller im 300 sm Radius um Bremerhaven an den genehmigten und sich im Genehmigungsprozess befindenden Offshore-Projekten ohne (links) und mit (rechts) keine Angabe



Anzahl der Projekte: n = 24 (links); n = 87 (rechts)

Quelle: 4C Offshore; Stand: Mai 2015

5.2 Marktprojektionen für die Offshore-Windenergie

5.2.1 Deutsche Nordsee

Zum 1. August 2014 ist die 4. Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetz in Kraft getreten (EEG). Das EEG sieht in der aktuellen Ausführung einen Ausbau der Offshore-Windenergie auf 6,5 GW im Jahr 2020 und auf 15 GW im Jahr 2030 vor (vgl. Kapitel 3.1). Mit den veränderten Ausbauzielen geht natürlich auch ein veränderter Bedarf an Offshore-Windenergieanlagen (WEA) einher. Auf Basis des Koalitionsvertrags wurden diese Änderungen bereits erstmalig von Prognos in der gutachterlichen Stellungnahme aus dem Jahr 2014 geprüft.¹⁹ Für die deutsche Nordsee ergab sich im Zeitraum 2016-2040 ein durchschnittlicher Bedarf von 170 WEA. Nachfolgend werden die Errichtungsraten für die deutsche Nordsee projiziert und Änderungen gegenüber den vorherigen Studien diskutiert. Eine dezidierte Beschreibung der Methodik findet sich in der Studie aus dem Jahr 2012.²⁰

¹⁹ Vgl. Prognos AG (2014): Gutachterliche Stellungnahme Potenzialanalyse OTB unter Berücksichtigung der aktuellen wissenschaftlichen und politischen Diskussion.

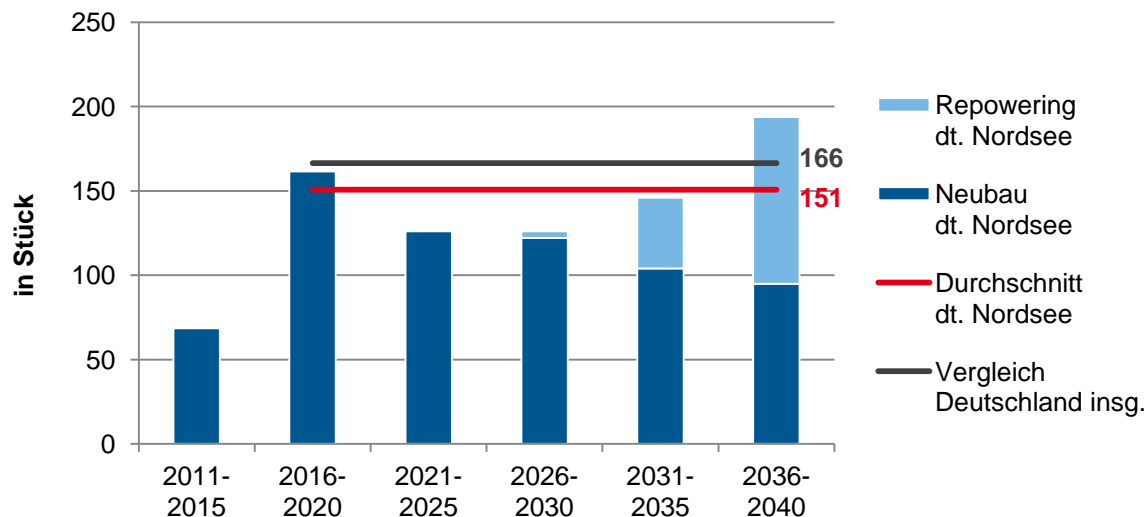
²⁰ Vgl. Prognos AG et al. (2012): Aktualisierung Bedarfs- und Potenzialanalyse OTB. Kapitel 3.2.3

Die Absichtserklärungen im Koalitionsvertrag sind mit der aktuellen Ausführung des EEG jetzt geltendes Recht und somit auch Grundlage für die Marktprojektion. Gegenüber dem Jahr 2014 konnten weitere Erfahrungen gesammelt werden und für die Offshore-Windparks (OWP) Nordsee One, Nordergründe oder auch Sandbank wurden die finalen Investitionsentscheidungen (FIE) getroffen. Die Entwicklungen bestätigen den Trend der zurückliegenden Jahre und verdeutlichen, dass die WEA weiter an Leistung gewinnen.

In der gutachterlichen Stellungnahme aus dem Jahr 2014 wurde noch von einem Anlagenwachstum von 1 MW alle acht Jahre ausgegangen. Die nachfolgenden Szenarien unterstellen bis 2020 ein schnelleres Anlagenwachstum von sieben Jahren pro MW. Für den Zeitraum 2021 bis 2025 beschleunigt sich das Wachstum der WEA weiter. Innerhalb von fünf Jahren steigt die durchschnittliche Leistung einer WEA um 1 MW. Nach 2025 verlangsamt sich das Größenwachstum. Die Durchschnittsleistung der WEA erhöht sich alle sieben Jahre um 1 MW (vgl. Kapitel 3.4). Bezogen auf den Zeitraum 2016 bis 2040 ergibt sich entsprechend den angepassten Szenariogrößen für die deutsche Nordsee eine durchschnittliche Errichtungsrate von rd. 150 WEA pro Jahr (vgl. Abbildung 4). Berücksichtigt sind dabei sowohl Neuinstallationen als auch das Repowering alter Anlagen. Wird der Nord- und Ostseemarkt zusammen betrachtet liegt die Errichtungsrate durchschnittlich bei knapp 170 WEA pro Jahr.

Das Szenario unterstellt, dass 2020 rund 5,8 GW an Offshore-Windenergieleistung in der deutschen Nordsee installiert sein wird. Bis zum Jahr 2030 werden es 13,7 GW sein. In den darauffolgenden 10 Jahren bis 2040 erhöht sich die Summe der installierten Offshore-Windenergieleistung bis auf 21 GW.

Abbildung 4: Durchschnittliche jährliche Errichtungsraten in der deutschen Nordsee im Vergleich zum deutschen Markt insgesamt



Quelle. Eigene Berechnungen. © Prognos AG 2015

5.2.2 Deutsche Anrainerstaaten (EU5)

In den Nordseeanrainerstaaten schreitet der Ausbau der Offshore-Windenergie weiter voran. Dänemark, Großbritannien²¹ und die Niederlande bilden zusammen mit Belgien aufgrund ihrer Entfernung zu Bremerhaven den zentralen Absatzmarkt für Offshore-Windenergieanlagen aus der Seestadt. Der dänische und belgische Markt sind dabei vergleichsweise klein. Dennoch hat sich der dänische Markt in den zurückliegenden Jahren konstant entwickelt. Auch dem belgischen Markt werden aus Sicht der befragten Experten gute Wachstumschancen vorausgesagt. Selbiges gilt für den niederländischen Markt. Bis 2023 sollen rund 4,5 GW an Offshore-Windleistung installiert sein. Das Ausschreibungssystem muss sich noch beweisen, scheint aber aus Expertensicht mit dem etablierten dänischen System vergleichbar. Größere Verzögerungen oder Herausforderungen bei der Umsetzung der Ziele werden nicht erwartet.

Großbritannien bietet weiterhin das größte Potenzial in der EU5. Das Ausbauziel für 2030 liegt bei 39 GW. In wie weit dieses ehrgeizige Ziel im angesetzten Zeitraum erreicht werden kann, wird sich auch in den nächsten Jahre zeigen. 2014 vollzog das Königreich eine *Electricity Market Reform (EMR)* in der die Förderung

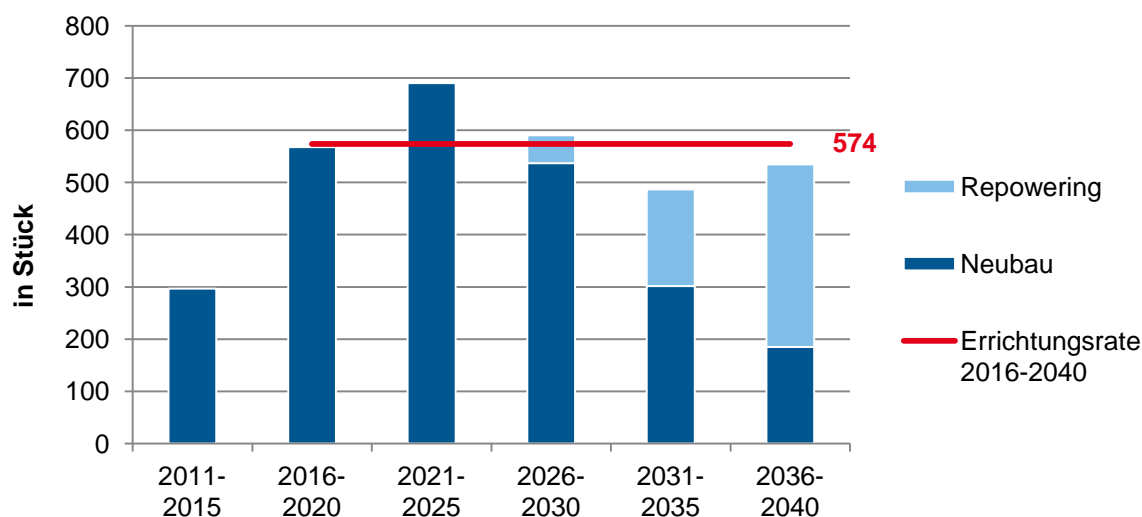
²¹ Großbritannien wird, soweit nicht anderweitig beschrieben, im Folgenden synonym für das Vereinigte Königreich (UK) verwendet.

von Offshore-Windenergie durch die Regierung mittels sog. *Contracts for Differences* neu geregelt wurden.²² Eine Befragung der britischen Windindustrie von RenewableUK kam 2014 zu dem Ergebnis, dass 79 % der Befragten diesen Veränderungen eher skeptisch entgegen sehen. Dennoch gehen 44 % der befragten Personen davon aus, dass bis 2020 zwischen 10 und 15 GW an Offshore-Leistung installiert sein werden.²³ Auf Grundlage der bewilligten Projekte und den geplanten Umsetzungszeiträumen wird für den britischen Markt im Marktszenario für das Jahr 2020 von einer installierten Leistung von gut 11 GW ausgegangen. Im Jahr 2034, also vier Jahre später als derzeit geplant, werden schließlich die angestrebten 39 GW Leistung erreicht werden.

Analog zu den Ausführungen zur deutschen Nordsee (vgl. Kapitel 5.2.1) wird auch für die EU5 ein schnelleres Wachstum der durchschnittlichen Anlagengröße als in der gutachterlichen Stellungnahme aus dem Jahr 2014 unterstellt. Für den Zeitraum 2016-2040 ergeben sich daraus durchschnittliche Errichtungsraten von mehr als 570 WEA pro Jahr (vgl. Abbildung 5).

Bis 2020 werden in der EU5 somit 23,5 GW an Offshore-Windleistung installiert sein. Bis 2030 steigt die installierte Leistung auf 61,7 GW und summiert sich bis 2040 auf gut 80 GW.

Abbildung 5: Durchschnittliche jährliche Errichtungsraten in der EU5



²² Fowind (2014): Offshore-wind policy and market assessment – a global outlook.

²³ RenewableUK (2014): Wind Energy in the UK – State of the Industry Report 2014.

5.2.3 Alternative Marktprojektionen

Die Projektionen der Errichtungsraten in den vorherigen Kapiteln beruhen jeweils auf den derzeit gültigen politisch gesetzten Planungen und dem Umsetzungsstand in Deutschland bzw. der EU5. Die Frage, welcher Ausbaupfad aus volkswirtschaftlicher Perspektive sinnvoll ist, wurde nicht betrachtet. Das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) hat sich dieser Frage angenommen und untersucht auf Grundlage der deutschen CO₂-Einsparziele den ökonomisch sinnvollsten Ausbau der Erneuerbaren Energien.²⁴

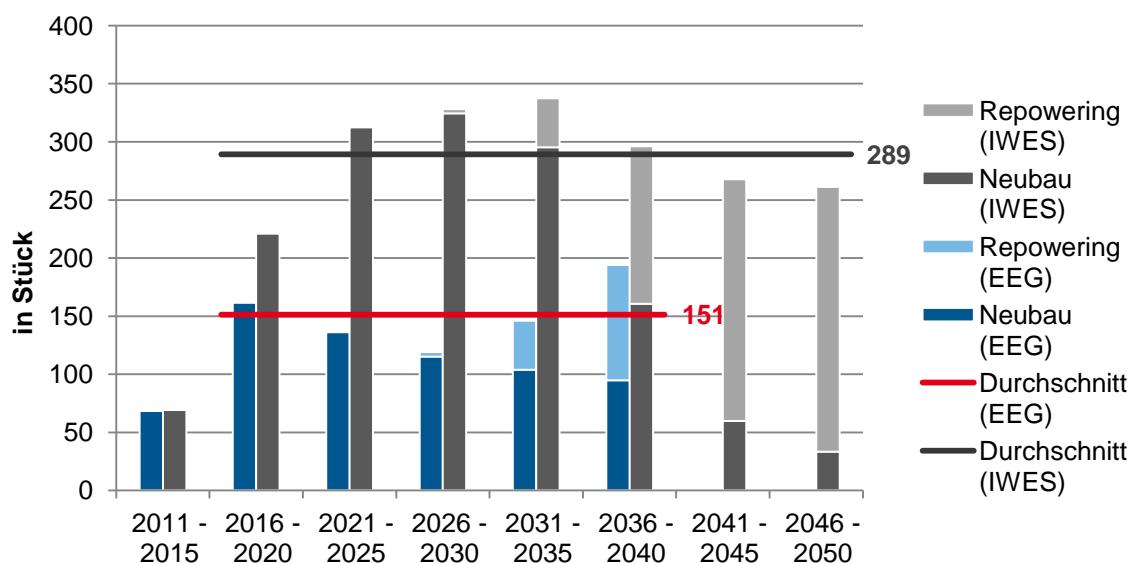
Die IWES-Studie fokussiert dabei nicht nur auf die Stromgestehungskosten, sondern berücksichtigt auch die sog. Flexibilitätskosten. Flexibilitätskosten sind Kosten, die für die Speicherung von Energie, benötigte Back-Up-Kapazitäten, Abregelungen von Kraftwerken und Brennstoffe anfallen. Erneuerbare Energien liefern nicht immer gleichmäßig Strom, so dass bei einem Über- oder Unterangebot Kraftwerke abgeregelt oder Gaskraftwerke, die Brennstoffe benötigen, zugeschaltet werden müssen. Soll die Energiewende, wie geplant umgesetzt werden, fallen diese Flexibilitätskosten an. Für einen sinnvollen Vergleich zwischen den Erneuerbaren Energien und gegenüber konventionellen Kraftwerken sind sie deshalb mit zu berücksichtigen.

In unterschiedlichen Ausbauszenarien, in denen auch der Ausbau der Onshore-Windenergie und der Photovoltaik berücksichtigt wird, untersucht IWES den volkswirtschaftlich sinnvollsten Energiemix. Im Ergebnis zeigt sich, dass ein weiterer Ausbau von Onshore-Windenergie und Photovoltaik wichtig ist. Aus ökonomischer Sicht ist ein signifikant höherer Ausbau der Offshore-Windenergie jedoch unerlässlich. Bis zum Jahr 2050 sieht IWES einen Bedarf von 54 GW, wenn der optimale Energiemix erreicht werden soll. Grund für diesen massiven Zubau der Offshore-Windenergie ist die gleichmäßige Stromerzeugung, die gelegentlich auch als grundlastnah bezeichnet wird. Durch die gleichmäßige Einspeisung des Offshore-Stroms in das Energienetz sind die Flexibilitätskosten sehr gering und der Nutzen der Offshore-Windenergie im Energiemix sehr hoch.

Mit einem Ausbauziel der volkswirtschaftlich sinnvollen 54 GW an Offshore-Windenergie in Deutschland steigen auch die Errichtungsraten von WEA. Alleine auf die deutsche Nordsee würden im Zeitraum 2016 bis 2050 durchschnittliche Errichtungsraten von rund 290 WEA p. a. entfallen (vgl. Abbildung 6). Das sind fast doppelt so viele WEA, als das EEG derzeit vorgibt.

²⁴ Quelle: IWES (2013): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende.

Abbildung 6: Errichtungsraten für die deutsche Nordsee auf Basis von IWES und des EEG



Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis des EEG und IWES 2013²⁵

Unabhängig von der IWES-Studie sieht ein Großteil der befragten Experten die Chance, dass bis 2030 mehr als die festgeschriebenen 15 GW an Offshore-Windleistung in Deutschland installiert sein werden. Die Deckelung der Ausbauziele verfolgt nach Ansicht der Experten den Zweck, die finanzielle Förderung (Subventionierung) der Offshore-Windenergie zu begrenzen und damit einer deutlichen Steigerung der Strompreise entgegenzuwirken. Offshore-Windenergie gilt derzeit noch als teure Energieform, da die Stromgestehungskosten hoch sind und gleichzeitig die Flexibilitätswerten bei Vergleichen zu anderen Erzeugungsformen nicht berücksichtigt werden. Schafft es die Branche, die Stromgestehungskosten in den kommenden Jahren deutlich zu senken, steigt die Attraktivität von Offshore-Windenergie weiter und die Ausbauziele könnten angepasst werden. Die aktuellen Projekte werden bereits deutlich schneller und kosteneffizienter umgesetzt als noch vor ein bis zwei Jahren. Für das Jahr 2023 werden gegenüber 2013 Einsparpotenziale von 32-39 % gesehen.²⁶

Die Entwicklungen des EEG bestätigen, dass Anpassungen jederzeit möglich sind. Bereits viermal wurde das EEG seit seiner Einführung im Jahr 2000 novelliert. Mit Blick auf die Studie von IWES und dem dargestellten volkswirtschaftlichen Nutzen, ist ein Ausstieg aus der Offshore-Windenergie somit nahezu unmöglich, vielmehr eine Erhöhung der Ausbauziele realistisch. Der aktuelle Planungsstand verdeutlicht, dass die Projektierer weiter an Offsho-

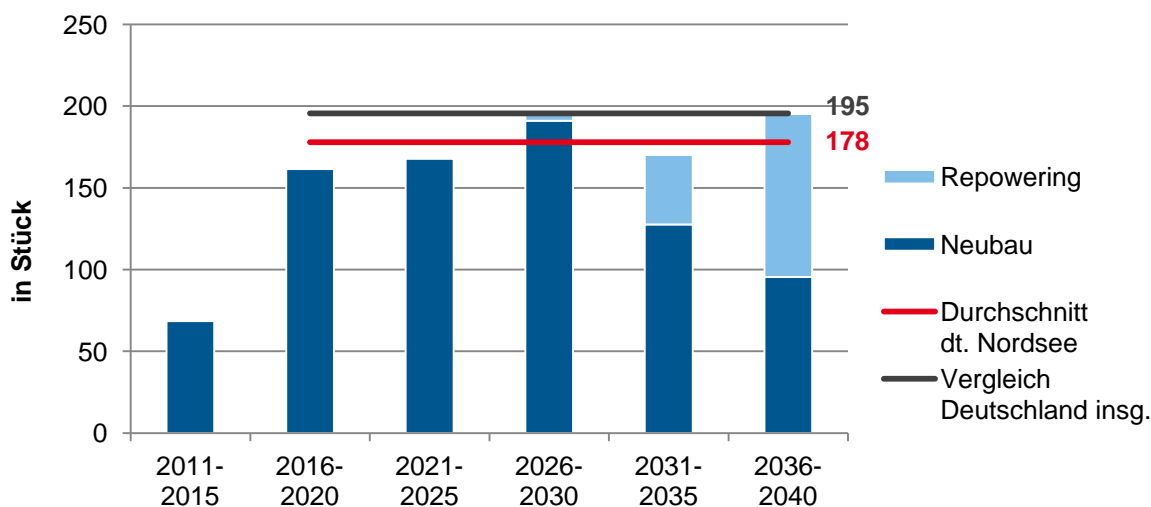
²⁵ Quelle: IWES (2013): Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende.

²⁶ Quelle: Prognos et al. (2013): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland.

re-Wind festhalten. Rund 20 GW sind derzeit in Deutschland bereits im Betrieb, im Bau, genehmigt oder befinden sich in der Genehmigungsphase. Berücksichtigt sind dabei für die Nordsee nur die Planungszonen 1 und 2 (vgl. Kapitel 3.1). Die Potenziale der weiter entfernt liegenden Zonen und Konzeptplanungen für weitere Windenergieparks sind hier noch nicht berücksichtigt.

In einem Alternativszenario wird untersucht, welche Folgen eine Anpassung der Ausbauziele für die Errichtungsraten der deutschen Nordsee hätte. Für den Zeitraum nach 2020 wird ein moderates Wachstum – im Sinne eines „Lüften des Deckels“ – unterstellt. Danach werden für die kommenden zehn Jahre bis 2030 eine Installation von drei statt zwei Windparks angenommen. 2030 würden dann in Deutschland 18,8 GW an Leistung installiert sein. In der Perspektive bis 2040 entfallen damit auf die deutsche Nordsee durchschnittlich 180 WEA, die jährlich errichtet werden (vgl. Abbildung 7).

Abbildung 7: Alternativszenario bei angepassten Ausbauzielen – durchschnittliche Errichtungsraten in der deutschen Nordsee



Quelle: Eigene Berechnungen. © Prognos AG 2015

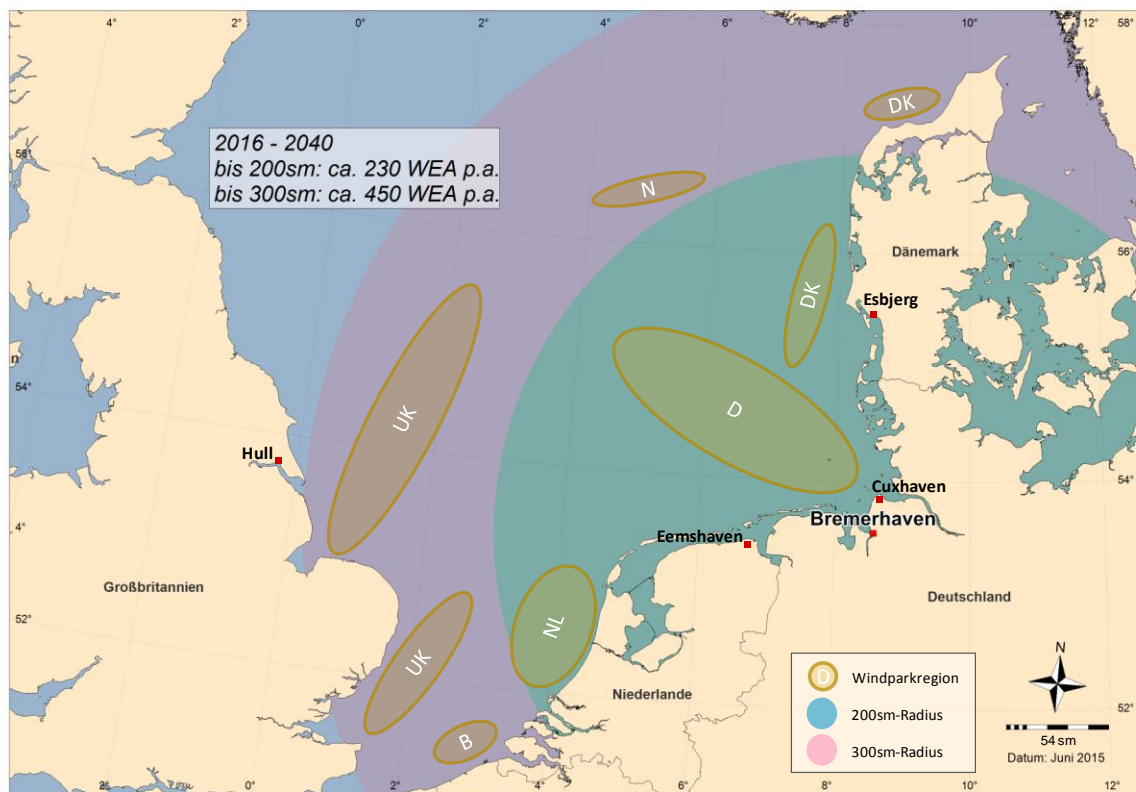
5.2.4 Potenziale für Bremerhaven

Das Marktpotenzial für einen Offshore-Basishafen ist einerseits abhängig von der Nachfrage nach Offshore-WEA und andererseits vom Angebot an Umschlagsinfrastrukturen potenzieller Wettbewerbshäfen. Auf Grundlage der aktuellen Planungen wurde die Nachfrage in der EU5 für den Zeitraum 2016-2040 mit gut 570 WEA p. a. beziffert (vgl. Kapitel 5.2.2). Diese konservativen Ausbauszenarien berücksichtigen noch nicht mögliche alternative Ausbaupfade, wie sie in Kapitel 5.2.3 erläutert wurden. Wird jener

Anteil berücksichtigt, der im Umkreis von 200 sm um Bremerhaven errichtet werden soll, ergibt sich ein Marktpotenzial von 230 WEA p. a. (vgl. Abbildung 8). Im 300 sm Radius um die Seestadt, steigt das Marktpotenzial auf rund 450 WEA p. a.

Der 200 sm-Radius umfasst die Gebiete der deutschen Nordsee, der Niederlande und etwa zur Hälfte die dänischen Windparkprojekte. Im 300 sm-Radius finden sich neben den genannten Projekten die belgischen Windparks sowie etwa 60 % der britischen Windparkprojekte. Der gegenwärtige Planungs- und Umsetzungsstand der britischen Projekte bestätigt diesen Anteil. Die norwegischen Projekte, die sich ebenfalls im 300 sm Radius finden, sind derzeit noch in einem sehr frühen Planungsstand und werden deshalb nicht berücksichtigt.

Abbildung 8: Baufelder und Errichtungspotenzial (WEA p. a.) im 200 sm und 300 sm um Bremerhaven



Quelle: Eigene Darstellung. © Prognos AG 2015

Das Umschlagsziel des OTB beläuft sich auf durchschnittlich 100-160 WEA pro Jahr. Bezogen auf das Marktpotenzial von 230 bzw. 450 WEA p. a. bedeutet das, dass der OTB 43 % bzw. 22 % des Marktes binden muss, um 100 WEA zu erreichen. Mit Blick auf den 200 sm Radius heißt das, dass etwa 55 % des Potenzials der deutschen Nordsee und 20 % des Potenzials der angrenzenden Märkte über den OTB umgeschlagen werden müssen (vgl. Abbildung 9). Wird dieses Potenzial auch im 300 sm Radius gebunden,

steigt die Zahl der umgeschlagenen WEA bereits auf über 140 Stück p. a.

Ein Blick auf den Status-Quo macht deutlich, dass diese Zielgröße durchaus realistisch ist (vgl. Kapitel 5.1). Gegenwärtig gibt es im 300 sm Radius 87 Offshore-Projekte, die bereits genehmigt wurden oder sich in der Genehmigungsphase befinden. Für 24 Projekte bzw. für über 1.800 Windenergieanlagen liegen dabei bereits Aussagen zu den Windturbinen vor, die eingesetzt werden sollen. Von diesen Windturbinen werden 27 % in Bremerhaven gefertigt. Gemessen am Potenzial von 450 WEA im 300 sm Radius entspricht dies einem jährlichen Umschlag von gut 120 WEA.

Abbildung 9: Umschlagsszenarien des OTB im 200 und 300 sm Radius

	Marktpotenzial in WEA	Marktanteil OTB	Windenergie- anlagen OTB
200 sm Radius			
Deutsche Nordsee	151	55 %	83
Übriges Gebiet	80	20 %	16
Gesamt	231	43 %	99
300 sm Radius			
Deutsche Nordsee	151	55 %	83
Übriges Gebiet	296	20 %	59
Gesamt	447	32 %	142

Quelle: Eigene Berechnung. © Prognos AG 2015en

Der Offshore-Windmarkt bietet somit weiterhin das Potenzial den OTB auszulasten. Wie viele WEA letztendlich in Bremerhaven umgeschlagen werden, ist abhängig von den ansässigen Produzenten und der vorhandenen Infrastruktur. Die aktuellen Marktdaten bestätigen die Konkurrenzfähigkeit der ansässigen Produzenten, die in den vergangenen Monaten entsprechende Aufträge akquirieren konnten. Bremerhaven steht aber auch in Konkurrenz zu anderen Hafenstandorten. Im Wesentlichen sind dies Esbjerg und zukünftig wohl Hull, die von Siemens genutzt werden. Diese Standorte verfügen (in absehbarer Zeit) über eine spezifische Infrastruktur, entsprechend jener des OTB. Möchte Bremerhaven seine Potenziale ausschöpfen, die sich bereits durch die ansässigen Hersteller ergeben, ist eine infrastrukturelle Aufwertung und damit der Bau des OTB unumgänglich.

Die beschriebenen Auslastungsszenarien fußen auf den derzeitigen Ausbauzielen für Deutschland und den Anrainerstaaten. Potenziale, die sich aufgrund eines angepassten EEG und eines damit einhergehenden höheren Ausbauziel ergeben, sind noch nicht berücksichtigt. Die Chancen für eine Anpassung werden jedoch gesehen und wurden in Kapitel 5.2.3 diskutiert. Bereits mit den

gegebenen Ausbauzielen ist es jedoch unerlässlich, dass Produzenten in Bremerhaven einen OTB restriktionsfrei nutzen können. Der Umschlag der Anlagen wird sich nicht gleichmäßig über die Jahre oder innerhalb eines Jahres verteilen. Es ist durchaus möglich, dass in einigen Jahren mehr als der ermittelte Durchschnitt an WEA umgeschlagen werden und in anderen Jahren weniger. Mehrere Projekte können zur selben Zeit anfallen, weshalb die zeitgleiche Abfertigung von mindestens zwei Offshore-Projekten garantiert sein muss. Die gegenwärtige Planung des OTB berücksichtigt diese Anforderung und bietet diese Möglichkeit.

Zusätzlich zu den Windenergieanlagen, die mit dem Errichterschiff oder anderen Transporteinheiten direkt zur Baustelle auf dem Meer verbracht werden, bieten sich noch weitere Umschlagspotenziale. Noch nicht berücksichtigt sind bspw. WEA, die für Windparks außerhalb des 300 sm Radius gefertigt werden. Diese werden nicht mittels Errichterschiffen zur Baustelle verbracht, sondern gehen mit deutlich schnelleren Schiffen in den Export. Die Länder im Ostseeraum zählen hier zu möglichen Abnehmern. Auch der Umschlag von Onshore-Windturbinen am OTB bietet zusätzliches Potenzial. So macht zur Zeit Senvion den größeren Teil seines Umsatzes mit der Produktion von Onshore-Windenergieanlagen. Mit dem OTB bieten sich Chancen, dass neben der Produktion und Verschiffung von Offshore-Anlagen in Bremerhaven, zukünftig weiterhin Onshore-Anlagen am Standort produziert und verschifft werden könnten.

6 Prüfung der Eingangsparameter und Annahmen der regionalwirtschaftlichen Analyse

6.1 Geprüfte Eingangsparameter und Annahmen

Die letzte Prüfung der regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Rentabilität für Bau und Betrieb des OTB für das Land Bremen stammt aus dem Jahr 2012. Seitdem hat sich der Offshore-Windenergiemarkt weiterentwickelt. Herstellerseitig kam es zu Marktvereinbarungen, aber auch zu Markteintritten neuer Produzenten. Die Ausbauziele einzelner Staaten wurden angepasst, wodurch sich Änderungen im Marktpotenzial ergeben haben. Weitere Erfahrungen bei der Umsetzung und Installation von Windparks konnten gesammelt werden. Kam es anfangs noch häufiger zu Verzögerungen bei Planung und Installation werden Windparks heute deutlich schneller installiert als noch vor drei Jahren angenommen.

Diese Erfahrungen können sich teilweise auf das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aus dem Jahr 2012 auswirken. In der nachfolgenden Tabelle (vgl. Abbildung 10) werden deshalb Parameter und Annahmen aufgelistet, die hinsichtlich ihrer Wirkungen auf das regionalwirtschaftliche und fiskalische Ergebnis geprüft werden sollen. Die Ergebnisse der Prüfung und mögliche Auswirkungen werden in Abschnitt 0 erläutert und diskutiert.

Abbildung 10: Geprüfte Parameter und Annahmen

Parameter	Eingangswert 2012	Veränderung	Mögliche Auswirkungen
Fertigstellung des OTB	Ende 2015	Ja	Regionalwirt./fiskal. Effekte verzögern sich entsprechend der Fertigstellung des OTB. Änderungen der Gesamteffekte bis 2045 wahrscheinlich
Baukosten OTB (ohne Planungs- und Kompensationskosten)	159,3 Mio. €	Möglich	Veränderte Baukosten inkl. eines angepassten Finanzierungsmodells wirken sich direkt auf das Gesamtergebnis aus
Kosten Flächenherrichtung Luneplate	33 €/m ²	Möglich	Veränderte Kosten wirken sich direkt auf das Gesamtergebnis aus
Erschließungskosten Luneplate	203 €/m ²	Möglich	Veränderte Kosten wirken sich direkt auf das Gesamtergebnis aus
Kompensationskosten Luneplate	10 Mio. €	Möglich	Auswirkungen auf das Gesamtergebnis eher gering
Flächenvermarktung (zeitlicher Verlauf)	-	Ja	Regionalwirt./fiskal. Effekte verzögern sich entsprechend der Fertigstellung des OTB. Änderungen der Gesamteffekte bis 2045 wahrscheinlich
Vermarktete Fläche bis 2045	234-304 ha	Möglich	Regionalwirt./fiskal. Effekte verändern sich entsprechend veränderter Flächenvermarktung
Verkaufserlöse GE-/GI-Flächen	30-35 €/m ²	Nein	-
Private Investitionen	277,8 €/m ²	Nein	-
Arbeitsplätze (AP) je vermarkteten Hektar (ha)	25-35 AP/ha	Möglich	Die Flächenkennziffer unterliegt einem konservativen Ansatz. Eine geringe Arbeitsplatzdichte würde zu geringeren regionalwirt./fiskal. Effekten führen.
Einwohnereffekte (EW)	25-33 % der AP sind neuen EW	Möglich	Abhängig von den Arbeitplatzeffekten. Veränderte Einwohnerzahlen wirken sich auf die regionalwirt./fiskal. Effekte aus
Kalkulationszinssatz	3,6 %	Möglich	Ein niedrigerer Zinssatz wirkt sich sowohl auf Kosten als auch Nutzen aus. Insgesamt sind bei niedrigerem Zinssatz eher positive Auswirkungen zu erwarten

Quelle: Eigene Darstellung. © Prognos AG 2015

6.2 Auswirkungen auf die regionalwirtschaftliche Analyse

Ursprünglich war die Inbetriebnahme des OTB für Ende 2015 geplant. Dieser Termin kann nicht gehalten werden. Gegenwärtig ist die Fertigstellung nicht vor 2018 zu erwarten. Dadurch ist mindestens mit einer entsprechenden zeitlichen Verschiebung der im Jahr 2012 ermittelten regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Effekte zu rechnen. Auch eine Verringerung der regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Effekte ist möglich, da potenzielle Ansiedlungsinteressenten sich durch die Verzögerungen eventuell bereits für andere Standorte entscheiden haben. Eine erneute Wirtschaftlichkeitsbetrachtung müsste diese Auswirkungen in einem angepassten Vermarktungsszenario (s. u.) berücksichtigen.

Die öffentlichen Aufwendungen für Planung und Bau des OTB sowie für die Flächenherrichtung, Erschließung und Kompensation der Luneplate sind insgesamt zu überprüfen. So haben sich bspw. aufgrund der zeitlichen Verzögerungen die Planungskosten verändert. Ferner können veränderte Rohstoffpreise einen Einfluss auf die Kosten haben. Hier ist beispielhaft der Sandpreis zu nennen, der für die Flächenherrichtung der Luneplate eine große Rolle spielt. Die Baukosten wurden nicht originär durch Prognos ermittelt und werden als gegeben angesehen. Die Aufwendungen fallen in der Wirtschaftlichkeitsuntersuchung jedoch direkt zu Beginn der Zahlungsströme an, so dass Zinseffekte nur eine geringe Wirkung haben. Veränderungen in dieser Phase können somit sehr deutliche Auswirkungen auf das Gesamtergebnis haben.

Die unterstellten Szenarien für die Vermarktung der GE-/GI-Flächen auf der Luneplate und dem Flugplatz sind anzupassen. Die Fertigstellung des OTB verzögert sich, so dass eine signifikante Flächenvermarktung sich entsprechend verschiebt. Das zeigt sich auch für die Vermarktungszahlen der Jahre 2013 und 2014 im südlichen Fischereihafen und den angrenzenden Gebieten. Die Erfolge aus den Vorjahren konnten nicht erreicht werden. Die im best-case Szenario unterstellte durchschnittliche Vermarktung von 8,7 ha p. a. an die Offshore-Windindustrie sind dementsprechend zu prüfen und gegebenenfalls zu korrigieren. Selbiges gilt für das base-case Szenario, welches eine durchschnittliche jährliche Flächenvermarktung von 6,6 ha unterstellt.

Unabhängig von Bremerhaven schreitet die Entwicklung der Windindustrie an anderen Standorten weiter voran. Alstom hat Ende 2014 sein 14 ha großes Werk in Saint Nazaire eingeweiht, welches vorwiegend den französischen Markt bedienen wird. Das Unternehmen sieht bis 2050 einen Windenergiemarkt (Offshore und Onshore) von 735 GW in Europa. Die installierte Kapazität lag

2013 bei rund 121 GW.²⁷ Ende 2012 hat Enercon ein ebenfalls 14 ha großes Logistikzentrum (Onshore Windenergie) in Gotha eröffnet. Dies verdeutlicht, dass die Windenergiebranche weiterhin eine hohe Flächennachfrage generiert. Gemein ist beiden Beispielen, dass die Standorte infrastrukturell sehr gut erschlossen sind. Im Fall von Saint Nazaire seeseitig durch schwerlastfähige Kajen und im Fall von Gotha durch gut ausgebaute Straßenanbindungen.

Für die Verkaufserlöse und Private Investitionen werden keine Änderungen erwartet. Die Daten zu den privaten Investitionen beruhen auf Angaben der BIS zu den tatsächlich getätigten Investitionen der ansässigen Produzenten der Windenergiebranche. Auch die Annahmen zu den Verkaufserlösen erscheinen weiterhin plausibel. Die BIS bietet die Flächen auf der Luneplate gegenwärtig zu durchschnittlich 33 € an. Verglichen mit umliegenden Flächen, die einen direkten Kajenzugang bieten und nahezu restriktionsfrei sind, bewegen sich die Preise auf einem durchschnittlichen Niveau.

Sollte es jedoch zu geringeren Vermarktungserfolgen kommen, sinken auch die Arbeitsplatzeffekte. Hierbei ist zu unterscheiden, ob es insgesamt zu weniger Ansiedlungen kommt oder die Arbeitsplatzdichte auf den vermarkteten Flächen sinkt. Mit 25-35 Arbeitsplätzen (AP) je Hektar (ha) wurde 2012 eine eher konservative Arbeitsplatzdichte unterstellt. Zwar kam es in den zurückliegenden zwei Jahren teilweise zu Beschäftigungsabbau, die Arbeitsplatzdichte lag 2012 jedoch mit 45 AP/ha im Bestand bereits deutlich über der best-case Annahme von 35 AP/ha. Für eine Neuberechnung der regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Effekte sind die Arbeitsplatzdichten nochmals zu überprüfen. Ein Absinken unter die gesetzten Annahmen wird gegenwärtig allerdings nicht erwartet.

Geringere Arbeitsplatzeffekten wirken sich auf auch die Einwohnerentwicklung aus. Bremerhaven leidet weiterhin unter einer hohen Arbeitslosigkeit. Mit der Entwicklung der Offshore-Windindustrie ist die Hoffnung verbunden, einen Teil der Arbeitslosen in Beschäftigung zu bekommen. Dennoch ist der Gesamtbedarf an Arbeitskräften nicht allein durch den lokalen Arbeitsmarkt zu decken. Trotz des auf die Bedürfnisse der Offshore-Windindustrie angepassten Fachkräftepotenzials ist ein Zuzug von Arbeitskräften von außerhalb notwendig. Wie groß dieser Zuzug sein wird, ist vom Gesamtbedarf an Arbeitskräften abhängig. Dass die Windindustrie weiterhin Bedarf an gut erschlossenen Industrie-flächen hat und damit auch eine Nachfrage nach Arbeitskräften

²⁷ Quelle: Alstom: Wind Energy in Europe. Online publiziert: <http://www.alstom.com/Global/OneAlstomPlus/Power/Documents/Infographics/info-2-wind-energy-in-europe-en.pdf?epslanguage=en-GB> (Stand: 17. Juni 2015).

einhergeht, wurde bereits im Zusammenhang mit den Vermarktungsszenarien dargestellt.

Die weiterhin niedrigen Zinsen erlauben die Überprüfung des angesetzten Kalkulationszinssatzes von 3,6 %. Die Senatorin für Finanzen sieht für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen mit einem Betrachtungszeitraum von bis zu 20 Jahren einen Zins von aktuellen 2,42 % vor.²⁸ Mit steigendem Betrachtungszeitraum ist für die Festlegung des Kalkulationszinssatzes die Abstimmung mit der Finanzsenatorin erforderlich. Die Berechnung der regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Effekte erfolgt über einen Zeitraum von rund 30 Jahren. Der anzusetzende Zinssatz wird somit zwar über 2,42 % liegen, dennoch ist ein Zins unterhalb der angesetzten 3,6 % durchaus möglich. Da sich der regionalwirtschaftliche und fiskalische Nutzen erst einige Jahre nach Fertigstellung des OTB voll zeigen wird, wirkt sich ein niedrigerer Zinssatz somit insgesamt eher positiv auf das Ergebnis aus.

Gegenüber der regionalwirtschaftlichen Analyse aus dem Jahr 2012 wird es bei einer erneuten Berechnung zu veränderten Ergebnissen kommen. Durch die Verzögerungen beim Bau des OTB werden sich auch temporäre Wirkungen, die mit dem Bau der Infrastruktur einhergehen, auf der Zeitachse verschieben. Dabei ist anzunehmen, dass es nicht nur bei zeitlichen Verzögerungen der Effekte bleibt, sondern auch zu veränderten regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Effekten insgesamt kommt. Die exakte Höhe der einzelnen Veränderungen im Detail ist ohne eingehende Analyse nicht zu beziffern. Aus der Diskussion wird deutlich, dass sich die Parameter z. T. positiv, teilweise auch negativ entwickelt haben. Bei den grundlegenden Rahmendaten sind keine fundamentalen Änderungen zu erwarten. Demzufolge werden sich die Gesamteffekte mit hoher Wahrscheinlichkeit weiterhin innerhalb des durch das best-case und base-case Szenario beschriebenen Szenarioraums bewegen. Insgesamt werden sich die Ergebnisse jedoch eher am base-case Szenario orientieren, so dass die Wirkungen des best-case Szenarios wahrscheinlich nicht vollständig erreicht werden.

Die Diskussion macht deutlich, dass die einstige „Goldgräberstimmung“ der Branche verflogen ist. Die unsicheren politischen Rahmenbedingungen insb. im Zuge der „Strompreisbremse“ hatten einen wesentlichen Anteil daran. Gleichzeitig investiert die Windindustrie jedoch weiterhin in gut erschlossene Standorte, die auch Erweiterungsmöglichkeiten bieten. Bremerhaven muss darauf achten, dass es hier nicht Anschluss verliert und seine sehr gute Position, insbesondere in der Offshore-Windindustrie, nicht verspielt.

²⁸ Quelle: Senatorin für Finanzen: Kalkulationszinssätze für Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Online publiziert: <http://www.finanzen.bremen.de/sixcms/detail.php?gsid=bremen53.c.7669.de> (Stand: 17. Juni 2015).

Aus den vorherigen Abschnitten wird deutlich, dass es gegenüber den im Jahr 2012 ermittelten Effekten zu Veränderungen kommen wird. Es wurde gleichermaßen dargelegt, dass die Effekte sich mit hoher Wahrscheinlichkeit im Szenarioraum zwischen best- und base-case Szenario bewegen werden. Die Ergebnisse des base-case Szenarios werden somit mindestens erreicht werden. Das gilt bis 2045 für die regionalwirtschaftlich entscheidenden Größen wie die Wertschöpfung, Arbeitsplätze, die fiskalischen Effekte und die Einwohnereffekte. Auf welchem Niveau sich die regionalwirtschaftliche und fiskalische Rentabilität im Detail letztendlich bewegen wird, wird seitens Prognos bis November 2015 eingehend geprüft werden.

Exkurs: Methodik zur Ermittlung der regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Effekte

Für die ex-ante Bewertung von regionalwirtschaftlichen Wirkungen ist ein entsprechendes regionalökonomisches Modell notwendig. Prognos kann hierbei auf umfangreiche Vorarbeiten und regionale Wirkungsmodelle aus entsprechenden Referenzprojekten zurückgreifen. Dazu gehören umfassende Studien wie beispielsweise:

- „Erstellung eines Tools zur Bewertung betriebswirtschaftlicher und regionalökonomischer Effekte von Investitionen in Wissenschaft sowie Gewerbeflächen und Tourismus in Bremen (AIP-Tool)“ im Auftrag von Senator für Finanzen und Senator für Bildung und Wissenschaften Bremen; 2006-2007
- „Regionalwirtschaftliche Bewertung der Kraftwerksneubauten und der Bedeutung der swb AG für den Energiestandort Bremen“, im Auftrag der swb AG; Bremen, 2007
- „Forschungsgutachten Prognos AG / Verwaltungshochschule Speyer: Die formale und effektive Inzidenz von Bundesmitteln“, im Auftrag des Bundesamtes für Bauwesen und Raumordnung, 2007.

Hier ist insbesondere das RegioInvest-Tool zu nennen. Dieses Tool wurde von Prognos entwickelt, um in verschiedenen Wirkungsbereichen die regionalökonomischen und fiskalischen Folgeeffekte von Investitionen abzuschätzen. Die Methodik des RegioInvest-Tools wurde insbesondere im Rahmen des für die Freie Hansestadt Bremen entwickelten sog. AIP-Tools entwickelt. Im Modell sind die komplexen regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Wirkungszusammenhänge von öffentlichen und privaten Investitionen für die Bremer Ökonomie dargestellt und analysierbar. Das Modell erlaubt die Berechnung der Rentabilitäten und die Bilanzierung der insgesamt zu erwartenden Effekte mit den Ausgangsinvestitionen.

Das Modell wurde an die spezifischen Rahmenbedingungen in Bremerhaven und Zusammenhänge der Offshore-Windenergiebranche angepasst. Eine Überprüfung der Machbarkeit des Offshore Terminals Bremerhaven (OTB) leistet das Modell nicht. Es stellt eine konservative Nutzenermittlung dar und greift keinerlei Planentscheidungen vor.

Auf der Seite der Dateneingaben werden zuerst die öffentlichen Ausgaben für die Erschließung und Bereitstellung des einzubeziehenden Gebietes berücksichtigt. Weiterhin gehen die aus der Privatwirtschaft zukünftig zu erwartenden Investitionen, z. B. in Flächenkäufe, Immobilien und deren Ausrüstung, die in den Unternehmen gesicherten und neu entstehenden direkten Arbeitsplätze, die aus den Unternehmen entstehende Vorleistungsnachfrage sowie das Einkommen der Beschäftigten in die Bewertung ein. Je nach Variante werden entweder die privatwirtschaftlichen oder die öffentlichen Investitionen für den Bau und Betrieb des OTB selbst berücksichtigt.

Das Regio-Invest-Modell integriert mit der Ermittlung von direkten, indirekten und induzierten Effekten systematisch regionalwirtschaftliche Messmethoden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Das Wirkungsmodell des Regio-Invest-Modells wurde sowohl in Bremen in zahlreichen Projekten, bspw. bei der ex-ante Ermittlung der Wirkungen des Masterplans Überseestadt, einer Wirtschaftlichkeitsuntersuchung zur Erweiterung des Gewerbegebietes Hansalinie oder der Ermittlung der Effekte der Ansiedlung des DFKI (Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz) in Bremen angewendet. Außerhalb Bremens wurde die Methodik in zahlreichen Impact-Analysen und regionalwirtschaftlichen Gutachten angewendet. Dies gilt auch für die von der Prognos AG durchgeführten Kosten-Nutzen-Analysen im Rahmen der EU-Großprojektanträge „Innovationsinkubator Leuphana Universität Lüneburg“, der „Umnutzung des Dortmunder U als Zentrum für Kultur und Kreativität“, der „Sanierung und Erweiterung des Kulturpalastes Dresden“ und dem großflächigen Industriegebiet „newPark Datteln“ mit einer umfassenden Markt- und Potenzialanalyse im nördlichen Ruhrgebiet, die während der EU-Strukturfondsperiode 2007 bis 2013 erstellt wurden.

7 Zusammenfassung und Schlussbetrachtung

Das angepasste EEG bietet sichere regulatorische Rahmenbedingungen für die Branche. Eine mögliche Anpassung der Deckelung bietet zusätzlich Chancen für die Zeit nach 2020

Das im Jahr 2014 angepasste EEG bietet der Offshore-Windbranche den seit langem benötigten sicheren regulatorischen Rahmen. Nachdem feststand, welche Ausprägungen das EEG haben wird, wurden sehr zeitnah weitere finale Investitionsentscheidungen für neue Offshore-Windparks getroffen. Dies ist ein Beleg des Vertrauens der Branche in die Neuausrichtung. Die Deckelung der Ausbauziele wird dabei seitens der Branche eher als Vorichtsmaßnahme seitens der politischen Rahmensetzung wahrgenommen, um einem weiteren Anstieg des Strompreises entgegenzuwirken. Wenn die Industrie nachweist, dass die Stromgestehungskosten für Offshore-Windenergie sinken, dann besteht eine gute Chance, dass die Deckelung verändert bzw. angehoben wird. Die ersten Belege für eine steigende Effizienz liefert die Branche bereits. So werden die einzelnen WEA heute bereits deutlich schneller und damit auch kostengünstiger als noch vor ein bis zwei Jahren installiert. Folglich konnten auch die Bauzeiten für Offshore-Windparks bereits signifikant reduziert werden.

Der OTB ist zur Optimierung der infrastrukturellen Standortbedingungen in Bremerhaven unabdingbar. Nur mit OTB kann die Position des Standortes als einer der führenden Windenergiecluster Europas gesichert werden.

Am Standort Bremerhaven sind zahlreiche Produzenten und Dienstleister entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Windenergie angesiedelt. In Kombination mit der als Warenausgangszone fungierenden Hafeninfrastruktur (OTB) erlangt der Standort ein wichtiges Alleinstellungsmerkmal. Damit wird Bremerhaven als einer der bedeutendsten Cluster der (Offshore)Windenergiebranche nämlich als einziger Standort in Nordeuropa über die Funktion eines Basishafens verfügen und gleichzeitig Heimat von zwei der fünf Offshore-Turbinenhersteller in Europa sein. Nur mit der Infrastrukturinvestition OTB zur Schaffung von Umschlagkapazitäten – wie sie in unterschiedlichem Umfang von allen Hafenstandorten getätigt wurden oder werden – können in Bremerhaven Kostenvorteile im Bereich Transport und Offshorelogistik realisiert werden, die den Akteuren vor Ort wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen ermöglichen.

Somit wird Bremerhaven weiterhin eine sehr starke Position innerhalb der Offshore-Windenergiebranche einnehmen. Das ausgeprägte Transfersystem, die sehr gute Ausstattung mit Forschungseinrichtungen und insbesondere die ansässigen Unternehmen, die fast alle Glieder der Wertschöpfungskette besetzen, verleihen dem Standort Bremerhaven ein Alleinstellungsmerkmal innerhalb der Branche. Standorte wie Esbjerg, Cuxhaven oder zukünftig auch

Hull verfügen ebenfalls über relevante Infrastrukturen, Transfer-systeme oder Unternehmen aus dem Offshore-Bereich, ein Zusammenschluss der einzelnen Akteure aus den verschiedenen Bereichen des regionalen Innovationssystems findet sich in dieser charakteristischen Form eines Clusters allerdings nur in Bremerhaven. Neben diesen qualitativen Merkmalen verfügt der Standort bspw. mit seinen Erweiterungsflächen am seeschifftiefen Wasser zudem über eine sehr gute infrastrukturelle Ausstattung, für das der Offshore Terminal der entscheidende Baustein zur langfristigen Positionierung an der Spitze der europäischen Offshore Windenergie Standorte einerseits und zur Realisierung der umfassenden regionalwirtschaftlichen Effekte andererseits sein wird.

Die Standorte für Offshore Basishäfen kristallisieren sich immer stärker heraus. In der Nordsee sind dies neben Esbjerg, Eemshaven zukünftig auch Hull und – mit einem OTB – Bremerhaven.

Derzeit werden zahlreiche Windparkprojekte mit Eemshaven als Basishafen errichtet. Das Fehlen von Produzenten vor Ort kann sich aber als langfristiger Standortnachteil auswirken, wenn es zukünftig noch stärker darum geht, durch Optimierung der Logistikketten Kosteneinsparpotenziale zu heben. Letzteres gilt auch für Cuxhaven, wo zurzeit mit Ambau lediglich ein Turmhersteller als Produzent aktiv ist.

Die potenziell stärksten Konkurrenten für Bremerhaven im Nordseemarkt sind somit Esbjerg und zukünftig Hull. Die größten Vorteile von Hull sind zum einen die geographische Nähe zu den britischen Offshore-Windparks und zum anderen die ambitionierten Ausbauziele der Offshore-Windenergie im Vereinigten Königreich. Erste Ansiedlungserfolge mit der Blattproduktion in Hull sind zu verzeichnen. Die Überschneidungen der Marktgebiete (200sm-Radius) und damit die direkte Konkurrenz zwischen Hull und Bremerhaven sind jedoch geringer als zwischen Bremerhaven und Esbjerg.

Esbjerg ist bezüglich der Umschlagszahlen der erfolgreichste Offshore-Hafen an der Nordsee. Dies hängt unmittelbar mit der derzeitigen Marktdominanz von Siemens zusammen. Dennoch fehlen vor Ort die Produzenten. Der Hafen Esbjerg dient somit weitestgehend als reiner Umschlagshafen im Sinne herkömmlicher Hafeninfrastukturen.

Die Kombination von zahlreichen vor Ort angesiedelten Herstellern entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Windenergie mit der Idee einer als Warenausgangszone fungierenden Hafeninfrastuktur (OTB) wird ein wichtiges Alleinstellungsmerkmal für den Standort Bremerhaven darstellen. Hierdurch können Kostenvorteile im Bereich Transport und Offshore-Logistik realisiert werden, die den Akteuren vor Ort in Bremerhaven entscheidende Wettbewerbsvorteile ermöglichen.

Steigende Anlagengrößen senken die Anzahl zu errichtender Windenergieanlagen. Ein ausreichend großes Marktpotenzial in der EU5 zur Auslastung des OTB ist aber weiterhin gegeben

Die technische Entwicklung in der Offshore-Windindustrie ist in den zurückliegenden Jahren weiter vorangeschritten. Dies zeigt sich insbesondere bei der Anlagengröße. Mit 6 bzw. 6,15 MW sind die heute für die in den kommenden zwei bis vier Jahren zu errichtenden Windparks eingesetzten WEA heute deutlich größer als noch drei Jahre zuvor. Das Wachstum hat entsprechende Auswirkungen auf die zu installierende Gesamtzahl an Anlagen. Mit Blick auf Deutschland sind die Ausbauziele mit 15 GW bis 2030 derzeit gesetzt. Eine größere durchschnittliche Anlagengröße bedingt eine geringere Installationsleistung und somit auch einen geringeren Umschlag von WEA.

Die Analyse der derzeit im Bau befindlichen und bis 2020 zu installierenden WEA verdeutlicht jedoch, dass die durchschnittliche Anlagengröße eher gleichmäßig und moderat steigt. Die lange Vorlaufzeit für die Planung eines Offshore-Windparks erklärt diesen Sachverhalt. Langfristig wird die Installationsleistung an neuerschlossenen Baufeldern zwar sinken, das Repowering kompensiert jedoch einen großen Teil der Installationen. Auch wenn diese Entwicklungen etwas schneller verlaufen, als ursprünglich erwartet, sind sie nicht neu. Der Markt der EU5 bietet weiterhin großes Potenzial für eine prosperierende Offshore-Windindustrie in Bremerhaven und die Auslastung des OTB.

Die Erfahrungen der zurückliegenden Jahre sind bei der Berechnung der regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Potenziale zu berücksichtigen

Bremerhaven gehört weiterhin zu den führenden Standorten der Offshore-Windindustrie in Europa. Trotz der Diskussion über angepasste Ausbauziele und ein verändertes EEG konnte der Standort sich international behaupten. Dennoch haben diese Entwicklungen Auswirkungen auf die ansässige Industrie und die zukünftigen regionalwirtschaftlichen und fiskalischen Potenziale. Es ist zwar nicht mehr zu erwarten, dass die 2012 berechneten Effekte des best-case Szenarios vollumfänglich erreicht werden. Die im base-case Szenario ermittelten Effekte sind als minimale Untergrenze jedoch weiterhin realistisch. Der Stillstand der Branche, der ganz wesentlich auf die angekündigte Strompreisbremse zurückzuführen ist, hat seine Spuren hinterlassen. Die Zahl der Beschäftigten in der Offshore-Windindustrie in Deutschland ging folglich zurück. Der Stillstand ist jetzt jedoch überwunden und die Branche profitiert derzeit von einem stabilen Marktumfeld mit kalkulierbaren politischen Rahmenbedingungen. Wie hoch die Auswirkungen auf die Windindustrie in Bremerhaven und die regionalwirtschaftliche sowie insbesondere die fiskalische Rentabilität des OTB insgesamt sind, prüft Prognos bis November 2015 detailliert. Nach derzeitiger Einschätzung kann festgestellt werden, dass sich die regi-

onalwirtschaftlichen Effekte jedoch mindestens weiterhin oberhalb des base-case Szenarios aus der letztmals 2012 aktualisierten Wirtschaftlichkeitsuntersuchung bewegen werden.

8 Interviewpartner

Unternehmen / Institution	Gesprächspartner	Position
Adwen	Eric Blanc	Geschäftsführer
Adwen	Heike Winkler	Leiterin Unternehmenskommunikation
ALSTOM	Markus Rieck	Geschäftsführer Alstom Renewable Deutschland
Ambau	Holger Müller	Leiter Vertrieb
BLG Contract Logistics GmbH & Co. KG	Ferdinand Möhring	Geschäftsführer
BIS – Bremerhavener Gesellschaft für Investitionsförderung und Stadtentwicklung mbH	Nils Schnorrenberger	Geschäftsführer
Bremer Landesbank	Gerrit Schmidt	Abteilungsleiter Offshore
enBW	Stefan Kansy	Leiter Projektmanagement Offshore-Projekte
Deutsche Offshore Consult	Jürgen Mackeprang	Bereichsleiter Heavy Lift
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik	Prof. Dr. Hans-Gerd Busmann	Leiter Testzentren und Infrastruktur
KfW	Peter Schäfer	Leiter Windkraftfinanzierung (weltweit außer UK)
Iberdrola Erneuerbare Energien	Jürgen Blume	Geschäftsführer Iberdrola Erneuerbare Energien Deutschland
Lloyd-Werft	Dirk Petersjohann	Vorstand Maschinenbau und Offshore
MWB Motorenwerke Bremerhaven AG	Dieter Petram	Miteigentümer und Gesellschafter
RWE innogy	Holger Gassner	Leiter Strategie und Regulierung Erneuerbare Energien

OWS – Off-Shore Wind Solutions GmbH	Albert Ulferts	Offshore Support Functions
Senvion SE	Norbert Giese	Vice Director Offshore Development
Siemens	Ferdinand Engelhard	Leiter market intelligence für Deutschland und die EU (ausgenommen UK)
steelwind	Dr. Ralf Hubo	Geschäftsführer
Stiftung Offshore Wind	Jens Eckhoff	Präsident
WAB – Die Windenergieagentur e.V.	Ronny Meyer	Geschäftsführer