



Marktanalyse Windenergie auf See

Vorbemerkung

Die Erarbeitung der Marktanalyse für den Bereich der Windenergie auf See stützt sich auf verschiedene Publikationen, insbesondere zu den Themen Wirtschaftlichkeit von Offshore-Windparks, Kostendegressionspotenziale¹ und Planungs- und Genehmigungsprozesse². Darüber hinaus wurden wesentliche Erkenntnisse in der Arbeitsgruppe Offshore-Windenergie auf der Grundlage der vorhandenen Kenntnisse in den jeweiligen Behörden unter Leitung des Bundeswirtschaftsministeriums diskutiert. Mitglieder der Arbeitsgruppe sind Vertreter des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie, der Bundesnetzagentur, des Bundesverkehrsministeriums sowie des Bundeswirtschaftsministeriums.

Die Marktanalyse soll insbesondere auch vor dem Hintergrund der komplexen Historie der rechtlichen, ökonomischen und technischen Entwicklung der letzten 15 Jahre einen Überblick zum aktuellen Stand der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland geben und versucht dabei auf die relevanten Punkte für die zukünftige Entwicklung abzustellen.

Die im Anhang befindlichen Karten des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie sollen einen Überblick über die Entwicklung der Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee geben. Dabei wird u.a. Bezug auf die Zonen- und Clusterbildung der Fachpläne sowie der Raumordnung genommen.

1. Aktuelle Marktsituation

a) Offshore-Windparks

Die **1. Ausbaustufe** mit 12 Offshore-Windparks und einer Gesamtleistung von rd. 3.300 MW befindet sich in der Umsetzungsphase. Die finalen Investitionsentscheidungen wurden fast alle bis 2010/2011 getroffen. Zum 31.12.2014 waren in der deutschen Nord- und Ostsee 258 Windenergieanlagen mit 1.050 MW installiert; davon gingen allein 529 MW in 2014 in Betrieb. Aufgrund der Baufortschritte wird bis Ende 2015 mit einer Gesamtleistung von 3.000 MW gerechnet³, die dann jährlich über 12 TWh einspeisen werden.

Im Jahr 2020, also am Ende der **2. Ausbaustufe** sollen entsprechend dem Ausbauziel des EEG 6.500 MW Offshore-Leistung in Betrieb sein. Die Steuerung der Zubauermenge erfolgt seit dem 1. August 2014 erstmalig über die begrenzte Vergabe von Netzkapazitäten durch die Bundesnetzagentur, die zur Zielerreichung auf der Grundlage des geänderten EnWG bis zum 31.12.2017 Netzkapazitäten von maximal 7.700 MW vergeben kann. Durch die zum 1. August 2014 in Kraft getretenen Änderungen im EEG/EnWG und der damit verbundenen Rechtssicherheit wurden bereits weitere finale Investitionsentscheidungen getroffen. Für 2015/16 werden auch vor dem Hintergrund gesetzlich festgelegter Fristen im EnWG weitere Investitionsentscheidungen erwartet.

Für die **3. Ausbaustufe** (2021–2030) sieht das EEG einen jährlichen Zubau von 800 MW vor, was dem Gesamtziel von 15.000 MW bis 2030 entspricht. Die Übergangsregelungen (siehe 2.) im EEG sehen vor, dass für alle Windenergieanlagen auf See mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2020 die Förderhöhe über Ausschreibungen bestimmt wird, also für alle Windparks der 3. Ausbaustufe.

1 u. a. Crown Estate, 2012; Prognos, 2013; IE Leipzig, 2014 sowie verschiedenen Interviews

2 u. a. Veröffentlichungen BSH und BNetzA

3 Deutsche WindGuard, 2015: Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland

Tabelle 1: Überblick Ausbaustufen Offshore-Windenergie

	1. Ausbaustufe	2. Ausbaustufe	3. Ausbaustufe
EEG-Ausbauziel	–	6.500 MW	15.000 MW
Zubau	rd. 3.300 MW	max. 4.400 MW	800 MW pro Jahr
Inbetriebnahme	2010–2015	2016–2020	2021–2030
Leistung je Anlage	2,3–6 MW	4–8 MW	6–10 MW
Rotordurchmesser	100–150 m	130–170 m	150–200 m

Quelle: BMWi

b) Offshore-Netzanbindungen

Für die Windparks der 1. und 2. Ausbaustufe wurden durch die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber TenneT (Nordsee) und 50Hertz (Ostsee) Netzanschlusskapazitäten in Höhe von rd. 8.300 MW beauftragt. Von den 8.300 MW wurde die Errichtung von rd. 7.500 MW individuell durch Offshore-Windparks ausgelöst (sog. altes Netzanbindungsregime bis Ende 2012). Nach geltender Rechtslage gemäß §§ 17a ff. EnWG erfolgt die Netzausbauplanung mittels gesetzlich festgelegter Kriterien nach dem Offshore-Netzentwicklungsplan, sodass nicht mehr der einzelne Offshore-Windpark die Errichtung von Anbindungskapazitäten auslöst (sog. neues Netzanbindungsregime ab 28.12.2012). Hiernach sind bislang 750 MW Anbindungskapazität beauftragt. Rund 7.000 MW sollen bis Ende 2017 in Betrieb sein, bis Ende 2019 dann die gesamte Netzanschlussleistung von rd. 8.300 MW.

Insgesamt entfallen von den 8.300 MW rd. über 7.000 MW auf die Nordsee und rd. 1.100 MW auf die Ostsee. In der Ostsee werden bisher ausschließlich Wechselstromanbindungen errichtet, die nach Beauftragung rd. 35–40 Monate bis zur Inbetriebnahme benötigen. In der Nordsee werden alle Offshore-Windparks mit Ausnahme des Offshore-Testfelds alpha ventus und der Windparks im Küstenmeer mit Gleichstrom angebunden. Der heutige standardisierte Gleichstrom-Clusteranschluss mit 900 MW benötigt ab Auftragsvergabe bis zur Inbetriebnahme rd. 60 Monate.

Von den rd. 8.300 MW Netzanschlusskapazität sind durch die Windparks der 1. Ausbaustufe sowie aufgrund der Übergangsregelung für Altfälle (altes Netzanbindungsregime) rd. 6.000 MW bereits an konkrete Windparks gebunden.

1.500 MW weitere Netzanschlusskapazitäten werden durch die Bundesnetzagentur im 1. Quartal 2015 rechtsicher an Windparks zugewiesen. Die darüber hinaus

noch freien 200 MW sollen Ende des 1. Quartals 2015 zur Vergabe angeboten werden.⁴

Im Ergebnis werden damit in Kürze mit großer Sicherheit Netzanschlusszusagen mit einer Gesamtleistung von 7.700 MW vergeben bzw. zugewiesen sein, was rd. 93 Prozent der beauftragten Netzanschlusskapazität entspricht. Inwieweit Netzanschlusskapazitäten durch Entziehung frei werden, weil die entsprechenden Windparks die gesetzlichen Vorgaben nicht einhalten, kann erstmalig im 3. Quartal 2015 bewertet werden. Die sogenannten Altfälle mit einer Leistung von mehr als 1.200 MW müssen zum 1. Juli 2015 ihre finalen Investitionsentscheidungen gegenüber der Bundesnetzagentur nachweisen.

2. Entwicklung der EEG-Vergütung und Kostendegression

a) EEG-Vergütung

Die Vergütung für die Offshore-Windenergie folgt den unterschiedlichen Entwicklungsphasen und bildet damit auch Lernkurven gut ab. So war die Phase des EEG 2000 sowie EEG 2004 sehr stark geprägt durch Projektentwickler, die ihre Erfahrungen aus dem Bereich der Windenergie an Land in Richtung See übertrugen. Mit den ersten internationalen Erfahrungen sowie der konkreteren Projektentwicklung in Deutschland wuchs die Erkenntnis, dass sich die Nutzung von Windenergie auf See stark von den Gegebenheiten an Land unterscheidet. Hierauf wurde mit dem EEG 2009 und EEG 2012 reagiert, wobei neben technischen Aspekten insbesondere auch Finanzierungsaspekte Berücksichtigung in der Neuausgestaltung (u.a. Stauchungsmodell) fanden. Darüber hinaus sieht das EEG eine Verlängerung des hohen Anfangsvergütungssatzes in Abhängigkeit der Wassertiefe und Küstenentfernung vor, um den unterschiedlichen Kostenstrukturen der Offshore-Windparks gerecht zu werden.

4 www.bundesnetzagentur.de

Abbildung 1: Entwicklung der Offshore-Vergütung seit 2000, nach IE Leipzig 2015

Vergütungs-/Bonusart	EEG 2000	EEG 2004	EEG 2009	EEG 2012	EEG 2014
Anfangsvergütung	9,10 ct/kWh	9,10 ct/kWh	15,00 ct/kWh	15,00 ct/kWh	15,4 ct/kWh*
Anfangsvergütung im Stauchungsmodell	-	-	-	19,00 ct/kWh	19,4 ct/kWh*
Dauer der Anfangsvergütung	9 Jahre	12 Jahre	12 Jahre	8 Jahre (Stauchungsmodell) 12 Jahre (Basismodell)	8 Jahre (Stauchungsmodell) 12 Jahre (Basismodell)
Verlängerung Anfangsvergütung aufgrund Küstenentfernung und Wassertiefe	-	für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile um 0,5 Monate sowie für jeden über eine Wassertiefe von 20 Metern hinausgehenden vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate			
Grundvergütung	6,19 ct/kWh	5,50 ct/kWh	3,50 ct/kWh	3,50 ct/kWh	3,9 ct/kWh*
Schnellstarterbonus	-	-	2,00 ct/kWh der Anfangsvergütung	-	-
Degression	1,50 % (ab 01.01.2002)	2,00 % (ab 01.01.2008)	5,00 % (ab 01.01.2015)	7,00 % (ab 01.01.2018)	Stauchungsmodell: 2018/19: 18,4 Ct/kWh Basismodell: Absenkung 2018/19: 14,9 Ct/kWh 2020: 13,9 Ct/kWh

* Kosten für die verpflichtende Direktvermarktung in Höhe von 0,4 ct/kWh sind in den anzulegenden Werten eingepreist.

Anmerkung: Die Degression beträgt jeweils vor den Datumsangaben 0%. Der Schnellstarterbonus wurde in die Anfangsvergütung des EEG 2012 integriert.

Quelle: EEG 2000, EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, EEG 2014; Darstellung: IE Leipzig 2015

Die Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Projekte der 1. Ausbaustufe erfolgte noch auf der Grundlage von Projektplanungen für die deutsche AWZ, nicht aber auf der Grundlage von realen Kosten von bereits realisierten Projekten in entsprechenden Wassertiefen und Küstenentfernungen. Es hat sich gezeigt, dass die tatsächlichen Investitionskosten der 1. Ausbaustufe höher als die geplanten Kosten lagen, zugleich aber auch deutlich höhere Winderträge realisiert werden. Im Rahmen der 1. Ausbaustufe wurden sehr viele Logistikkonzepte erstmalig getestet, die Herstellung vieler Großkomponenten hatte noch Manufakturcharakter, kostenintensive Schallminderungsmaßnahmen wurden erstmalig erforscht und Banken und Versicherungen konnten die möglichen Risiken dieser Großprojekte noch nicht ausreichend und umfassend einschätzen. Darüber hinaus ist die 1. Ausbaustufe geprägt durch zusätzliche Kosten und Unsicherheiten, die durch die Verzögerungen auf Seiten der Netzanschlüsse hervorgerufen wurden.

Die Windparks und Netzanschlüsse der 1. Ausbaustufe wurden stark verzögert umgesetzt. In der Folge konnten Kostendegressionspotenziale bisher nicht realisiert werden. Deshalb wurde im EEG 2014 das Vergütungsniveau im Basis- und Stauchungsmodell verbunden mit einer leichten Degression um zwei Jahre verlängert. Ein Vergütungsanspruch nach dem EEG 2014 besteht für alle Offshore-Windparks, die bis zum 31.12.2016 eine Netzanschlusskapazität von der Bundesnetzagentur zugewiesen bekommen haben und bis zum 31.12.2020 in Betrieb gehen. Alle anderen Offshore-Windparks fallen

in den Anwendungsbereich der ab 2017 geplanten Ausschreibungen.

b) Kostendegression

Verschiedene Studien und Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass die Windenergienutzung auf See erhebliche Potenziale im Bereich Kostendegression entlang der gesamten Wertschöpfungskette hat. Darüber hinaus werden insbesondere im Bereich der Finanzierung/Projektrückstellungen Potenziale zur Kostensenkung gesehen, wenn die Erfahrungen zunehmen und die Projektrisiken besser eingeschätzt werden können. Voraussetzung für geringere Stromgestehungskosten ist nach Aussage aller Akteure ein kontinuierlicher Ausbaupfad. Auf dieser Grundlage sind Kostendegressionen von 20–40 Prozent bis 2020 erreichbar. Diese Zahlen decken sich mit den Aussagen von Herstellern sowie größeren Betreibern/Investoren, die für ihre Unternehmen entsprechende Zielgrößen definiert haben.

Eine wesentliche Schwachstelle bei der Entwicklung der 1. Ausbaustufe ist die Schnittstelle zwischen Windpark und Netzanschluss. Die verschiedenen technischen und organisatorischen Schwierigkeiten haben zum Teil zu erheblichen Verzögerungen von 2–3 Jahren gegenüber den ursprünglichen Planungen geführt. Die hier entstandenen Mehrkosten für alle Beteiligten müssen in der Zukunft vermieden werden. Insofern kommt der Synchronisation zwischen Windpark und Netzanschluss

eine besondere Rolle bei der Frage der Kostendegression zu, wobei hier u.a. die Beschleunigung und Flexibilisierung auf der Netzanschlussseite aufgrund der längeren Realisierungszeiträume von besonderer Bedeutung ist.

Mit dem EEG 2014 sowie den erfolgten Kapazitätszuweisungen im Netzbereich wurde Investitionssicherheit für einen kontinuierlichen Ausbau bis 2020 geschaffen (2. Ausbaustufe). Der Markt hat daraufhin bereits mit entsprechenden Investitionsentscheidungen für anstehende Windparkprojekte reagiert. Nunmehr ist es erforderlich, dass die Industrie im Rahmen der 2. Ausbaustufe ihren Beitrag leistet und die in Aussicht gestellten Kostendegressionen bis 2020 auch in praktischen Projekten unter Beweis stellt. Die Offshore-Windenergie steht im Wettbewerb mit anderen Erzeugungstechnologien. Insofern wird die Höhe des langfristigen Anteils der Offshore-Windenergie, also nach der 3. Ausbaustufe, maßgeblich vom eigenen Kostenentwicklungspfad sowie dem der anderen EE-Technologien sowie den dann einsetzbaren und effizienten Flexibilitätsoptionen abhängig sein.

3. Künftige Ausbaupotenziale

Der Bundesfachplan Offshore (BFO) hat eine Abschätzung der Potenziale in Nord- und Ostsee vorgenommen. Demnach decken allein die Zonen 1–3 in Nord- und Ostsee die ursprünglichen Ausbauziele aus dem Jahr 2002 von bis zu 25.000 MW bis zum Jahr 2030 ab. Die sehr küstenfernen Zonen 4 und 5 in der Nordsee wurden dabei nicht berücksichtigt. Im Anhang sind für die Nord- und Ostsee Karten enthalten, die die unterschiedlichen Zonen und jeweiligen Cluster zeigen. Die Cluster der Ostsee liegen aufgrund der geringeren Küstenentfernung vollständig in Zone 1.⁵

Im Ergebnis wird deutlich, dass die Ausbaupotenziale in Nord- und Ostsee eine kontinuierliche Entwicklung über 2030 hinaus grundsätzlich ermöglichen können. Inwieweit diese Potenziale auch tatsächlich erschließbar sind, hängt maßgeblich auch von den Erfahrungen beim Ausbau bis 2030 ab. Unstrittig ist dabei, dass die Kosten bei der Erschließung der verschiedenen Zonen in Abhängigkeit von Küstenentfernung und Wassertiefe ansteigen und dass die wirtschaftlichsten Potenziale in den Zonen 1 und 2 liegen.

Aufgrund der im EEG 2014 neu festgelegten Ausbauziele mit 6.500 MW bis 2020 und 15.000 MW bis 2030 wurden die Potenziale in Nord- und Ostsee im Rahmen der interministeriellen Arbeitsgruppe neu bewertet. Die nachfolgende Tabelle zeigt, dass die Potenziale des Küstenmeeres sowie der Zonen 1 und 2 in der AWZ der Nord- und Ostsee grundsätzlich die Ausbauziele abdecken. Bei den genannten Zonen handelt es sich darüber hinaus um die wirtschaftlichsten Potenziale im Hinblick auf den Bau und den Betrieb von Windparks, aber insbesondere auch im Hinblick auf eine effiziente Netzinfrastruktur.

Das Potenzial wird insgesamt auf über 15.000 MW eingeschätzt, wobei dies maßgeblich auch von der jeweiligen Anlagengröße sowie vom Windparkdesign abhängen wird. Hier wird sich der Stand der Technik über die nächsten Jahre weiterentwickeln. Das „mögliche Potenzial“ in der Ostsee ist maßgeblich vom Prozess der Landesraumordnung in der 12 sm-Zone des Landes Mecklenburg-Vorpommern abhängig.

Aufgrund der aufgezeigten Potenziale sowie der Kostenstruktur bei Windparks und Netzanbindungen wird deutlich, dass für die ersten Ausschreibungsrunden mit jeweils geplanten Inbetriebnahmen bis 2025 die Zonen 1 und 2 angesprochen werden sollten. Die beiden Zonen

Tabelle 2: Übersicht über Ausbaupotenziale in Zonen 1 und 2

	Potenzial nach BFO	OWP in Betrieb bzw. genehmigt	mögliches Potenzial
Zone 1			
Summe Zone 1 (Nordsee)	6.500	6.000	500
Summe Zone 1 (Ostsee)	5.000	1.500	3.500
Zone 2			
Summe Zone 2 (Nordsee)	5.500	4.500	1.000
Summe Zone 1 +2	17.000	12.000	5.000

Quelle: BMWi

5 Die durch die Fachpläne (BFO, O-NEP) entwickelten Zonen und Cluster sind kartographisch im Anhang abgebildet.

sind bereits sehr durch die Genehmigungs- und Antragslage geprägt, so dass bis auf wenige Ausnahmen in der Ostsee keine ungeplanten Flächen mehr zur Verfügung stehen. Dies veranschaulicht die nachstehende Tabelle:

4. Planungs- und Realisierungszeiträume

4.1 Räumliche Steuerung der Windenergie auf See

Die Nutzung der Windenergie auf See wird über verschiedene Instrumente räumlich und zeitlich gesteuert, wobei die Steuerungsansätze miteinander verzahnt sind bzw. aufeinander aufbauen. Dabei übernehmen:

- die Raumordnung nach § 18a Raumordnungsgesetz (ROG) in der AWZ bzw. die Landesraumordnungen in der 12-sm-Zone,
- der Bundesfachplan Offshore (BFO),
- der Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) sowie
- die Genehmigungsregime nach Seeanlagenverordnung (SeeAnlV) in der AWZ bzw. nach Bundesimmissionschutzgesetz (BImSchG) in der 12 sm-Zone

die wesentlichen Steuerungsfunktionen.

Weiterhin haben die Vergütungsstruktur des EEG mit einer differenzierten Vergütung entsprechend Wassertiefe und Küstenentfernung sowie der Ausweisung von Naturschutzgebieten und Hauptverkehrslinien der Schifffahrt Auswirkungen auf die räumliche Entwicklung. Entsprechend der Darstellung in Kapitel 3 liegt das wesentliche Ausbaupotenzial im Bereich der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), weshalb auch hier im Folgenden schwerpunktmäßig auf das Rechtsregime in der AWZ eingegangen wird.

Im Bereich der 12 sm-Zone der Nordsee werden aktuell keine weiteren Ausbaupotenziale gesehen. Im Bereich der 12 sm-Zone der Ostsee zeigt die aktuelle Fortschreibung des Landesraumentwicklungsprogramms, dass die Landesregierung hier ein weiteres Ausbaupotenzial sieht. 2016 soll das Landesraumentwicklungsprogramm in Kraft treten. Die hierüber raumordnerisch gesicherten Flächen würden bei Genehmigung und Wirtschaftlichkeit aufgrund der Vorlaufzeiten von bis zu 10 Jahren nach Aussagen der Landesregierung frühestens für den Zeitraum ab 2025 als realisierbar eingeschätzt werden. Für die Marktanalyse wird in einem ersten Schritt bis 2030 ein mögliches Potenzial von 1–1,5 GW (inklusive der bereits genehmigten Windparks) unterstellt.

4.1.1 Raumordnung in der AWZ

Die Aufgabe der Raumordnung ist es, die Bedürfnisse aller Raumannsprüche in Einklang zu bringen und zu einer nachhaltigen, ausgewogenen Ordnung, Entwicklung und Sicherung des Raums zu gelangen. Vor dem Hintergrund der raumbedeutsamen Planungen für Offshore-Windparks wurde der Geltungsbereich des Raumordnungsgesetzes (ROG) im Jahre 2004 auch auf die nicht zum deutschen Hoheitsgebiet gehörende Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ), das Meeresgebiet jenseits der 12-Seemeilen-Grenze, erstreckt. Im Rahmen der Vorgaben des Seerechtsübereinkommens (SRÜ) der Vereinten Nationen können insofern Ziele und Grundsätze der Raumordnung für Bereiche wirtschaftlicher und wissenschaftlicher Nutzung, Gewährleistung der Sicherheit und Leichtigkeit der Seeschifffahrt und Schutz der Meeresumwelt festgelegt werden, wobei die Aufgabe auf das BSH übertragen wurde. Innerhalb der 12 sm-Zone kommt diese Aufgabe den Landesraumordnungen zu.

Die Verordnung über die Raumordnung (inkl. Raumordnungsplan) in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee ist am 26. September 2009 in Kraft getreten (BGBl. I S. 3107), für die Ostsee am 19. Dezember 2009 (BGBl. I S. 3861). Das BSH und das zuständige BMVBS haben 2013 einen Evaluierungsbericht vorgelegt, der feststellt, dass Fortschreibungsbedarf in Bezug auf die Netzplanung besteht. Eine Fortschreibung der Raumordnung ist nach aktuellem Kenntnisstand seitens BMVi in 2016 vorgesehen. Die Planungsabsichten sollen in 2015 bekannt gegeben werden.

Die Raumordnungspläne für die Nord- und Ostsee aus dem Jahr 2009 enthalten u.a. Festlegungen (Ziele und Grundsätze) für „Seekabel zur Ableitung der in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) erzeugten Energie“ und „Energiegewinnung, insbesondere Windenergie“. Im Bereich der Windenergienutzung erfolgte die Definition von

- Vorranggebieten für die Windenergie
- Festlegungen, dass die Errichtung und Betrieb der Anlagen die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs nicht beeinträchtigen darf,
- dass es einen Ausschluss der Nutzung von Windenergieanlagen in Natura2000-Gebieten (ausgenommen Vorranggebiete) gibt und
- zum Rückbau sowie zur flächensparenden Anordnung.

Allein durch den Ausschluss der Natura2000-Gebiete sind über 1/3 der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) für die Nutzung der Windenergie auf See ausgeschlossen. Für den Bereich der Seekabel erfolgten wesentliche Festlegungen im Hinblick auf

- die Rücksichtnahme auf bestehende Nutzungen und Nutzungsrechte, Schutzgebietsausweisungen sowie Fischerei und Kulturgüter,
- die Grundsätze bei der Wahl des Streckenverlaufs,
- die Einhaltung von angemessenen Abständen,
- den Übergang zum Küstenmeer sowie
- die Definition von Zielkorridoren.

4.1.2 Netzausbauplanung

Die Netzausbauplanung im Bereich der Windenergie auf See wird maßgeblich durch den Bundesfachplan Offshore (BFO) sowie den Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) gesteuert, da besondere Umstände zu berücksichtigen sind.

a) Bundesfachplan Offshore

Die Planungsaufgabe des Bundesfachplans Offshore (BFO), der durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erstellt wird, umfasst die räumliche Planung für die Trassen der notwendigen Anbindungsleitungen sowie die Standorte der Konverterstationen und der geplanten Verbindungen mit den Nordsee-Anrainerstaaten. Im weiteren Verlauf der Genehmigungen der konkreten Netzanbindungen sind vor allem Naturschutzbelange und Schifffahrtswege zu berücksichtigen, daneben aber auch die Eignung des Meeresgrundes für die Verlegung von Kabeln.

Die wesentlichen Festlegungen des Bundesfachplans Offshore Nordsee aus dem Jahr 2012 sowie des Bundesfachplans Offshore Ostsee aus dem Jahr 2013 sind nachfolgend auf der Grundlage der damaligen Ausbauziele der Bundesregierung (bis zu 25 GW bis 2025/30) dargestellt:

- Darstellung von Windenergieanlagen, die in räumlichem Zusammenhang stehen, für Sammelanbindungen geeignet sind (§ 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 EnWG) und insofern zu Cluster zusammengefasst werden können

- Nordsee – 13 Cluster in 3 Zonen mit einer Leistung von rd. 20 GW
- Ostsee – 3 Cluster (in einer Zone) mit einer Leistung von rd. 3,6 GW

- Darstellung von Trassen oder Trassenkorridoren für Anbindungsleitungen für Offshore-Windenergieanlagen grenzüberschreitende Seekabelsysteme, Standorte Konverterplattformen (§ 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 bis 6 EnWG)

- Nordsee:
 - 25 Konverterplattformen und Netzanbindungssysteme
 - 16 Grenzkorridore (3 Richtung Niedersachsen; 1 Richtung Schleswig-Holstein; übrige zu AWZ-Nordseeanrainern)

- Ostsee:
 - 13 Umspannplattformen und Kabelsysteme
 - 11 Grenzkorridore (2 Richtung Mecklenburg-Vorpommern; übrige zu AWZ-Ostseeanrainern)

- Standardisierte Technikvorgaben und wesentliche Planungsgrundsätze (§ 17a Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 EnWG)

- Nordsee – Gleichstromtechnologie mit 900 MW pro Anbindungssystem

- Ostsee – Drehstromtechnologie mit 250 MW pro Anbindungssystem

b) Offshore-Netzentwicklungsplan

Zentraler Inhalt des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) ist die Ermittlung der sich auf Basis des maßgeblichen Szenariorahmens für die nächsten 10 Jahre ergebenden notwendigen Maßnahmen für einen bedarfsgerechten und wirtschaftlichen Ausbau der Netzanbindungssysteme sowie deren zeitliche Staffelung auf der Grundlage des Bundesfachplans Offshore (BFO). Die zeitliche Reihung der Netzanbindungssysteme erfolgt gemäß § 17b Abs. 2 EnWG anhand

- des Realisierungsfortschritts der anzubindenden Offshore-Windparks,
- der effizienten Nutzung der zu errichtenden Anbindungskapazität,
- der räumlichen Nähe (der anzubindenden Offshore-Windparks) zur Küste

- der geplanten Inbetriebnahme der Netzverknüpfungspunkte.

Das Startnetz ist dabei nicht Bestandteil des ONEP. Das Startnetz umfasst die Netzanbindungssysteme für OWP, die auf Basis der bis zum Systemwechsel geltenden Rechtslage einen Anspruch auf Netzanbindung (in Form einer unbedingten Netzanbindungszusage) erworben haben. Offshore-Windparks ohne die gesetzlich besonders geschützte unbedingte Netzanbindungszusage können seit dem Systemwechsel zum neuen Netzanbindungsregime (28.12.2012) den Bau eines Netzanbindungssystems nicht mehr individuell auslösen. Vor einer Zuweisung von Kapazität durch die Bundesnetzagentur genießen sie auch keinerlei Vertrauensschutz, dass ein Netzanschluss des Startnetzes oder des Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) errichtet wird.

Weder der Bundesfachplan Offshore (BFO) noch der Offshore-Netzentwicklungsplans (O-NEP) haben in ihrer aktuellen Fassung die im EEG neu festgelegten Ausbauziele für den Bereich der Offshore-Windenergie (2020: 6,5 GW, 2030: 15 GW) bisher berücksichtigen können. Eine Anpassung der jeweiligen Pläne ist in 2015/16 geplant, so dass sich eine Ausschreibungsrunde in 2017 auf die jeweiligen Festlegungen rechtssicher stützen kann.⁶

4.1.3 Zulassungsregime

Die Genehmigung/Planfeststellung für Offshore-Windparks erfolgt durch die Behörden der Bundesländer bzw. durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH). Innerhalb der 12 Seemeilen-Zone ist das jeweilige Küstenbundesland für die Genehmigung zuständig; sie richtet sich nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz. Offshore-Windparks, die in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ, Küstenentfernung 12 bis 200 Seemeilen) errichtet werden, fallen gemäß Seeanlagenverordnung (SeeAnIV) in den Zuständigkeitsbereich des BSH. Der Schutzstatus des küstennahen Wattenmeeres und die Schifffahrtslinien führen dazu, dass in Deutschland der Großteil der Offshore-Windparks außerhalb der 12 Seemeilenzone in der AWZ errichtet werden, so dass nachfolgend insbesondere auf das Verfahren nach der SeeAnIV eingegangen wird.

Durch die Novellierung der Seeanlagenverordnung (Inkrafttreten 30. Januar 2012) ist es zu einer Reihe von Neuregelungen gekommen. Ziel der Änderungen ist u. a.

die Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks. Entsprechend der neuen Regelungen erfolgt die Gestattung von Offshore-Windparks nunmehr über einen Planfeststellungsbeschluss. Planfeststellungsverfahren sind üblich für größere Infrastrukturvorhaben, die ein breites Spektrum von öffentlichen und privaten Interessen tangieren können.

Der Planfeststellungsbeschluss seitens des BSH hat Konzentrationswirkung, d.h., dass weitere behördliche Entscheidungen künftig nicht mehr erforderlich sind. Da die Errichtung und der Betrieb von Offshore-Windparks Auswirkungen auf die Umwelt haben können, ist im Zuge des Planfeststellungsverfahrens eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) durchzuführen. Bei der Entscheidung über die Zulässigkeit des Offshore-Vorhabens muss sich das BSH an den Zielen und Grundsätzen der Raumordnung orientieren. Planfeststellung, Plangenehmigung sowie die Genehmigung des Vorhabens bei „Altanträgen“, die ein bestimmtes Verfahrensstadium erreicht haben, bedürfen gemäß § 8 SeeAnIV des Einvernehmens der für das Seegebiet zuständigen Wasser- und Schifffahrtsdirektion.

Charakteristisch für einen Planfeststellungsbeschluss ist die umfassende Abwägung aller von dem Vorhaben berührten öffentlichen und privaten Belange. Allerdings setzt die SeeAnIV dieser Abwägung absolute Grenzen: Der Planfeststellungsbeschluss darf gemäß § 5 Abs. 6 SeeAnIV nur ergehen, wenn

- die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs und die Sicherheit der Landes- und Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt werden, die Meeresumwelt nicht gefährdet wird, und
- andere Anforderungen der SeeAnIV oder sonstige öffentlich-rechtliche Vorschriften erfüllt werden.

Alle weiteren tangierten Belange unterliegen der Abwägung durch das BSH.

Die Anforderungen nach SeeAnIV berücksichtigen noch nicht die Einführung der Maximalziele für den Ausbau der Offshore-Windenergie sowie die Einführung eines Ausschreibungssystems. Gleichwohl haben diese in EEG und EnWG gesetzlich festgelegten Vorgaben (Ausbauziel, Ausschreibung) Auswirkungen auf die Abwägungsentscheidungen des BSH und können eine Änderung der Verwaltungspraxis des BSH hinsichtlich der Erteilung von Zulassungen sowie der Verlängerung beste-

⁶ Den aktuellen Bundesfachplan Offshore finden Sie unter: www.bsh.de, den aktuellen Offshore-Netzentwicklungsplan unter: www.netzausbau.de

Tabelle 3: Überblick Hauptphasen Planungs- und Genehmigungsverfahren

	Phase 1	Phase 2	Phase 3	Phase 4
	Antragstellung	Erstellung Gutachten	Planfeststellungsbeschluss	2. und 3. Freigabe
Dauer	8–12 Monate	8–15 Monate	8–14 Monate	8–14 Monate
Gebühren	35.000 € (7.000 € Projektantrag + 28.000 € Antragskonferenz)		rund 115.000–175.000 € (116.350 € bis 174.530 €)	max. 1,2 Mio. € (165.815 € + 0,2 % der Investitionssumme)
Kosten Antragsteller	150.000 €	5 Mio. € (4–5,5 Mio. €)		13 Mio. € (Nordsee) 23 Mio. € (Ostsee)

Quelle: BMWi

hender Genehmigungsbescheide bereits zum jetzigen Zeitpunkt notwendig machen.

Genehmigungs- und Planfeststellungsverfahren für Offshore-Windparks entsprechen sich in den wesentlichen Schritten und können grundsätzlich in vier Haupt-

phasen gegliedert werden. Die Fristen stellen jeweils den Idealfall dar d.h. sie können projektspezifisch variieren und können insofern nur einen Richtwert darstellen. Auch die aufgeführten anfallenden Kosten sind projektspezifisch und stellen insofern eine durchschnittliche Bandbreite dar.

Phase 1 – Antragstellung (Projektantrag, Öffentlichkeitsbeteiligung, Antragskonferenz)

- Antrag auf Genehmigung/Planfeststellung des Windparks beim BSH
- Vollständigkeitsprüfung durch BSH
- 1. Beteiligungsrunde (Träger öffentlicher Belange, auch Küstenländer und Anrainerstaaten) und 2. Beteiligungsrunde (Beteiligung der Öffentlichkeit sowie Auslegung der Unterlagen)

Dauer: 8–12 Monate

Kosten: Gebühren bis zu 35.000 €, Kosten auf Antragstellerseite rd. 150.000 €

Phase 2 – Erstellung der Gutachten und weiterer Unterlagen

- Umweltverträglichkeitsstudie mit Fachgutachten, FFH-Verträglichkeitsprüfung und zweijährige Basisaufnahme
- Risikoanalyse, geophysikalische Untersuchungen, weitere technische Gutachten

Dauer: zwischen 8 und 15 Monaten

Kosten: Kosten auf Antragstellerseite rund 5 Mio. € (4–5,5 Mio. €) (davon für die UVS plus Fachgutachten einschließlich FFH-Verträglichkeitsprüfung und Voruntersuchungen (2-jährige Basisaufnahme vor Baubeginn) rd. 2,5 Mio. €), für die wesentlichen Unterlagen für die 1. Freigabe rd. 1,2–3,2 Mio. €.

Phase 3 – Erörterung und Genehmigung/Planfeststellungsbeschluss

- vollständigen Unterlagen werden an Träger öffentlicher Belange weitergeleitet sowie für die Öffentlichkeit ausgelegt; Gelegenheit zur Stellungnahme
- Erörterungstermin als ein zentraler Verfahrensschritt, bei dem gewonnene Erkenntnisse bzgl. der Auswirkungen des Vorhabens umfassend mit allen Akteuren diskutiert werden; ggf. weitere Unterlagen nachzureichen
- Prüfung durch BSH, ob die Voraussetzungen für eine Genehmigung bzw. Planfeststellung gegeben sind

Kosten: altes Rechtsregime rd. 50.000 €, neues Rechtsregime 115.000 € bis 175.000 €

Dauer: 8–14 Monate

Phase 4 – Erfüllung der Genehmigungsaufgaben/Freigaben

Mit der Erteilung der Genehmigung bzw. Planfeststellung treten zusätzlich weitere, zu einem Großteil für vom BSH zu genehmigende Offshore-Windparks standardisierte, Nebenbestimmungen in Kraft. So wird die Genehmigung zeitlich auf 25 Jahre befristet, zudem ergeht eine zeitliche Vorgabe nach Erhalt des Beschlusses, innerhalb derer mit dem Bau des Offshore-Windparks begonnen werden muss. Im weiteren Verlauf sind weitere Auflagen durch die Betreiber einzuhalten. Dazu zählen der sichere Baubetrieb, die Baugrunderkundung auf dem aktuellen technischen Stand, die Einhaltung des Standes der Technik bei der Konstruktion der WEA vor ihrer Inbetriebnahme, die Vorlage eines Schutz- und Sicherheitskonzeptes, die Ausrüstung der Anlagen mit Lichtern, Radar und dem Automatischen Identifizierungssystem (AIS), die Verwendung möglichst verträglicher Stoffe und blendfreier Anstriche, die Verwendung kollisionsfreundlicher Fundamente, die Schallminimierung während der Errichtung der WEA sowie für einen schallemissionsarmen Betrieb sowie der Nachweis einer Rückbausicherheit. Vor dem Hintergrund dieser Vorgaben sind die Betreiber zur Übermittlung von konkretisierenden Unterlagen verpflichtet, auf deren Grundlage das BSH entsprechende Freigaben erteilt.

Die 2. und 3. Freigabe erhält der Antragsteller durch Vorlage detaillierter Unterlagen zu den oben genannten Punkten, die u.a. durch BSH, BAW und BAM plausibilisiert werden.

Für die 2. Freigabe muss der Antragsteller den Nachweis der Durchführung der Baugrunderkundung für alle Windenergieanlagen (Kosten: rd. 10 Mio. € in der Nordsee, rd. 20 Mio. € in der Ostsee), das Basic/Final Design (Kosten: rd. 2 Mio. € je Gründungsstruktur) und die Zertifizierung (Kosten: rd. 300.000 €) beim BSH nachweisen. Hierfür muss der Antragsteller sich final für eine Windparkkonfiguration, den Windenergieanlagentyp (Leistung, Rotordurchmesser, Höhe) inkl. abgestimmten Designs im Hinblick auf die Gesamtanlage (WEA inkl. Gründung) sowie das Design der Umspannplattform entschieden haben. Zu diesem Zeitpunkt hat der Projektierer i. d. R. Hersteller und Zulieferer zumindest über Rahmenverträge an sich gebunden.

Für die 3. Freigabe bedarf es der Vorlage von Prüfberichten für Lastannahmen, Tragstruktur, Seekabel, Umspannstation, Messmast, Logistik- und Rückbaukonzept u.a., der Konformitätsbescheinigung für die standortbezogene Konstruktionsbewertung sowie die Zertifizierung. Die Kosten belaufen sich auf rd. 400.000 €.

Dauer: 8–14 Monate

Kosten: mit Erteilung 3. Freigabe Gebühr von 165.815 € + 0,2 % der Investitionssumme, höchstens 1.200.000 €; weitere Kosten auf Antragstellerseite für die Erstellung der Unterlagen für die 2. und 3. Freigabe belaufen sich auf 13 Mio. € in der Nordsee und auf 23 Mio. € in der Ostsee.

5. Wettbewerbssituation im Markt

Aufgrund der noch vergleichsweise jungen Technologie ist der Markt im Offshore-Bereich sehr dynamisch.

Erkennbar ist derzeit eine Veränderung im laufenden Planungs- und Umsetzungsprozess auf der Projektentwicklerseite. Waren in den ersten Jahren bis 2005 Antragsteller- und Rechteinhaber in der Regel mittelständische Unternehmen, die auch im Bereich der Windenergie an Land aktiv waren, so sehen wir heute bei den weit fortgeschrittenen Windparks (in Betrieb, im Bau bzw. mit finaler Investitionsentscheidungen) eine deutliche Konzentration hin zu finanzkräftigeren Akteuren, was u.a. auf den hohen Finanzbedarf und die erforderlichen umfassenden personellen Ressourcen zurückzuführen ist.

Insgesamt investieren derzeit diverse große Energieversorger und Finanzinvestoren und nur wenige meist größere Stadtwerke in den Bau von Offshore-Windparks in Deutschland. Viele der Investoren haben bisher nur einen bis zwei Windparks in ihrem Portfolio. Es ist dabei nicht ausgeschlossen, dass sich diese Investoren mittelfristig mit weiteren Projekten in Deutschland eindecken möchten. Nur wenige Investoren haben schon heute eine Projektpipeline von mehr als zwei Windparks. So ist grundsätzlich davon auszugehen, dass pro Jahr nur eine gewisse nicht näher bezifferbare Anzahl an Investoren für neue Projekte zur Verfügung stehen.

Im Bereich der Hersteller für Hauptkomponenten für die Windenergieanlagen (Anlagen, Fundamente) sowie bei den Bau- und Errichtungsfirmen entspricht die Marktstruktur einer typischen Struktur für Märkte, in

denen wenige Projekte mit großen Finanzvolumina und Risiken umgesetzt werden. Auf der Herstellerseite gibt es derzeit ein Unternehmen mit sehr hohem Marktanteil und eine überschaubare Anzahl von Unternehmen mit deutlich geringeren Marktanteilen. Gleichzeitig kommen neue Hersteller auf den Markt mit neuen Produkten, auch schließen andere Hersteller verstärkt Kooperationen, die perspektivisch die aktuelle Dominanz auf der Herstellerseite mittelfristig verändern könnten.

Darüber hinaus wird deutlich, dass es sich anders als bei der Windenergie an Land um einen gemeinsamen europäischen Markt handelt. So gibt es auf der Seite der Investoren, Hersteller, Zulieferer und Baufirmen praktisch keine größeren Unternehmen, die ausschließlich den Markt eines spezifischen Landes bedienen. Insofern stehen auch die Fördersysteme der jeweiligen Staaten (insbesondere Vergütungshöhe, Zeitraum der Vergütung) insbesondere vor dem Hintergrund der begrenzten Anzahl an Marktakteuren im Wettbewerb.

Im Bereich der Hersteller von HGÜ-Netzanbindungssystemen gibt es derzeit drei potenzielle Lieferanten für die Konverterstationen, deren Lieferkapazitäten nach heutiger Einschätzung für eine kontinuierliche Entwicklung in der durch die Bundesregierung vorgesehenen Größenordnung trotz eines eingeschränkten Wettbewerbs grundsätzlich ausreichend sein dürfte. Hier ist zu beobachten, wie die Hersteller auf eine erhöhte Nachfrage, bspw. durch die Ausbaurunde 3 in Großbritannien reagieren.

6. Zusammenfassung

Der Nordsee kommt im Vergleich zur Ostsee aufgrund des verfügbaren Flächenangebots ein deutlich größeres Potenzial zu. Im Vergleich zur Nordsee liegen die erschließbaren Potenziale der Ostsee allerdings deutlich küstennäher, was nicht nur beim Netzanschluss sondern auch beim Bau und Betrieb der Anlagen Effizienzvorteile haben kann. Noch ist unklar, ob die verfügbaren Flächen im Küstenmeer der Ostsee in relevanten Größenordnung erweitert werden können. Der entsprechende Raumplanungsprozess wurde im Jahr 2014 durch Mecklenburg-Vorpommern angestoßen.

Die Analyse der im Bundesfachplan Offshore festgelegten Cluster, die der Offshore-Netzentwicklungsplan in Zonen für die Nord- und Ostsee (1–5) strukturiert, zeigt, dass zumindest in der Ausbauphase bis 2025, ggf. auch bis 2030 die küstennäheren Zonen 1 und 2 in Nord- und Ostsee ein ausreichendes Flächenpotential bieten und

zugleich im Hinblick auf einen effizienten und strukturierten Netzausbau erschlossen werden sollten.

Der Ausbaupfad bis 2020 ermöglicht die von der Industrie in Aussicht gestellten Kostendegressionen in Höhe von über 30 Prozent. Die bereits heute erkennbaren Kostensenkungen müssen insofern im Rahmen der Erarbeitung des Ausschreibungsdesigns berücksichtigt werden. Dies gilt auch für die Frage eines optimalen Park- und Anlagendesigns aus energiewirtschaftlicher Sicht.

Neben jeweils projektinternen Schwierigkeiten auf Netz- wie auf Windparkseite liegen erhebliche Schnittstellenprobleme zwischen Windpark und Netzanschluss. Dies liegt u.a. an den unterschiedlichen Realisierungszeiträumen nach Beauftragung. Eine Beschleunigung bzw. Flexibilisierung bei den Netzanschlüssen (insbesondere Gleichstrom) würde erhebliche Vorteile mit sich bringen und könnte zu einer deutlichen Verbesserung der Wettbewerbssituation führen.

Der Wettbewerb aus Seiten der Windenergieanlagenhersteller ist derzeit noch wenig heterogen ausgebildet. Auf Seiten der Investoren gibt es zwischenzeitlich eine verhältnismäßig hohe Anzahl an potenziellen zukünftigen Investoren, die vor dem Hintergrund der hohen Investitionsvolumina sowie technischen Herausforderungen jeweils in der Regel aber nur eine überschaubare Anzahl von Projekten in Europa pro Jahr umsetzen werden.

Die verschiedenen gesetzlichen Regelungen im Bereich der Offshore-Windenergie, insbesondere auf Planungs-, Genehmigungs- und Netzseite sollten weiter aufeinander abgestimmt und stärker verzahnt werden. Zu berücksichtigen sind auch europäische Regelungen sowie die Fördersysteme der europäischen Nachbarländer.

Anhang

Die im Anhang abgebildeten Karten wurden vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erstellt.

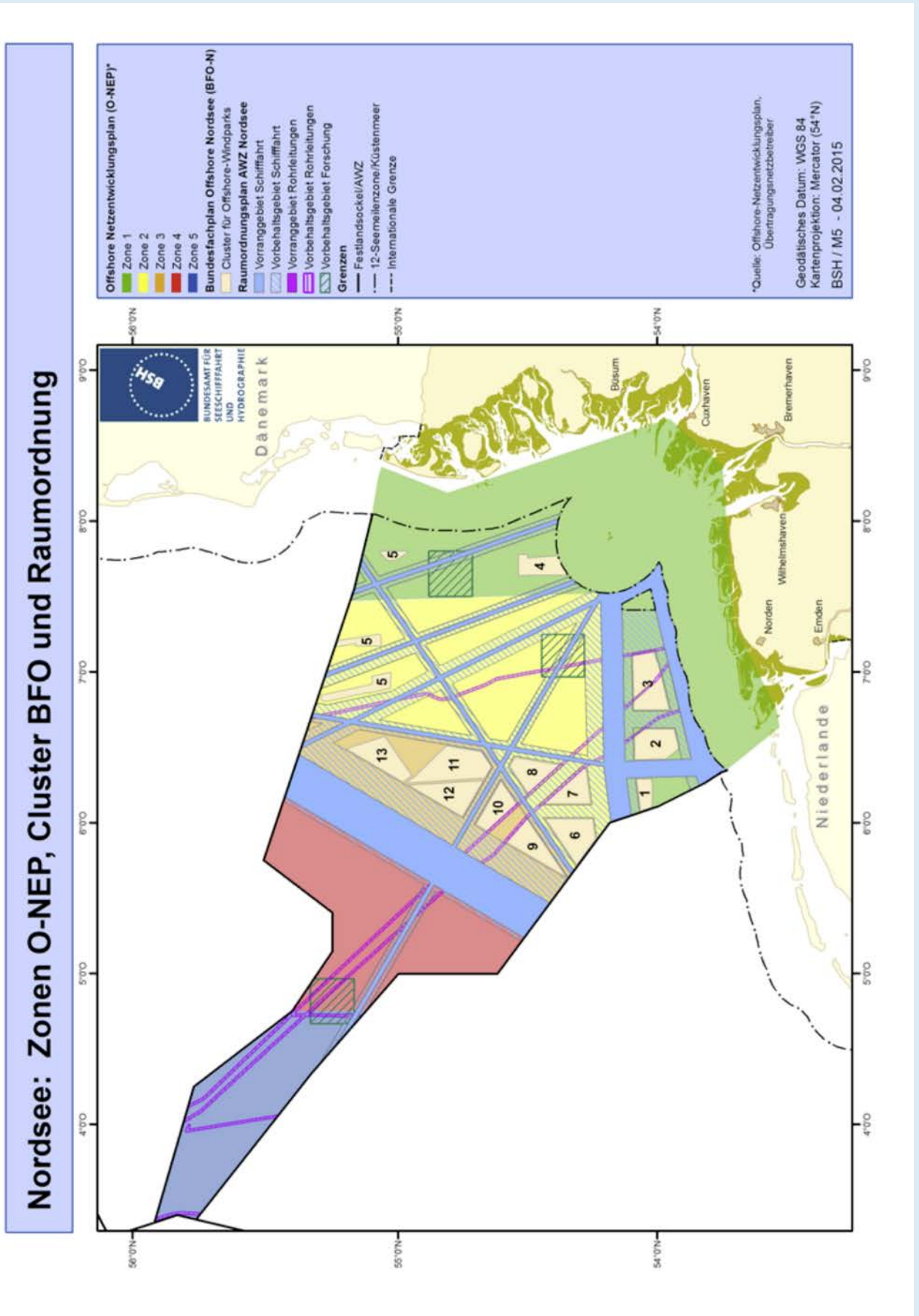
Karte 1 – Zonen (O-NEP) inkl. Cluster (BFO) (Nordsee)

Karte 2 – Zonen (O-NEP) inkl. Cluster (BFO) (Ostsee)

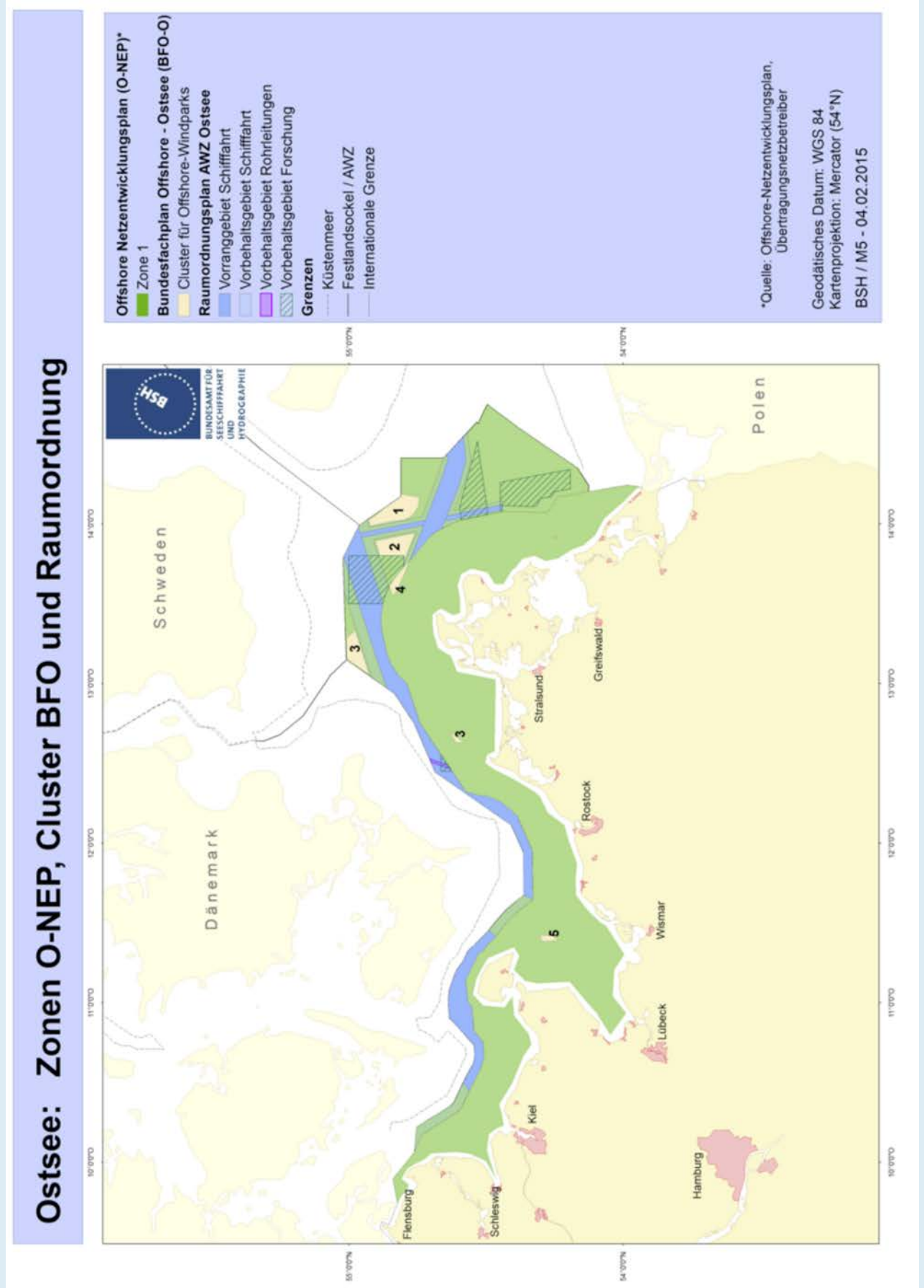
Karte 3 – Offshore-Windparks (Nordsee)

Karte 4 – Offshore-Windparks (Ostsee)

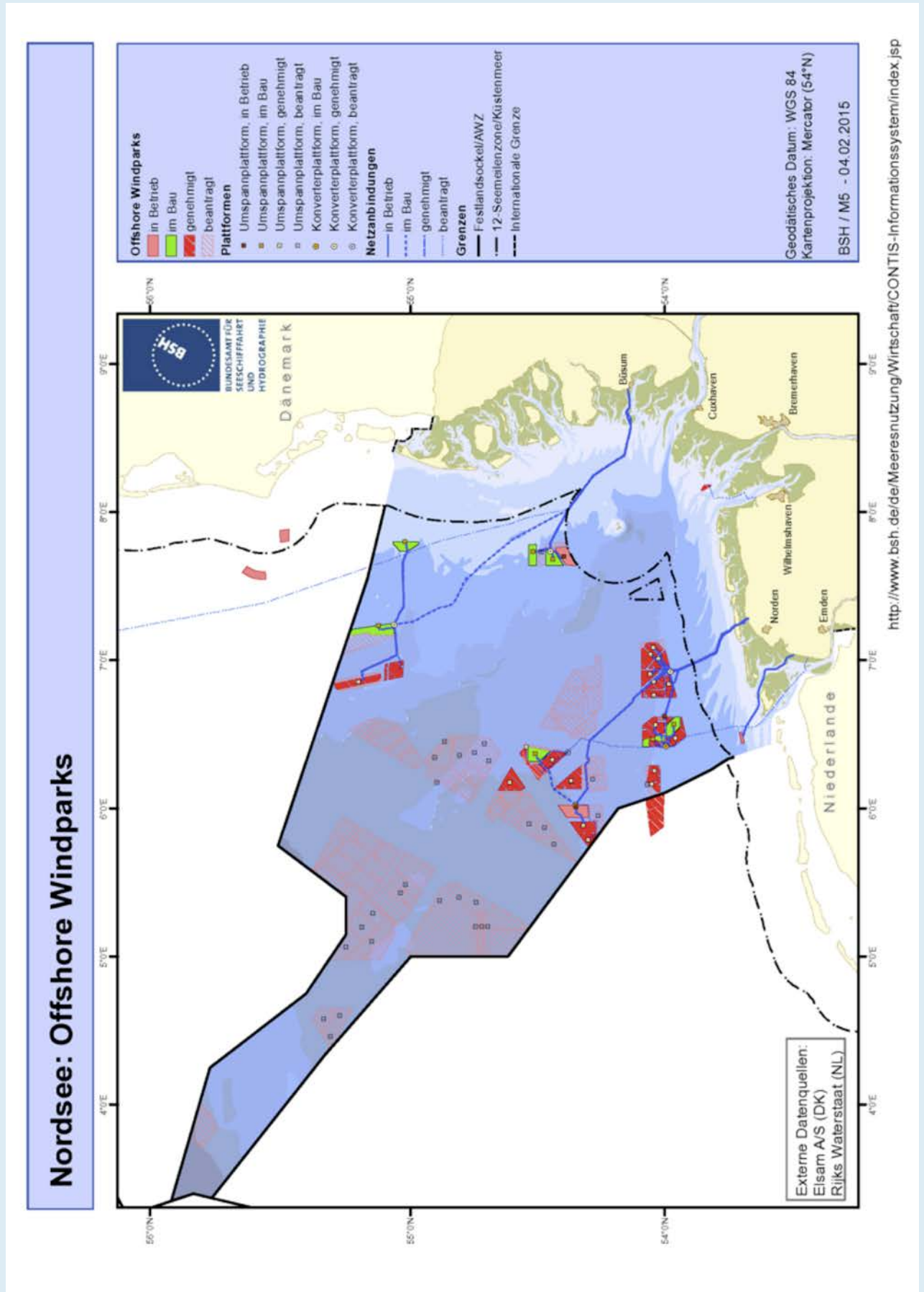
Karte 1 – Zonen (O-NEP), Cluster (BFO) und Raumordnung (Nordsee)



Karte 2 – Zonen (O-NEP) inkl. Cluster (BFO) (Ostsee)



Karte 3 – Offshore-Windparks (Nordsee)



Karte 4 – Offshore-Windparks (Ostsee)

