FICHTNER

prognos

Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie **in Deutschland**

Langfassung

FICHTNER

prognos

Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie **in Deutschland**

Langfassung

Für die
Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
und Partner

Prognos AG:
Jens Hobohm
Leonard Krampe
Frank Peter

Fichtner Gruppe:
Andree Gerken
Peter Heinrich
Maik Richter

Berlin, August 2013

Liste der Auftraggeber

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Oldenburger Str. 65, 26316 Varel

Offshore Forum Windenergie
Kaiser-Wilhelm-Str. 93, 20355 Hamburg

Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V., Fachverband Power Systems
Lyoner Straße 18, 60528 Frankfurt/Main

Windenergie-Agentur WAB e.V.
Barkhausenstraße 2, 27568 Bremerhaven

AREVA Wind GmbH
Am Lunedeich 156, 27572 Bremerhaven

BARD Engineering GmbH
Am Freihafen 1, 26725 Emden

DONG Energy Renewables Germany GmbH
Van-der-Smissen-Straße 9, 22767 Hamburg

EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG
Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart

E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH
Steindamm 98, 20099 Hamburg

EWE VERTRIEB GmbH
Donnerschweer Str. 22-26, 26123 Oldenburg

IBERDROLA Renovables Offshore Deutschland Zwei GmbH
Charlottenstr. 63, 10117 Berlin

RWE Innogy GmbH
Überseering 40, 22297 Hamburg

Siemens AG, Wind Power Division
Lindenplatz 2, 20099 Hamburg

SWM Stadtwerke München GmbH
Emmy-Noether-Straße 2, 80287 München

Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG
Lombardenstraße 28, 52070 Aachen

Vattenfall Europe Windkraft GmbH
Überseering 12, 22297 Hamburg

WindMW GmbH
Barkhausenstraße 4, 27568 Bremerhaven

wpd Offshore GmbH
Kurfürstenallee 23a, 28211 Bremen

Prognos AG - 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
Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. 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
Wilhelm-Herbst-Str. 5
D-28359 Bremen
Telefon +49 421 51 70 46-510
Telefax +49 421 51 70 46-528

Prognos AG
Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b
B-1040 Brüssel
Telefon +32 2808-7209
Telefax +32 2808-8464

Prognos AG
Schwanenmarkt 21
D-40213 Düsseldorf
Telefon +49 211 91316-110
Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG
Nymphenburger Str. 14
D-80335 München
Telefon +49 89 954 1586-710
Telefax +49 89 954 1586 288-710

Prognos AG
Friedrichstr. 15
D-70174 Stuttgart
Telefon +49 711 3209-610
Telefax +49 711 3209-609

Internet
www.prognos.com

Fichtner - Das Unternehmen im Überblick
Fichtner GmbH & Co. KG

Geschäftsführer
Georg Fichtner (Vorsitz)
Hermann Bayerlein
Ralf Epping
Mansour Hamza
Hans Kalb
Roland Pröger
Dr. Andreas Weidler

Vorsitzender des Beirats
Dr. Heinz Klinger

Handelsregisternummer
Stuttgart HRA 9277

Rechtsform
Personengesellschaft nach deutschem Recht

Gründungsjahr
1912 (Fichtner Gruppe)

Tätigkeit
Die Fichtner Gruppe ist ein führendes international tätiges, inhabergeführtes Ingenieur- und Consultingunternehmen in der Energiewirtschaft. Fichtner plant und berät beim Bau und Betrieb von Energieerzeugungs- und Netzanlagen. Die Fichtner Management Consulting AG ist das Kompetenzzentrum für Managementberatung innerhalb der Fichtner Gruppe und unterstützt Energieunternehmen in Strategie-, Organisations- und Projektmanagementfragen. Speziell für Offshore Windenergie wurde von Fichtner in Hamburg ein Kompetenzzentrum in Kooperation mit dem Partner KED eingerichtet.

Arbeitssprachen
Deutsch, Englisch, Französisch, Spanisch, Russisch

Hauptsitz
Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystraße 3
D – 70191 Stuttgart
Telefon +49 711 89 95 – 0
Telefax +49 711 89 95 – 459
info@fichtner.de

Weitere Standorte
Fichtner Management Consulting AG
Sarweystraße 3
D – 70191 Stuttgart
Telefon +49 711 89 95 – 1406
Telefax +49 711 89 95 – 1421

Fichtner Wind Energy GmbH
Gasstraße 18, Haus 4
D – 22761 Hamburg
Telefon +49 40 800803 – 0
Telefax +49 40 800803 – 111

Weitere Standorte der Fichtner-Gruppe in Deutschland: Berlin, Duisburg, Essen, Freiburg, Leipzig, Ludwigshafen, Mannheim, Waldorf sowie zahlreiche weltweite Standorte

Internet
www.fichtner.de

Inhalt

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE **12**

Ergebnisüberblick **13**

1 Hintergrund und Aufgabenstellung **15**

2 Methodische Grundlagen **17**

2.1 Aufbau des Projektes 17
2.2 Aufbau einer Offshore-Windenergieanlage 18
2.3 Aufbau des Windparks und Systemgrenzen der Analyse 22
2.4 Die Szenarien und Fälle 23
2.5 Methode zur Berechnung der Stromgestehungskosten 29

3 Kostenentwicklung und Stromerzeugung **37**

3.1 Standort A 37
3.1.1 Investitionskosten 38
3.1.2 Betriebskosten 46
3.1.3 Stromerzeugung 47
3.1.4 Rückstellungen für den Rückbau 50
3.2 Standort B 52
3.2.1 Investitionskosten 53
3.2.2 Betriebskosten 59
3.2.3 Stromerzeugung 60
3.2.4 Rückstellungen für den Rückbau 62
3.3 Standort C 64
3.3.1 Investitionskosten 65
3.3.2 Betriebskosten 70
3.3.3 Stromerzeugung 71
3.3.4 Rückstellungen für den Rückbau 73
3.4 Entwicklung der Stromgestehungskosten 74
3.5 Einfluss der Risikobewertung auf die Finanzierungskosten 78
3.6 Sensitivitätsbetrachtungen zu weiteren wesentlichen Einflussgrößen 80
3.6.1 Zubau anderer Turbinengrößen in den Szenarien 80
3.6.2 Verlängerung der Lebensdauer auf 25 Jahre 84
3.7 Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zur TCE-Studie 85

4 Kostensenkungspotenziale **89**

4.1 Zusammenfassung 89
4.2 Technisches Kostensenkungspotenzial 90
4.2.1 Turbine 90
4.2.2 Tragstruktur 91
4.2.3 Parkinternes Umspannwerk 92
4.2.4 Installationskosten 93
4.2.5 Reduzierung der absoluten Reserve für die Projektrisiken 94

4.2.6 Entwicklung der Betriebs- und Wartungskosten 95
4.2.7 Sonstiges technisches Kostensenkungspotenzial 95
4.3 Indirektes technisches Kostensenkungspotenzial 96
4.3.1 Reduktion der Risikoaufschläge in der Finanzierung 96
4.3.2 Reduktion der relativen Reserve für Projektrisiken 97
4.4 Die Bedeutung des Parkdesigns 98

5 Schlussfolgerungen: Wie die Potenziale gehoben werden können 102

6 Anhang 105

6.1 Liste der Interviewpartner 106
6.2 Glossar 108
6.3 Detailergebnisse der einzelnen Szenarien 109
6.4 Weitere Anhänge 115

Abbildungen

Abbildung 1:	Offshore Windparks in Deutschland	15
Abbildung 2:	Projektablauf	17
Abbildung 3:	Aufbau einer Offshore-Windenergieanlage	18
Abbildung 4:	Schematische Darstellung Monopile und Jacket	21
Abbildung 5:	Systemgrenze des Kostenmodells	22
Abbildung 6:	Untersuchungsdesign/ Szenarienübersicht	23
Abbildung 7:	Zeitlicher Verlauf eines Offshore-Windpark-Projekts	25
Abbildung 8:	Entwicklung der spezifischen Investitionskosten am Standort A	39
Abbildung 9:	Entwicklung der spezifischen jährlichen Betriebskosten Standort A	47
Abbildung 10:	Entwicklung spezifischen Stromerzeugung am Standort A	50
Abbildung 11:	Entwicklung spezifischen Rückstellungen für Rückbau Standort A	51
Abbildung 12:	Entwicklung der spezifischen Investitionskosten am Standort B	54
Abbildung 13:	Entwicklung der spezifischen jährlichen Betriebskosten am Standort B	60
Abbildung 14:	Entwicklung spezifischen Stromerzeugung am Standort B	62
Abbildung 15:	Entwicklung spezifischen Rückstellungen für Rückbau am Standort B	63
Abbildung 16:	Entwicklung der spezifischen Investitionskosten am Standort C	66
Abbildung 17:	Entwicklung der spezifischen jährlichen Betriebskosten am Standort C	71
Abbildung 18:	Entwicklung der spezifischen Stromerzeugung am Standort C	73
Abbildung 19:	Entwicklung der spezifischen Rückstellungen für Rückbau am Standort C	74
Abbildung 20:	Ergebnisse der Szenarien im Vergleich	75
Abbildung 21:	Entwicklung der realen Stromgestehungskosten nach Segmenten am Beispiel von Standort B	77

Abbildung 22: Einfluss des Zinssatzes und der Reserve auf die Stromgestehungskosten 79

Abbildung 23: Ergebnisse der Szenarien 1 und 2 sowie der Sensitivitäten 1a und 2a 82

Abbildung 24: Stromgestehungskosten der Szenarien 1 und 2 und der Sensitivitäten 1a und 2a bei einer Betriebsdauer von 25 Jahren 85

Abbildung 25: Die einzelnen Kosteneinsparpotenziale am Beispiel von Windpark B 90

Abbildung 26: Schematische Darstellung der Abschattungseffekte im Offshore-Windpark 100

Abbildung 27: Einfluss der Abschattungsverluste auf die Stromgestehungskosten am Beispiel von Windpark B 101

Abbildung 28: Einflussfaktoren zur Realisierung der Kostensenkung 102

Tabellen

Tabelle 1:	Anlagen- und Parkkonfiguration Szenario 1	28
Tabelle 2:	Anlagen- und Parkkonfiguration Szenario 2	28
Tabelle 3:	Entwicklung des realen kalkulatorischen Zinssatzes (WACC) in beiden Szenarien	36
Tabelle 4:	Standortkonfiguration Windpark A	38
Tabelle 5:	Abschattungsverluste Windpark A	48
Tabelle 6:	Standortkonfiguration Windpark B	52
Tabelle 7:	Abschattungsverluste Windpark B	61
Tabelle 8:	Standortkonfiguration Windpark C	64
Tabelle 9:	Abschattungsverluste Windpark C	72
Tabelle 10:	Zubaukonfiguration der Sensitivitäten	81
Tabelle 11:	Windpark A – Szenario 1 und 1a	109
Tabelle 12:	Windpark A – Szenario 2 und 2a	110
Tabelle 13:	Windpark B – Szenario 1 und 1a	111
Tabelle 14:	Windpark B – Szenario 2 und 2a	112
Tabelle 15:	Windpark C – Szenario 1 und 1a	113
Tabelle 16:	Windpark C – Szenario 2 und 2a	114
Tabelle 17:	Erläuterung der Kostenbestandteile	115
Tabelle 18:	Allgemeine technische Annahmen zur Berechnung	116
Tabelle 19:	Fortsetzung allgemeine technische Annahmen zur Berechnung	117

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Im August 2013 erzeugen in Deutschland knapp 400 Megawatt Offshore-Windenergie-Kapazität Strom, sieben Offshore-Windparks mit einer Kapazität von fast 2.000 Megawatt befinden sich im Bau. Erhebliche Investitionen wurden in den Aufbau von Personalkapazitäten und Produktionsanlagen getätigt. Im Jahr 2012 beschäftigte die Branche in Deutschland bereits 18.000 Menschen. So wurden die Voraussetzungen geschaffen, um die genehmigten Projekte mit weiteren 6.000 bis 8.000 Megawatt Kapazität und weitere in Planung befindliche Parks zu realisieren.

Die Rahmenbedingungen für die bislang getroffenen Investitionsentscheidungen sind durch die Einführung des Stauchungsmodells deutlich verbessert worden. Weitere Impulse hat die Branche durch das KfW-Programm Offshore-Windenergie erhalten. Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes wurde auf aufgetretene Herausforderungen im Bereich der Haftung und Netzplanung reagiert. Das Bewusstsein aller Beteiligten für die spezifischen Planungsfristen der kapitalintensiven Offshore-Windparkprojekte sowie die Wechselwirkungen zwischen Fragen der Netzanbindung und der Vergütung ist gewachsen.

Zugleich wird die Diskussion der Kosten des Umstiegs unserer Energieversorgung auf erneuerbare Energien seit Herbst letzten Jahres mit zunehmender Intensität geführt. Auch die Wettbewerbsfähigkeit der Offshore-Windenergie ist verstärkt in den Blick der Öffentlichkeit getreten. Im Kontext dieser Debatte besteht jedoch die Gefahr, dass die Entwicklung der Offshore-Windenergie unterbrochen wird, bevor die Potenziale dieser Technologie zum Tragen kommen und Lerneffekte realisiert werden können.

Vor diesem Hintergrund haben wir gemeinsam mit unseren Partnern aus der Offshore-Windindustrie die Prognos AG und die Fichtner Gruppe beauftragt, die Potenziale zur Senkung der Stromgestehungskosten aus Offshore-Windenergie in Deutschland über die nächsten zehn Jahre zu ermitteln. Die vorliegende Studie zeigt auf, welche Voraussetzungen dafür notwendig sind und in welchen Handlungsfeldern die Offshore-Windindustrie die größten Kostensenkungen erzielen kann.

Wir hoffen, dass die Erkenntnisse der Studie als konstruktiver Beitrag im weiteren politischen Entscheidungsprozess berücksichtigt werden.

Mein herzlicher Dank gilt allen, die diese Studie durch ihr Engagement und ihre Unterstützung ermöglicht haben.

Jörg Kuhbier

Vorsitzender des Vorstands

Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Ergebnisüberblick

(1) Die **Offshore-Windenergie** in Deutschland steht **am Anfang ihres Wachstumspfads**. Knapp 400 MW sind heute in Nord- und Ostsee in Betrieb. Allein in der Nordsee befinden sich derzeit 7 Windparks mit knapp 2.000 MW Leistung im Bau. Windparks mit einer Kapazität von mehr als 4.000 MW sind zusätzlich bereits genehmigt. In der Ostsee sind weitere 1.200 MW genehmigt. Die installierte Leistung der Offshore-Windenergie wird in Deutschland bis zum Jahr 2020 voraussichtlich zwischen 6.000 und 10.000 MW betragen.

(2) Die **Stromgestehungskosten** der Offshore-Windenergie, also die mittleren Kosten der Stromerzeugung über 20 Jahre Betriebszeit, liegen bei heute realisierten Windparks bei real 12,8 bis 14,2 $Cent_{2012}$/kWh. Diese Kosten können im Szenario 1 in 10 Jahren je nach Standort schrittweise um bis zu 32 % und bei optimalen Marktbedingungen im Szenario 2 um bis zu 39 % reduziert werden. Zentraler Treiber für die Reduktion der Kosten ist die kontinuierliche technische Weiterentwicklung entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Offshore-Windindustrie. Sie kann zu deutlichen Einsparungen in den Bereichen Investition, Betrieb und Finanzierung führen.

(3) 14 %-Punkte der Kostenreduktion im Szenario 1 und 21 %-Punkte im Szenario 2 resultieren aus den **Investitionskosten**. Kurzfristig senkt vor allem die verbesserte Logistikinfrastruktur bei der Installation die Kosten. Langfristig bestimmt der Trend hin zu größeren Turbinen und effizienten Fertigungsverfahren bei der Tragstruktur die Entwicklung. Intensivierter Wettbewerb und Skaleneffekte durch größere Turbinen und Stückzahlen führen zur stärkeren Kostensenkung in Szenario 2.

5 bzw. 8 %-Punkte der Kostenreduktion sind in den Szenarien 1 bzw. 2 bei den **Betriebs-**und **Wartungskosten** realisierbar. Auslöser sind auch hier die verbesserte Logistikinfrastruktur und schnellere Schiffe. Langfristig sorgen insbesondere in Szenario 2 betreiberübergreifende Wartungskonzepte für eine weitere Senkung der Kosten.

Weitere 12 %-Punkte des Kostensenkungspotenzials entfallen in Szenario 1 auf die **Reduktion der Finanzierungkosten** und die Senkung der **Reserve für Projektrisiken**. Diesem Bereich kommt in Szenario 1 aufgrund der langsamer sinkenden Investitionskosten eine höhere Bedeutung zu als in Szenario 2, in dem 9 %-Punkte erreicht werden. Weil die wachsende Erfahrung mit der Technik zum Abbau der Risikoprämien in den Finanzierungskonzepten führt, ist dieses Kostensenkungspotenzial nur indirekt tech-

nischer Natur. Die Senkung der **Stilllegungskosten** beträgt in beiden Szenarien rund 1 %-Punkt.

(4) Diese Kostensenkungspotenziale können nur gehoben werden, wenn Industrie, Politik und Verwaltung **gemeinsam** dafür die Voraussetzungen schaffen. Wichtig sind in diesem Zusammenhang **stabile gesetzliche und politische Rahmenbedingungen**.

Die **Steigerung der Effizienz** in der Industrie bietet bereits relativ kurzfristig erhebliches Potenzial zur Kostenreduktion. Technische Standards für Anlagenkomponenten und Netzanschlüsse sind wichtige Voraussetzungen für die Serienfertigung. Die Genehmigungs- und Zertifizierungskriterien sind zu vereinfachen und zu vereinheitlichen. Gemeinsame Installations- und Wartungskonzepte für benachbarte Windparkstandorte erhöhen die Effizienz bei Installation und Betrieb.

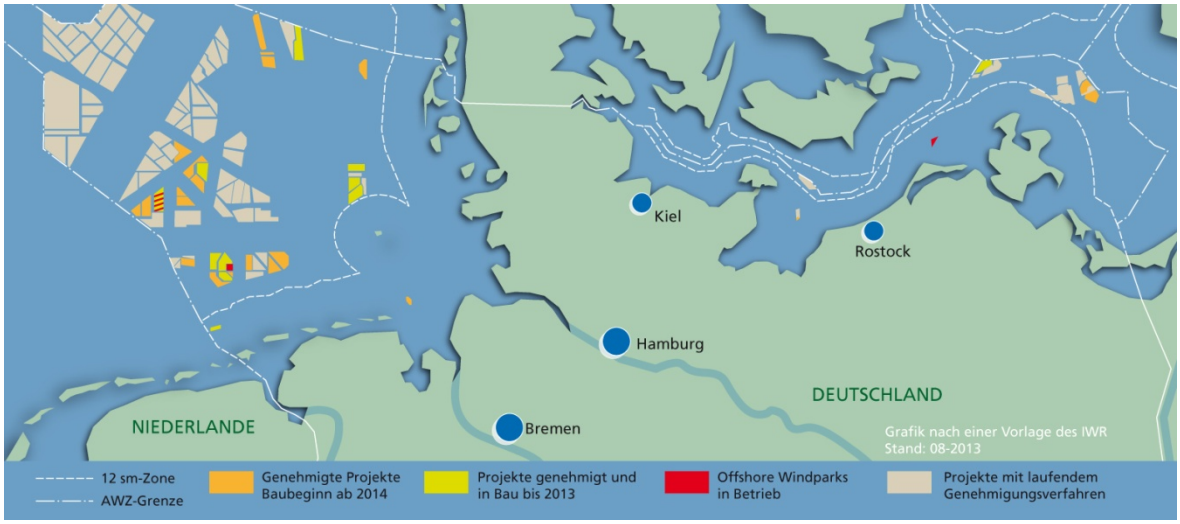
Die **technische Innovation** ist ein langfristiges Handlungsfeld. Leistungsfähigere Turbinen, optimierte Tragstrukturen und Installationslogistik bieten ein großes Verbesserungspotenzial. Dabei ist die Balance zwischen Innovation und Risikominimierung zu wahren.

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

(1) Die Reduktion der Treibhausgase um mindestens 80 % bis zum Jahr 2050 gegenüber 1990, der Ausbau der erneubaren Energien auf einen Anteil von mindestens 80 % am deutschen Bruttostromverbrauch und der Ausstieg aus der Kernenergie sind wesentliche Ziele der **Energiewende**. Ihre Umsetzung stellt die Gesellschaft vor wachsende Herausforderungen. Vor diesem Hintergrund erhielten die Prognos AG und die Fichtner Gruppe im Januar 2013 den Auftrag der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE sowie von 15 beteiligten Partnern und Unternehmen die **Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie** in Deutschland zu ermitteln. Mit dieser Studie wird erstmals für Deutschland unter Beteiligung der Industrie der Status quo und eine detaillierte Perspektive für die zukünftige Entwicklung der Kosten der Offshore-Windenergie aufgezeigt.

(2) Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie sind in Deutschland **die ersten Offshore-Windparks** mit einer Kapazität von fast 400 Megawatt **in Betrieb**. Insgesamt sind 30 Projekte genehmigt, von denen sich sieben in Bau befinden und vier weitere nach erfolgter Investitionsentscheidung konkrete Bauvorbereitungen treffen. Die **Offshore-Windbranche** befindet sich also **am Anfang ihres industriellen Wachstumspfades**. Nun sollten die aufgebauten Kapazitäten in Planung, Genehmigung und Zertifizierung, Fertigung, Hafeninfrastruktur und Logistik produktiv zum Einsatz gebracht werden. Folgende Abbildung 1 zeigt die aktuell in Bau befindlichen und genehmigten Windparks in Deutschland.

Abbildung 1: Offshore Windparks in Deutschland



Quelle: Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE / Blickfang Kommunikationsdesign 2013

(3) Die Studie betrachtet die Entwicklung im **Zeitraum von 2013 bis 2023**. Dieser Zeitraum entspricht den konkreten Planungshorizonten der Industrie und der Behörden. **Nach dem Jahr 2023** sind bei dynamischer Marktentwicklung **weitere kostensenkende Entwicklungen** in Technologie und Rahmenbedingungen möglich, die aus heutiger Sicht nicht belastbar quantitativ zu beurteilen sind.

(4) In zehn europäischen Ländern sind mit Stand Juni 2013 insgesamt mehr als 6 Gigawatt Offshore-Windenergie-Kapazität am Netz. Die am deutschen Markt aktiven Unternehmen sind vielfach auch in den anderen europäischen Märkten vertreten, was die **Internationalität der Offshore-Windindustrie** verdeutlicht. Die erste für den europäischen Markt maßgebliche Studie zu Kostendegressionspotenzialen wurde im Jahr 2012 in Großbritannien durch The Crown Estate (TCE) herausgegeben[1]. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass die Kosten der Stromgestehung in britischen Offshore-Windparks, für die bis 2020 die Investitionsentscheidung getroffen wird, um 30 % im Vergleich zum Jahr 2011 gesenkt werden können.

(5) Das Design der **vorliegenden Untersuchung** orientiert sich an der Vorgehensweise der TCE-Studie. So wird die internationale Vergleichbarkeit der Ergebnisse ermöglicht. Die **Rahmenbedingungen der Offshore-Windenergie in Deutschland** unterscheiden sich jedoch bei Wassertiefen, Küstenentfernungen, Netzanbindung und Finanzierung zum Teil erheblich von den Rahmenbedingungen in Großbritannien. Zudem hat seit der Erarbeitung der TCE-Studie eine Weiterentwicklung bei Technologien und Herangehensweisen beispielsweise bei Gründung, Anlagenkonfiguration, Logistik und Energieertrag stattgefunden. Deshalb sind für diese Studie **eigenständige**, für den **deutschen Markt verifizierte Daten und Berechnungsgrundlagen** entlang der gesamten Wertschöpfungskette erarbeitet worden.

---

[1] The Crown Estate: Offshore Wind Cost Reduction Pathways Study (2012); http://www.thecrownestate.co.uk/tcform/TandCsDialog?f=%2fmedia%2f305094%2foffshore-wind-cost-reduction-pathways-study.pdf&fn=Offshore+wind+cost+reduction+pathways+study&m=1 (Abgerufen im Februar 2013)

2 Methodische Grundlagen

Im folgenden Kapitel werden die methodischen Grundlagen dieser Untersuchung erläutert. Nach der Darstellung des Projektablaufs (Kapitel 2.1) werden der grundlegende Aufbau einer Offshore-Windenergieanlage (Kapitel 2.2) und eines Windparks sowie die Systemgrenzen der Analyse (Kapitel 2.3) beschrieben. Im Anschluss folgt die Vorstellung des Untersuchungsdesigns und die Methodik der Kostenanalyse (Kapitel 2.4) sowie die Berechnung der Stromgestehungskosten (Kapitel 2.5).

2.1 Aufbau des Projektes

(1) Die nachfolgende Darstellung zeigt den **Projektablauf** im Überblick.

Abbildung 2: Projektablauf

Phase 1: Aufbau Modell und Kostenbasis	Phase 2: Verifizierung durch Industrie und Stakeholder	Phase 3: Optimierungsansätze und Handlungsempfehlungen
▪ Ermittlung der Kostenbasis für alle Standorte und Jahre ▪ Aufbau Berechnungsmodell Stromgestehungskosten ▪ Auswertung vorläufiger Ergebnisse	▪ Validierung der ersten Ergebnisse durch Finanzierungsworkshop und Expertenbefragungen ▪ Auswertung verifizierter Ergebnisse	▪ Entwicklung von Optimierungsansätzen ▪ Ableitung von Handlungsempfehlungen für Politik, Industrie und weitere Stakeholder
Projektbegleitende Rückkopplung mit einem Steuerungskreis aus Vertretern der Auftraggeber		

Quelle: [Prognos/Fichtner]

(2) Die Studie basiert auf den Berechnungen eines eigens entwickelten **Modells**. Das Modell beinhaltet die Kosten der Offshore-Windenergie und bildet die Energieerzeugung in allen betrachteten Fälle und Szenarien ab. Hieraus werden dann die Stromgestehungskosten ermittelt. Das Modell umfasst **alle Kosten**, die gemäß den regulatorischen Bestimmungen in Deutschland einem **Offshore-Windpark** zugerechnet werden (vgl. Kapitel 2.3).

(3) Die Zwischenergebnisse der ersten Modellierung wurden in Phase 2 in einem **Finanzierungsworkshop** sowie in **Experteninterviews** entlang der gesamten Wertschöpfungskette diskutiert und **validiert**. Insgesamt sind 24 Industrieunternehmen und Projektfinanzierer zur Verifizierung der Ergebnisse befragt worden (eine vollständige Auflistung befindet sich in Kapitel 6.1).

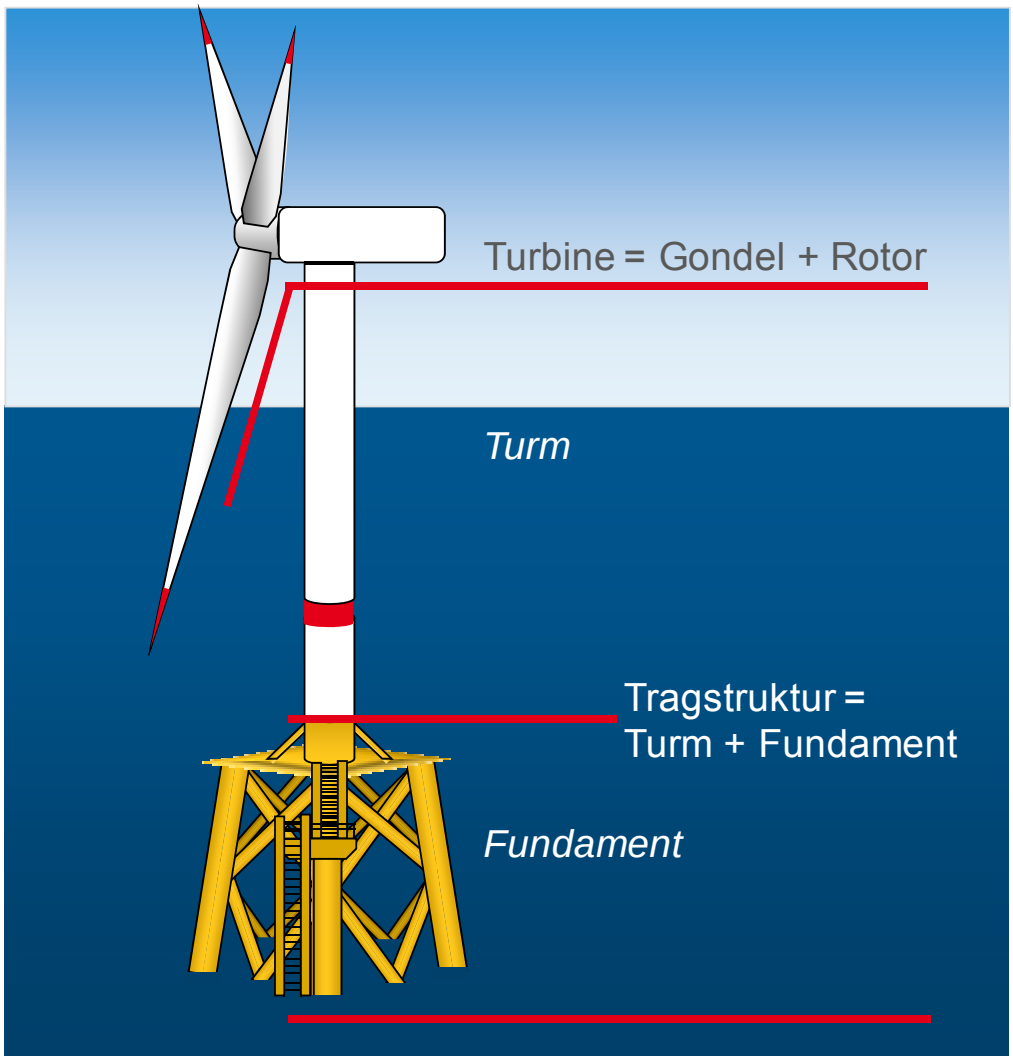
Anschließend wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt und ergänzende Szenariovarianten erstellt, um die Wirkung anderer Tur-

binengrößen und einer verlängerten Lebensdauer auf die Stromgestehungskosten zu ermitteln (vgl. Kapitel 3.6). Basierend auf den Berechnungen von Prognos und Fichtner sowie auf den Experteneinschätzungen wurden in Phase 3 Optimierungsansätze und **Handlungsempfehlungen** abgeleitet.

2.2 Aufbau einer Offshore-Windenergieanlage

(1) Eine Offshore-Windenergieanlage besteht im Wesentlichen aus den drei **Hauptkomponenten** Turbine, Turm und Fundament. Abbildung 3 zeigt den schematischen Aufbau. Turm und Fundament werden als Tragstruktur zusammengefasst und im weiteren Verlauf der Studie als Kostenkomponente ausgewiesen.

Abbildung 3: Aufbau einer Offshore-Windenergieanlage



Quelle: [Prognos/Fichtner]; eigene Darstellung

(2) Die **Turbine** setzt sich – grundsätzlich analog zu einer Onshore-Windenergieanlage – aus der Gondel und dem Rotor zusammen. Kernelement der Gondel ist der **Generator**. Er wandelt die Bewegungsenergie der Rotoren in elektrische Energie um. Dabei ist grundsätzlich zwischen drei unterschiedlichen Anlagenkonzepten zu unterscheiden: Das klassische Konzept mit einem Getriebe vor dem Generator und als Alternative ein getriebeloser Generator. Beide Konzepte haben unterschiedliche Eigenschaften. Das Design mit Getriebe kann unabhängig von der Drehzahl der Turbine Strom erzeugen. Das getriebelose Design hat wiederum einen höheren Wirkungsgrad und ist in der Regel wartungsärmer. Neben diesen zwei Konzepten existieren zusätzlich Hybridkonzepte, die die Eigenschaften der beiden oben genannten Konzepte kombinieren.

Die auffälligsten Bauteile einer Offshore-Windanlage sind die **Rotoren.** Sie übertragen die kinetische Energie über die Nabe auf das Getriebe bzw. auf den Generator.

(3) Die Turbine sitzt drehbar gelagert auf dem **Turm**. Dieser sollte eine Mindesthöhe von 75 m haben, um eine optimale Windausbeute zu ermöglichen. Je höher der Turm, desto größer kann der Windertrag sein. Der Turm ist dabei besonders starken statischen und dynamischen Belastungen durch das Gewicht der Turbine und die rotierenden Massen der Rotorblätter ausgesetzt. Der Turm von Offshore-Windenergieanlagen besteht im Gegensatz zu vielen Onshore-Windenergieanlagen komplett aus Stahl. An Land werden oftmals große Teile des Turms aus Beton hergestellt und nur der letzte Abschnitt besteht aus Stahl.

(4) Der Turm wiederum fußt auf dem **Fundament**. Das Fundament bzw. die Gründungsstruktur ist für die feste Verankerung im Meeresboden und die Überbrückung der Wassertiefe verantwortlich. Es ragt dabei über die Wasseroberfläche hinaus und nimmt dort den Turm auf. Derzeit gibt es verschiedene Fundamentkonzepte, die je nach Standort, Meeres- bzw. Baugrund und Wassertiefe zum Einsatz kommen. Üblicherweise werden entweder Monopiles, Mehrpfahlgründungen (Jackets, Tripods, Tripiles) oder Schwerlastfundamente verwendet. Darüber hinaus werden auch schwimmende und Becherfundamente (suction buckets) eingesetzt, die sich durch Unterdruck in den Meeresboden drücken. Die Becherfundamente werden bereits bei Umspannplattformen eingesetzt. Für die Nutzung bei Offshore-Windenergieanlagen befindet sich dieses Konzept derzeit in der Erprobungsphase. Am wei-

testen verbreitet und technisch am ausgereiftesten sind derzeit Monopiles und Jackets.[2]

Das **Monopile** ist eine Stahlröhre, die je nach den zu tragenden Lasten und den statischen Belastungen bis zu 50 m in den Meeresboden gerammt wird und in der Regel knapp über der Wasseroberfläche endet. Auf diese Stahlröhre wird in einem zweiten Arbeitsschritt ein Übergangsstück (transition piece) aufgesetzt und mit Vergussmörtel (grout) mit dem Monopile verbunden. Auf das Übergangsstück wird anschließend der Turm montiert. Die Monopiles sind je nach Turbinengröße, Wassertiefe und Bodenbedingungen bis zu 80 m lang und haben gegenwärtig einen Durchmesser von bis zu 7 m. Die Wandstärke der Röhre kann über 100 mm betragen. Derzeit werden Monopiles bis zu einer Wassertiefe von 30 m eingesetzt. Zukünftig ist es geplant, auch bei 40 m Wassertiefe Monopiles zu verwenden. Aufgrund des hohen Gewichts von bis zu 1.500 t stellt diese Art von Fundament hohe Anforderungen an den Transport und die Installation.

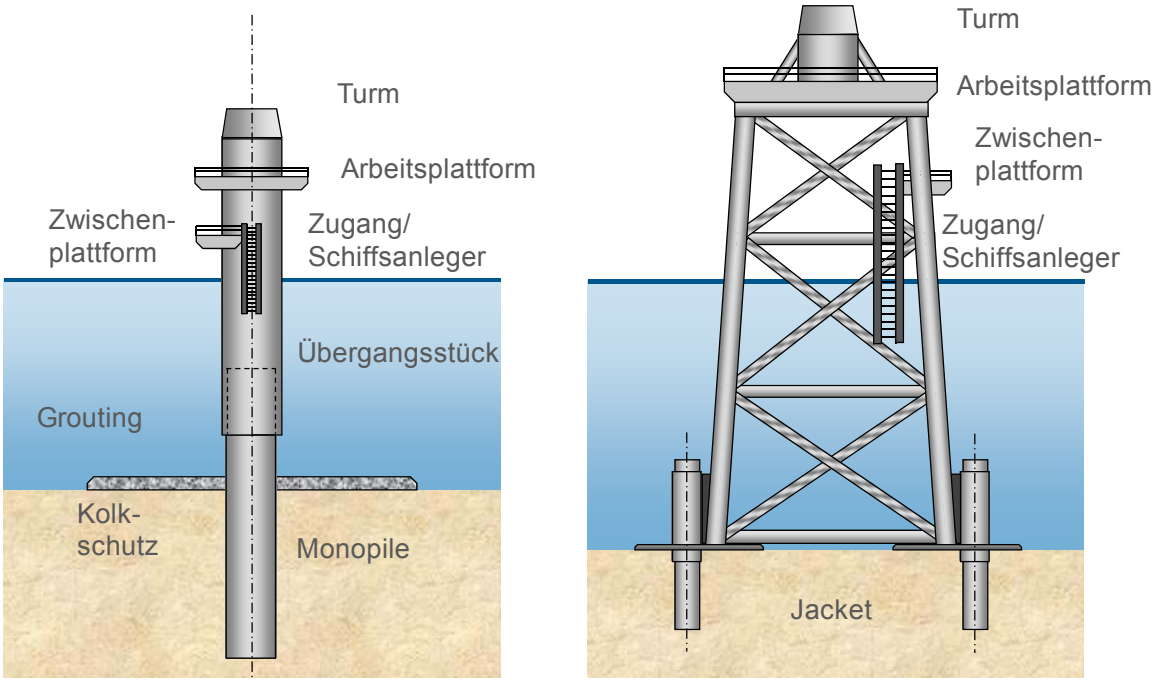
Beim klassischen **Jacket** handelt es sich um eine so genannte aufgelöste Tragstruktur, die aus vier Eckrohren besteht. Diese Stahlrohre werden über Diagonalstreben miteinander verschweißt. Nach der Vorbereitung des Baugrunds werden die Jackets zu Wasser gelassen und an dem vorgesehenen Standort positioniert. Das Jacket wird anschließend durch Stahlpfähle mit einer Länge von 30 m bis 70 m sowie Durchmessern von 2,20 m bis 3,10 m im Meeresboden verankert. Diese Methode wird auch als Post-Piling bezeichnet, wohingegen beim Pre-Piling erst die Stahlpfähle gerammt und danach das Jacket aufgesetzt wird. Wie auch das Monopile endet ein Jacket in der Regel je nach durchschnittlicher Wellenhöhe am Standort zwischen 10 m bis 20 m oberhalb der Wasseroberfläche und nimmt dort den Turm auf. Jackets werden derzeit auch in Wassertiefen von über 40 m eingesetzt. Neben den Jackets werden in der Nordsee auch Tripods eingesetzt. Dabei handelt es sich um eine aufgelöste Tragstruktur, die im Wesentlichen aus drei Pfählen besteht.

Beide beschriebenen Fundamenttypen schaffen einen Zugang zur Offshore-Windenergieanlage über Schiffsanleger und Arbeitsplattformen. Abbildung 4 zeigt schematisch den Aufbau von Monopile- und Jacket-Fundamenten.

---

[2] Lüddecke, F., Kirsch, F.: Zur Optimierung von aufgelösten Gründungsstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen; Veröffentlichung des Grundbauinstituts der Technischen Universität Berlin, Heft Nr. 60, Berlin 2012; http://www.gudconsult.de/uploads/media/120820.HLS.KirschLueddecke-09.pdf

Abbildung 4: Schematische Darstellung Monopile und Jacket



Quelle: [Prognos/Fichtner] in Anlehnung an Garrad Hassan, eigene Darstellung

Im Gegensatz zu Jackets und Monopiles können **Schwerlastfundamente** ohne Verankerung im Meeresboden aufgestellt werden. Um eine sichere Befestigung im Boden zu gewährleisten, müssen diese Fundamente eine hohe Masse und eine große Auflagefläche aufweisen. Als Baumaterial wird bei Schwerlastfundamenten vorzugsweise Stahlbeton eingesetzt. Dadurch und durch Vorteile in der Wartung erhoffen sich die Ingenieure in Zukunft deutliche Kostenvorteile gegenüber aus Stahl gefertigten Monopiles und Jackets. Des Weiteren sind Konstruktionen aus Beton besser gegen Korrosion geschützt als reine Stahlkonstruktionen. Der Einsatz von Schwerlastfundamenten in tieferen Gewässern befindet sich derzeit noch in der Erprobungsphase.

Ein weiteres Konzept sind **schwimmende Fundamente**. Bei großen Wassertiefen können auch Jackets nicht mehr wirtschaftlich eingesetzt werden bzw. ist es nicht mehr möglich, die Fundamente an Land zu fertigen und anschließend auf See zu transportieren. Schwimmende Fundamente bieten hier Abhilfe. Dabei wird die Offshore-Windenergieanlage auf einer schwimmenden Plattform montiert, die anschließend mit schweren Ketten am Meeresboden fixiert wird. So wird ein Abtreiben oder Umkippen der Anlage verhindert. Ähnlich wie die Schwerlastfundamente werden schwimmende Fundamente derzeit mit Prototypen getestet.

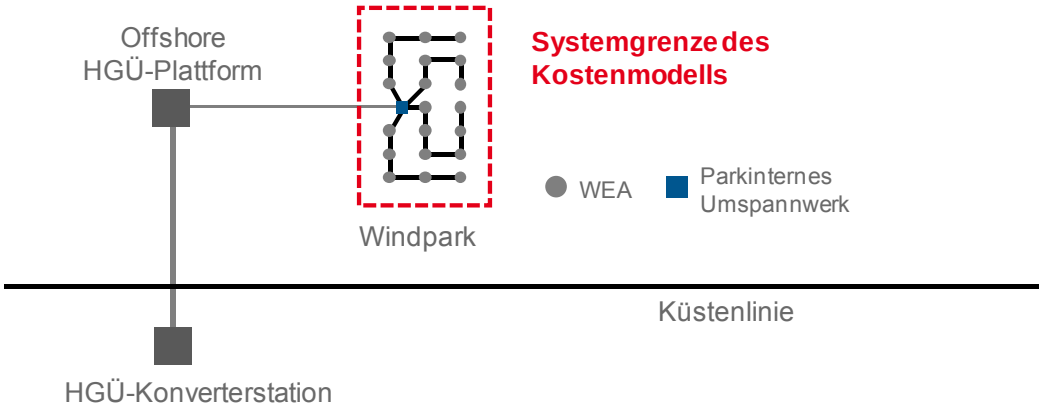
Zum heutigen Zeitpunkt werden fast alle in Deutschland im Bau befindlichen oder genehmigten Windparks entweder mit Jackets (Tripods) oder Monopiles errichtet. Im Rahmen dieser Untersuchung werden daher lediglich die Kosten dieser Fundament-Typen analysiert mit einem besonderen Fokus auf Monopiles und Jackets.

2.3 Aufbau des Windparks und Systemgrenzen der Analyse

(1) Nach der Errichtung der einzelnen Windkraftanlagen auf See, werden diese gruppenweise in Reihe verkabelt und anschließend an ein **parkinternes Umspannwerk** angeschlossen. Dieses Umspannwerk transformiert die ankommende Nennspannung auf Hochspannung, um den Strom anschließend an eine Offshore-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Plattform (HGÜ-Plattform) weiter zu leiten. Dort wird der Wechselstrom in Gleichstrom umgewandelt, um ihn mit sehr niedrigen Leitungsverlusten an Land transportieren zu können. Alternativ kann bei geringer Küstenentfernung der Wechselstrom des parkinternen Umspannwerks direkt an Land transportiert werden. Dabei treten allerdings höhere Leitungsverluste auf.

(2) Grundsätzlich ist bei der vorliegenden Studie zu beachten, dass die hier berechneten Stromgestehungskosten ausschließlich die Kosten des Offshore-Windparks und des parkinternen Umspannwerks beinhalten. Es werden jedoch gemäß den regulatorischen Bestimmungen nicht die Kosten der Anbindung an die landseitigen Stromnetze berücksichtigt („Netzanbindungskosten“), sondern nur die reinen Stromgestehungskosten auf dem Meer. Abbildung 5 zeigt die Systemgrenze des verwendeten Kostenmodells.

Abbildung 5: Systemgrenze des Kostenmodells

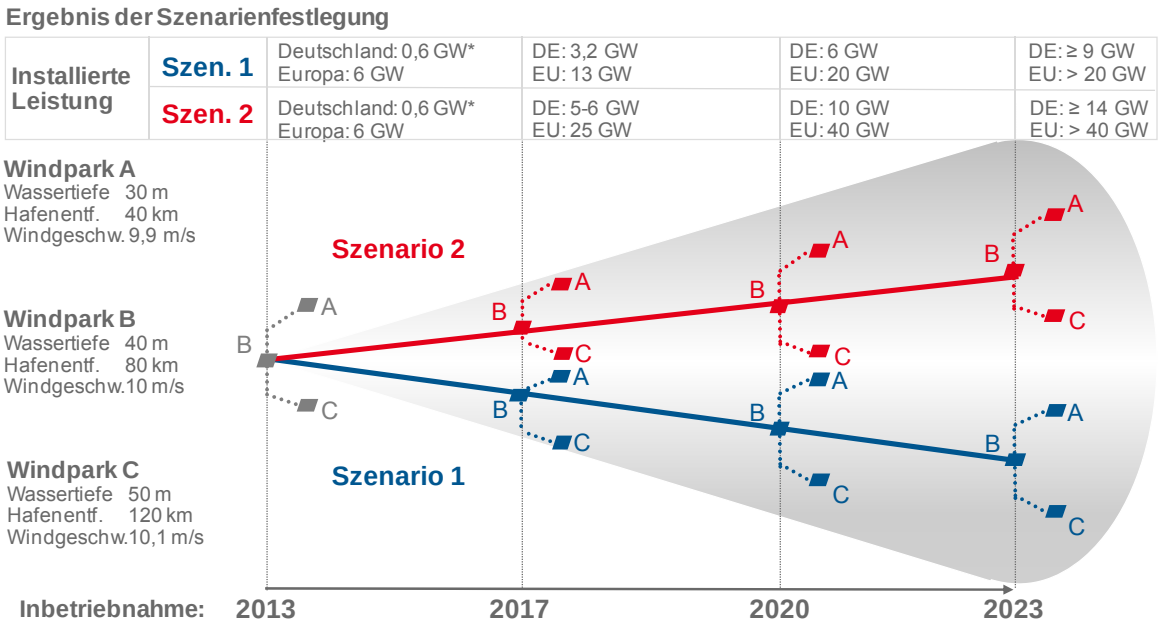


Quellen: [Prognos/Fichtner], eigene Darstellung

2.4 Die Szenarien und Fälle

(1) In der vorliegenden Studie wurden verschiedene Ausbauszenarien, Inbetriebnahmezeitpunkte, Standorte sowie Anlagen- und Windparkkonfigurationen untersucht (vgl. Abbildung 6).

Abbildung 6: Untersuchungsdesign/ Szenarienübersicht



Quelle: [Prognos/Fichtner], eigene Darstellung;

(2) **Ausbauszenarien**

Die Studie untersucht die Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland bis zum Jahr 2023 in **zwei Ausbauszenarien**.

Szenario 1 beschreibt einen moderaten Ausbaupfad mit mindestens 9 GW kumulierter installierter Leistung in Deutschland und über 20 GW innerhalb von Europa bis zum Jahr 2023. Es ist gekennzeichnet durch ein langfristig stabiles **Marktumfeld**.

In **Szenario 2** wird mit mindestens 14 GW installierter Leistung bis zum Jahr 2023 in Deutschland und über 40 GW in gesamt Europa gerechnet. Dies entspricht den aktuellen politischen Zielsetzungen für Deutschland und die EU. Für diesen ambitionierten Ausbaupfad wird unterstellt, dass sämtliche technischen Kostensenkungspotenziale ausgeschöpft und ein **optimales regulatorisches und wettbewerbliches Marktumfeld** geschaffen werden. Dies schließt einen erweiterten europäischen Gesamtmarkt mit

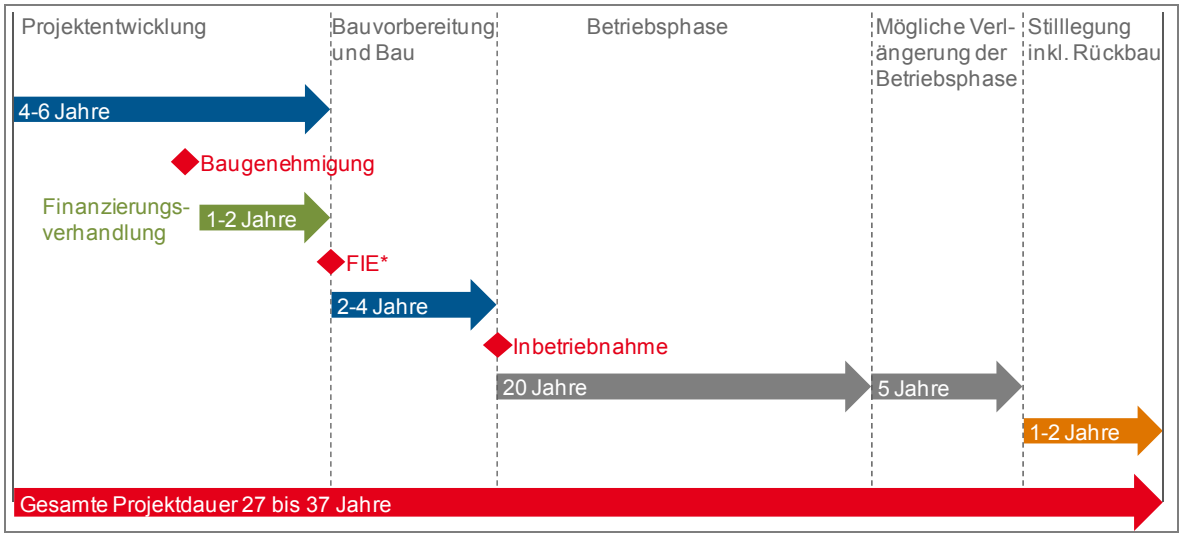
ein, der eine schnellere Entwicklung neuer und größerer Turbinen und Fundamentstrukturen erlaubt.

Das Ausbauszenario 1 stellt zum heutigen Zeitpunkt das wahrscheinlichere Szenario dar, sofern sich die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Offshore-Windenergie nicht grundlegend verändern. Szenario 2 hingegen bildet eine zukünftige Entwicklung ab, in der sich die Rahmenbedingungen für den weiteren Offshore-Ausbau hinsichtlich sämtlicher Einflussfaktoren optimal entwickeln.

(3) **Inbetriebnahmezeitpunkte**

Die Studie untersucht in beiden Ausbauszenarien die Investitions- und Betriebskosten sowie die jährliche Energieproduktion zu vier verschiedenen Inbetriebnahmezeitpunkten: 2013, 2017, 2020 und 2023. Der Inbetriebnahmezeitpunkt 2013 soll einen repräsentativen Überblick über die Kostensituation der kürzlich ans Netz angeschlossenen Windparks geben. Legt man die marktüblichen Planungszeiträume und Fristen zu Grunde, so erfolgte die Planungs- und Investitionsentscheidungen für diese Windparks im Zeitraum 2006 bis 2010; der Baubeginn erfolgte 2011/2012. Derzeit werden Finanzierungen gesichert und Investitionsentscheidungen für Windparks getroffen, die etwa im Jahr 2017 in Betrieb genommen werden sollen. Mit Baubeginn für diese Anlagen ist in den nächsten zwei Jahren zu rechnen. Dieser zeitliche Vorlauf gilt für die späteren Inbetriebnahmezeitpunkte 2020 und 2023 gleichermaßen. Die folgende Abbildung 7 stellt den gesamten Zyklus eines Offshore-Projekts im Überblick dar. Die Darstellung verdeutlicht den langen Projektvorlauf, den ein Offshore-Windpark bis zur finalen Investitionsentscheidung und bis zur Inbetriebnahme hat.

Abbildung 7: Durchschnittlicher Zeitverlauf eines Offshore-Windpark-Projekts



*Quelle: [Prognos/Fichtner], eigene Darstellung; *FIE: Finale Investitionsentscheidung*

(4) Standorte der Windparks

Für die zwei Ausbauszenarien und die vier Inbetriebnahmezeitpunkte wird zudem die Kostenentwicklung an drei unterschiedlichen **Standorten** in der Nordsee untersucht. Die Standorte unterscheiden sich dabei hinsichtlich der durchschnittlichen Wassertiefe, der Hafenentfernung und der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit.

Standort A beschreibt einen Windpark mit einer mittleren Wassertiefe von 30 m, der 40 km vom Hafen entfernt liegt und eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 9,9 m/s[3] aufweist. Rund 70 % aller bislang bestehenden, in Bau befindlichen oder genehmigten Windparks in Deutschland besitzen ähnliche Standortvoraussetzungen wie dieser Standort A.

Standort B besitzt eine mittlere Wassertiefe von rund 40 m bei einer Hafenentfernung von 80 km und eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 10,0 m/s. Der Anteil der in den kommenden Jahren geplanten bzw. in Bau befindlichen Windparks in Deutschland, die ähnliche Voraussetzungen aufweisen, beträgt rund 30 %.

Standort C weist eine Wassertiefe von durchschnittlich 50 m, eine Hafenentfernung von 120 km und eine mittleren Windgeschwindigkeit von 10,1 m/s auf. Diese Annahmen gelten derzeit für Standor-

[3] Die mittlere Windgeschwindigkeit gilt für eine Nabenhöhe von 100 m. Dementsprechend können die mittleren Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhen unter 100 m geringer und über 100 m Nabenhöhe höher ausfallen.

te von Windparks, die sich im frühen Entwicklungsstadium befinden und sind somit für die Inbetriebnahmezeitpunkte 2013 und 2017 eher theoretischer Natur.

Da sich die Mehrheit der geplanten Windparks in der Nordsee befindet, werden mögliche Standorte in der Ostsee in dieser Studie nicht analysiert. Die **Standorteigenschaften** des küstennahen Windparks A entsprechen wie im vorherigen Abschnitt beschrieben etwa 70 % der heute genehmigten Projekte. Ab 2017 wird bis zum Jahr 2020 die Entwicklung durch den Bau der küstenferneren Windparks am Standort B dominiert. Ab 2020 werden zunehmend Projekte der weit vor der Küste liegenden Tiefwasser-Standorte C realisiert. Folglich muss bei der Interpretation der Ergebnisse kurzfristig der Fokus auf den Standort A, mittelfristig auf den Standort B und langfristig auf Standort C gelegt werden.

(5) Anlagen- und Windparkkonfigurationen

Die vorliegende Untersuchung bezieht sich nicht nur auf unterschiedliche Ausbaupfade, Standorte und Inbetriebnahmezeitpunkte, sondern berücksichtigt auch die unterschiedlichen **Anlagekonfigurationen der Windparks**. Diese beinhaltet sowohl die Windparkgröße als auch die technische Ausstattung der Einzelanlagen – insbesondere die Turbinenleistungen, Rotordurchmesser und Nabenhöhen.

Windparkgröße: Ausgehend von einer installierten **Gesamtleistung pro Park** von 320 MW (80 Turbinen mit einer Leistung von 4 MW) steigt diese in beiden Szenarien ab dem Inbetriebnahmejahr 2017 auf 450 MW und bleibt auf diesem Niveau bis 2023. Die Turbinengröße von 4 MW wird als Mittelwert **derzeit installierter** Anlagengrößen angenommen. Je Windpark werden heute in Deutschland nicht mehr als 80 Standorte genehmigt.[4] Die Festlegung der **zukünftigen Parkgröße** auf 450 MW berücksichtigt neben der Annahme einer auf 6 MW (Szenario 1) bzw. 8 MW (Szenario 2) steigenden Turbinenleistung die geplanten Kapazitäten der für den Stromtransport ans Festland geplanten HGÜ-Plattformen[5] von 900 MW. So können jeweils zwei Windparks mit 450 MW Leistung an eine HGÜ-Plattform angeschlossen werden. Je Windpark sind dann 75 (Szenario 1) bzw. 56 (Szenario 2) Anlagen installiert.

Turbinenleistung: Eine Herausforderung bei der Kostenmodellierung der Windparks sind die unterschiedlichen Turbinenleistungen der heute und in Zukunft am Markt erhältlichen Windenergieanla-

---

[4] Bislang werden in der ersten Ausbaustufe („Pilotphase“) maximal 80 Anlagen pro Windpark genehmigt.

[5] HGÜ = Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

gen. So sind derzeit von unterschiedlichen Herstellern Anlagen mit einer Leistung zwischen 2,3 MW und 6 MW erhältlich. Zukünftig werden Turbinen mit einer Leistung von bis zu 10 MW auf den Markt kommen. Um ein repräsentatives Bild des Offshore-Marktes geben zu können, wird in dieser Studie mit durchschnittlichen Turbinenleistungen von 4 MW, 6 MW und 8 MW gerechnet. Eine 4 MW-Turbine bildet einen Durchschnitt aus 2,3 MW bis 6 MW-Turbinen ab. Eine 6 MW-Turbine umfasst ein Leistungsspektrum von 5 MW bis 7,5 MW und eine 8 MW-Turbine das von 7,5 MW bis 10 MW.

Nabenhöhe und Rotordurchmesser: Neben den unterschiedlichen Leistungswerten variieren zusätzlich je nach Hersteller und Windenergieanlage die Nabenhöhe und der Rotordurchmesser. Es ist davon auszugehen, dass die Anlagen zukünftig deutlich größere Rotordurchmesser und Nabenhöhen aufweisen werden. Die Annahmen hierzu sind in Tabelle 1 und Tabelle 2 dokumentiert.

(6) Der genaue Zeitpunkt der Markteinführung neuer Turbinengenerationen ist nicht sicher einzuschätzen. Deshalb werden die beiden **Ausbauszenarien** mit **unterschiedlichen Annahmen** für die durchschnittliche Turbinenleistung, den Rotordurchmesser und die Nabenhöhe für die verschiedenen Inbetriebnahmezeitpunkte berechnet.

In Szenario 1 werden im Jahr 2013 insgesamt 80 Anlagen mit jeweils 4 MW errichtet. Aufgrund der anschließend mit 450 MW größeren Parkgröße werden ab dem Jahr 2017 durchgängig 75 Anlagen mit 6 MW-Turbinen installiert. Die Nabenhöhe der Windenergieanlagen steigt im Szenario 1 von heute 90 m bis zum Jahr 2023 auf 105 m. Der Rotordurchmesser wird sich dabei von derzeit 120 m auf dann 164 m vergrößern. Dadurch kann eine höhere Energieerzeugung pro Anlage erzielt werden. Tabelle 1 gibt einen detaillierten Überblick zu den Annahmen für die Parkkonfiguration im Szenario 1.

Tabelle 1: Anlagen- und Parkkonfiguration Szenario 1

	Szenario 1				
Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m
2017	75	6 MW	450 MW	100 m	145 m
2020	75	6 MW	450 MW	100 m	154 m
2023	75	6 MW	450 MW	105 m	164 m

Quelle: [Prognos/Fichtner], eigene Darstellung

Im Ausbauszenario 2 werden im Jahr 2013 ebenfalls 80 Anlagen mit jeweils 4 MW errichtet. Im folgenden Inbetriebnahmejahr 2017 werden 75 Anlagen mit 6 MW-Turbinen installiert. Ab dem Jahr 2020 wird mit der Markteinführung der 8 MW-Klasse gerechnet. Bei einer Fixierung der Parkgröße auf rund 450 MW werden somit 56 Anlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 8 MW pro Park installiert. Die Nabenhöhe der Windenergieanlagen wächst im Szenario 2 von heute rund 90 m auf 115 m im Jahr 2023. Der Rotordurchmesser wird sich dabei von derzeit 120 m auf 178 m im Jahr 2023 vergrößern. Tabelle 2 zeigt die Annahmen der genauen Anlagen- und Parkkonfiguration von Ausbauszenario 2.

Tabelle 2: Anlagen- und Parkkonfiguration Szenario 2

	Szenario 2				
Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m
2017	75	6 MW	450 MW	100 m	145 m
2020	56	8 MW	450 MW	110 m	164 m
2023	56	8 MW	450 MW	115 m	178 m

Quelle: [Prognos/Fichtner], eigene Darstellung

(7) Neben den hier dargestellten Anlagen- und Parkkonfigurationen wurde zusätzlich in zwei **Sensitivitätsberechnungen** die Auswirkungen unterschiedlicher Turbinengrößen (Szenario 1a und 2a) sowie eine Verlängerung der Betriebslaufzeit der Windparks von 20 auf 25 Jahre auf die Stromgestehungskosten untersucht. Die Ergebnisse dieser Sensitivitätsbetrachtung können dem Kapitel 3.6 entnommen werden.

2.5 Methode zur Berechnung der Stromgestehungskosten

(1) Basierend auf den Investitions-, Betriebs- und Stilllegungskosten[6] (CAPEX und OPEX) der einzelnen Standorte und Inbetriebnahmezeitpunkte sowie der jeweiligen jährlichen Energieerzeugung können die **Stromgestehungskosten** der betrachteten Fälle berechnet werden. Die jeweiligen Kostensenkungspotenziale bis zum Jahr 2023 drücken sich in sinkenden Stromgestehungskosten aus. Grundlegende Annahmen werden im Folgenden beschrieben.

(2) **Annahmen zu den Kosten**

Für diese Untersuchung sind – entlang der gesamten Wertschöpfungskette – für den deutschen Markt verifizierte Ergebnisse erarbeitet worden. Hierfür wurde ein **zweistufiges Verfahren** durchgeführt.

Im ersten Schritt wurden sämtliche Annahmen zur Kostenentwicklung der CAPEX- und OPEX-Bestandteile sowie zur jährlichen Energieerzeugung der einzelnen Standorte und Szenarien durch die Experten der Fichtner Gruppe getroffen und mit detaillierten Kalkulationen unterlegt.[7] Basierend auf diesen Annahmen wurden die Stromgestehungskosten berechnet. Sämtliche Kosten und Stromgestehungskosten werden – falls nicht ausdrücklich anders gekennzeichnet – **in realen Werten mit dem Basisjahr 2012** angegeben (in Euro_{2012}).

Die Kosten in dieser Studie werden als spezifische Kosten angegeben. Diese unterscheiden sich von den absoluten Kosten dahingehend, dass die spezifischen Kosten pro MW Turbinenleistung angegeben werden, die absoluten sich jedoch in der Regel auf die gesamten Kosten für eine Anlage bzw. für eine Komponente beziehen. Die spezifischen Kosten aller ausgewiesenen Komponenten einer Offshore-Windenergieanlage werden durch eine Leistungssteigerung der Turbine in der Regel deutlich reduziert. Ausschlaggebend hierfür ist, dass sich die spezifischen Kosten in den Berechnungen immer auf die Leistung der Turbine (MW) beziehen. Eine Verdoppelung der durchschnittlichen Turbinenleistung von 4 MW auf 8 MW führt bei den anderen Komponenten zwar oft zu einer Erhöhung der absoluten Kosten, aber nicht zu einer Verdoppelung. Durch diesen Effekt sinken die spezifischen Kosten beim

---

6 Die Stilllegungskosten beinhalten sämtliche für den Rückbau der Anlagen notwendigen Kosten.

7 Nähere Angaben zu Annahmen die u. a. in die Berechnungen eingeflossen sind, können dem Anhang 6.4 entnommen werden.

Umstieg auf größere Turbinen für zahlreiche andere Kostenblöcke entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Die Ergebnisse dieser ersten Modellierung wurden in **Interviews** mit Experten – die entlang der gesamten Wertschöpfungskette tätig sind – sowie in einem separaten **Finanzierungsworkshop** verifiziert. Insgesamt sind 24 Industrieunternehmen und Projektfinanzierer befragt worden. Basierend auf den Unternehmensangaben wurden die unterstellten Kostenentwicklungen zum Teil überarbeitet und die Stromgestehungskosten erneut berechnet. Die Teilnehmer der Experteninterviews und des Finanzierungsworkshops können dem Anhang 6.1 entnommen werden.

(3) Die **Investitions- und Betriebskosten** für Offshore-Windenergieanlagen umfassen folgende Kostenbestandteile:

- **Zertifizierungs- und Genehmigungskosten**: Hierzu zählen sämtliche im Vorfeld anfallenden Kosten, die notwendig sind, um alle erforderlichen Genehmigungen für die Errichtung eines Windparks zu erhalten. Darunter fallen z. B. Kosten für die Bodenuntersuchung, den Kampfmitteluntersuchung, Umwelt- und Windgutachten. Des Weiteren müssen für den Bau eines Windparks alle Komponenten und deren Hersteller zertifiziert sein. Betreiber bzw. Investoren beauftragen dafür eigene Zertifizierungsunternehmen, die den gesamten Produktionsablauf überwachen. Hinzu kommen in diesem Kostenblock Projektentwicklungs- und Projektmanagementkosten sowie die Kosten für den Versicherungsschutz während der Errichtungsphase.

- **Technologiekosten**: Die Technologiekosten umfassen die Investitionskosten für die Turbine (Gondel und Rotor), die Tragstruktur (Turm und Fundament), die Kabelkosten für den Anschluss der Offshore-Windenergieanlagen sowie das parkinterne Umspannwerk. Diese Kosten wurden durch die Offshore-Experten von Fichtner ermittelt. In die Berechnungen sind neben detaillierten Kenntnissen von aktuellen deutschen und europäischen Windparkprojekten auch differenzierte standortspezifische Annahmen eingeflossen, wie beispielsweise die Stahlmengen für die Komponenten.

- **Installationskosten**: Die Installationskosten beinhalten alle Kosten für die Errichtung des Offshore-Windparks. Hierzu zählen die Kosten für die Vorbereitung des Baugrundes sowie die Kosten für die Installation von Fundament, Turm, Turbine, Kabeln und parkinternem Umspannwerk und die dafür notwendige Logistik. Auch die Kosten für die Kampfmittelräumung, für Schallschutz und Umweltmonitoring zählen zu diesem Bereich.

Der größte Einzelkostenblock sind Mietkosten für die Spezialschiffe, die für die unterschiedlichen Arbeitsschritte notwendig sind. Diese sind einerseits erforderlich für den Transport und die Installation der Fundamente, Türme und Turbinen. Je nach verwendetem Fundament müssen diese Schiffe darüber hinaus in der Lage sein, mit Spezialgerät die Monopiles bzw. die Pfähle der Jackets in den Meeresboden zu rammen. Auch das parkinterne Umspannwerk muss an seinen Standort transportiert und dort auf dem Fundament montiert werden. Die Kostenannahmen für diesen Bereich umfassen beispielsweise Tagespreise für die unterschiedlichen Spezialschiffe. Zudem wurden Annahmen zur Dauer der Installationsvorgänge und kalkulierte Wetterfenster während der Installationsphase getroffen.

- **Reserve für Projektrisiken**: Die Technologiekosten eines Windparks sind in der Regel über Verträge festgelegt und können somit gut geplant werden. Da die Installation der Komponenten jedoch stark von hinreichend guten Wetterbedingungen und weiteren äußeren Faktoren abhängt, können durch schlechtes Wetter hohe ungeplante Kosten auftreten. In der Regel trägt der Auftraggeber das Wetterrisiko bei der Reservierung der Spezialschiffe. Wenn während einer geplanten Installationsphase die Wetterverhältnisse ein Errichten der Anlagen verhindern, fallen die Kosten für die Schiffsmiete dennoch an.

  Darüber hinaus treten bei neuen Turbinentypen während der Installation oftmals ungeplante Hindernisse auf, welche die Installation verzögern können. Um solche ungeplanten Mehrkosten abdecken zu können, müssen hierfür Rückstellungen eingeplant werden. Diese orientieren sich pauschal an der Höhe der gesamten Investitionskosten. Im Jahr 2013 beträgt sie 15 % der gesamten Investitionskosten. Der Anteil reduziert sich im Laufe der Zeit durch Lernkurveneffekte im Bereich der Installation auf 10 %. Beim erstmaligen Einsatz größerer Turbinen bleibt der Anteil jedoch auf dem Niveau des vorherigen Installationszeitpunktes.

  Wenn beispielsweise im Jahr 2017 zum ersten Mal eine 6 MW-Turbine installiert wird, bleibt der Anteil bei 15 %. Im Jahr 2020 bei der erneuten Verwendung der 6 MW-Turbine im Ausbauszenario 1 sinkt der Anteil auf 13 % und im Jahr 2023 auf 10 %. Im Szenario 2 bleibt der Anteil bis zum Jahr 2020 konstant bei 15 %, da nach der 6 MW-Anlage im Jahr 2017 eine 8 MW-Turbine im Jahr 2020 installiert wird. Erst im Jahr 2023 reduziert sich der Anteil bei der erneuten Verwendung der 8 MW-Anlage auf 13 %.

- **Betriebs- und Wartungskosten**: Damit ein Windpark kontinuierlich Strom produzieren kann, muss er regelmäßig ge-

wartet werden. Dazu inspizieren Techniker jede einzelne Anlage zyklisch und überwachen sie mit geeigneter Technik von Land aus. Hierbei kommen spezielle Sensoren zum Einsatz, die unterschiedlichste Faktoren einzelner kritischer Bauteile ständig überwachen und die Messdaten an eine Kontrollzentrale schicken. Da ein Bauteil trotz regelmäßiger Wartung und Überwachung ausfallen kann, fallen zusätzlich ungeplante Kosten an.

Auch für diesen Kostenblock sind umfangreiche Annahmen zu den Tagespreisen der Wartungsschiffe sowohl bei einem land- als auch seegestützten Wartungskonzept getroffen worden. Zudem wurden Kostenschätzungen für den Einsatz einer Wohnplattform vorgenommen.

Des Weiteren müssen bei den Betriebskosten auch die Versicherungskosten für die Anlagen berücksichtigt werden.

- **Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau**: Die Eigentümer eines Windparks sind verpflichtet, Rückstellungen für den Rückbau zu bilden. Ohne diese Rückstellungen wird die Genehmigung zum Betrieb nicht erteilt.
  Da bislang kaum Erfahrungen für den Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen vorliegen, mussten diese geschätzt werden. Dazu wurde folgendes Konzept verwendet: Zunächst wurden die Kosten für den Rückbau einer Anlage untersucht. Diese betragen ungefähr 30 % der ursprünglichen Installationskosten. Für den Rückbau werden erneut Spezialschiffe mit einer hohen Tagesmiete benötigt. Zunächst müssen dabei die Rotorblätter, die Gondel und der Turm demontiert werden. Anschließend werden die Monopiles bzw. die Pfähle der Jackets mit Spezialgerät einige Meter unterhalb des Meeresbodens abgeschnitten, verladen und ans Festland zurück transportiert. Je nach Standort verbleiben also unterschiedlich hohe Reststahlmengen im Meeresboden. Mit dem zurückgewonnenen Stahl können durch den Verkauf als Stahlschrott zusätzliche Erlöse erzielt werden. Über die Annahme des nutzbaren Anteils der ursprünglich verwendeten Stahlmenge und einem konstanten Schrottpreis von rund 250 Euro/Tonne können die Erlöse aus dem Verkauf ermittelt werden, welche die Rückbaukosten reduzieren.

(4) **Annahmen zur Energieerzeugung**

Für jeden Standort und jede Anlagenkonfiguration wurden basierend auf empirischen Windmessdaten[8] und den bisherigen Erfah-

[8] U.a. von den Windmessplattformen in der Nordsee FINO1 und FINO3.

rungen mit bestehenden Offshore-Projekten die zu erwartenden durchschnittlichen jährlichen **Brutto- und Netto-Stromerträge** berechnet. Eine wesentliche Rolle bei diesen Berechnungen spielen die durchschnittlichen jährlichen Windgeschwindigkeiten auf den jeweiligen Nabenhöhen sowie die Rotordurchmesser. Je größer der Rotordurchmesser und die Nabenhöhe sind, desto größer fallen auch die Brutto-Stromerträge aus. Die Brutto-Stromerträge wurden anhand von detaillierten Leistungskennlinien für spezifische Rotordurchmesser, Nabenhöhe (Hellmann-Exponent von 0,14) und Turbinenleistung modelliert. Den jeweiligen Standorten wurde zudem eine Weibull-Verteilung mit den k-Parameter von 2,175 für Standort A sowie 2,250 für Standort B und C unterlegt. Wartungsarbeiten und ungeplante Ausfälle reduzieren die Stromerzeugung ebenso wie die internen und externen Abschattungsverluste sowie die elektrischen und sonstigen Verluste.

Die ersten Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee, insbesondere die Anlagen im Windpark alpha ventus, erreichen ca. 4.500 Volllaststunden und liegen damit über den Erwartungen von ca. 4.100 Volllaststunden. Allerdings weisen diese Parks bisher keine Umbauung auf. Zusätzlich ist alpha ventus mit 12 Anlagen ein vergleichsweise kleiner Windpark mit geringen internen Abschattungsverlusten. Die zukünftigen Windparks werden größer ausfallen sowie von mehreren Seiten umbaut sein und somit diese relativen Vorteile nicht mehr aufweisen.

Die **externen Abschattungsverluste** durch benachbarte Windparks vergrößern sich, je mehr ein Windpark durch andere Windparks umbaut ist. Die Anordnung der Windparks in festgelegten Clustern, was Vorteile bei der Netzanbindung mit sich bringt, erhöht zukünftig die externen Abschattungsverluste. Simulationsergebnisse zeigen, dass im Jahr 2023 die externen Abschattungsverluste zwischen 7 % (Szenario 1) und 9,5 % (Szenario 2) liegen. Die Clusteranordnung reduziert den Handlungsspielraum zur Minimierung von externen Abschattungsverlusten in Deutschland deutlich, da Projektentwickler hier nicht auf weiter entfernt liegende Flächen ausweichen können.

Die **internen Abschattungsverluste** der Windparks werden langfristig trotz der geringer werdenden Anlagenanzahl ebenfalls zunehmen. Durch wachsende Rotordurchmesser sinkt der relative Abstand zwischen den Anlagen in Bezug auf den Rotordurchmesser. Die internen Abschattungsverluste liegen zwischen 9,75 % und 11 % des Brutto-Windertrags.

Das Resultat dieser Berechnung ist die durchschnittliche jährliche Netto-Stromerzeugung der Anlagen für die jeweilige Standort- und Parkkonfiguration, die in die Berechnung der Stromgestehungskosten einfließt.

(5) **Berechnung der Stromgestehungskosten**

Mit Hilfe der spezifischen Stromgestehungskosten (€/MWh) können die Kosten der Stromerzeugung unterschiedlicher Erzeugungstechnologien, aber auch unterschiedlicher Projekte innerhalb einer Erzeugungstechnologie miteinander verglichen werden. In dieser Studie werden die Stromgestehungskosten der drei unterschiedlichen Windparkstandorte in den zwei Ausbauszenarien berechnet und verglichen.

Stromgestehungskosten (SGK) bilden die **finanzmathematischen Durchschnittskosten** über den Nutzungszeitraum der Erzeugungsanlage ab. Sie berechnen sich wie folgt:

$$SGK = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

SGK	Stromgestehungskosten in $Euro_{2012}$/MWh
I_0	Investitionsausgaben in Euro
A_t	Jährliche Betriebskosten in Euro im Jahr t
M_{el}	Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in MWh
i	Realer kalkulatorischer Zinssatz in % (hier WACC)
n	Wirtschaftliche Nutzungsdauer (20 Jahre)
t	Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, …n)

Die Stromgestehungskosten (SGK) werden bei dieser Berechnung gebildet aus der Summe der Barwerte der jährlichen Betriebskosten und den Investitionsausgaben dividiert durch den Barwert der gesamten Stromerzeugung über die Nutzungsdauer von 20 Jahren.

Die Stromgestehungskosten sind nicht gleichzusetzen mit für die Wirtschaftlichkeit von Projekten erforderlichen Vergütungshöhen beispielsweise aus dem EEG. Die Vergütung im EEG bezieht sich jeweils auf Teilzeiträume der Gesamtprojektlaufzeit (Anfangsvergütung und Grundvergütung). Zudem sind die Vergütungssätze im EEG nominaler Natur, wohingegen die Stromgestehungskosten real (inflationsbereinigt) berechnet werden.

(6) **Realer kalkulatorischer Zinssatz – WACC**

Insbesondere bei **kapitalintensiven** Techniken wie der **Offshore-Windenergie** haben die Kapitalkosten einen hohen Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Der reale kalkulatorische Zinssatz, mit dem die jährlichen Betriebskosten und die Stromerzeugung diskontiert werden, wird in der vorliegenden Studie durch den gewichteten Kapitalkostensatz bzw. WACC (Weighted Average Cost

of Capital) dargestellt. Die Kapitalkosten über den Projektzeitraum setzen sich gewichtet nach den Anteilen aus Eigenkapitalverzinsung (EK) und Fremdkapitalverzinsung (FK) mit unterschiedlichen Risikoprofilen zusammen:

$$WACC = \mathrm{FK}_{\mathrm{Anteil}} * \mathrm{FK}_{\mathrm{Rendite}} + \mathrm{EK}_{\mathrm{Anteil}} * \mathrm{EK}_{\mathrm{Rendite}}$$

(7) Der Kapitalbedarf beim Bau eines Offshore-Windparks ist groß. Gleichzeitig bestehen im Vergleich zu anderen Investitionsprojekten z.B. im Bereich ausgereifter Techniken an Land größere Risiken bei der Realisierung. Diese Risiken führen zu höheren Zinssätzen. Für große Investitionsprojekte existieren grundsätzlich **zwei verschiedene Finanzierungskonzepte**. Die Vorhaben können entweder konzern- oder projektfinanziert sein.

Bei der **Konzernfinanzierung** beschafft der Konzern das für ein Projekt benötigte Fremdkapital zu den Konditionen, die der gesamte Konzern hat. Weil der Konzern in seinem Portfolio neben risikoreicheren auch über risikoarme Investitionen verfügt, kann er im Vergleich zu Projekten mit hohen Risiken insgesamt günstigere Fremdfinanzierungskonditionen realisieren. Das Projekt erhält somit in der Regel günstigere Konditionen im Gegensatz zur direkten Beschaffung des Fremdkapitals für ein spezifisches Offshore-Projekt durch eine Projektgesellschaft.

Bei der **Projektfinanzierung** hängt hingegen die Höhe der Fremdkapitalzinsen direkt vom Projektrisiko ab. Die Projektgesellschaft beschafft das Kapital selbst mit Hilfe von Banken oder über Anleihen oder andere Instrumente.

Dieser Studie liegt das Konzept der Projektfinanzierung zu Grunde. Die im Finanzierungsworkshop getroffenen Annahmen wurden auf die Projektfinanzierung ausgelegt. Signifikant unterschiedliche Ergebnisse für die Kapitalkosten zwischen der Projekt- und Konzernfinanzierung werden von den Experten aufgrund der derzeitigen Situation am Kapitalmarkt nicht erwartet.

(8) Über den Betrachtungszeitraum dieser Studie **sinken die Kapitalkosten** bis zur Inbetriebnahme von Anlagen im Jahr 2023 um mehr als 2 %-Punkte. Die **Reduktion der Risikoprofile** ist wesentlicher Treiber der Senkung der Kapitalkosten und kompensiert die steigenden Einstandszinsen aufgrund der Erholung des Kapitalmarktes nach der Beendigung der europäischen Staatschuldenkrise.

Erstens **sinkt die Eigenkapitalanforderung** der Fremdkapitalgeber von 35 % auf 25 %. Dies führt umgekehrt zur Erhöhung der Fremdkapitalquote von 65 % auf 75 % und damit verbunden zum

„Leverage-Effekt“. Weil Fremdkapital in der Regel zu geringeren Renditeanforderungen in die Finanzierung eingebracht werden kann als Eigenkapital, sorgt die Verringerung der Eigenkapitalquote für eine Senkung der gewichteten Kapitalkosten. Fremdkapitalgeber sind jedoch nur bei sinkenden Projektrisiken bereit geringere Eigenkapitalquoten zu akzeptieren.
Zweitens **sinken die Marktmargen** aufgrund der günstigeren Risikobewertung von Offshore-Projekten im Bereich der **Fremdfinanzierung** deutlich.
Drittens sorgen die sinkenden **projektspezifischen Risiken** für geringere Risikoaufschläge im Bereich der **Eigenkapitalfinanzierung**. Eine Differenzierung der Kapitalkosten zwischen den **Szenarien** wird nicht vorgenommen.

Trotz des höheren Kapitalbedarfs im Szenario 2 bei schnellerem Marktwachstum gehen wir davon aus, dass bei einem florierenden Markt der Wettbewerb zwischen den Fremdkapitalgebern zu sinkenden Margen für die Banken führt und somit die Fremdkapitalkosten gleich bleiben. Auf der Seite des Eigenkapitals werden ebenfalls keine Liquiditätsengpässe bei Investoren unterstellt. Folglich bleiben die Kapitalkosten in beiden Szenarien auf gleichem Niveau (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Entwicklung des realen kalkulatorischen Zinssatzes (WACC) in beiden Szenarien

Inbetriebnahme	**2013**	**2017**	**2020**	**2023**
WACC, nominal (vor Steuern)	9,85%	9,19%	8,67%	7,68%
WACC, real (vor Steuern)	7,85%	7,19%	6,67%	5,68%
Fremdkapital-Anteil (FK)	65%	65%	70%	75%
Eigenkapital-Anteil (EK)	35%	35%	30%	25%

Quelle: [Prognos/Fichtner], eigene Darstellung

3 Kostenentwicklung und Stromerzeugung

Die zugrunde gelegten Wachstumsszenarien, Inbetriebnahmezeitpunkte, Standorte sowie Anlagen- und Windparkkonfigurationen bestimmen die Stromgestehungskosten der Offshore-Windkraft. Im folgenden Kapitel werden die Annahmen zur zukünftigen Entwicklung der Kosten, des Windertrags an den jeweiligen Standorten A (Kapitel 3.1), B (Kapitel 3.2) und C (Kapitel 3.3) und die daraus resultierenden Stromgestehungskosten (Kapitel 3.4) erläutert. Kapitel 3.5 erörtert den Einfluss von Risiko- und Finanzierungskosten auf die Stromgestehungskosten. Die Auswirkungen unterschiedlicher Turbinengrößen und der Verlängerung der Parkbetriebsdauer von 20 auf 25 Jahre auf die Stromgestehungskosten werden in Kapitel 3.6 als Sensitivität diskutiert. Eine differenzierte Darstellung der Ursachen für die in Kapitel 3 ermittelte Kostensenkung erfolgt im Anschluss in Kapitel 3

3.1 Standort A

(1) Der Standort A mit einer Hafenentfernung von 40 km und einer Wassertiefe von 30 m entspricht im Wesentlichen den **Standortparametern der heute im Bau befindlichen Windparks**. Sowohl alpha ventus als auch die in Bau befindlichen Windparks Borkum West II, Meerwind Süd-Ost sowie Nordsee Ost erfüllen am ehesten diese Standorteigenschaften.[9] Folgender Tabelle 4 kann die genaue Konfiguration des Standortes entnommen werden. Sie gibt einen Überblick zu den heute und in Zukunft erwarteten Anlagenkonzepten hinsichtlich Anlagenanzahl und -leistung, den Nabenhöhen und Rotordurchmessern der Anlagen, ihrer Gründung und des Wartungskonzepts (Operation & Maintenance – O&M).

[9] Anlagenkonfiguration und Kosteneigenschaften dieser Projekte können von den hier dargestellten Kosten abweichen.

Tabelle 4: Standortkonfiguration Windpark A

	Szenario 1						
Windpark A Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser	Gründung	O&M Konzept
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m	MP	Land
2017	75	6 MW	450 MW	100 m	145 m	MP	Land
2020	75	6 MW	450 MW	100 m	154 m	MP	Land
2023	75	6 MW	450 MW	105 m	164 m	MP	Land
	Szenario 2						
Windpark A Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser	Gründung	O&M Konzept
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m	MP	Land
2017	75	6 MW	450 MW	100 m	145 m	MP	Land
2020	56	8 MW	450 MW	110 m	164 m	JK	Land
2023	56	8 MW	450 MW	115 m	178 m	JK	Land

Quelle: [Prognos/Fichtner]; MP – Monopile, JK – Jacket

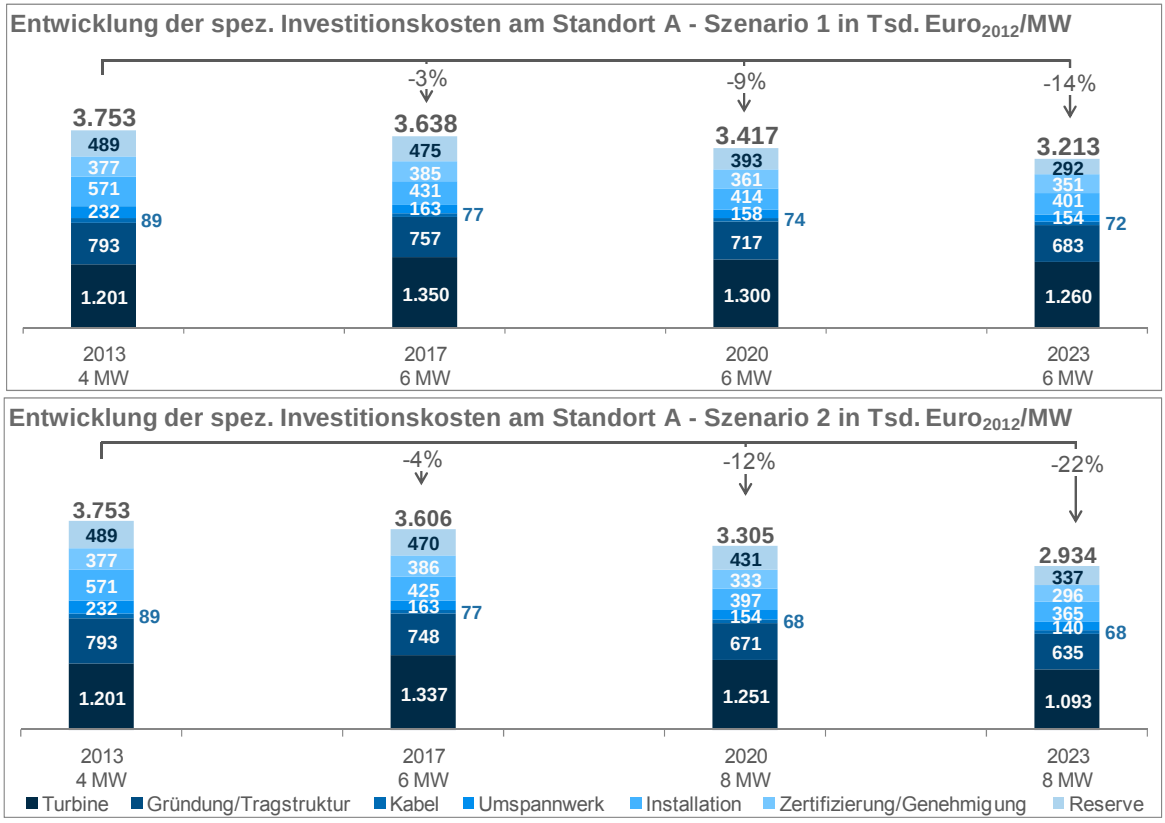
3.1.1 Investitionskosten

(1) Die **Gesamt-Investitionskosten** setzen sich zusammen aus den **Technologiekosten** von Turbine, Tragstruktur, Kabel und Umspannwerk, den **Installationskosten** für die genannten Komponenten, den Kosten für die **Genehmigung und Zertifizierung** sowie aus den **Rückstellungen** für die Absicherung von Investitionsrisiken. In den folgenden Ausführungen werden sie jeweils als **spezifische Kosten**, bezogen auf 1 MW installierte Leistung, dargestellt.

Für den **Standort A** werden die spezifischen Investitionskosten im **Szenario 1** von insgesamt rund 3.750 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf rund 3.210 Tausend Euro/MW im Jahr 2023 sinken. Dies entspricht einem **Rückgang um 14 %**.

Durch den verstärkten Wettbewerb und die höhere Lernkurve werden sich die spezifischen Investitionskosten im **Szenario 2** bis zum Jahr 2023 **um 22 %** auf rund 2.930 Tausend Euro/MW reduzieren. Abbildung 8 fasst die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten in beiden Szenarien zusammen.

Abbildung 8: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten am Standort A



Quelle: [Prognos/Fichtner]

Technologiekosten

(2) Die Technologiekosten beinhalten die Investitionskosten für die Turbine (Generator, Rotor etc.), die Tragstruktur der Windkraftanlage (Fundament und Turm), die Kabelverbindungen zwischen der Windkraftanlage und dem parkeigenem Umspannwerk sowie die Kosten für das Umspannwerk.

(3) **Turbine**

Der Trend in der Windkraftnutzung geht auch im Offshore-Bereich hin zu größeren Rotordurchmessern, mit denen höhere Volllaststunden und Brutto-Stromerträge erreicht werden.

In der Folge steigen im **Szenario 1** die spezifischen Investitionskosten für die Turbine von heute rund 1.200 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 1.260 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Mit der Vergrößerung der Rotordurchmesser und dem Technologiewechsel von 4 MW- auf 6 MW-Turbinen erhöhen sich die Kosten zwischen-

zeitlich sogar auf 1.350 Tausend Euro/MW. Kurzfristig bis 2017 wirkt sich besonders die Leistungssteigerung des Generators preissteigernd aus. Längerfristig bis 2023 beeinflusst in erster Linie die Erhöhung des Rotordurchmessers von 120 m auf 164 m das höhere Kostenniveau im Jahr 2023. Aufgrund der deutlich wachsenden Anforderungen an Technik und Leistungsfähigkeit bietet die Turbine somit langfristig nur begrenzte Einsparpotenziale. Die höheren Kosten werden jedoch durch die steigenden Brutto-Stromerträge mehr als kompensiert. Die Entwicklung von neuen Turbinen wird auch mit dem Ziel eines geringeren Aufwandes für Transport, Installation, Betrieb und Wartung vorangetrieben. Dadurch hat die Turbine trotz des begrenzten eigenen Kostensenkungspotenzials eine große Bedeutung für die Kostensenkung in anderen Bereichen der Wertschöpfungskette.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 nach einem Zwischenhoch auf rund 1.090 Tausend Euro/MW. Durch die zweifache Leistungssteigerung der Turbine von 4 MW auf 6 MW im Jahr 2017 und von 6 MW auf 8 MW im Jahr 2020 bei einer gleichzeitigen Vergrößerung des Rotordurchmessers von 120 m im Jahr 2013 auf 164 m im Jahr 2020 steigen die spezifischen Investitionskosten zunächst. Langfristig (2023) macht sich – trotz einer weiteren Vergrößerung der Rotordurchmesser auf 178 m – der verstärkte Wettbewerb durch den Markteintritt verschiedener Turbinenhersteller auch aus dem asiatischen Raum bemerkbar. Zudem wird durch den im Vergleich zum Szenario 1 schnelleren Ausbau der Offshore-Energie in Deutschland und Europa die Lernkurve schneller durchlaufen. Dies führt dazu, dass die Investitionskosten für die Turbine im Jahr 2023 mit 1.090 Tausend Euro/MW knapp 10 % unter dem Ausgangsniveau von 2013 liegen. Die **spezifischen Kosten** aller ausgewiesenen **anderen Komponenten** der Anlagen werden zusätzlich durch eine Leistungssteigerung der Turbine in der Regel **deutlich reduziert**. Ausschlaggebend hierfür ist, dass sich die spezifischen Kosten in den Berechnungen immer auf die Leistung der Turbine (MW) beziehen. Eine Verdoppelung der durchschnittlichen Turbinenleistung von 4 MW auf 8 MW führt bei den anderen Komponenten zwar oft zu einer Erhöhung der absoluten Kosten, aber nicht zu einer Verdoppelung. Durch diesen Effekt sinken die spezifischen Kosten beim Umstieg auf größere Turbinen für zahlreiche andere Kostenblöcke entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

(4) **Tragstruktur**

Die Investitionskosten für das Fundament und den Turm hängen im Wesentlichen von der Wassertiefe des Standorts und der Größe der Anlage ab. Bis zu einer Wassertiefe von 30 m und einer Anlagengröße von bis zu 6 MW können derzeit Monopiles eingesetzt werden. In näherer Zukunft ist es auch denkbar, Monopiles bis zu einer Wassertiefe von 40 m einzusetzen. Werden die zu

tragenden Lasten aufgrund von größeren Turbinen zu hoch, müssen Jackets als Fundament verwendet werden. Die spezifischen Investitionskosten betragen derzeit rund 790 Tausend Euro/MW.

Im **Szenario 1** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 auf rund 680 Tausend Euro/MW. Da im Szenario 1 maximal 6 MW-Turbinen installiert werden, können zu allen Inbetriebnahmezeitpunkten die kostengünstigen Monopiles verwendet werden. Zwar steigen deren absolute Kosten pro Anlage aufgrund des größeren Materialbedarfs und Fertigungsaufwandes von Monopiles für 6 MW-Anlagen, durch die gleichzeitige Leistungssteigerung von 4 MW auf 6 MW im Jahr 2017 gehen die spezifischen Investitionskosten jedoch zurück. Ursache für den weiteren Rückgang der Kosten ist vor allem die steigende Nachfrage und die damit verbundene kontinuierliche Produktion von Monopiles. Diese vermeidet bei den Herstellern Stillstandskosten, die bei einer weniger kontinuierlichen Auslastung anfallen. Durch die Verwendung von 6 MW-Turbinen erhöht sich die Nabenhöhe und damit auch der Turm von heute 90 m bis zum Jahr 2023 auf 105 m. Die Kosten des höheren Materialverbrauchs werden dabei durch Lernkurveneffekte und Serienfertigung in der Produktion kompensiert.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 bis auf 635 Tausend Euro/MW. Insbesondere die zusätzliche Leistungssteigerung von 6 MW auf 8 MW pro Anlage führt zu einem starken Rückgang der spezifischen Kosten im Jahr 2020. Ab diesem Zeitpunkt werden in diesem Szenario am Standort A aufgrund der schweren Lasten der Turbine Jackets als Fundamente eingesetzt. Die Dimensionen und Materialanforderungen von Monopiles für 8 MW-Turbinen sind wirtschaftlich nicht darstellbar. Zwar wäre es möglich, Monopiles mit besonders dicken Wandstärken auch für 8 MW-Turbinen herzustellen. Dies ist jedoch technisch sehr anspruchsvoll. Zweitens würden die Ausmaße und das Gesamtgewicht beim Transport und bei der Installation die Wirtschaftlichkeit gegenüber Jackets in Frage stellen. Desweiteren gilt es für Monopiles dieser Dimensionen die Auswirkungen auf die Lebensdauer durch anfallende Ermüdungslasten, Eigenfrequenzen etc. detailliert in der Design- und Genehmigungsphase zu evaluieren. Die absoluten Kosten für die gesamte Tragstruktur steigen allerdings, weil einerseits die Herstellung von Jackets oftmals teurer ist und andererseits im Jahr 2020 im Szenario 2 die Nabenhöhe und somit auch der Turm 110 m erreichen. Aufgrund des stärkeren Wettbewerbs durch den Markteintritt neuer Hersteller im Szenario 2 liegen die Kosten für die Tragstruktur und den Turm dennoch unterhalb der Kosten in Szenario 1.

(5) **Kabel**

Die spezifischen Investitionskosten für die Kabel sinken im **Szenario 1** von 89 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 72 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Bedingt durch den Einsatz von größeren Generatoren werden zukünftig größere Leiterquerschnitte für die Kabel benötigt, die den erzeugten Strom zum parkinternen Umspannwerk transportieren. Der Mehrbedarf an Leitermaterialien führt zu einer absoluten Kostensteigerung, die durch den Sprung von 4 MW auf 6 MW jedoch bei den spezifischen Kosten kompensiert wird. Hinzu kommt, dass die kontinuierliche Nachfrage im Szenario 1 in Zukunft die Kabelbezugskosten reduziert.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 auf 68 Tausend Euro/MW und liegen somit geringfügig niedriger als im Szenario 1. Der größere Kabelbedarf, ausgelöst durch den stärkeren Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen, ermöglicht eine effizientere Kabelproduktion und somit niedrigere Kosten. Wenngleich die absoluten Kosten pro Anlage durch den abermals größeren Leitungsquerschnitt der 8 MW-Anlagen ab dem Jahr 2020 steigen, gehen die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 um rund 25 % zurück. Bei der Verwendung von 8 MW-Anlagen sinkt die notwendige Anlagenanzahl für einen Windpark (450 MW) gegenüber einer Auslegung mit 6 MW-Anlagen von 75 auf 56. Zwar werden für die Verbindung der Anlagen untereinander durch den größeren Abstand längere Kabel benötigt, insgesamt überwiegt allerdings der Einspareffekt aus der geringeren Anlagenanzahl. Engpässe in der Verfügbarkeit von Kabelproduktionskapazitäten, wie gegenwärtig auf dem Markt zu beobachten, werden dabei nicht unterstellt, weil zu erwarten ist, dass bei einem kontinuierlichen Marktwachstum die Kapazitäten auch durch neue Wettbewerber bedarfsgerecht erweitert werden.

(6) **Parkeigenes Umspannwerk**

Die spezifischen Investitionskosten für das parkeigene Umspannwerk sinken im **Szenario 1** von rund 230 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 154 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Dieser Rückgang resultiert vor allem aus der Erhöhung der Parkgröße von 320 MW im Jahr 2013 auf 450 MW im Jahr 2023. Da zurzeit rund 70 % der Gesamtkosten auf den schiffbaulichen Bereich der Plattform und die Tragstruktur entfallen, führt die Kapazitätserweiterung nicht zu einer Steigerung der absoluten Kosten. Langfristig sinken die absoluten Kosten für die Plattform aufgrund von Lernkurveneffekten, Optimierungen der Fundamentstruktur und die unterstellte Serienfertigung bis zum Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 auf 140 Tausend Euro/MW. Insbesondere die Einführung von flächendeckenden Standards für das Plattformdesign

sowie im elektrotechnischen Bereich führt im Vergleich zum Szenario 1 zu einer stärkeren Kostensenkung für die Jahre 2020 und 2023. Zusätzlich kann im Szenario 2 mit einem verstärkten Wettbewerb durch weitere neue Marktteilnehmer gerechnet werden, wohingegen Szenario 1 von einem eingeschränkten Markt ausgeht.

Installationskosten

(7) Neben den Technologiekosten für die einzelnen Komponenten fallen für die **Installation** von Turbine, Tragwerk, Kabeln und parkeigenem Umspannwerk weitere Kosten an.

Im **Szenario 1** sinken die zusammengefassten spezifischen Kosten für die Installation von rund 570 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf knapp 400 Tausend Euro/MW.

Im **Szenario 2** gehen diese spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 365 Tausend Euro/MW und damit deutlich stärker zurück. Die Gründe für den Rückgang werden im Folgenden für die einzelnen Komponenten dargestellt.

(8) **Turbine**

Der Rückgang der Installationskosten bei der Errichtung der Turbinen wird besonders durch die Verbesserung der Logistik realisiert. Größere und schnellere Installationsschiffe, die bereits derzeit bei den entsprechenden Werften in Auftrag gegeben werden, stehen in naher Zukunft zur Verfügung und können wetterunabhängiger installieren. Sie werden den größten Anteil an der Kostenreduzierung haben. Zusätzlich sinken die spezifischen Kosten pro MW installierter Leistung durch die Leistungssteigerung der Turbinen. Praktisch wird im Jahr 2023 eine 6 MW-Turbine eine vergleichbare Errichtungszeit erreichen wie heute eine durchschnittliche 4 MW-Turbine. Die absoluten Kosten für einen Installationsvorgang im **Szenario 1** steigen bis 2023 zwar von 520 Tausend Euro auf 570 Tausend Euro pro Turbine, spezifisch sinken diese jedoch von 130 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 95 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Dies entspricht einem Rückgang von 30 %.

Im **Szenario 2** sind die Lernkurveneffekte durch den verstärkten Zubau noch deutlicher. Gleichzeitig kommen bis zum Jahr 2023 8 MW-Turbinen zum Einsatz. Die absoluten Kosten pro Anlage steigen daher von 520 Tausend Euro im Jahr 2013 bis zum Jahr 2023 auf 720 Tausend Euro je Turbine. Die spezifischen Kosten reduzieren sich im gleichen Zeitraum von 130 Tausend Euro/MW jedoch auf 90 Tausend Euro/MW.

(9) **Tragstruktur**

Auch die Installationskosten für die Tragstruktur werden durch die positiven Effekte innerhalb der maritimen Logistik beeinflusst. Darüber hinaus kommen in den nächsten Jahren neue Verfahren zur Installation von Monopiles und Jackets zum Einsatz. Besonders das aufwendige Rammen von Monopiles könnte beispielsweise durch Bohren oder Vibration abgelöst werden und würde die Installation von Monopile - Transition Piece Verbindungen mit Flanschen anstatt Groutverbindungen erlauben. Positiver Nebeneffekt dabei wäre die Reduzierung der Schallemissionen beim Installationsvorgang. Eine Reduktion der kostspieligen Schallschutzmaßnahmen wäre damit ebenfalls verbunden.

Die spezifischen Installationskosten für die Tragstruktur sinken im **Szenario 1** von 286 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf rund 200 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Neben den bereits erwähnten Effekten durch die Leistungssteigerung von 4 MW auf 6 MW führen sowohl die neuen Installationsverfahren als auch die leistungsfähigeren Schiffe zu einer Reduzierung der spezifischen Kosten. Die Installation der Türme erfolgt zumeist gemeinsam mit den Turbinen. Größere Schiffe sorgen dafür, dass zukünftig pro Ausfahrt mehr Anlagen transportiert werden können. Dadurch können auch günstige Wetterfenster zur Installation effektiver ausgenutzt werden. Entsprechend sinken die Kosten für Ausfallzeiten.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf rund 175 Tausend Euro/MW und liegen damit unterhalb der Kosten aus Szenario 1. Diese weitere Kostensenkung wird durch ein größeres Angebot an Spezialschiffen bis 2023 begründet.

(10) **Kabel**

Die spezifischen Kosten zur Verlegung der Kabel sinken im **Szenario 1** von rund 100 Tausend Euro/MW auf 73 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Der Rückgang wird sowohl durch die Reduzierung von 80 Anlagen auf 75 Anlagen pro Windpark als auch durch die Vergrößerung der Turbinen ausgelöst. Gleichzeitig senkt die im Laufe der Zeit gesammelte Erfahrung die Risiken, beispielsweise für Kabelrisse bei der Kabelverlegung und anderer Beschädigungen durch externe Einflüsse.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 69 Tausend Euro/MW. Der größere Rückgang wird vor allem durch den verstärkten Markteintritt neuer Marktteilnehmer, größeren Wettbewerb und größere Lerneffekte hervorgerufen.

(11) **Parkeigenes Umspannwerk**

Ähnlich wie bei der Turbine verhält sich die Entwicklung bei der Installation des Umspannwerks. Durch die Vergrößerung des Windparks sinken im **Szenario 1** die spezifischen Installationskosten von 54 Tausend Euro/MW auf 35 Tausend Euro/MW. Zusätzlich hat die Verbesserung der Logistik und der Schiffskapazitäten einen reduzierenden Einfluss auf die absoluten Kosten.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 etwas stärker bis auf 31 Tausend Euro/MW. Der zusätzliche Rückgang wird durch die vereinfachte Installation von standardisierten Umspannwerken verursacht. Diese ermöglichen es, neben der Fabrikation auch die Installation zu beschleunigen. Des Weiteren wird durch neue Plattformkonzepte, wie beispielsweise schwimmende und mittels ausfahrbaren Standbeinen („Jack-up-System“) selbsterrichtende Umspannwerke, eine schnellere und von großen Installationsschiffen unabhängige Installation erreicht. Die dadurch gewonnene Zeit, die Möglichkeit kleinere und günstigere Schiffe sowie optimale Wetterfenster zu nutzen, reduzieren die Installationskosten.

Zertifizierungs- und Genehmigungskosten

(12) Die spezifischen Zertifizierungs- und Genehmigungskosten sinken im **Szenario 1** durch die Leistungssteigerung der Turbinen von 4 MW auf 6 MW von 377 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 351 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Zusätzlich können die notwendigen Prozesse im Bereich der Zertifizierung und Genehmigung durch Lernkurveneffekte optimiert werden.

Im **Szenario 2** gehen die spezifischen Kosten stärker auf 296 Tausend Euro/MW zurück. Neben der zusätzlichen Vergrößerung der Turbinenleistung auf 8 MW kann eine Einigung aller Beteiligter (Industrie, Betreiber und Zertifizierer) auf einheitliche Zertifizierungsstandards den derzeitigen Aufwand und damit auch die Kosten reduzieren.

Reserve für Projektrisiken

(13) Im **Szenario 1** sinkt die spezifische Reserve von rund 490 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf knapp 290 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Da die Reserve als Anteil an den restlichen Investitionskosten berechnet wird, reduziert sich diese zum einen durch die insgesamt sinkenden Investitionskosten (absolute Reserve). Durch den einmaligen Wechsel von 4 MW auf 6 MW im Jahr 2017 geht andererseits der Anteil der Reserve von 15 % im Jahr 2013 auf 10 % im Jahr 2023 zurück (relative Reserve).

Im **Szenario 2** reduziert sich die Reserve bis zum Jahr 2023 auf rund 340 Tausend Euro/MW. Trotz der geringeren Investitionskosten liegen die Kosten damit über den Kosten im Vergleich zum Szenario 1. Aufgrund des Wechsels von 6 MW- auf 8 MW-Anlagen im Jahr 2020 reduziert sich der Anteil der Reserve an den gesamten Investitionskosten nur von 15 % im Jahr 2013 auf 13 % im Jahr 2023. Die neue Anlagentechnik erfordert eine höhere Reserve für ungeplante Risiken während der Projektrealisierung.

3.1.2 Betriebskosten

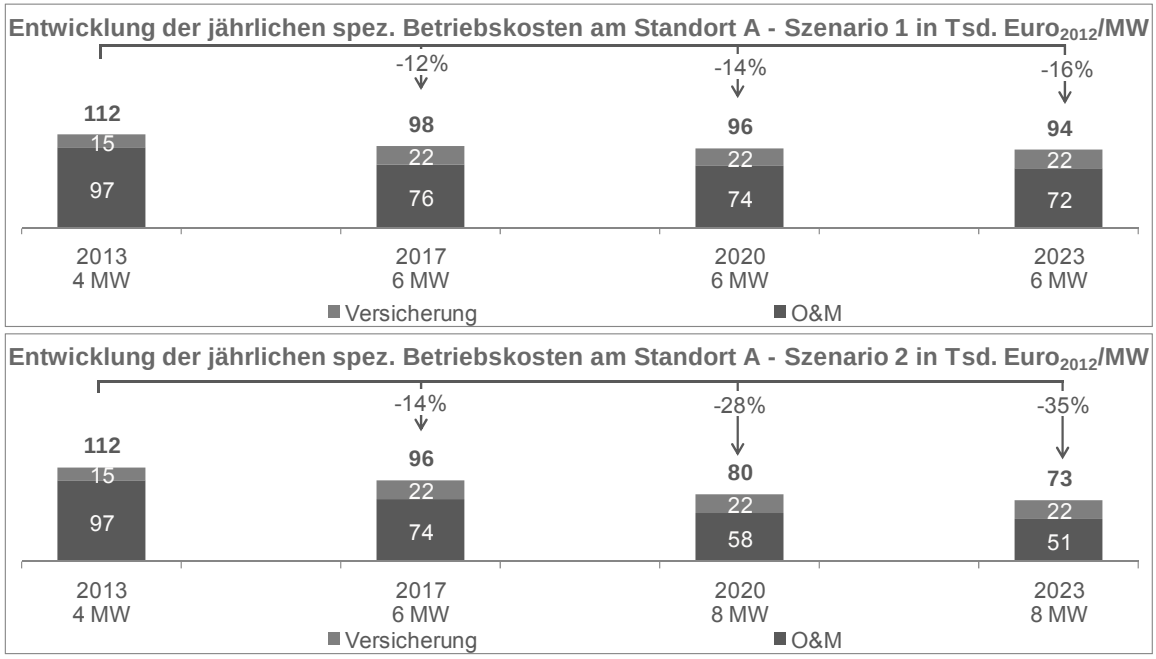
(1) Neben den Investitionskosten haben die Betriebskosten einen **großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit** der Offshore-Windenergie. Die Höhe der spezifischen Betriebs- und Wartungskosten (O&M) hängt im Wesentlichen von der Entfernung des Windparks zur Küste ab. Je weiter ein Park entfernt ist, desto länger ist der Weg für die Wartungsschiffe. Ab einer gewissen Entfernung lohnt sich eine landgestützte Wartung der Windparks nicht mehr und seegestützte Wartungskonzepte werden wirtschaftlicher. Ausgehend von Versorgungs- und Unterkunftsschiffen bzw. von Wohnplattformen werden die Wartungsarbeiten durchgeführt.

Bei Standort A mit nur 40 km Hafenentfernung wird auf **landgestützte Konzepte** zurückgegriffen. Weitere Einflussfaktoren auf die spezifischen Betriebskosten sind neben der Leistungssteigerung der Turbinen und der dadurch realisierbaren Reduzierung von Anlagenstandorten auch die Verbesserung der Logistikkonzepte und die höhere Verfügbarkeit von schnelleren und modernen Schiffen. Die spezifischen Versicherungskosten werden ab dem Jahr 2017 konstant angesetzt.

Die spezifischen Betriebskosten sinken im **Szenario 1** von 112 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 94 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen jährlichen Betriebskosten bis zum Jahr 2023 noch stärker bis auf 73 Tausend Euro/MW. Abbildung 9 kann die Entwicklung der jährlichen Betriebskosten entnommen werden.

Abbildung 9: Entwicklung der spezifischen jährlichen Betriebskosten Standort A



Quelle: [Prognos/Fichtner]

(2) Kurzfristig sinken in beiden Szenarien durch Vergrößerung der Leistung von 4 MW- auf 6 MW-Turbinen die spezifischen Betriebskosten. Dieser Effekt tritt im Szenario 2 im Jahr 2020 bei einer weiteren Erhöhung der Turbinenleistung von 6 MW auf 8 MW erneut auf. Durch den verstärkten Einsatz von betreiberübergreifenden Wartungskonzepten sinken die absoluten Betriebskosten im Szenario 2 längerfristig stärker. Die Nutzung gemeinsamer Flotten- und Logistikinfrastruktur (Lande- und Betankungsmöglichkeiten für Helikopter, Schiffe, Materiallager, Rettungs- und Sicherheitskonzepte) kann dabei helfen, die Kosten zu reduzieren. In Szenario 2 ist schneller mit dem Markteintritt von spezialisierten Wartungsunternehmen zu rechnen, die wesentliche Verschleißteile für Anlagen in Vor-Ort-Depots zur Verfügung haben, um somit kostspielige ungeplante Ausfallzeiten der Anlagen zu reduzieren.

3.1.3 Stromerzeugung

(1) Die Stromerzeugung einer Offshore-Windenergieanlage wird von vielen Faktoren beeinflusst. Neben der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit am Standort spielen die Turbinenleistung, der Rotordurchmesser, die Nabenhöhe und die internen und externen Abschattungsverluste wichtige Rollen. Eine Vergrößerung des Rotordurchmessers führt generell zu einer Erhöhung der Stromerzeugung. Mit einer größeren Turbinenleistung kann der absolute Energieertrag einer Anlage ebenfalls erhöht werden. Auf

der anderen Seite steigen die parkinternen Abschattungsverluste bei größeren Rotordurchmessern und gleichzeitiger Beibehaltung der Abstände zwischen den Anlagen. Durch wachsende Rotordurchmesser sinkt der relative Abstand zwischen den Anlagen in Bezug auf den Rotordurchmesser. Die externen Abschattungsverluste durch benachbarte Windparks vergrößern sich, je mehr ein Windpark durch andere Windparks umbaut ist. Dies gilt vor allem für die Bebauung in der Hauptwindrichtung. Die Anordnung der Windparks in festgelegten Clustern, was Vorteile bei der Netzanbindung mit sich bringt, erhöht zukünftig die externen Abschattungsverluste (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5: Abschattungsverluste Windpark A

	Szenario 1					
Windpark A						
Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Rotor-durchmesser	Abschattungsverluste			
			Gesamt	Intern	Extern	Umbaute Seiten
2013	80	120 m	13,50%	9,75%	3,75%	1,25
2017	75	145 m	14,50%	9,75%	4,75%	1,50
2020	75	154 m	16,50%	10,25%	6,25%	2,00
2023	75	164 m	17,75%	10,75%	7,00%	2,25
	Szenario 2					
Windpark A						
Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Rotor-durchmesser	Abschattungsverluste			
			Gesamt	Intern	Extern	Umbaute Seiten
2013	80	120 m	13,50%	9,75%	3,75%	1,25
2017	75	145 m	14,50%	9,75%	4,75%	1,50
2020	56	164 m	17,25%	9,25%	8,00%	2,50
2023	56	178 m	19,50%	10,00%	9,50%	3,00

Quelle: [Prognos/Fichtner]

(2) Im **Szenario 1** steigt die spezifische Brutto-Stromerzeugung von 4.967 MWh/MW im Jahr 2013 um rund 10 % auf 5.471 MWh/MW im Jahr 2023. Die Netto-Stromproduktion erhöht sich im gleichen Zeitraum um knapp 6 % von 3.888 MWh/MW auf 4.114 MWh/MW (vgl. Abbildung 10).

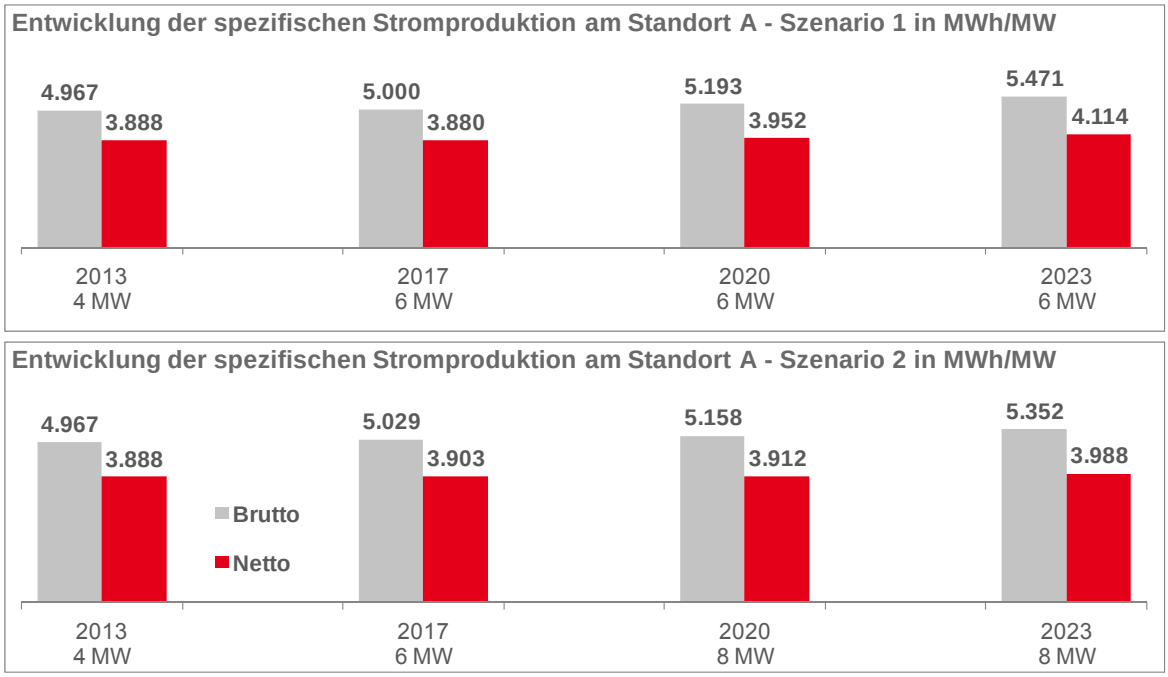
Kurzfristig bleiben sowohl die spezifische Brutto- als auch die spezifische Netto-Stromproduktion nahezu konstant. Die absolute Netto-Stromproduktion erhöht sich jedoch durch die Leistungssteigerung der Turbine von 4 MW auf 6 MW. Durch die stetige Vergrößerung der Rotordurchmesser auf bis zu 164 m und die wachsende Nabenhöhe von 90 m auf 105 m im Jahr 2023 steigt die spezifische Brutto-Stromproduktion auf 5.471 MWh/MW. Größere Rotor-

durchmesser steigern jedoch auch gleichzeitig die internen Abschattungsverluste, so dass die Erhöhung des Bruttowindertrags durch größere Rotoren und höhere Anlagen teilweise durch steigende Abschattungsverluste kompensiert wird. Deswegen erhöht sich die Netto-Stromproduktion nur auf 4.114 MWh/MW.

Im **Szenario 2** erhöht sich die spezifische Brutto-Stromerzeugung um knapp 8 % auf 5.352 MWh/MW. Die Netto-Stromproduktion steigt um rund 3 % auf 3.988 MWh/MW. Folgende Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der spezifischen Stromerzeugung für beide Szenarien.

Sowohl die Brutto- als auch die Netto-Stromerzeugung liegen durch eine kontinuierliche Verbesserung sämtlicher Bauteile der Turbine bereits kurzfristig leicht über den Werten von Szenario 1. Mit der Einführung der 8 MW-Turbine im Jahr 2020 unterschreitet die spezifische Stromerzeugung allerdings geringfügig den entsprechenden Wert aus Szenario 1. Ursache hierfür ist das bessere Rotor-zu-Generator-Verhältnis der 6 MW-Anlage im Vergleich zur 8 MW-Anlage. Dieses Verhältnis ist ausschlaggebend für eine optimale Ausnutzung des Windes. Dennoch liegt die Brutto-Stromerzeugung der einzelnen Anlage im Jahr 2023 mit 5.352 MWh/MW deutlich über der Brutto-Stromerzeugung im Jahr 2013. Ursache hierfür sind steigende interne und vor allem steigende externe Abschattungsverluste durch die stärkere Umbauung der Windparks bei einem schnelleren Ausbau der Technik. So erhöht sich die Netto-Stromproduktion bis zum Jahr 2023 nur um 3 % auf 3.988 MWh/MW.

Abbildung 10: Entwicklung der spezifischen Stromerzeugung am Standort A



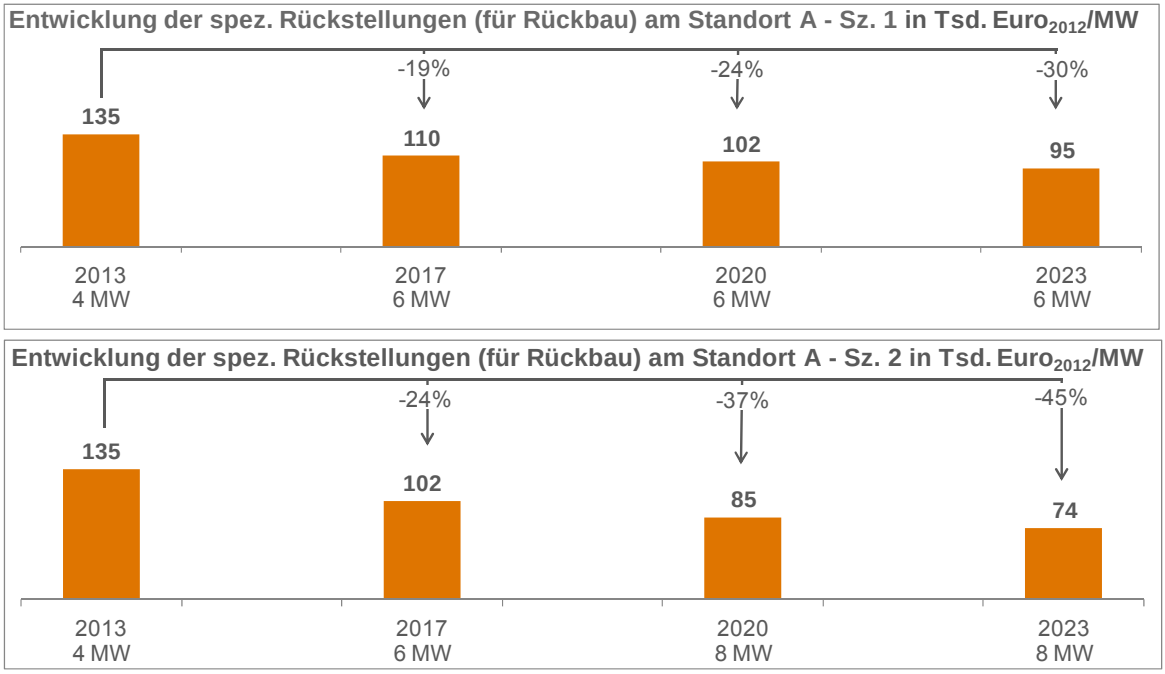
Quelle: [Prognos/Fichtner]

(3) Durch die mit 56 Anlagen pro Windpark geringere Anzahl und das daraus resultierende bessere Abstandsverhältnis, liegen die internen Abschattungsverluste im Szenario 2 mit 10,0 % leicht unter denen von Szenario 1 mit 10,75 %. Allerdings werden durch den schnelleren Ausbau der Offshore-Windenergie in Szenario 2 die einzelnen Windparks stärker umbaut. Daher übersteigen die externen Abschattungsverluste im Szenario 2 mit 9,5 % die von Szenario 1 mit 7,0 %. Dennoch bieten die 6 MW-Anlagen in Szenario 1 mit 164 m ein deutlich besseres Rotor-zu-Generator-Verhältnis als die 8 MW-Anlagen mit 178 m in Szenario 2. Daher ist die spezifische Netto-Stromproduktion in Szenario 1 mit 4.114 MWh/MW rund 3 % größer als im Szenario 2. Die absolute Stromerzeugung in Szenario 2 ist jedoch höher.

3.1.4 Rückstellungen für den Rückbau

(1) Die Höhe der Rückstellungen für den Rückbau bzw. die Stilllegung wird zukünftig abnehmen. So reduzieren sich die spezifischen Kosten für den Rückbau im Szenario 1 von 135 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 95 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Im Szenario 2 sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 74 Tausend Euro/MW. Abbildung 11 fasst die Entwicklung der beiden Szenarien zusammen.

Abbildung 11: Entwicklung spezifischen Rückstellungen für Rückbau Standort A



Quelle: [Prognos/Fichtner]

(2) Die **spezifischen Stilllegungskosten** reduzieren sich hauptsächlich durch den Wechsel auf größere Turbinen. Allerdings gibt es bislang kaum Erfahrungen mit dem Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen. Dennoch kann analog zu anderen Baumaßnahmen davon ausgegangen werden, dass ab dem Jahr 2030, wenn die ersten Offshore-Windparks stillgelegt werden, bereits auf den Rückbau spezialisierte Unternehmen mit entsprechend optimierter Logistik im Markt aktiv sein werden. Auch bei der Deinstallation ist mit Lernkurveneffekten zu rechnen, so dass die spezifischen Rückbaukosten für die Windparks, die im Jahr 2023 in Betrieb genommen werden niedriger sein werden als bei den früher realisierten Projekten. In Szenario 2 gehen die spezifischen Rückbaukosten, aufgrund des stärkeren Ausbaus und der damit höheren Anzahl von Windparks, stärker zurück. Eine deutlich höhere Zahl an Wettbewerbern wird stärkere Kostensenkungen auslösen.

3.2 Standort B

(1) Die Eigenschaften von Standort B mit einer Hafenentfernung von 80 km und einer Wassertiefe von 40 m gelten derzeit nur – und auch nur teilweise – für den in der Fertigstellung befindlichen Windpark BARD Offshore 1. Der Windpark Global Tech I ist zurzeit im Bau. Weitere genehmigte Projekte entsprechen den Kriterien von Standort B. Abgesehen von BARD Offshore 1 sollte mit einer frühesten Inbetriebnahme solcher Parks im Jahr 2017 gerechnet werden. Tabelle 6 kann die Konfiguration des Standortes entnommen werden. Sie unterscheidet sich von der Konfiguration des Standortes A (vgl. Kapitel 3.1) durch die Art der Gründung und das Betriebs- und Wartungskonzept (O&M). Hier sind Anpassungen aufgrund der Wassertiefe und Hafenentfernung notwendig.

Tabelle 6: Standortkonfiguration Windpark B

	Szenario 1						
Windpark B Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser	Gründung	O&M Konzept
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m	JK	SB
2017	75	6 MW	450 MW	100 m	145 m	JK	SB
2020	75	6 MW	450 MW	100 m	154 m	MP	SB
2023	75	6 MW	450 MW	105 m	164 m	MP	SB
	Szenario 2						
Windpark B Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser	Gründung	O&M Konzept
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m	JK	SB
2017	75	6 MW	450 MW	100 m	145 m	JK	SB
2020	56	8 MW	450 MW	110 m	164 m	JK	SB
2023	56	8 MW	450 MW	115 m	178 m	JK	SB

Quelle: [Prognos/Fichtner]; MP – Monopile, JK – Jacket; SB – sea based / seegestützt

(2) Die Darstellung der Kosten und der Stromerzeugung für den Standort B folgt der für den Standort A aufgestellten Systematik. Unterschiede in den Ergebnissen sind das Resultat abweichender Standortbedingungen und des Zusammenspiels verschiedener Kosteneinflussfaktoren.

3.2.1 Investitionskosten

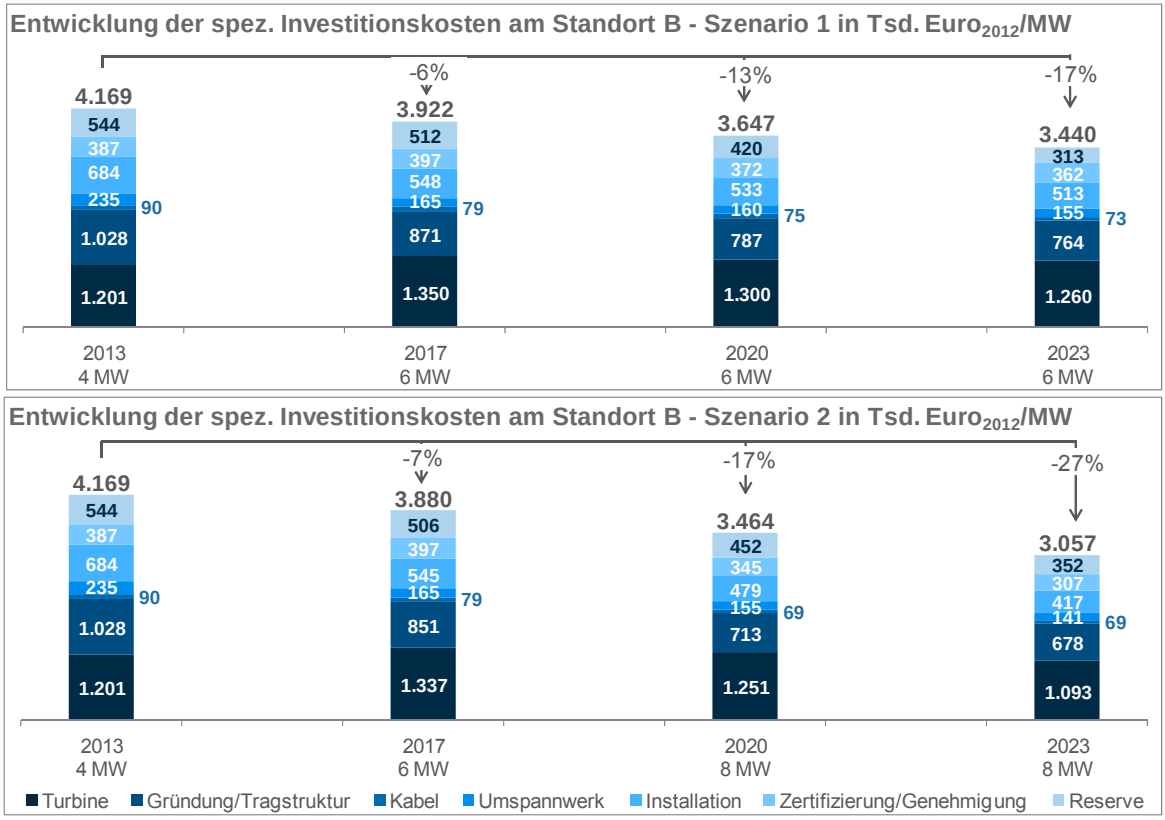
(1) Aufgrund der anspruchsvolleren **Standortbedingungen** liegen die **Gesamt-Investitionskosten** für den **Standort B** sowohl kurz- als auch langfristig über denen des **Standorts A**.

Im **Szenario 1** werden für den Standort B die spezifischen Gesamt-Investitionskosten von insgesamt rund 4.170 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 3.440 Tausend Euro/MW im Jahr 2023 sinken. Dies entspricht einem Rückgang der spezifischen Investitionskosten um 17 %.

Durch den verstärkten Wettbewerb und die höhere Lernkurve werden sich die spezifischen Investitionskosten im **Szenario 2** bis zum Jahr 2023 sogar um 27 % auf rund 3.060 Tausend Euro/MW reduzieren.

Der **stärkere Rückgang** der spezifischen Investitionskosten **im Vergleich zum Standort A** wird insbesondere durch die Verbesserung der maritimen Logistik, aber auch durch Skaleneffekte im Bereich der Tragstruktur begründet. Zwar verursacht die größere Wassertiefe besonders bei den Fundamenten höhere Materialkosten. Die Optimierung und die Lernkurveneffekte im Bereich der Produktion überkompensieren jedoch den Mehraufwand durch höhere Tonnagen an Stahl. Die verbesserten Logistik-Konzepte und schnelleren Schiffe haben zudem bei der größeren Hafenentfernung am Standort B größere Auswirkungen als am Standort A. Abbildung 12 fasst die Entwicklung der spezifischen Gesamt-Investitionskosten in beiden Szenarien zusammen.

Abbildung 12: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten am Standort B



Quelle: [Prognos/Fichtner]

Technologiekosten

(2) Die Technologiekosten umfassen die in Abbildung 12 dargestellten Investitionskosten für die Turbine, die Gründung/Tragstruktur, die Kabelverbindungen zwischen der Windkraftanlage und dem parkeigenen Umspannwerk sowie die Kosten für das Umspannwerk.

(3) **Turbine**

Da die **Turbinenkosten** unabhängig vom Standort der Anlage anfallen, **unterscheiden sich** diese **nicht von den Kosten am Standort A**.

Die spezifischen Investitionskosten für die Turbine steigen im **Szenario 1** von heute rund 1.200 Tausend Euro/MW auf 1.260 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 nach einem Zwischenhoch auf rund 1.090 Tausend Euro/MW. Skaleneffekte und Optimierung sowie Auslastung der Fer-

tigung kompensieren auch in diesem Szenario die aufwendigere Technik.

(4) **Tragstruktur**

Weil die Investitionskosten für das Fundament und den Turm unter anderem von der **Wassertiefe** des Standorts abhängen, unterscheiden sich die absoluten Investitionskosten für die Tragstruktur am Standort B von den Kosten am Standort A. Sie liegen mit 1.028 Tausend Euro/MW im Ausgangsjahr mehr als **30 % über den Kosten am Standort A**. Mit einer Wassertiefe von 40 m am Standort B kommen derzeit gemäß den Modellannahmen **nur Jackets** als Fundamente zum Einsatz. Die Branche geht allerdings davon aus, dass mittelfristig ab dem Jahr 2020 für 6 MW-Anlagen bei dieser Wassertiefe auch andere Gründungskonzepte verfügbar sein werden.

Die spezifischen Investitionskosten für die Tragstruktur sinken im **Szenario 1** von rund 1.030 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 764 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Kurzfristig werden die spezifischen Kosten durch die Skaleneffekte bei dem Sprung von 4 MW auf 6 MW positiv beeinflusst. Auch für diesen Standort gilt, dass eine kontinuierliche Produktion von Fundamenten die Kosten zusätzlich senkt. **Ab** dem Jahr **2020** werden im Szenario 1 für die 6 MW-Anlagen gemäß Modellannahmen **Monopiles** eingesetzt. Bis 2020 erreichen sie für die 6 MW-Anlagen trotz des großen Materialbedarfs für Monopiles in dieser Größe einen geringfügigen Kostenvorteil gegenüber Jackets. Auch an diesem Standort erhöht sich die Nabenhöhe und damit auch der Turm von heute 90 m bis zum Jahr 2023 auf 105 m, wobei der erhöhte Materialverbrauch durch Lernkurveneffekte in der Produktion kompensiert wird.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten für die Tragstruktur bis zum Jahr 2023 auf rund 680 Tausend Euro/MW. In diesem Szenario ergeben sich besonders im Jahr 2020 erneute Skaleneffekte durch den Wechsel von 6 MW- auf 8 MW-Anlagen. Durch den Markteintritt neuer Hersteller sinken die Kosten bis zum Jahr 2023 weiter. Die Nabenhöhe in Szenario 2 steigt bis zum Jahr 2023 auf 115 m bei 8 MW-Turbinen. Der Einsatz der 8 MW-Turbinen ab 2020 erfordert bis zum Jahr 2023 **unverändert Jackets** als Fundamente. Die Mehrkosten für den erhöhten Materialverbrauch werden durch Optimierung der Produktionsprozesse ausgeglichen.

(5) **Kabel**

Die spezifischen Investitionskosten für die Kabel, mit denen die Anlagen an das parkinterne Umspannwerk angeschlossen werden, sinken im Szenario 1 von 90 Tausend Euro/MW im Jahr 2013

auf 73 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Damit liegen die Kosten für die Kabel **am Standort B** insgesamt immer **geringfügig über den Kosten am Standort A**. Dies wird hauptsächlich durch die größere Wassertiefe verursacht.

Im Szenario 2 sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 auf 69 Tausend Euro/MW und liegen somit leicht unter den Kosten von Szenario 1. Größere Lerneffekte, steigende Auslastungen in den Produktionsfabriken bei größeren installationszahlen und ein verstärkter Wettbewerb in Szenario 2 kennzeichnen auch hier die Entwicklung gegenüber Szenario 1.

(6) **Parkeigenes Umspannwerk**

Die spezifischen Investitionskosten für das parkeigene Umspannwerk sind für den Standort B **geringfügig höher als** die Kosten **am Standort A**. Die Fundamente müssen am Standort B aufgrund der größeren Wassertiefe größer dimensioniert werden.

Die spezifischen Kosten sinken im **Szenario 1** von rund 235 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 155 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 auf 141 Tausend Euro/MW.

Installationskosten

(7) Wegen der größeren Entfernung zum Hafen und der tieferen Gewässer fallen die Installationskosten am **Standort B** über den gesamten Zeitraum höher aus als am Standort A. Im Jahr **2013** liegen die spezifischen Kosten mit 684 Tausend Euro/MW knapp **20 % über den Kosten am Standort A**.

Im **Szenario 1** sinken die spezifischen Kosten für den Bereich der Installation von rund 684 Tausend Euro/MW auf knapp 513 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** gehen die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 deutlich stärker bis auf 417 Tausend Euro/MW zurück. Die nachfolgenden Absätze führen die Gründe für den Rückgang auf.

(8) **Turbine**

Auch der Standort B profitiert von Verbesserungen der Logistik. Mit den zukünftig größeren und schnelleren Installationsschiffen können die Installationszeiten verkürzt und mehr Turbinen während einer Ausfahrt installiert werden. Auch im Bereich der Installa-

tionskonzepte der Rotoren können beispielsweise durch die horizontale Einzelblattmontage, im Vergleich zum Transport und der Montage von ganzen Rotorsternen, deutlich mehr Rotorblätter transportiert und schneller montiert werden. Diese Konzepte steuern einen großen Anteil zur Kostenersparnis bei. Zusätzlich sinken die spezifischen Kosten pro MW installierter Leistung durch die Skaleneffekte bei größeren Turbinen. Spezifisch sinken die Installationskosten für die Turbine im **Szenario 1** von 158 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 124 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sind die Lernkurveneffekte durch den verstärkten Zubau noch größer. Gleichzeitig kommen bis zum Jahr 2023 8 MW-Turbinen zum Einsatz. Trotz eines Anstiegs der absoluten Kosten auf mehr als 850 Tausend Euro pro Anlage reduzieren sich die spezifischen Kosten im gleichen Zeitraum durch die höhere Anlagenleistung auf 107 Tausend Euro/MW.

(9) **Tragstruktur**

Die Installationskosten für die Tragstruktur werden ebenfalls durch die positiven Effekte innerhalb der maritimen Logistik beeinflusst. Die spezifischen Installationskosten für die Tragstruktur sinken im **Szenario 1** von 350 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf rund 260 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Haupttreiber dafür sind neben den bereits erwähnten Skaleneffekten durch die Leistungssteigerung von 4 MW auf 6 MW vor allem die leistungsfähigeren Schiffe. Zudem kann auf verbesserte Installationsverfahren, wie beispielsweise optimierte Bohr- oder Vibrationsverfahren für Monopiles, zurückgegriffen werden. Es ist sehr wahrscheinlich, dass bis zum Jahr 2020 durch die Vielzahl der installierten Monopiles große Lernkurveneffekte realisiert werden.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf rund 200 Tausend Euro/MW und liegen damit unterhalb der Kosten aus Szenario 1. Eine weitere Kostensenkung wird durch die erneute Leistungssteigerung von 6 MW- auf 8 MW-Anlagen und den größeren Wettbewerb im Szenario 2 erreicht.

(10) **Kabel**

Auch bei der Installation der Kabel erhöht die größere Wassertiefe am Standort B das Gesamtkostenniveau gegenüber Standort A. Der zukünftige Kostenrückgang wird durch dieselben Effekte begründet wie bei Standort A.

Die spezifischen Kosten zur Verlegung der Kabel sinken im **Szenario 1** von rund 120 Tausend Euro/MW auf 92 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 77 Tausend Euro/MW.

(11) **Parkeigenes Umspannwerk**

Mit der bereits 2017 erfolgenden Leistungssteigerung für das parkeigene Umspannwerk bei einer Vergrößerung des Windparks sinken im **Szenario 1** die spezifischen Installationskosten von 56 Tausend Euro/MW auf 39 Tausend Euro/MW. Auch die Verbesserung der Logistik durch schnellere Schiffe reduziert langfristig die absoluten Kosten deutlich.

Die stärkere Einführung von Designstandards und neuen Plattformkonzepten senkt im **Szenario 2** die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 32 Tausend Euro/MW etwas stärker. Mit der Verkürzung der Installationszeiten reduzieren sich die Nutzungszeiten der Spezialschiffe und damit auch deren Kosten.

Zertifizierungs- und Genehmigungskosten

(12) Die spezifischen Zertifizierungs- und Genehmigungskosten liegen am Standort B **geringfügig über** den Kosten am **Standort A**. Um die Bodenuntersuchungen durchführen zu können, müssen die Schiffe aufgrund der größeren Hafenentfernung länger zu den Standorten rausfahren. Dadurch steigt die Mietdauer und dementsprechend die Kosten. Gleiches gilt für die Kampfmittelräumung. Die spezifischen Zertifizierungs- und Genehmigungskosten reduzieren sich im **Szenario 1** von 387 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 362 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten stärker auf 307 Tausend Euro/MW.

Reserve für Projektrisiken

(13) Im **Szenario 1** sinkt die spezifische Reserve von rund 540 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf knapp 310 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Ausgelöst wird dieser Rückgang einerseits durch den absoluten Rückgang der Investitionskosten und durch die Reduktion der anteiligen Reserve von 15 % auf 10 % der Investitionssumme. Durch die höheren Investitionskosten am Standort B liegen die spezifischen Aufwendungen für die Reserve leicht über denen des Standorts A.

Gleiches gilt für das **Szenario 2**. Die spezifische Reserve geht bis zum Jahr 2023 auf rund 350 Tausend Euro/MW zurück. Die Entwicklung der Reserve verläuft etwas weniger progressiv, da in Szenario 2 häufigere Technologiesprünge auf größere Anlagen

vollzogen werden. Folglich wird anteilig eine etwas höhere Reserve zur Behandlung ungeplanter Risiken während der Projektrealisierung gebildet.

3.2.2 Betriebskosten

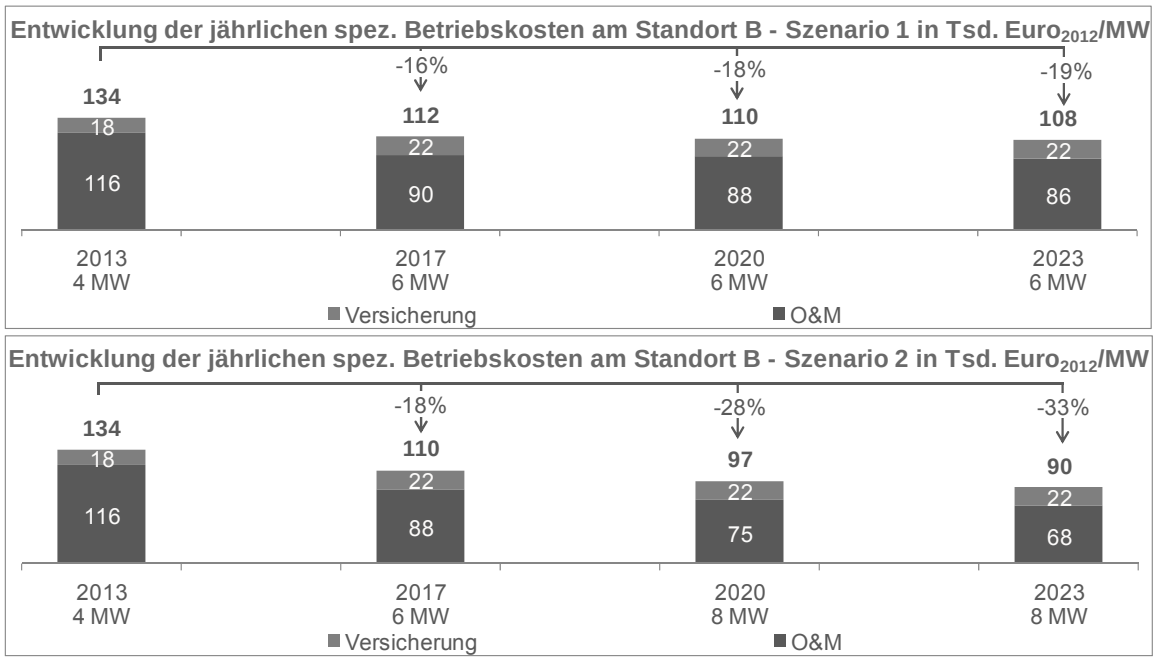
(1) Mit einer Hafenentfernung von 80 km bei Standort B weist ein landgestütztes Konzept zur Wartung der Anlagen wirtschaftliche Nachteile gegenüber Konzepten auf See auf. Aufgrund der großen Entfernung wird daher ein seegestütztes Wartungskonzept mit Unterkunftsschiffen oder Wohnplattformen genutzt werden. Für die beiden seegestützten Wartungskonzepte ergeben sich nach intensiver Prüfung über den gesamten Lebenszyklus eines Windparks ähnliche Barwerte der Gesamtkosten. Daher werden auch Wohnplattformen, der Vergleichbarkeit halber, über diesen Betriebskostenansatz abgedeckt, obwohl diese eigentlich einen höheren Investitionskostenanteil auslösen. Durch die permanente Nutzung von Schiffen fallen **höhere Kosten** für die Wartung an **als am Standort A**.

(2) Die Vergrößerung der Leistung bei einem Wechsel von 4 MW- auf 6 MW-Turbinen reduziert auch am Standort B die spezifischen Betriebskosten, wobei dieser Effekt im Szenario 2 im Jahr 2020 bei einer weiteren Erhöhung der Turbinenleistung von 6 MW auf 8 MW erneut auftritt. Je weiter der Windpark vom Festland entfernt ist, desto sinnvoller wird die Nutzung betreiberübergreifender Wartungskonzepte. Im Szenario 2 sinken die spezifischen Betriebskosten durch die Nutzung dieser Konzepte längerfristig stärker.

Die spezifischen Betriebskosten sinken im **Szenario 1** von 134 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 108 Tausend Euro/MW im Jahr 2023, was einem Rückgang von knapp 20 % entspricht.

Im **Szenario 2** sinken die Betriebskosten durch stärkeren Wettbewerb und die schnellere Entwicklung gemeinsamer Konzepte für mehrere Windparks bis zum Jahr 2023 auf 90 Tausend Euro/MW. Abbildung 13 kann die Entwicklung der jährlichen Betriebskosten entnommen werden.

Abbildung 13: Entwicklung der spezifischen jährlichen Betriebskosten am Standort B



Quelle: [Prognos/Fichtner]

3.2.3 Stromerzeugung

(1) Bei der Stromerzeugung zeigen sich Vorteile für den Standort B gegenüber dem Standort A. Mit 10 m/s ist die durchschnittliche **Windgeschwindigkeit am Standort B etwas größer als** die 9,9 m/s **am Standort A**. Aus diesem Grund ist sowohl die Brutto- als auch die Netto-**Stromproduktion** am Standort B um rund 2 % **höher**.

Die anzusetzenden Abschattungsverluste (vgl. Tabelle 7) entsprechen aufgrund des einheitlichen Windpark-Designs an allen untersuchten Standorten denen des Standorts A.

Tabelle 7: Abschattungsverluste Windpark B

	Szenario 1					
Windpark B Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Rotor-durchmesser	Abschattungsverluste			
			Gesamt	Intern	Extern	Umbaute Seiten
2013	80	120 m	13,50%	9,75%	3,75%	1,25
2017	75	145 m	14,50%	9,75%	4,75%	1,50
2020	75	154 m	16,50%	10,25%	6,25%	2,00
2023	75	164 m	17,75%	10,75%	7,00%	2,25
	Szenario 2					
Windpark B Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Rotor-durchmesser	Abschattungsverluste			
			Gesamt	Intern	Extern	Umbaute Seiten
2013	80	120 m	13,50%	9,75%	3,75%	1,25
2017	75	145 m	14,50%	9,75%	4,75%	1,50
2020	56	164 m	17,25%	9,25%	8,00%	2,50
2023	56	178 m	19,50%	10,00%	9,50%	3,00

Quelle: [Prognos/Fichtner]

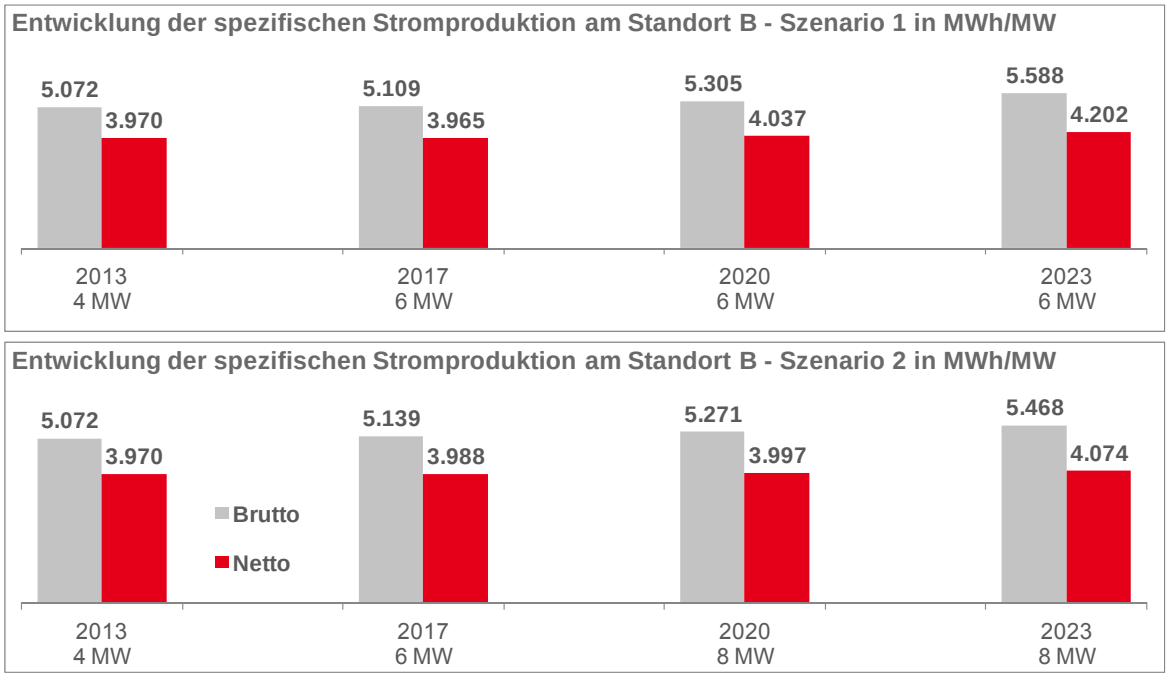
(2) Wie auch am Standort A führt der Wechsel von 4 MW- auf 6 MW-Anlagen bei einem gleichzeitig steigenden Rotordurchmesser kurzfristig nur zu einer leichten Erhöhung der spezifischen Brutto-Stromerzeugung.

Durch den Wechsel von 4 MW- auf 6 MW-Turbinen geht die spezifische Netto-Stromerzeugung im **Szenario 1** im Jahr 2017 marginal zurück. Gemäß unseren Modellannahmen verschlechtert sich das Rotor-zu-Generator-Verhältnis trotz einer Vergrößerung des Rotordurchmessers. Durch die weiter wachsenden Rotordurchmesser bis zum Jahr 2023 auf bis zu 164 m steigt die durchschnittliche jährliche Bruttostromproduktion von 5.072 MWh/MW im Jahr 2013 um rund 10 % auf 5.588 MWh/MW im Jahr 2023. Aufgrund der zunehmenden externen Abschattungsverluste erhöht sich die jährliche Netto-Stromerzeugung im gleichen Zeitraum von 3.970 MWh/MW im Jahr 2013 lediglich um 6 % auf 4.202 MWh/MW.

Auch im **Szenario 2** beeinflusst das sinkende Rotor-zu-Generator-Verhältnis die Brutto- und Netto-Stromproduktion. Sowohl die Brutto- als auch die Netto-Stromerzeugung liegen durch die kontinuierliche Verbesserung sämtlicher Bauteile der Turbine bereits 2017 leicht über den Werten von Szenario 1. Auch mittelfristig bis zum Jahr 2020 steigt die spezifische Netto-Stromerzeugung durch den erneuten Wechsel von 6 MW- auf 8 MW-Anlagen nur geringfügig. Die absolute Netto-Stromerzeugung pro Anlage erhöht sich dabei

jedoch maßgeblich. Durch die ebenfalls weiter wachsenden Rotordurchmesser auf bis zu 178 m steigt die spezifische Brutto-Stromerzeugung bis zum Jahr 2023 im Vergleich zum Ausgangsjahr 2013 um insgesamt 8 % auf 5.468 MWh/MW. Gleichzeitig steigen auch die externen Abschattungsverluste im Szenario 2 durch den stärkeren Ausbau der Offshore-Windenergie in der Nordsee und den dadurch höheren Umbauungsgrad der Windparks. Die Netto-Stromproduktion erhöht sich daher nur um 3 % auf 4.074 MWh/MW. Abbildung 14 zeigt die Entwicklung der spezifischen Stromerzeugung in beiden Szenarien.

Abbildung 14: Entwicklung spezifischen Stromerzeugung am Standort B



Quelle: [Prognos/Fichtner]

3.2.4 Rückstellungen für den Rückbau

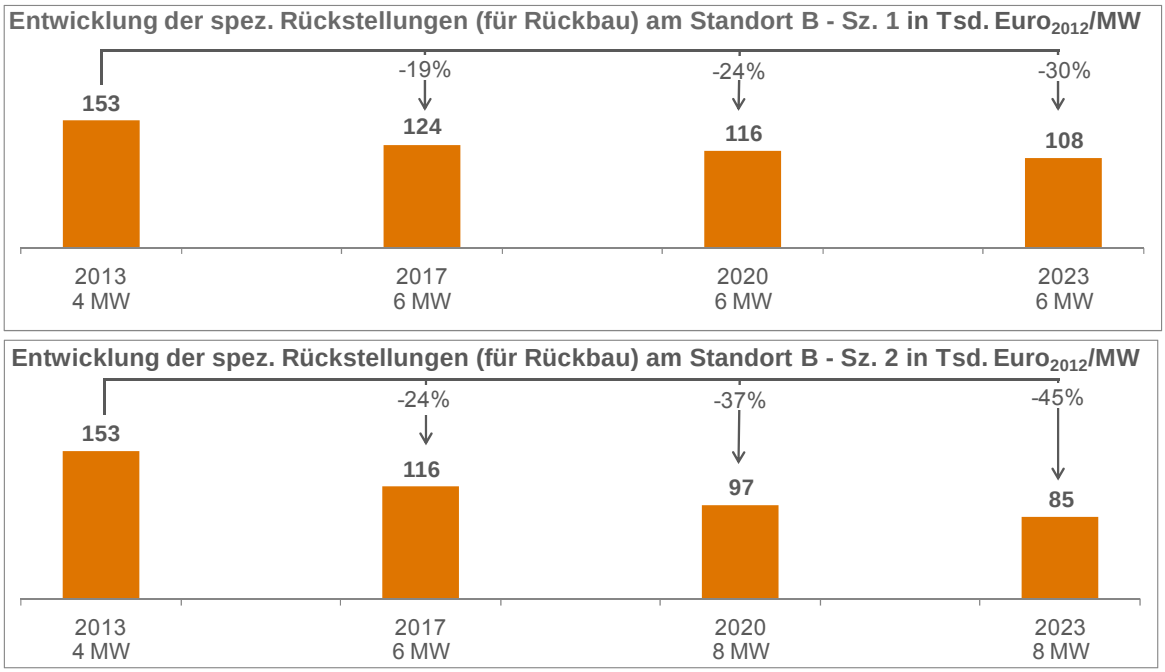
(1) Die **Abbaukosten** für eine Anlage **am Standort B** sind aufgrund der größeren Hafenentfernung und des tieferen Gewässers **höher als am Standort A**, so dass auch die notwendigen Rückstellungen für den Rückbau höher anzusetzen sind.

Insgesamt reduzieren sich die spezifischen Kosten für den Rückbau im **Szenario 1** von 153 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf knapp 110 Tausend Euro/MW im Jahr 2023 durch die gleichen Lernkurveneffekte wie am Standort A.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 85 Tausend Euro/MW. Abbildung 15 fasst die Entwicklung der

beiden Szenarien zusammen.

Abbildung 15: Entwicklung spezifischen Rückstellungen für Rückbau am Standort B



Quelle: [Prognos/Fichtner]

(2) Wie auch am Standort A reduzieren sich am Standort B zukünftig die spezifischen Stilllegungskosten durch den Wechsel auf größere Turbinen. Mit der Erfahrung die beim Rückbau der ersten Windparks gesammelt wird, werden sich auch die absoluten Kosten reduzieren. Die Kostenvorteile im Szenario 2 ergeben sich wiederum durch die stärkeren Lernkurveneffekte, die sich beim vermehrten Rückbau ergeben können.

3.3 Standort C

(1) Für den Standort C gibt es bislang keine im Bau befindlichen oder genehmigten Windparks, die für einen Vergleich herangezogen werden können. Daher sind die Ergebnisse für das Jahr 2013 eher theoretischer Natur. Mit einer Wassertiefe von 50 m und einer Hafenentfernung von 120 km ist es der anspruchsvollste untersuchte Standort für die Realisierung eines Windparks. Erste Fertigstellungen von Parks in dieser Wassertiefe sind frühestens im Jahr 2020 zu erwarten. Die durchschnittliche jährliche Windgeschwindigkeit ist mit 10,1 m/s die höchste dieser Untersuchung. Die Tabelle 8 fasst die Standorteigenschaften zusammen. Sie unterscheidet sich von der Konfiguration der in den Kapiteln 3.1 und 3.2 beschriebenen Standorte A und B durch die Art der Gründung und das Wartungskonzept (O&M). Die Anpassungen ergeben sich aus Küstenentfernung und der Wassertiefe vor Ort.

Tabelle 8: Standortkonfiguration Windpark C

	Szenario 1						
Windpark C Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser	Gründung	O&M Konzept
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m	JK	SB
2017	75	6 MW	450 MW	100 m	145 m	JK	SB
2020	75	6 MW	450 MW	100 m	154 m	JK	SB
2023	75	6 MW	450 MW	105 m	164 m	JK	SB
	Szenario 2						
Windpark C Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser	Gründung	O&M Konzept
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m	JK	SB
2017	75	6 MW	450 MW	100 m	145 m	JK	SB
2020	56	8 MW	450 MW	110 m	164 m	JK	SB
2023	56	8 MW	450 MW	115 m	178 m	JK	SB

Quelle: [Prognos/Fichtner]; MP – Monopile, JK – Jacket

(2) Die Darstellung der Kosten und der Stromerzeugung für den Standort C folgt der für den Standort A aufgestellten Systematik. Unterschiede in den Ergebnissen sind das Resultat abweichender Standortbedingungen und des Zusammenspiels verschiedener Kosteneinflussfaktoren.

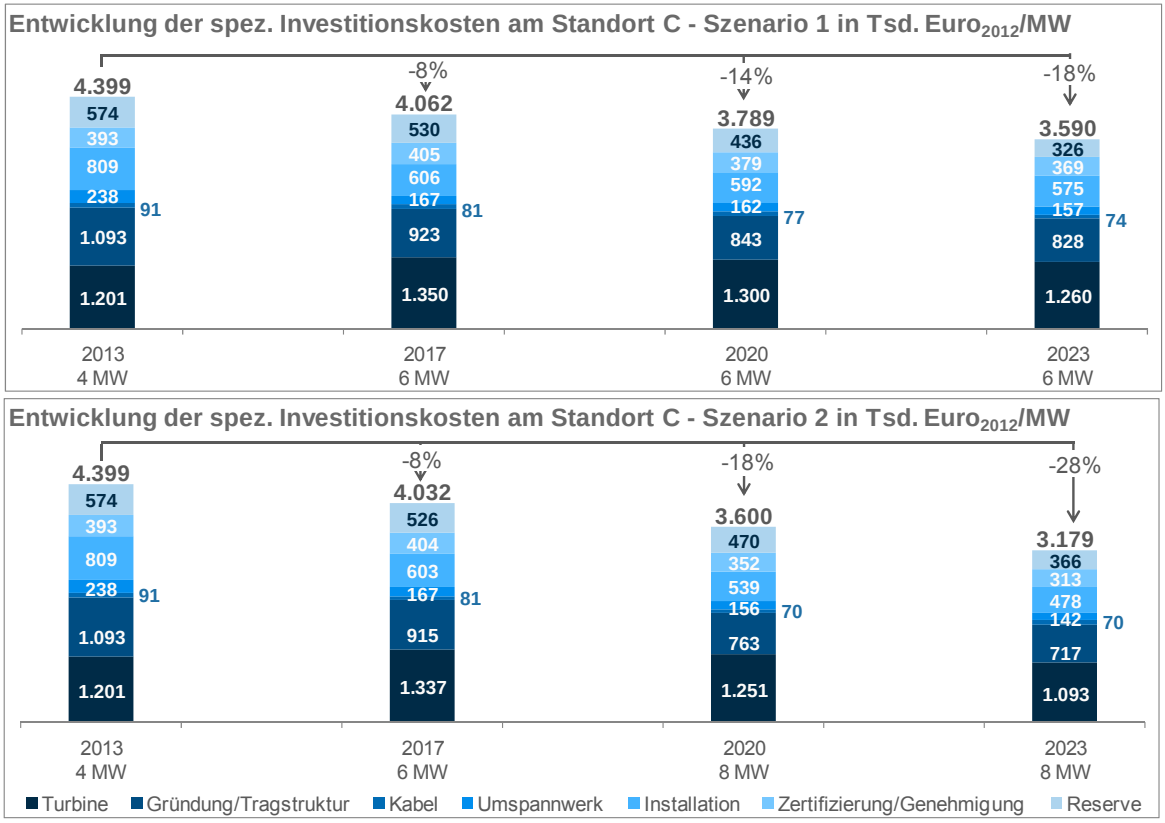
3.3.1 Investitionskosten

(1) Aufgrund der großen Wassertiefe und der Hafenentfernung übersteigen die Investitionskosten am Standort C die der beiden anderen Standorte. Zum einen muss mit deutlich höheren Materialkosten im Bereich der Tragstrukturen gerechnet werden. Zum anderen verlängern sich durch die Hafenentfernung die Nutzungszeiten der Installationsschiffe, wodurch sich deren Mietkosten erhöhen. Die meteorologischen Voraussetzungen sind auf dem offenen Meer zudem deutlich anspruchsvoller, weshalb sich die geeigneten Wetterfenster für eine erfolgreiche Installation verkürzen. Durch die komplexen Rahmenbedingungen liegen die spezifischen **Gesamt-Investitionskosten** am Standort C im (theoretischen) Ausgangsjahr 2013 mit 4.399 Tausend Euro/MW gut 5 % **über denen des Standorts B und** mehr als 25 % über **denen des Standorts A**. Unabhängig davon kann auch an Standort C künftig mit einem Rückgang der Investitionskosten gerechnet werden.

Die spezifischen Gesamt-Investitionskosten im **Szenario 1** sinken von insgesamt rund 4.400 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 3.590 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Dies entspricht einer Reduzierung von 18 %.

Aufgrund des stärkeren Wettbewerbs und den höheren Lernkurveneffekten beim schnelleren Ausbau der Offshore-Windenergie im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 um insgesamt 28 % auf rund 3.180 Tausend Euro/MW. Auch für diesen Standort gilt, dass insbesondere die Optimierung der Installations- und Logistikkonzepte sowie Kostenvorteile im Bereich der Tragstrukturen den Rückgang der Kosten bedingen. Abbildung 16 fasst die Entwicklung der Investitionskosten in beiden Szenarien zusammen.

Abbildung 16: Entwicklung der spezifischen Investitionskosten am Standort C



Quelle: [Prognos/Fichtner]

Technologiekosten

(2) Die Technologiekosten umfassen wie bei den Standorten A und B die in Abbildung 12 dargestellten Investitionskosten für die Turbine, die Tragstruktur, die Kabelverbindungen zwischen der Windkraftanlage und dem parkeigenen Umspannwerk sowie die Kosten für das Umspannwerk.

(3) **Turbine**

Die **Turbinenkosten** am Standort C unterscheiden sich nicht von den Kosten am **Standort A und B**.

Die spezifischen Investitionskosten für die Turbine steigen im **Szenario 1** von heute rund 1.200 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 1.260 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 nach einem Zwischenhoch auf rund 1.090 Tausend Euro/MW.

(4) **Tragstruktur**

Aufgrund der Wassertiefe von 50 m werden am Standort C unabhängig von der Turbinenleistung **durchgehend** für alle Inbetriebnahmezeitpunkte **Jackets** eingesetzt. Gleichzeitig liegen die spezifischen Investitionskosten für die Tragstruktur, bedingt durch die Tiefe des Gewässers, über den Kosten für die Standorte A (+ 38 %) und B (+ 6 %).

Die Kosten für die Tragstruktur sinken im **Szenario 1** von rund 1.090 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf knapp 830 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Wie auch an den beiden anderen Standorten beeinflusst der Wechsel von 4 MW- auf 6 MW-Turbinen die Kosten positiv. Die Ursachen für den Kostenrückgang sind vergleichbar mit denen von Standort A und B.

Bis zum Jahr 2023 sinken die spezifischen Kosten für die Tragstruktur im **Szenario 2** auf knapp 720 Tausend Euro/MW. Durch den Sprung von 6 MW- auf 8 MW-Anlagen im Jahr 2020 sinken auch am Standort C die spezifischen Kosten im Szenario 2 stärker als im Szenario 1. Langfristig wirken dieselben Lernkurveneffekte und Wettbewerbsbedingungen wie an den anderen beiden Standorten.

(5) **Kabel**

Die **Kosten** für die Kabel am **Standort C** liegen aufgrund der größeren Wassertiefe und des dadurch längeren Kabels **geringfügig über den Kosten am Standort B**.

Die spezifischen Kabelkosten für den Anschluss der Anlagen an das parkeigene Umspannwerk, gehen im **Szenario 1** von 91 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 74 Tausend Euro/MW im Jahr 2023 zurück.

Im **Szenario 2** reduzieren sich die spezifischen Investitionskosten für die Kabel bis zum Jahr 2023 auf 70 Tausend Euro/MW. Die Treiber der Kostenentwicklung sind vergleichbar zu denen der Standorte A und B.

(6) **Parkeigenes Umspannwerk**

Die Investitionskosten für das parkeigene Umspannwerk sind am **Standort C etwas höher als am Standort B**. Die notwendigen Fundamente müssen aufgrund des tieferen Gewässers größer dimensioniert werden.

Die spezifischen Kosten sinken im **Szenario 1** von rund 238 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 157 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Investitionskosten bis zum Jahr 2023 auf 142 Tausend Euro/MW. Der Kostenrückgang wird durch die gleichen Effekte wie Wettbewerb, Standardisierung und Optimierung der Fundamente verursacht wie an den Standorten A und B.

Installationskosten

(7) Da Standort C abermals eine größere Entfernung zum Hafen aufweist und zusätzlich in tieferen Gewässern liegt, liegen die Installationskosten am **Standort C** im Mittel **deutlich über** den Kosten von **Standort A** (+ 41 %) **und B** (+ 18 %).

Im **Szenario 1** gehen die spezifischen Kosten für den Bereich der Installation von rund 810 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 575 Tausend Euro/MW zurück.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 deutlich stärker bis auf 478 Tausend Euro/MW. Die nachfolgenden Absätze führen die Gründe für den Rückgang in den einzelnen Komponenten auf.

(8) **Turbine**

Der Anteil der Turbineninstallation an den gesamten Installationskosten beträgt am Standort C knapp 25 %. Wegen der großen Wassertiefe kommt der Tragstruktur eine höhere Bedeutung zu als an den anderen Standorten. Mit der Optimierung der Logistikkonzepte und den in Zukunft größeren und schnelleren Installationsschiffen sinken auch am Standort C die Installationszeiten für die Turbinen. Dies wirkt sich kostensenkend auf die spezifischen Installationskosten aus. Gleichzeitig wirken auch kurzfristig im Jahr 2017 die Skaleneffekte bei einem Wechsel von 4 MW- auf 6 MW-Turbinen.

Die Installationskosten für die Turbinen gehen im **Szenario 1** von rund 190 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf knapp 140 Tausend Euro/MW im Jahr 2023 zurück.

Im **Szenario 2** sind die Lernkurveneffekte durch den verstärkten Zubau noch größer. Gleichzeitig kommen bis zum Jahr 2023 8 MW-Turbinen zum Einsatz. Trotz eines Anstiegs der absoluten Kosten auf mehr als 960 Tausend Euro pro Turbine reduzieren sich die auf die steigende Anlagenleistung bezogenen spezifischen Kosten im gleichen Zeitraum auf 120 Tausend Euro/MW.

(9) **Tragstruktur**

Die Tragstruktur hat am Standort C mit einem Anteil von über 50 % die **größte Bedeutung** für die Gesamtinstallationskosten.

Die spezifischen Installationskosten für die Tragstruktur sinken im **Szenario 1** von knapp 420 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf rund 290 Tausend Euro/MW im Jahr 2023. Auch hier sind die Verbesserung der Logistikkonzepte und die größeren und schnelleren Schiffe der zentrale Treiber der Kostensenkung.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 236 Tausend Euro/MW und liegen damit 19 % unterhalb der Kosten aus Szenario 1.

(10) **Kabel**

Die spezifischen Kosten der Kabelverlegung haben einen Anteil von rund 15 % an den Gesamtinstallationskosten. Sie sinken ebenfalls aufgrund der verbesserten Logistikkonzepte und Installationsinfrastruktur im **Szenario 1** von knapp 140 Tausend Euro/MW auf rund 100 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 87 Tausend Euro/MW. Der Rückgang in beiden Szenarien hat dieselben Ursachen wie an den Standorten A und B. So löst auch am Standort C in Szenario 2 der größere Wettbewerb zwischen Installationsfirmen den stärkeren Rückgang aus.

(11) **Parkeigenes Umspannwerk**

Das parkeigene Umspannwerk hat mit deutlich unter 10 % den geringsten Anteil an den gesamten Installationskosten. Im **Szenario 1** sinken diese von knapp 60 Tausend Euro/MW auf 40 Tausend Euro/MW.

Durch die stärkere Einführung von Designstandards und die Optimierung der Installationsmethodik sowie der Verfügbarkeit geeigneter Installationsschiffe im Szenario 2 sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 34 Tausend Euro/MW etwas stärker.

Zertifizierungs- und Genehmigungskosten

(12) Da die Hafenentfernung am **Standort C** erneut größer ist, liegen die spezifischen Zertifizierungs- und Genehmigungskosten **über** den Kosten von **Standort A und B**. Die spezifischen Zertifizierungs- und Genehmigungskosten sinken im **Szenario 1** von 393 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 369 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** gehen die spezifischen Kosten stärker auf 313 Tausend Euro/MW zurück.

Reserve für Projektrisiken

(13) Aufgrund des prozentualen Ansatzes der Berechnung und den insgesamt höheren Investitionskosten am Standort C liegen die spezifischen Aufwendungen für die Reserve **über denen des Standorts B**.

Im **Szenario 1** sinkt die Reserve von über 570 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf knapp 330 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Die Reserve geht im **Szenario 2** bis zum Jahr 2023 auf rund 370 Tausend Euro/MW zurück. Sie sinkt weniger stark als in Szenario 1, da häufigere Technologiewechsel größere Unsicherheiten während der Projektrealisierung nach sich ziehen. Hierfür ist eine prozentual höhere Reserve einzuplanen.

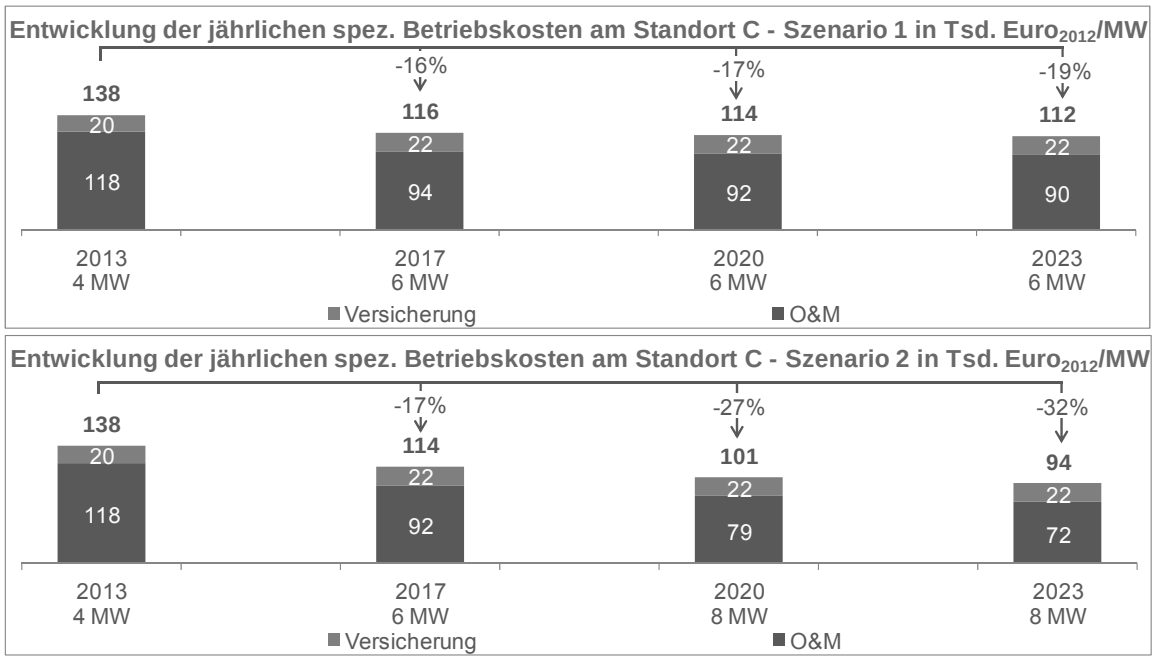
3.3.2 Betriebskosten

(1) Aufgrund der großen Hafenentfernung von 120 km kommt für Standort C nur ein seegestütztes Wartungskonzept mit Unterkunftsschiffen oder Wohnplattformen in Frage. Die größere Entfernung zum Festland im Vergleich zum Standort B verursacht durch den längeren Transportweg für Wartungspersonal und Material um knapp 5 % höhere Kosten. Durch den Wechsel des Wartungskonzepts im Vergleich zum Standort A liegen die Kosten am Standort C sogar um knapp 20 % höher.

Die spezifischen Betriebskosten sinken im **Szenario 1** von 138 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf 112 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** reduzieren sich die spezifischen jährlichen Betriebskosten bis zum Jahr 2023 auf 94 Tausend Euro/MW. Abbildung 17 fasst die Entwicklung der spezifischen jährlichen Betriebskosten für den Standort C zusammen.

Abbildung 17: Entwicklung der spezifischen jährlichen Betriebskosten am Standort C



Quelle: [Prognos/Fichtner]

(2) Die Gründe für den Rückgang der Betriebskosten entsprechen denen an den Standorten A und B. Im Wesentlichen handelt es sich um Skaleneffekte größerer Turbinen, schnellere Schiffe und gemeinsame Wartungskonzepte der Betreiber. Verbesserte Zugangssysteme und die dadurch bedingte wetterunabhängigere Wartungsmöglichkeiten tragen ebenfalls zur Kostenreduzierung bei.

3.3.3 Stromerzeugung

(1) Wie bereits am Standort B zu erkennen, bringt die größere Küstenentfernung von Standort C nochmals Vorteile in der Stromerzeugung mit sich. Mit 10,1 m/s ist die durchschnittliche Windgeschwindigkeit am Standort C leicht höher als an den Standorten A und B. Aus diesem Grund sind sowohl die Brutto- als auch die Netto-**Stromproduktion am Standort C** rund **2 % höher als am Standort B und mehr als 3 % höher als am Standort A**.

Die anzusetzenden Abschattungsverluste (vgl. Tabelle 9) entsprechen aufgrund des einheitlichen Windpark-Designs an allen untersuchten Standorten denen des Standorts A.

Tabelle 9: Abschattungsverluste Windpark C

	Szenario 1					
Windpark C Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Rotor-durchmesser	Abschattungsverluste			
			Gesamt	Intern	Extern	Umbaute Seiten
2013	80	120 m	13,50%	9,75%	3,75%	1,25
2017	75	145 m	14,50%	9,75%	4,75%	1,50
2020	75	154 m	16,50%	10,25%	6,25%	2,00
2023	75	164 m	17,75%	10,75%	7,00%	2,25
	Szenario 2					
Windpark C Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Rotor-durchmesser	Abschattungsverluste			
			Gesamt	Intern	Extern	Umbaute Seiten
2013	80	120 m	13,50%	9,75%	3,75%	1,25
2017	75	145 m	14,50%	9,75%	4,75%	1,50
2020	56	164 m	17,25%	9,25%	8,00%	2,50
2023	56	178 m	19,50%	10,00%	9,50%	3,00

Quelle: [Prognos/Fichtner]

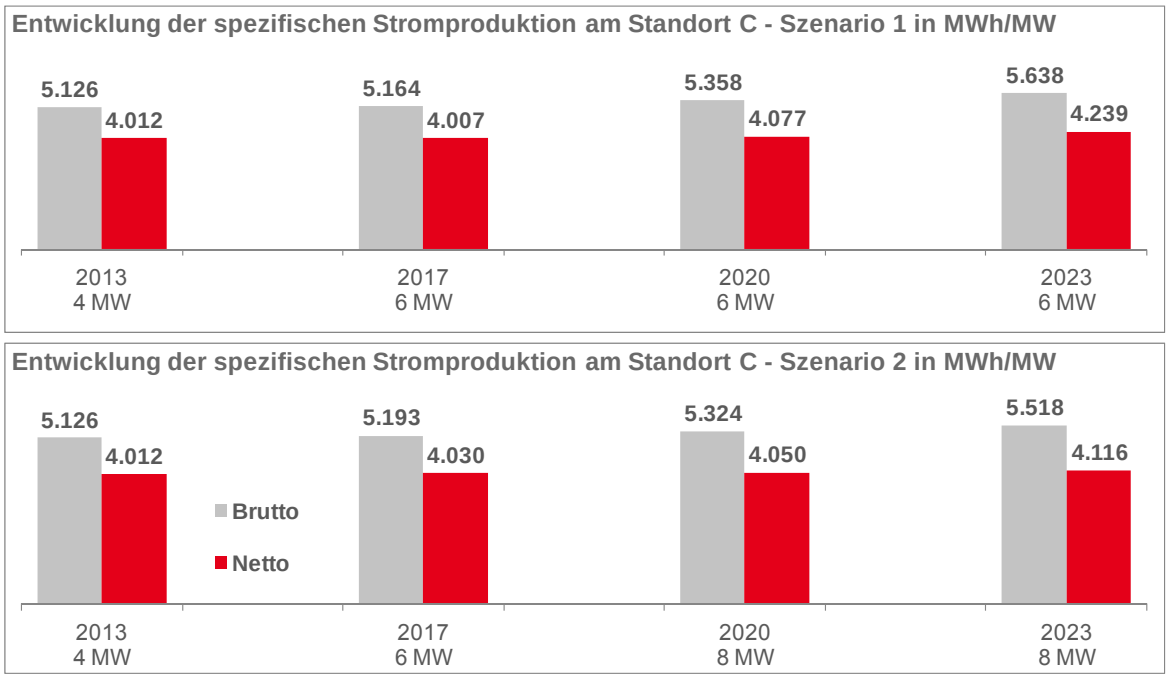
(2) Die Gründe für die Veränderung der Stromproduktion in beiden Szenarien entsprechen denen an den anderen Standorten: Der Wechsel von 4 MW auf 6 MW zwischen 2013 und 2017 führt bei einem gleichzeitig steigenden Rotordurchmesser in beiden Szenarien zu einer unterdurchschnittlichen Erhöhung der spezifischen Brutto-Stromerzeugung, da sich in dieser Anlagenkonfiguration das Rotor-zu-Generator-Verhältnis verschlechtert.

Im **Szenario 1** steigt die spezifische Brutto-Stromerzeugung von 5.126 MWh/MW im Jahr 2013 um rund 10 % auf 5.638 MWh/MW im Jahr 2023. Die Netto-Stromproduktion erhöht sich wegen der höheren internen Abschattungsverluste nur um knapp 6 % von 4.012 MWh/MW im Jahr 2013 auf 4.239 MWh/MW. Mit dem Wechsel von 4 MW- auf 6 MW-Turbinen geht die spezifische Netto-Stromerzeugung im Jahr 2017 marginal zurück. Mit den bis zum Jahr 2023 auf 164 m steigenden Rotordurchmessern steigt die Netto-Stromerzeugung dann kontinuierlich.

Kurzfristig beeinflusst auch im **Szenario 2** der Effekt des sinkenden Rotor-zu-Generator-Verhältnisses die Brutto- und Netto-Stromproduktion. Wie bereits an den Standorten A und B liegen auch am Standort C sowohl die Brutto- als auch die Netto-Stromerzeugung jedoch bereits kurzfristig leicht über den Werten von Szenario 1. Auslöser ist die kontinuierliche Verbesserung sämtlicher Bauteile der Turbine in diesem Szenario. Auch mittelfristig bis zum Jahr 2020 erhöht sich die spezifische Netto-

Stromerzeugung durch den erneuten Wechsel von 6 MW- auf 8 MW-Anlagen kaum. Die absolute Netto-Stromerzeugung pro Anlage steigt dabei jedoch maßgeblich. Durch die ebenfalls weiter wachsenden Rotordurchmesser auf bis zu 178 m steigt die spezifische Brutto-Stromerzeugung bis zum Jahr 2023 im Vergleich zum Ausgangsjahr 2013 um insgesamt 8 % auf 5.518 MWh/MW. Gleichzeitig steigen die externen Abschattungsverluste im Szenario 2 durch den stärkeren Ausbau der Offshore-Windenergie in der Nordsee und den dadurch höheren Umbauungsgrad der Windparks. Die Netto-Stromproduktion steigt daher nur um 3 % auf 4.116 MWh/MW. Der Abbildung 18 kann die Entwicklung der spezifischen Stromerzeugung für beide Szenarien entnommen werden.

Abbildung 18: Entwicklung der spezifischen Stromerzeugung am Standort C



Quelle: [Prognos/Fichtner]

3.3.4 Rückstellungen für den Rückbau

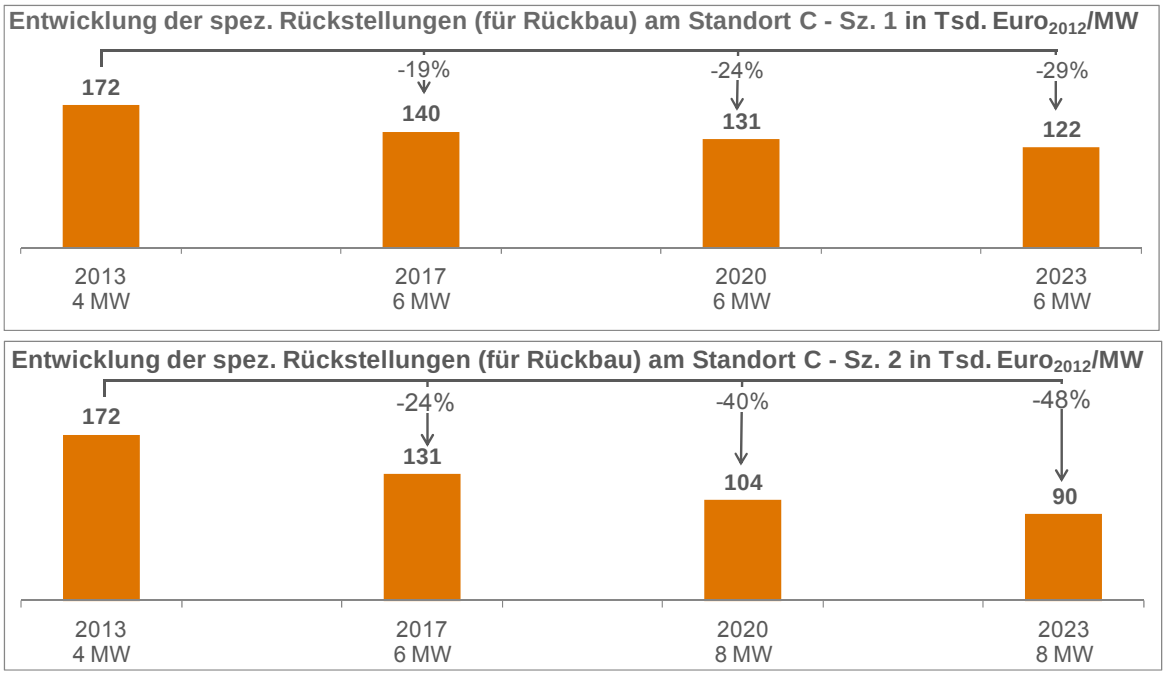
(1) Aufgrund der größeren Hafenentfernung und des tieferen Gewässers sind die **Rückbaukosten** für eine Anlage am Standort C **höher als an den anderen Standorten**. Die prozentual angesetzten Rückstellungen für den Rückbau bzw. die Stilllegungskosten liegen am Standort C dementsprechend auch über denen der Standorte A und B. Wie auch an den anderen Standorten reduzieren sich am Standort C zukünftig die spezifischen Stilllegungskosten zum einen durch die Leistungssteigerung der Turbinen. Hinzu

kommen Effizienzgewinne, die aus den beim Rückbau der ersten Windparks gesammelten Erfahrungen generiert werden.

Im **Szenario 1** reduzieren sich die spezifischen Kosten für den Rückbau von rund 170 Tausend Euro/MW im Jahr 2013 auf knapp 120 Tausend Euro/MW im Jahr 2023.

Im **Szenario 2** sinken die spezifischen Kosten bis zum Jahr 2023 auf 90 Tausend Euro/MW. Die deutlicheren Senkungen im Szenario 2 ergeben sich wiederum durch die stärkeren Lernkurveneffekte, die sich durch eine schnellere Spezialisierung der Unternehmen und größeren Wettbewerb ergeben. Abbildung 19 fasst die Entwicklung der beiden Szenarien zusammen.

Abbildung 19: Entwicklung der spezifischen Rückstellungen für Rückbau am Standort C



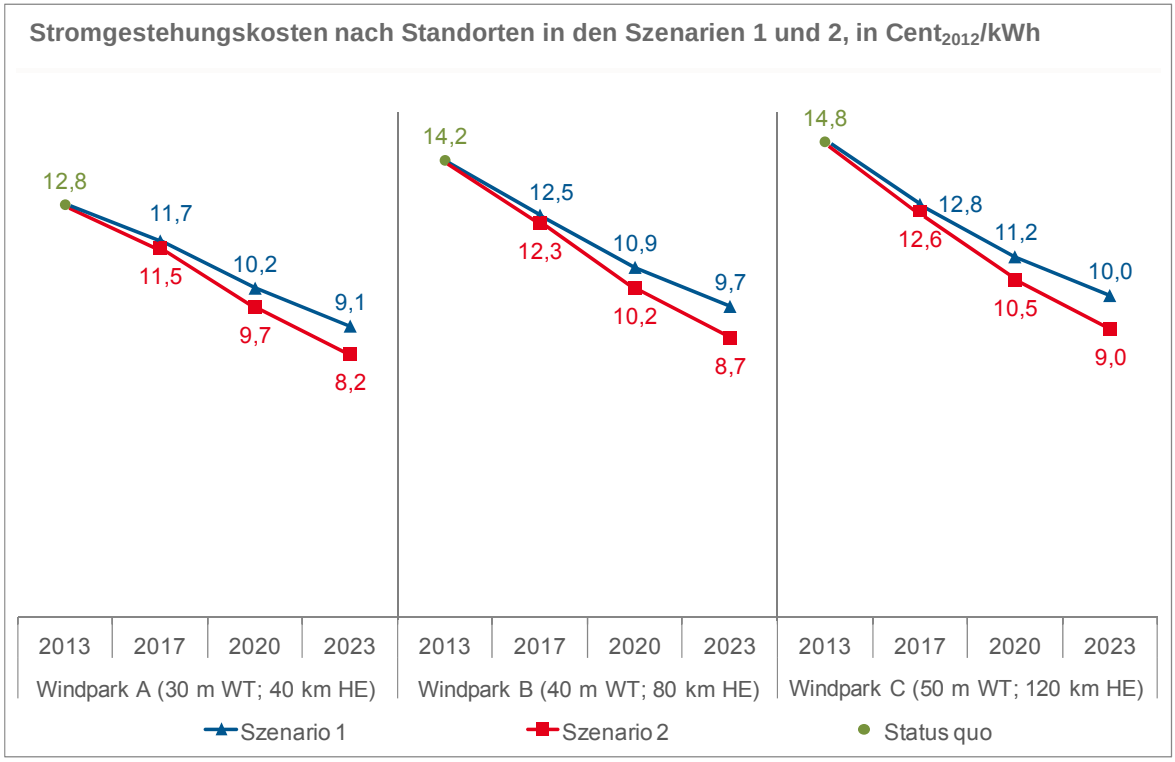
Quelle: [Prognos/Fichtner]

3.4 Entwicklung der Stromgestehungskosten

(1) Im **Ausgangsjahr** betragen die Kosten der Offshore-Windenergie am Standort A 12,8 $Cent_{2012}$/kWh – gerechnet über 20 Jahre Betriebszeit. An den anderen Standorten liegen die Kosten aufgrund tieferer Gewässer und größerer Küstenentfernungen bei über 14 $Cent_{2012}$/kWh. Die Stromgestehungskosten für das Jahr 2013 der Windparks an den Standorten B und C sind allerdings derzeit eher theoretischer Natur, da Windparks mit diesen

Parametern bis zum Jahr 2013 nicht in Betrieb gehen. Fertigstellungen von Parks mit diesen Wassertiefen und Entfernungen sind verstärkt bis zum Jahr 2017 bzw. 2020 zu erwarten. Die Stromgestehungskosten sind nicht gleichzusetzen mit für die Wirtschaftlichkeit von Projekten erforderlichen Erlös- oder Vergütungshöhen.

Abbildung 20: Ergebnisse der Szenarien im Vergleich



Quelle: [Prognos/Fichtner]; WT = Wassertiefe; HE = Hafenentfernung

(2) In **Szenario 1** sinken die Stromgestehungskosten der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2023 im Mittel über alle Standorte um etwa 30 %. Am Standort A betragen sie im Jahr 2023 noch 9,1 Cent/kWh, am Standort B 9,7 Cent/kWh und am Standort C 10,0 Cent/kWh. Kurzfristig führen Einsparungen im Bereich der Logistik, bei Installation sowie Wartung und Betrieb zu dieser Kostensenkung. Mittelfristig trägt die Optimierung bestehender Anlagentypen wesentlich zur Kostensenkung bei. Langfristig werden technisch neu entwickelte, größere Turbinen die Kostenentwicklung dominieren.

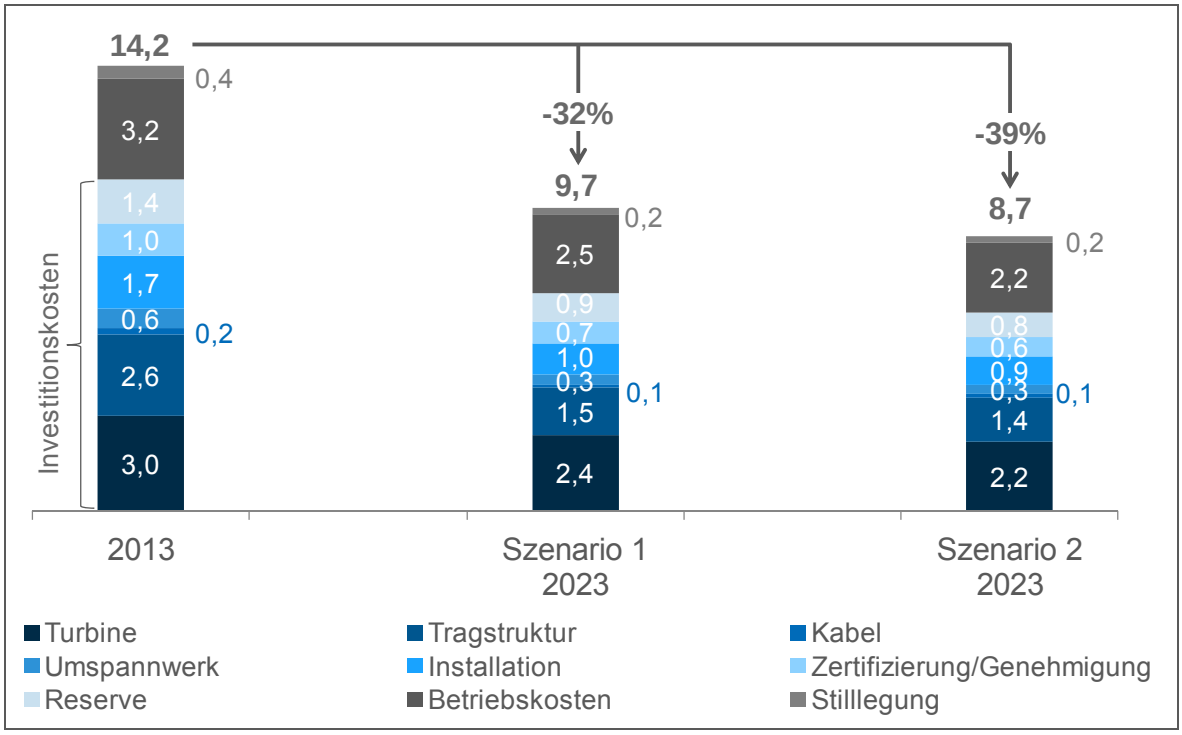
In **Szenario 2** werden unter optimalen Bedingungen Kostensenkungen von fast 40 % erreicht. Am Standort A betragen sie im Jahr 2023 dann noch 8,2 Cent/kWh, am Standort B 8,7 Cent/kWh und am Standort C 9,0 Cent/kWh. Neben der schnelleren technischen Entwicklung ist vor allem die Zunahme des Wettbewerbs durch den nachhaltigen Eintritt zahlreicher Unternehmen bei stabilen

Rahmenbedingungen der größte Treiber für die zusätzliche Kostenreduktion. Die Ausdifferenzierung der Szenarien wird erst nach dem Jahr 2017 signifikant.

(3) Die **Entwicklung der Offshore-Windindustrie** ist derzeit von Projekten geprägt, die der Konfiguration des Standorts A entsprechen. Ab 2017 wird bis zum Jahr 2020 die Entwicklung durch den Bau der Windparks am Standort B dominiert. Nach 2023 werden die weiter von der Küste entfernten Standorte mit größeren Wassertiefen entsprechend der Konfiguration des Standorts C den Markt bestimmen. Folglich muss bei der Interpretation der Ergebnisse kurzfristig der Fokus auf den Standort A, mittelfristig auf den Standort B und langfristig auf Standort C gelegt werden.

(4) Die Offshore-Windenergie ist eine **kapitalintensive Technik**. Folglich wird die Struktur der Stromgestehungskosten auch maßgeblich durch die Investitionskosten bestimmt. Die Kosten der Offshore-Windenergie können bei optimalen Marktbedingungen bis zum Jahr 2023 um bis zu 40 % sinken. Drei Viertel der Kosten entfallen auf die Investitionskosten, der Rest auf Betrieb und Stilllegung. Die Struktur der Stromgestehungskosten verändert sich nicht, dies soll am Beispiel von Windpark B in der folgenden Abbildung 21 gezeigt werden. Die Reduktion der Stromgestehungskosten von 14,2 $Cent_{2012}$/kWh auf 8,7 $Cent_{2012}$/kWh am Standort B wird somit auch maßgeblich von diesem Kostenblock bestimmt.

Abbildung 21: Entwicklung der realen Stromgestehungskosten nach Segmenten am Beispiel von Standort B



Quelle: [Prognos/Fichtner]

(5) Die **Senkung** der realen **Finanzierungskosten** von 7,85 % im Jahr 2013 auf 5,68 % im Jahr 2023 (vgl. Tabelle 3) wirkt sich direkt und gleichmäßig auf alle Bestandteile der Investitionskosten aus. Die **Struktur der Stromgestehungskosten** verschiebt sich dementsprechend zwischen den Jahren 2013 und 2023 nur geringfügig.

Mehr Wettbewerb durch neue Marktteilnehmer führt im Szenario 2 bei optimalen Bedingungen zu einem größeren Rückgang der Kosten für Turbinen und Tragstrukturen gegenüber dem Szenario 1.

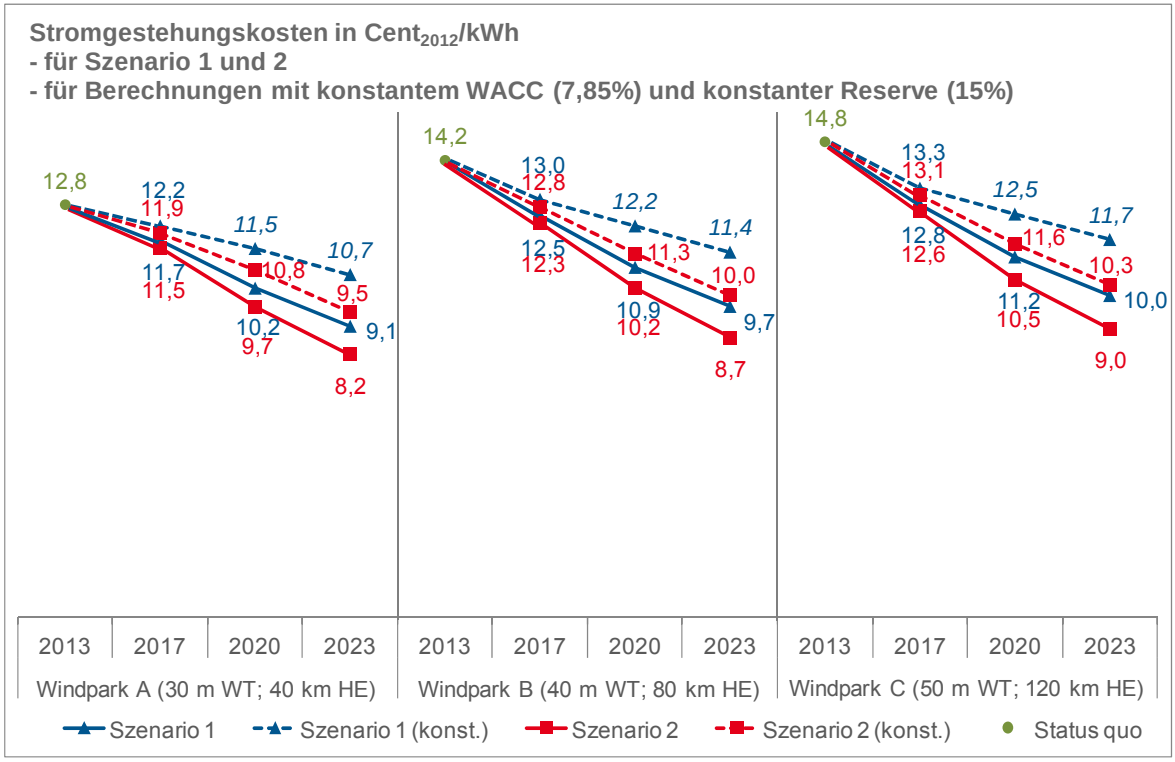
Die **Betriebskosten** sinken im Szenario 2 durch die Nutzung betreiberübergreifender Betriebs- und Wartungskonzepte stärker als in Szenario 1. Die Leistungssteigerung der Turbinen von 6 MW auf 8 MW führt zu zusätzlichen Skaleneffekten bei den Betriebskosten und damit zur stärkeren Kostensenkung im Vergleich zum Szenario 1.

3.5 Einfluss der Risikobewertung auf die Finanzierungskosten

(1) **Risikoeinschätzungen** sind wegen der damit verbundenen Auswirkungen auf die Finanzierungskosten ein starker Einflussfaktor auf die Stromgestehungskosten. Offshore-Windenergie ist eine kapitalintensive Technik, daher wirken sich Veränderungen der Kapitalverzinsung unmittelbar auf die Stromgestehungskosten aus. Eine Zunahme des realen kalkulatorischen Zinssatzes (WACC, vgl. Kapitel 2.5) um einen Prozentpunkt lässt die Stromgestehungskosten um rund sechs Prozent steigen.

Die Finanzierungs- und Risikobedingungen der Technik wurden in einem **Workshop** gemeinsam mit über 20 Vertretern und Institutionen der Industrie (Betreibern, Herstellern und Finanzdienstleistern) umfassend diskutiert. Die Ergebnisse des Workshops fanden direkten Eingang in die Modellierung der Stromgestehungskosten. Abbildung 22 zeigt den Einfluss des sich über den Untersuchungszeitraum bis zum Jahr 2023 reduzierenden realen kalkulatorischen Zinssatzes und der sinkenden Reserve für Projektrisiken auf die Stromgestehungskosten. Gegenübergestellt werden die Ergebnisse der Szenarien 1 und 2, die eine Reduzierung der Risikoaufschläge aufgrund wachsender Erfahrungen mit der Offshore-Windkraft beinhalten (durchgezogene Linien), und entsprechende Ergebnisse für konstante Risikoaufschläge und Reserven (gestrichelte Linien).

Abbildung 22: Einfluss des Zinssatzes und der Reserve auf die Stromgestehungskosten



Quelle: [Prognos/Fichtner]; WACC = Realer kalkulatorischer Zinssatz; WT = Wassertiefe; HE = Hafenentfernung

(2) Die **technischen Kostensenkungspotenziale** unterscheiden sich zwischen den Standorten in Abhängigkeit von der Wassertiefe und Küstenentfernung. Die zusätzlichen Kostensenkungspotenziale aus der **Risikosteuerung und Finanzierung** wirken sich an allen Standorten vergleichbar aus, unterscheiden sich jedoch zwischen den Szenarien durch die absolute Höhe der Investitionskosten.

(3) Bis zum Jahr 2023 belaufen sich die technischen Kostensenkungspotenziale **im Szenario 1** (gestrichelt Linien) am Standort A im Mittel auf 17 %, an den Standorten B und C sind es 20 % bzw. 21 %. Die reinen technischen Kostensenkungspotenziale liegen bis zum Jahr 2023 im **Szenario 2** zwischen 26 % am Standort A und 31 % am Standort C.

An den Standorten B und C sind die reinen **technischen Kostensenkungspotenziale** höher als am Standort A, da die Kostenreduktion bei der Tragstruktur und den Fundamenten sowie bei der Installation an den Standorten mit größerer Küstenentfernung und höheren Wassertiefen stärker zum Tragen kommt.

(4) Zusätzliche **9 %-Punkte** können in Szenario 2 an allen Standorten allein durch die zu erwartende Reduktion der Aufwendungen für das Risikohandling bei der Finanzierung und der Umsetzung der Projekte zusätzlich realisiert werden. Im Szenario 1 werden aufgrund der höheren Investitionskosten im Mittel zusätzliche **12 %-Punkte** realisiert. Der Einfluss der Finanzierung und des Risikohandlings auf die Gesamtkostensenkung sinkt damit bei steigender technischer Kostensenkung.

3.6 Sensitivitätsbetrachtungen zu weiteren wesentlichen Einflussgrößen

3.6.1 Zubau anderer Turbinengrößen in den Szenarien

(1) Zusätzlich zu dem bereits in den Kapiteln 3.1 bis 3.3 vorgestellten Windpark-Design, das **Festlegungen zum Zubau bestimmter Turbinengrößen** zu den Inbetriebnahmezeitpunkten in den beiden Szenarien enthält, sind für diese Untersuchung zwei hiervon abweichende Sensitivitäten berechnet worden.

Im **Szenario 1a** wird abweichend von der im Szenario 1 festgelegten Leistungssteigerung der Turbinen von 4 MW- auf 6 MW-Anlagen im Jahr 2017 eine Verzögerung beim Turbinenwechsel untersucht. Szenario 1a unterstellt die Beibehaltung der 4 MW-Anlage für das Jahr 2017 und einen Wechsel auf 6 MW erst im Jahr 2020. Es zeigt die Effekte einer Verzögerung der flächendeckenden Markteinführung der 6 MW-Anlage.

Im **Szenario 2a** wird geprüft, welchen Einfluss die durchgängige Verwendung von 6 MW-Anlagen auf die Stromgestehungskosten hat. Bei dieser Berechnung kommt es im Gegensatz zum Szenario 2 nicht zu einer Markteinführung der 8 MW-Anlage. Folgender Tabelle 10 kann die genaue Konfiguration innerhalb der Sensitivitäten entnommen werden. Die Eigenschaften der drei Standorte bleiben dabei erhalten.

Tabelle 10: Zubaukonfiguration der Sensitivitäten

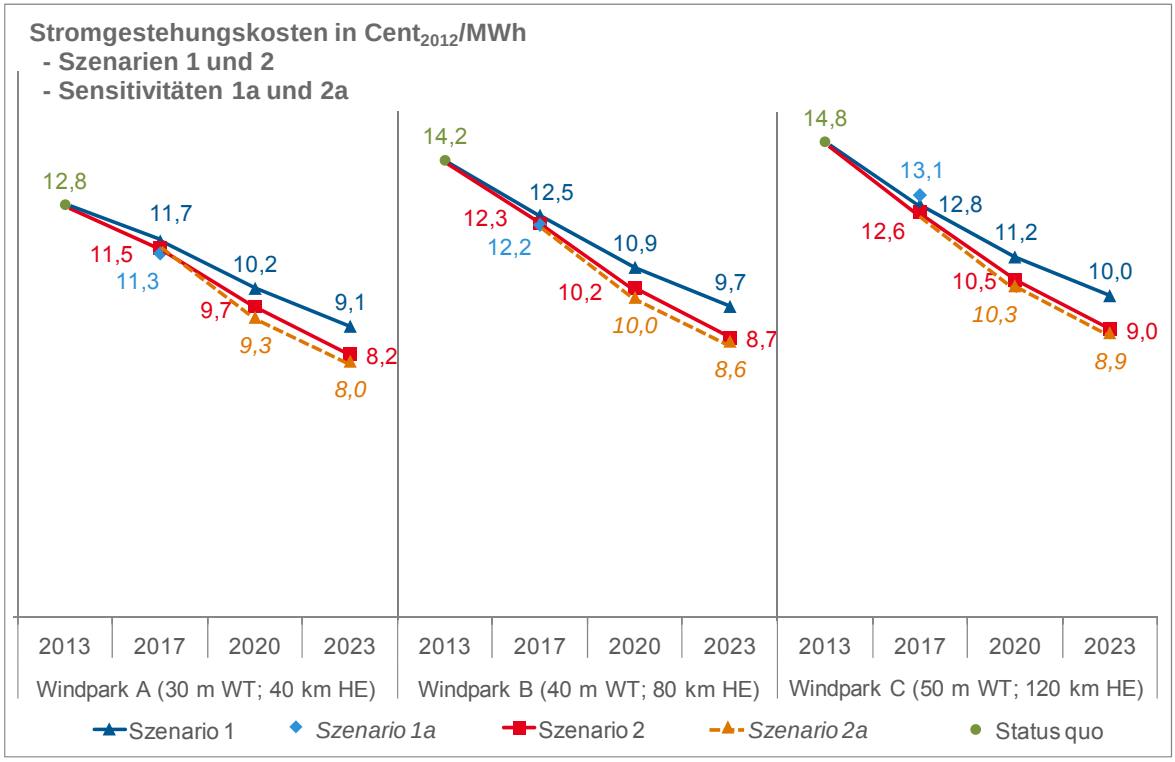
	Sensitivitäten - Zubau anderer Turbinengrößen								
	Szenario 1a, 4 MW in 2017								
Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser	Abschattungsverluste			
						Gesamt	Intern	Extern	Umbaute Seiten
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m	13,50%	9,75%	3,75%	1,25
2017	80	4 MW	320 MW	95 m	135 m	15,00%	10,25%	4,75%	1,50
2020	75	6 MW	450 MW	100 m	154 m	16,50%	10,25%	6,25%	2,00
2023	75	6 MW	450 MW	105 m	164 m	17,75%	10,75%	7,00%	2,25
	Szenario 2a, 6 MW in 2020/2023								
Inbetriebnahme	Anzahl WEA	Leistung WEA	Park-größe	Naben-höhe	Rotor-durchmesser	Abschattungsverluste			
						Gesamt	Intern	Extern	Umbaute Seiten
2013	80	4 MW	320 MW	90 m	120 m	13,50%	9,75%	3,75%	1,25
2017	75	6 MW	450 MW	100 m	145 m	14,50%	9,75%	4,75%	1,50
2020	75	6 MW	450 MW	100 m	160 m	18,50%	10,50%	8,00%	2,50
2023	75	6 MW	450 MW	105 m	170 m	20,50%	11,00%	9,50%	3,00

Quelle: [Prognos/Fichtner]

(2) Im Szenario 1b wird im Jahr 2017 anstelle der 6 MW-Anlage weiterhin eine 4 MW-Anlage bei einer konstanten Windparkgröße von 320 MW eingesetzt. Der Rotordurchmesser erhöht sich von 120 m auf 135 m und die Nabenhöhe steigt auf 95 m. Im Szenario 2b werden in den Jahren 2020 und 2023 weiterhin 6 MW-Anlagen errichtet. Diese ersetzten die in dem ursprünglichen Szenario verwendeten 8 MW-Anlagen. Der Rotordurchmesser erhöht sich bis zum Jahr 2023 auf 170 m.

Die Berechnungen für die Sensitivitäten 1b und 2b zeigen, dass ein Abweichen von den ursprünglichen Annahmen zum Zubau der Turbinengrößen je nach Standort des Windparks Vor- aber auch Nachteile haben kann. Abbildung 23 können die Ergebnisse für die Stromgestehungskosten der Sensitivitäten entnommen werden. Detaillierte Annahmen zu Investitions- und Betriebskosten sowie zu der jährlichen Energieerzeugung und den Rückstellungen werden in den Tabellen Tabelle 11 bis Tabelle 16 im Anhang 6.3 dargestellt.

Abbildung 23: Ergebnisse der Szenarien 1 und 2 sowie der Sensitivitäten 1a und 2a



Quelle: [Prognos/Fichtner]; WT = Wassertiefe; HE = Hafenentfernung

(3) Die Sensitivität **Szenario 1a** hat mit ihrer Beibehaltung der 4 MW-Anlage im Jahr 2017 **unterschiedliche Auswirkungen** auf die Höhe der Stromgestehungskosten an den untersuchten Standorten.

Für den **Standort A** liegen die Stromgestehungskosten mit 11,3 Cent/kWh für eine 4 MW-Anlage knapp unter 11,7 Cent/kWh für eine 6 MW-Anlage im Szenario 1. Etwas niedrigere Investitionskosten und eine deutlich höhere spezifische Netto-Stromproduktion wirken sich für diesen Standort **positiv** aus.

Im Vergleich zu Standort A hat die Konfiguration 1a hat für den **Standort B** etwas schwächere positive Auswirkungen. Die Stromgestehungskosten liegen mit 12,2 Cent/kWh für eine 4 MW-Anlage ebenfalls unter den 12,5 Cent/kWh einer 6 MW-Anlage im Szenario 1. Die Vorteile der leicht niedrigeren spezifischen Investitionskosten und die höhere Netto-Stromproduktion werden durch die höheren spezifischen jährlichen Betriebskosten einer 4 MW-Anlage nahezu kompensiert. Gerade die kurzfristig auftretenden Effekte durch den Wechsel von 4 MW auf 6 MW bei einem seegestützten Wartungskonzept, aber auch bei den spezifischen Investitionskosten, werden bei der Beibehaltung der 4 MW-Anlage kaum bis gar nicht wirksam.

Am **Standort C** hingegen lohnt sich die Fortführung der 4 MW-Anlage nicht. Mit 13,1 Cent/kWh übertreffen die Stromgestehungskosten einer 4 MW-Anlage im Jahr 2017 die 12,8 Cent/kWh einer 6 MW-Anlage. Die spezifischen Investitionskosten liegen aufgrund der fehlenden Leistungssteigerung von 4 MW- auf 6 MW-Anlagen besonders für die Bereiche Tragstruktur, Installation und jährliche Betriebskosten über den Kosten einer 6 MW-Anlage. Auch die deutlich höhere Netto-Stromerzeugung kann diese **Mehrkosten** nicht kompensieren.

(4) Die Fortführung der 6 MW-Anlage im **Szenario 2a** hat **bis 2020 nur am Standort A sichtbare Vorteile**. Für die **Standorte B und C** zeigt sich nur ein **geringer Vorteil**.

Mit 9,3 Cent/kWh unterschreiten die Stromgestehungskosten des Jahres 2020 am **Standort A** die Stromgestehungskosten einer 8 MW-Anlage am gleichen Standort um **0,4 Cent/kWh**. Dies entspricht rund 4 %. Dafür ursächlich sind wie in der Sensitivität 1a die niedrigeren spezifischen Investitionskosten und die höhere spezifische Netto-Stromproduktion.

Die Stromgestehungskosten einer 6 MW-Anlage liegen mit 10,0 Cent/kWh am **Standort B und** 10,3 Cent/kWh am **Standort C jeweils nur 0,2 Cent/kWh niedriger** als die Stromgestehungskosten einer 8 MW-Anlage am gleichen Standort. Die höheren spezifischen jährlichen Betriebskosten dieser Anlage kompensieren annähernd deren Vorteil einer höheren spezifischen Netto-Stromproduktion. Langfristig bis zum Jahr 2023 gleichen sich die Stromgestehungskosten einer 6 MW-Anlage an die der 8 MW-Anlage bei allen Standorten an. Zwar liegt die spezifische Netto-Stromerzeugung (in MWh/MW) einer 6 MW-Anlage bei allen Standorten über der einer 8 MW-Anlage allerdings steigen durch die höhere Anlagenzahl die internen Abschattungsverluste bei der Verwendung von 6-MW Turbinen. Die spezifischen jährlichen Betriebskosten liegen aufgrund der geringeren Skaleneffekte bei einer 6 MW-Turbine über den Kosten der 8 MW-Anlage und gleichen somit die Vorteile der höheren Netto-Stromerzeugung der 6 MW-Anlagen nahezu aus.

(5) Als **Ergebnis** kann festgehalten werden, dass der Einsatz einer 4 MW-Anlage im **Szenario 1a** bei küstennahen Standorten auch im Jahr 2017 noch sinnvoll sein kann, wenn gleichzeitig die Rotordurchmesser maximiert werden. Die höhere Stromerzeugung kann die ebenfalls höheren spezifischen jährlichen Betriebskosten überkompensieren. Je weiter die Standorte von der Küste entfernt sind, desto vorteilhafter ist es, die entfernungsabhängigen Kosten wie Installation und Betriebskosten mit Hilfe der positiven Effekte durch die Erhöhung der Leistung zu optimieren.

Gleiches gilt auch für den langfristigen Einsatz von 6 MW-Anlagen im **Szenario 2a**. Je weiter der Standort vom Festland entfernt ist und je größer die Wassertiefe ist, desto sinnvoller ist es, den maximalen Windertrag durch größtmögliche Turbinenleistungen zu optimieren.

3.6.2 Verlängerung der Lebensdauer auf 25 Jahre

(1) Die Ergebnisse der Szenarien 1 und 2 und auch die Sensitivitäten 1a und 2a basieren auf einer technischen Lebensdauer der Windparks von 20 Jahren. Es ist jedoch denkbar, dass ein Park bei regelmäßiger Wartung auch länger als 20 Jahre betrieben werden kann. Zur Ermittlung der Effekte einer Verlängerung der Lebensdauer dieser Windparks an den Standorten A, B und C wurden die Stromgestehungskosten deshalb zusätzlich für eine Betriebszeit von 25 Jahren berechnet.

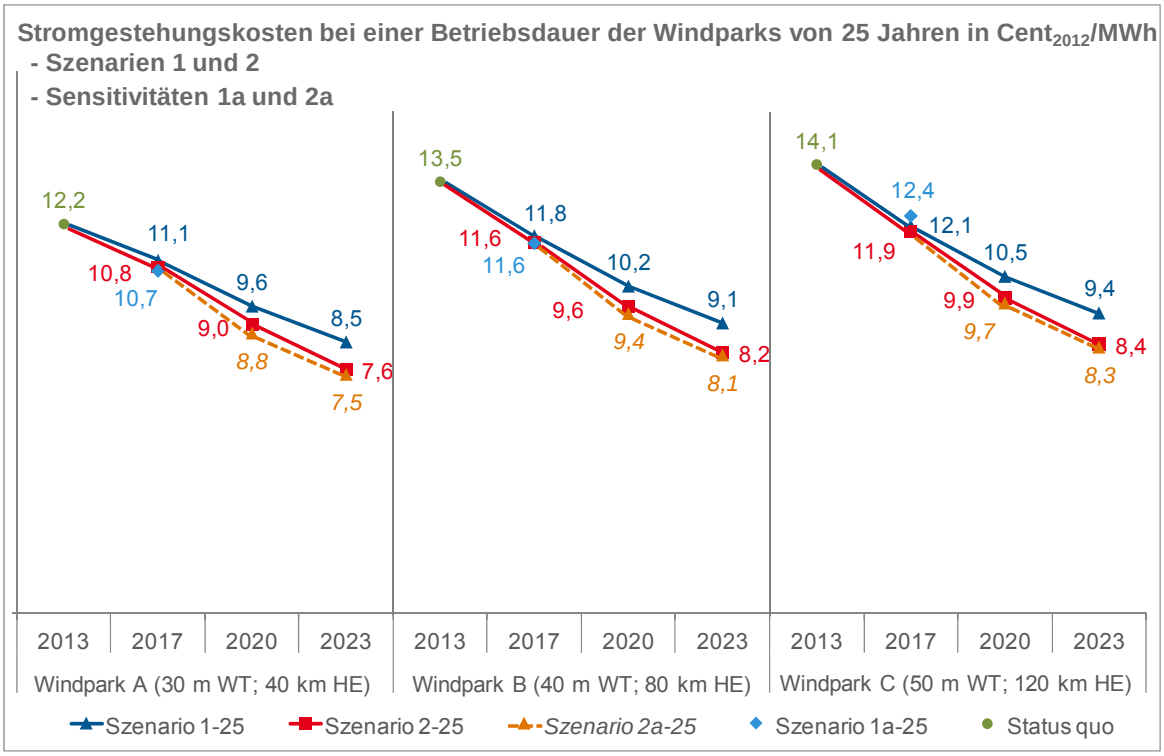
(2) Bei einem **um fünf Jahre verlängerten Betrieb** steigen in den letzten 5 Jahren die Betriebs- und Wartungskosten durch den erhöhten Aufwand zur Aufrechterhaltung des Betriebs der alten Anlagen. Verschleißbedingt ist dann auch mit einem erhöhten Ausfall der Anlagen zu rechnen. In der Folge reduziert sich in diesem Zeitraum auch die spezifische Netto-Stromproduktion der Anlagen.

Der Eigentümer eines Windparks wird eine Anlage nur dann reparieren, wenn die dafür anfallenden Kosten innerhalb der verbleibenden Restlaufzeit als gewinnbringende Rückflüsse erwirtschaftet werden können. Die Betreiber werden daher einzelne Anlagen nach und nach vor Erreichen der 25 Jahre vom Netz nehmen. Häufigere Stillstandzeiten bzw. ein Komplettausfall einzelner Anlagen reduzieren deshalb zusätzlich die durchschnittliche spezifische Netto-Stromproduktion.

(3) Abbildung 24 zeigt die Ergebnisse der Stromgestehungskosten bei einer Laufzeit von 25 Jahren. Eine **Verlängerung** der Laufzeit um fünf Jahre führt bei den im Jahr 2013 in Betrieb genommenen Windparks aufgrund der in Summe höheren Energieerzeugung bei gleichen Investitionskosten zu rund 5 % **niedrigeren Stromgestehungskosten** (vgl. hierzu Abbildung 23). Für Windparks, die zwischen 2017 und 2023 in Betrieb genommen werden, reduzieren sich die Stromgestehungskosten um bis zu 7 %.

Dieses Ergebnis unterstreicht die Bedeutung einer hohen Qualität und Robustheit der Anlagenkomponenten und eines auf die Lebensdauer der Anlagen ausgerichteten Betriebs- und Wartungskonzepts.

Abbildung 24: Stromgestehungskosten der Szenarien 1 und 2 und der Sensitivitäten 1a und 2a bei einer Betriebsdauer von 25 Jahren



Quelle: [Prognos/Fichtner]; WT = Wassertiefe; HE = Hafenentfernung

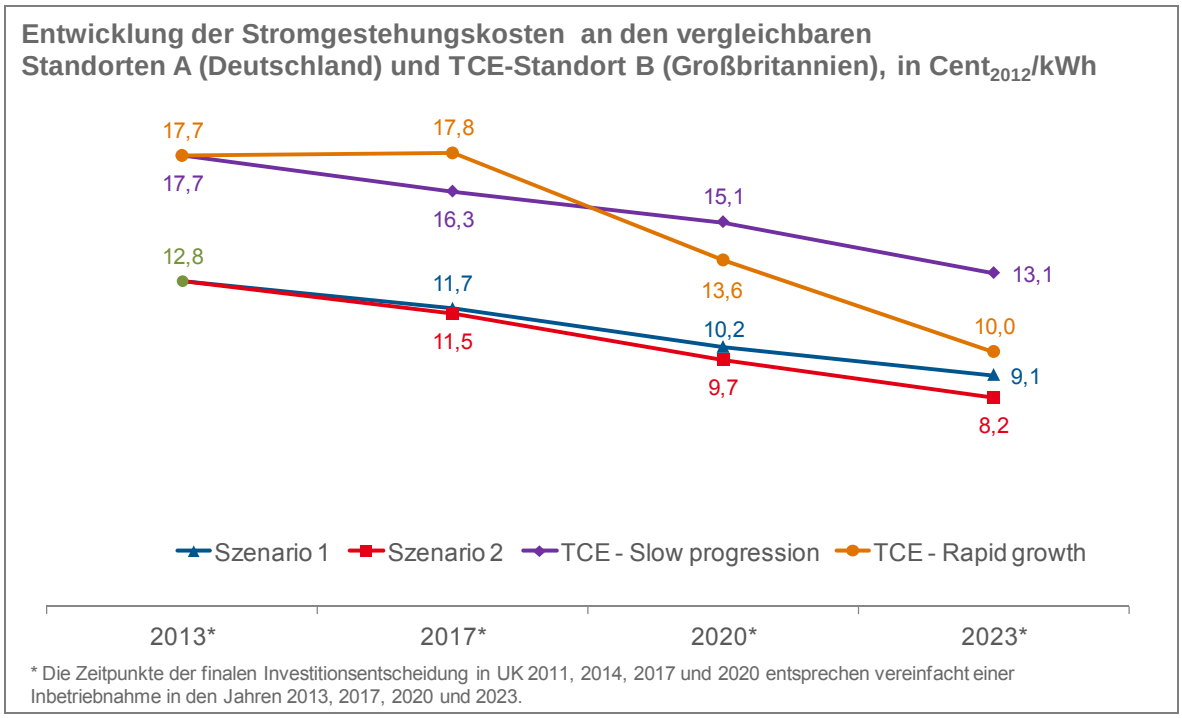
3.7 Einordnung der Ergebnisse im Vergleich zur TCE-Studie

(1) Die hier vorliegende Studie ist, wie in Kapitel 1 dargestellt, methodisch mit der von The Crown Estate (TCE) im Jahr 2012 durchgeführten Arbeit vergleichbar. Eine kurze Einordung der Ergebnisse dieser Studie für den deutschen Markt im Vergleich zur TCE-Studie wird in diesem Kapitel vorgenommen.

Der Vergleich der Studien wird beispielhaft für die Standorte A (Deutschland) und B (TCE-Studie) vorgenommen. Der Standort A der vorliegenden Studie entspricht mit seinen Standortparametern Wassertiefe, Hafenentfernung und mittlerer Windgeschwindigkeit am ehesten der Konfiguration des Standorts B der TCE-Studie. Die Angaben der TCE-Studie beziehen sich auf Anlagen deren finale Investitionsentscheidung (FIE) in den Jahren 2011, 2014, 2017 und 2020 getroffen wurde. Bei einer unterstellten Bauzeit (inkl. der Bauvorbereitung) eines Offshore-Windparks von 2-4 Jahren führt dies dazu, dass die Ergebnisse der TCE-Studie mit der vorliegenden Studie für Deutschland, die Inbetriebnahmezeitpunkte 2013, 2017, 2020 und 2023 analysiert, in etwa vergleichbar sind. Die folgende Abbildung 25 vergleicht die

Entwicklung der Stromgestehungskosten am Standort A in den Szenarien 1 und 2 mit den Ergebnissen der TCE-Studie in den Szenarien „Slow progression“ und „Rapid growth“ am Standort B. Die zugrunde liegenden Marktbedingungen im Szenario „Slow progression“ (>31 GW installierte Leistung in Europa in 2023) ähneln dem Szenario 1 dieser Studie, Szenario 2 entspricht hingegen eher der Entwicklung des Szenarios „Rapid growth“ (>43 GW installierte Leistung in Europa in 2023). Die hier verglichenen Szenarien weisen zu den jeweiligen Zeitpunkten in beiden Studien die gleichen durchschnittlichen Turbinenleistungen auf.

Abbildung 25: Vergleich der Stromgestehungskosten zwischen Deutschland und Großbritannien am Beispiel des Standorts A



Quelle: [TCE 2012; Prognos/Fichtner]; eigene Umrechnung und Darstellung

(2) Die **TCE-Studie** für den britischen Offshore-Markt kommt im Ergebnis zu Stromgestehungskosten, die aufgrund der vollständigen **Einbeziehung der Transportkosten** für den Offshore erzeugten Strom bis zum Festland über den Kosten dieser Studie für Deutschland liegen. Die Stromgestehungskosten sinken in der TCE-Studie am Standort B (40 km Hafenentfernung, 35 Meter Wassertiefe) von knapp 17,7 Cent/kWh auf 13,1 Cent/kWh im

Szenario „Slow progression“ und auf rund 10 Cent/kWh im Szenario „Rapid growth“ mit optimaler Marktentwicklung.[10]

(3) Die Kostenreduktion in der TCE-Studie beträgt 26 % im Szenario „Slow progression“ und 44 % im Szenario „Rapid growth“ und erreicht somit ähnliche Größenordnungen wie in den Szenarien 1 und 2 dieser Studie. Sie basiert aber bei vergleichbaren technischen Entwicklungen auf zwei grundsätzlich anderen Effekten bezüglich der Finanzierungskosten und des Stromertrags.

(4) Der **Finanzierungszinssatz** der Offshore-Projekte in Großbritannien, also der gewichtete reale kalkulatorische Zinssatz, ist mit real über 9 % vor Steuern bei FIE 2011 und mehr als 8 % vor Steuern (FIE 2020) über den gesamten Projektverlauf höher als in Deutschland. Zudem sinken die Finanzierungskosten weniger als in dieser Studie für Deutschland unterstellt.

Im Rahmen der deutschen Studie ist angenommen worden, dass die realen kalkulatorischen Zinsen über den gesamten Projektzeitraum von 7,85 % (Inbetriebnahme 2013) auf 5,68 % aufgrund der abnehmenden Risiken sinken. Hauptsächlich verantwortlich für die höheren Finanzierungskosten in Großbritannien ist die unterstellte andere Struktur der Finanzierung. Aufgrund einer erwarteten geringen Liquidität im britischen Markt ist die Einbeziehung von Anleihen mit höheren Renditeanforderungen in die Finanzierung erforderlich und erhöht somit die gewichtete reale Kapitalverzinsung. Zudem wird in der britischen Studie mit höheren Eigenkapitalquoten gerechnet, die typisch für den britischen Markt sind.

Im Szenario „Slow progression“, ergibt sich ein geringeres Kostensenkungspotenzial aus dem Bereich der Finanzierung. Dadurch liegt auch das Kostensenkungspotenzial in Großbritannien mit 26 % insgesamt etwas unter dem Potenzial in Szenario 1 für Deutschland (29 % bis 32 %). Im Szenario „Rapid growth“ führt ein real deutlich steigender kalkulatorischer Zinssatz auf über real 12 % zu stagnierenden Kosten im Jahr 2017 im Vergleich zu 2013.

(5) Die **Netto-Stromerzeugung** ist in der TCE-Studie trotz niedrigerer mittlerer Windgeschwindigkeiten im Vergleich zu Deutschland um bis zu 10 % höher. Höhere angenommene Abschattungsverluste bei deutschen Windparks verursachen diese Differenz.

In Deutschland liegen beispielsweise am Standort A (Hafenentfernung 40 km, Wassertiefe 30 m, Windgeschwindigkeit 9,9 m/s) die

---

10 Der angenommene durchschnittliche Wechselkurs für das Jahr 2012 beträgt laut der Deutschen Bundesbank 1 GBP = 1,23 Euro. Quelle: www.bundesbank.de

Abschattungsverluste im Jahr 2023 bei 17,75 % (Szenario 1) und 19,5 % (Szenario 2). Im Vergleich dazu liegen die Abschattungsverluste in der TCE-Studie (FIE 2020) für Großbritannien an deren Standort B (Hafenentfernung 40 km, Wassertiefe 35 m, Windgeschwindigkeit 9,4 m/s) bei 8,5 % im Szenario „Slow progression“ und 7,7 % im Szenario „Rapid growth“. Dies führt dazu, dass die Nettostromerzeugung der Offshore-Windparks in Deutschland trotz deutlich höherer Bruttoerzeugung aufgrund der höheren Windgeschwindigkeit, um bis zu 10 % unter den Erträgen in Großbritannien liegt.

Als Hauptursache für die signifikant unterschiedliche Bewertung der Abschattungsverluste zwischen Deutschland und Großbritannien ist die abweichende **Flächenverfügbarkeit** für die Windparks verantwortlich. Während in Deutschland die Parks in bereits genehmigten Clustern angeordnet werden, besteht in Großbritannien insbesondere für den Ausbau nach 2017 eine deutlich höhere Flächenflexibilität. Dadurch kann sowohl der Abstand der Turbinen innerhalb eines Windparks als auch der Abstand zwischen den Windparks vergrößert werden. Beides führt zu einer erheblich besseren Ausnutzung der wachsenden Turbinenleistung und geringeren internen und externen Abschattungsverlusten. Vor allem dadurch ist das Kostensenkungspotenzial im Szenario „Rapid growth“, welches in seinen Grundzügen dem Szenario 2 mit optimalen Marktbedingungen dieser Studie entspricht, mit 44 % in Großbritannien größer als in Deutschland (39 %). Der deutlich höhere Windertrag in Großbritannien übersteigt die Vorteile wegen der besseren Finanzierungskonditionen in Deutschland, die auch für dieses Szenario gelten.

4 Kostensenkungspotenziale

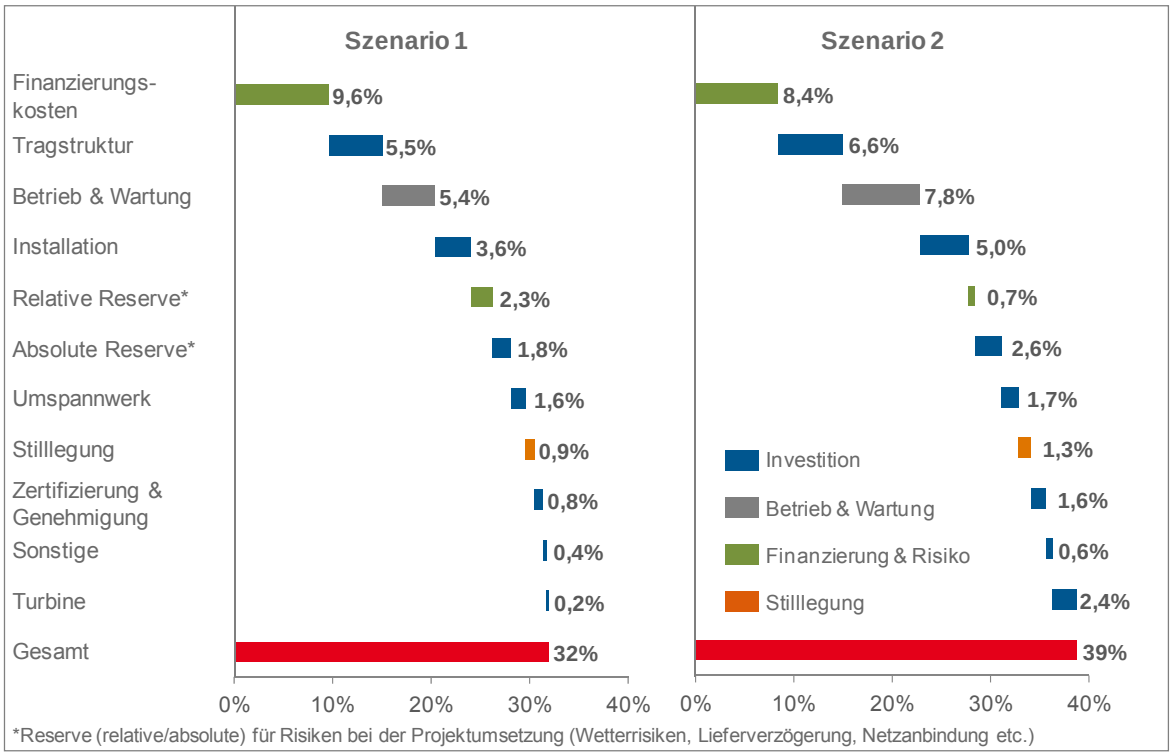
Im folgenden Kapitel werden die **Gründe für den Rückgang** der Stromgestehungskosten dargestellt. Die größten Kosteneinsparungen resultieren aus der Reduktion der Investitionskosten und der geringeren Finanzierungskosten infolge einer geänderten Risikobewertung. Für die Erstellung der Studie wurden die berechneten Kosten für beide Szenarien in den Interviews mit den einzelnen Unternehmen verifiziert. Standort B wird wegen der großen Bedeutung während des Betrachtungszeitraums in den nachfolgenden Ergebnisdarstellungen (sofern nicht anders vermerkt) als Beispiel herangezogen. Aufgrund der Vielzahl der Daten wurde die Verifizierung der Ergebnisse nur für den Standort B durchgeführt. Diese Ergebnisse wurden anschließend unter Berücksichtigung der Standorteigenschaften hinsichtlich Wassertiefe und Hafenentfernung auf die Standorte A und C übertragen.

4.1 Zusammenfassung

(1) Das **maximale Kostensenkungspotenzial** der einzelnen Bestandteile der Investitions- und Betriebskosten ergibt sich im Szenario 2 mit dem schnellen Wachstumspfad durch den Vergleich der Stromgestehungskosten für einen im Jahr 2013 und ein im Jahr 2023 in Betrieb genommenen Windpark. Die Werte für Szenario 1 liegen aufgrund des geringeren Ausbaupfades unter denen von Szenario 2. Für die Standorte A und C ergeben sich ähnlich hohe Kostensenkungspotenziale wie für den Standort B.

Die Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie betragen zwischen **32 % in Szenario 1 und 39 % bei optimalen Marktbedingungen (Szenario 2)** für die nächsten 10 Jahre. Hiervon entfällt der größte Teil auf das direkte technische Potenzial. Die verbleibenden Senkungspotenziale (Finanzierung und Risiko) sind den indirekt durch die Technologie ausgelösten Potenzialen zuzuordnen. Abbildung 26 beschreibt die Wirkung der einzelnen Kostensenkungspotenziale in den Szenarien 1 und 2 für den Standort B.

Abbildung 26: Die einzelnen Kosteneinsparpotenziale am Beispiel von Windpark B



Quelle: [Prognos/Fichtner]

4.2 Technisches Kostensenkungspotenzial

In den folgenden Unterkapiteln werden die größten Einflussfaktoren im Bereich der **Investitions-, Betriebs-** und **Stilllegungskosten** auf das technische Kostenreduktionspotenzial vorgestellt.

4.2.1 Turbine

(1) Die **Turbine** liefert trotz steigenden technischen Anforderungen bei größeren Generatoren und höheren Rotordurchmessern mit 2,4 %-Punkten einen signifikanten Beitrag zur Kostenreduktion im Szenario 2.Die Bruttostromerträge der Anlagen steigen von rund 5.070 MWh pro MW auf 5.470 MWh. Der steigende Bruttoertrag wird jedoch durch zunehmende Abschattungsverluste teilweise kompensiert. Langfristig wird ein steigender Wettbewerb durch den Eintritt neuer Marktteilnehmer zur Kostensenkung beitragen. In Szenario 1 ist die Kostensenkung mit 0,2 %-Punkten deutlich geringer. Weniger Wettbewerb und geringere Skaleneffekte durch die Steigerung der Turbinengröße auf lediglich 6 MW im Vergleich zu 8 MW sind die Ursache.

(2) Die spezifischen Investitionskosten für die Turbine bieten mit einem Anteil am gesamten Kostensenkungspotenzial von rund 8 % (Szenario 2) im Vergleich zu anderen Optionen auf den ersten Blick nur wenig technisches Kostensenkungspotenzial. Jedoch gilt es zu beachten, dass steigende Kosten durch die Optimierung der Technik verbesserte Energieerträge, sinkende Installationskosten und sinkende Instandhaltungsmaßnahmen zur Folge haben. Hauptgrund dafür sind die zwei Technologiesprünge im Leistungsbereich von 4 MW über 6 MW auf 8 MW. Zwar kann dies durchaus auf einer ähnlichen Produktplattform stattfinden, allerdings führen die erforderlichen Entwicklungskosten in diesem kurzen Zeitraum zu absolut steigenden Kosten der Turbine. Aufgrund der Steigerung der Leistung von 4 MW auf 8 MW erreichen die spezifischen Kosten ein etwa niedrigeres Niveau. Gleichzeitig vergrößert sich der Rotordurchmesser von 120 m im Jahr 2013 auf 164 m (Szenario 1) bzw. 178 m (Szenario 2) im Jahr 2023. Die Entwicklungs- und Materialkosten für Rotorblätter mit diesen Ausmaßen verhindern eine größere Kostensenkung im Bereich der Turbine. Ähnliche Entwicklungen der Kosten findet man auch bei Onshore-Windenergieanlagen.

4.2.2 Tragstruktur

(1) Mit der Erhöhung der spezifischen Turbinengröße und -leistung in beiden Szenarien ergeben sich bei der **Gründung und Tragstruktur** deutliche Skaleneffekte. Sie reduziert die spezifischen Kosten dieses großen Kostenblocks und senkt damit auch die Stromgestehungskosten. Zusätzlich tragen Serienfertigung und ein steigender Wettbewerb dazu bei, dass die Kosten langfristig um 6,6 %-Punkte im Szenario 2 sinken. In Szenario 1 liegen die Kostensenkungspotenziale mit 5,5 %-Punkten geringfügig niedriger. Geringere Stückzahlen aufgrund der niedrigeren Ausbringungsmenge in Gesamteuropa reduzieren den technischen Fortschritt.

(2) Der Bereich der Tragstrukturen bietet das größte Kostensenkungspotenzial im Bereich der Investitionskosten. Haupttreiber für die Reduzierung der Kosten ist die **kontinuierliche Produktion** von Jackets bzw. Monopiles. Dafür müssen allerdings stabile politische und gesetzliche Rahmenbedingungen herrschen. Ohne diese wird es weiterhin zu Verzögerungen von Investitionsentscheidungen kommen. Besteht jedoch eine konstante Nachfrage nach Fundamenten, können die Hersteller durch eine kontinuierliche Produktion die Kosten senken. Wenn Stillstandszeiten vermieden werden können, kommt es zu weniger Fluktuationen in der Belegschaft dieser Unternehmen. Personalfluktuationen führen aber zu leichten Qualitätseinbußen und zu hohen Transaktionskosten. Durch eine Verstetigung des Auftragsbestandes können

Fluktuationen vermieden werden. Die Produktqualität bleibt somit auf einem konstant hohen Niveau und die Ausschuss- und Transaktionskosten reduzieren sich.

(3) Gleichzeitig führen **verbesserte bzw. optimierte Produktionsverfahren** zu sinkenden Produktionskosten. Ein entscheidender Faktor zur Kostenreduktion nimmt die Optimierung des Fundament-Designs ein. Hier bestehen diverse Verbesserungsmöglichkeiten, um den Sprung von projektspezifischen Fundamenten zu einheitlichen Industriestands bewältigen zu können und Standardprodukte der Vorproduzenten insbesondere in der Jacketfabrikation gezielt einsetzen zu können. Desweiteren wirkt sich die Leistungssteigerung der Turbinen senkend auf die spezifischen Kosten aus. Ein Fundament für eine 8 MW Anlage wird zwar aufgrund des höheren Materialbedarfs absolut teurer. Die spezifischen Kosten pro MW sinken jedoch im Vergleich zu einer 4 MW Anlage deutlich. Gleiches gilt für die Produktion von Türmen. Eine Erhöhung der Turbinenleistung führt trotz steigenden Nabenhöhen und dem größeren Materialbedarf zu sinkenden spezifischen Kosten.

(4) Insgesamt beträgt der **Anteil** der beschriebenen Effekte am gesamten Kostensenkungspotenzial etwa 17 % im Szenario 1 und Szenario 2.

4.2.3 Parkinternes Umspannwerk

(1) Die Standardisierung der technischen Auslegung der parkeigenen **Umspannwerke** liefert 1,7 %-Punkte Kostensenkungspotenzial im Szenario 2. Zusätzlich wird auch in diesem Bereich eine Intensivierung des Wettbewerbs zur Kostensenkung beitragen und dafür sorgen, dass die Entwicklung im Szenario 2 leicht schneller verläuft als in Szenario 1.

(2) Die **absoluten Kosten** für das parkinterne Umspannwerk können trotz der Erhöhung der Anschlussleistung von 320 MW auf 450 MW durch die Einführungen eines standardisierten Designs bis zum Jahr 2023 um rund **15 %** gesenkt werden. Dieser Rückgang wird durch zusätzliche Lernkurveneffekte und den Eintritt von weiteren Marktteilnehmern unterstützt. Desweiteren gilt es verschiedene Installationskonzepte (suction bucket, Self-Installing, etc.) zur Marktreife zu bringen und damit ebenfalls in der Installation Kosten zu sparen. Der Großteil der Kosten eines Umspannwerks entfällt auf die Fundamente und den Stahlbau und nur ein kleinerer Anteil auf die elektrischen Komponenten. Daher führt die Erhöhung der Anschlussleistung zu keiner absoluten Kostenstei-

gerung. Gleichzeitig sinken durch die Reduzierung der absoluten Kosten und die Leistungssteigerung von 320 MW auf 450 MW die spezifischen Kosten.

(3) Der **Anteil** des Umspannwerks am gesamten Kostensenkungspotenzial liegt zwischen 5 % im Szenario 1 und etwa 4 % im Szenario 2.

4.2.4 Installationskosten

(1) Die Verbesserung der **Installationslogistik** durch größere, schnellere Schiffe und die Anpassung der Prozessabläufe in der Installation sorgen für eine Kostenreduktion um 5,0 %-Punkte im Szenario 2. Größere Schiffe erhöhen durch höhere Transportkapazitäten die Ausnutzung geeigneter Wetterfenster. Zusätzlich wird es erst durch leistungsfähigere Installationsschiffe und verbesserte Logistikkonzepte möglich, die Skaleneffekte durch größere Turbinen auszunutzen. Im Szenario 1, bei geringerem europäischem Marktwachstum, fällt das Kostensenkungspotenzial mit 3,6 %-Punkten aufgrund weniger spezialisierter Marktakteure und weniger Wettbewerb geringer aus.

(2) Die Installationskosten für die Turbine, die Tragstruktur, das parkeigene Umspannwerk sowie für die Kabelverlegung reduzieren sich in Zukunft vor allem durch die Verbesserung der **Logistikkonzepte** und den steigenden **Wettbewerb** durch neue Marktteilnehmer. So führen schnellere und größere Installationsschiffe sowie die Einführung von Spezialschiffen (z.B. für die Kabelinstallation) zu kürzeren Installationszeiten. Die kürzeren Einsatzzeiten reduzieren somit die Mietkosten für die Spezialschiffe und das Installationsequipment. Einen weiteren positiven Effekt auf die Einsatzzeiten hat die Nutzung von Errichterschiffen mit dynamischen Positionierungssystemen bei geeigneten Standorten. Diese Systeme ermöglichen die Installation von Komponenten ohne auf den zeitaufwendigen Hubvorgang angewiesen zu sein, der bei Errichterschiffen (Jack-up-vessel) notwendig ist. Die Schiffe bleiben computergesteuert automatisch an einer Stelle und können somit den Installationsvorgang ausführen. Bei zu starkem Wellengang besitzen die Errichterschiffe durch den Einsatz der Hubvorrichtung jedoch den Vorteil, besser vor den Wellen geschützt zu sein. Beide Konzepte gilt es projektspezifisch, effizient und kostengünstig zu optimieren und einzusetzen. Weiteres Optimierungspotential wird insbesondere bei Installationskonzepten gesehen, welche zum einen die Groutverbindung zwischen Monopile und Übergangsstück durch eine Flanschverbindung ersetzt. Zudem können neue Verfahren, wie beispielsweise das Vibrations-

oder Bohrverfahren eingesetzt werden, um auf die lärm- und zeitintensiven Rammverfahren zu verzichten.

(3) Desweiteren sinken auch die spezifischen Kosten bei der Installation durch die **Leistungssteigerung der Turbinen**. Die Installationsdauer eines Fundaments wird nur in geringem Maße durch die Leistung der Turbine beeinflusst. Die absoluten Kosten für die Installation sind daher nur bedingt abhängig von der Turbinengröße. Mit der Leistungssteigerung von 4 MW auf 8 MW kommt es daher zu einem starken Rückgang der spezifischen Kosten. Weiterhin führen Lernkurveneffekte zu sinkenden Kosten. Im Laufe der Zeit reduzieren sich durch die gesammelte Erfahrung die Probleme bei der Installation.

(4) Langfristig können zudem zusätzlich Installationskosten gesenkt werden indem neue **Tragstrukturtypen** (schwimmende Fundamente Schwerkraftfundamente, etc.) genutzt werden. Die Anwendung dieser Fundamente wird jedoch in großem Maßstab in Deutschland erst nach dem Jahr 2023 erwartet.

(5) Der Bereich der Installation besitzt einen **Anteil** am gesamten Kostensenkungspotenzial bis zum Jahr 2023 von rund 11 % im Szenario 1 und etwa 13 % im Szenario 2.

4.2.5 Reduzierung der absoluten Reserve für die Projektrisiken

(1) Um das technische Kostenreduktionspotenzial der **Reserve für die Risiken** zu berechnen, wird der Anteil der Reserve an den gesamten Investitionskosten für die Projektrisiken konstant auf einem Niveau von 15 % gehalten. Durch die Reduzierung der Investitionskosten reduziert sich dadurch bereits der konstant gehaltene Anteil der Rückstellungen.

(2) Die absolute Reduktion der **Reserve für Risiken** während der Projektrealisierung und die Installationsrisiken durch Senkung der gesamten Investitionskosten verringert die Stromgestehungskosten um 1,8 %-Punkte in Szenario 1 bzw. 2,6 %-Punkte im Szenario 2. Sie wird direkt durch die technische Entwicklung und die dadurch sinkenden Investitionskosten ausgelöst.

(3) Die Reduzierung der Reserve hat in beiden Szenarien einen **Anteil** am gesamten Kostensenkungspotenzial bis zum Jahr 2023 von 6 % bis 7 %.

4.2.6 Entwicklung der Betriebs- und Wartungskosten

(1) Die Verbesserung der **Betriebs- und Wartungslogistik** stellt mit 7,8 %-Punkten im Szenario 2 das größte technische Potenzial. In Szenario 1 ist das Potenzial mit 5,4 %-Punkten wegen der geringeren Skaleneffekte bei den 6-MW Turbinen und der langsameren Entwicklung gemeinsamer Wartungskonzepte geringer. Kurzfristig bestimmen insbesondere schnellere und größere Schiffe sowie eine verbesserte Infrastruktur das Senkungspotenzial. Langfristig sorgen insbesondere betreiberübergreifende seebasierte Wartungskonzepte für sinkende Kosten.

(2) Entscheidend dafür ist die Einführung von **betreiberübergreifenden Wartungs- und Logistikkonzepten**. Die Nutzung gemeinsamer Flotten- und Logistikinfrastruktur (Lande- und Betankungsmöglichkeiten für Helikopter, Schiffe, Materiallager, Rettungs- und Sicherheitskonzepte) kann zu einer Reduzierung der absoluten jährlichen Betriebskosten führen. Gleichzeitig profitieren auch die Betriebskosten von schnelleren Schiffen und mehr Wettbewerb im Markt.

(3) Desweiteren hat auch die **Leistungssteigerung der Anlagen** von 4 MW auf bis zu 8 MW in Szenario 2 einen großen Einfluss auf die spezifischen Betriebskosten. Die Anfahrtszeit um eine Anlage warten zu können, ist unabhängig von der Turbinengröße. Dadurch sind auch die absoluten Kosten für diese Anfahrt gleich. Wenn jedoch statt einer 4 MW Anlage eine 8 MW Anlage gewartet werden kann, reduzieren sich automatisch die spezifischen Betriebskosten pro MW installierter Leistung.

(4) Der **Anteil** am gesamten Kostensenkungspotenzial im Bereich der Betriebskosten für den Rückgang der Stromgestehungskosten bis zum Jahr 2023 beträgt rund 17 % im Szenario 1 und 20 % im Szenario 2.

4.2.7 Sonstiges technisches Kostensenkungspotenzial

(1) Einheitliche **Genehmigungs- und Zertifizierungsstandards** sowie wachsende Erfahrung bei der Planung von Projekten steuern ein Kostensenkungspotenzial von 1,6 %-Punkte im Szenario 2 bei. In Szenario 1 werden 0,8 %-Punkte erzielt. In beiden Szenarien wirkt kurzfristig zudem die Erhöhung der Parkleistung von 320 MW auf 450 MW senkend auf die spezifischen Kosten. Einheitliche Standards sind insbesondere bei der Zertifizierung notwendig um neben der Kostensenkung in diesem spezifischen Bereich auch die Kostensenkung in der Produktion von Komponenten durch die Serienfertigung zu erleichterten.

(2) Die mit der Zeit zunehmende Spezialisierung im Bereich des **Rückbaus von Offshore-Windparks** kann die Stromgestehungskosten um 1,3 %-Punkte in Szenario 2 bzw. 0,9 %-Punkte in Szenario 1 senken. Der Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen sollte in der Ausführung deutlich weniger aufwendig sein als die Installation und somit zu wesentlich geringeren Kosten führen. Steigende Erlöse beim Verkauf der rückgebauten Anlagen über den reinen Stahlwert hinaus können langfristig die Kosten noch stärker sinken lassen.

(3) Mit einer verbesserten Verfügbarkeit und einer effizienteren **Kabelherstellung** durch den zunehmenden Wettbewerb kann eine Kostensenkung um bis zu 0,6 %-Punkte im Szenario 2 erreicht werden. Die Kabelherstellung ist heute deutlich von Verfügbarkeitsproblemen überlagert. Hier ist davon auszugehen, dass ein Wandel im Markt hin zu einem Käufermarkt bei entsprechend kontinuierlicher Marktentwicklung in Verbindung mit dem Aufbau von Fertigungskapazitäten noch deutlichere Kostensenkungspotenziale liefern kann.

4.3 Indirektes technisches Kostensenkungspotenzial

Das zusätzliche Kostensenkungspotenzial ergibt sich aus der **Reduzierung des realen kalkulatorischen Zinssatzes** sowie aus der **Anpassung** der Anteile für die **Rückstellung** während der Installationsphase. Diese Potenziale steigen mit der Höhe der Investitionskosten. Im Folgenden werden diese beiden Effekte auf die Kostensenkungspotenziale erläutert.

4.3.1 Reduktion der Risikoaufschläge in der Finanzierung

(1) Die deutliche **Senkung der Risikoprämien** in der Finanzierung durch **wachsende Erfahrung** bei Planung, Bau und Betrieb und größere Zuverlässigkeit der Anlagen trägt in Szenario 1 mit 9,6 %-Punkten sogar stärker zur Senkung der Kosten bei als in Szenario 2 (8,4 %-Punkte). Zusätzlich sinken die Eigenkapitalanforderungen der Banken. Weil Fremdkapital zumeist eine geringere Verzinsung als Eigenkapital erfordert, senkt dies auch die Finanzierungskosten. Insgesamt ist die Reduktion der Finanzierungskosten durch das veränderte Risikoprofil der Technik bei größerer Erfahrung einer der größten Treiber der Kostenreduktion. In Szenario 1 entfällt ein Drittel des gesamten Kostensenkungspotenzials auf das verbesserte Risikoprofil durch die größere Erfahrung mit der Technik.

(2) Die Absenkung der Risikoprämien in der Windparkfinanzierung wirkt sich zwar in der Veränderung des realen kalkulatorischen Zinssatzes (WACC) aus, ist aber indirekt der **technischen Entwicklung** in der Industrie zuzuordnen. Die wachsende Erfahrung im Umgang mit der Offshore-Technik in der Planung, während der Installation und auch in der Betriebsphase, senkt sowohl die Risikoaufschläge in der Fremdkapitalfinanzierung als auch die Prämien beim Eigenkapital. Hierzu muss eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Technik und eine deutlich geringere Fehleranfälligkeit entlang der gesamten Wertschöpfungskette erzielt werden. Neben stabilen regulatorischen Rahmenbedingungen sind technische Weiterentwicklungen, Standardisierungen und ausreichende Erfahrungen im Betrieb der Anlagen hierzu notwendige Randbedingungen.

(3) Dieses Kostensenkungspotenzial wird insbesondere **ab dem Jahr 2020** wirksam, weil dann in Deutschland bei optimaler Marktentwicklung (Szenario 2) 10 GW an Anlagen geplant und realisiert sind. Europaweit werden im Jahr 2020 bereits mehr als 20 GW an Anlagen installiert sein – im Szenario 2 sogar mehr als 40 GW.

Für den Betrieb der Anlagen werden hierzu auch die Erfahrungswerte aus anderen Ländern wie Dänemark oder Großbritannien ihren Beitrag zur Absenkung der Risikoaufschläge leisten. Bis zum Jahr 2020 blicken diese Länder dann bereits auf knapp 15 Jahre Betrieb von Anlagen zurück.

(4) Der Anteil am gesamten Kostensenkungspotenzial im Bereich der Finanzierungskosten im Szenario 1 beträgt rund 30 %. Bis zum Jahr 2023 ist davon auszugehen, dass in Szenario 2 das Kostensenkungspotenzial, welches sich aus der Reduktion der Risikoaufschläge ergibt und etwa 1,1 Cent/kWh Stromgestehungskosten ausmacht. Mit einem **Anteil** von rund 22 % am gesamten Kostensenkungspotenzial von 5,5 Cent/kWh ist die Minimierung der Risikoaufschläge aufgrund der technischen Entwicklung und der größeren Industrieerfahrung auch in diesem Szenario einer der bedeutendsten Treiber der Kostensenkung.

4.3.2 Reduktion der relativen Reserve für Projektrisiken

(1) Zusätzlich sinkt bei der Offshore-Windenergie die bei den Investoren gebildete **anteilige Reserve zur Abdeckung** potenzieller Risiken bei der Projektrealisierung. Durch die wachsende Erfahrung im Umgang mit der Genehmigung, dem Design der Windparks und der Installation sinkt die Notwendigkeit, Positionen für Projektrisiken vorzuhalten. Der somit eingeplante Mehraufwand kann mittel- bis langfristig reduziert werden. Das geschieht in Form von sich reduzierenden Anteilen der Rückstellung an den gesam-

ten Investitionskosten von 15 % auf 13 % im Szenario 2 und von 15 % auf 10 % in Szenario 1. Die Reduzierung der Rückstellung führt somit zu niedrigeren Stromgestehungskosten.

(2) Insgesamt werden dadurch in Szenario 2 0,7 %-Punkte zur Kostenreduktion beigesteuert. In Szenario 1, in dem auch im Jahr 2020 noch mehrheitlich 6 MW-Turbinen im Durchschnitt gebaut werden sinkt die Reserve auf 10 % der Investitionssumme. Dadurch werden 2,3 %-Punkte Kostensenkung realisiert.

(3) Der **Anteil** dieses Effektes am gesamten Kostensenkungspotenzial beträgt 2 % im Szenario 2 und knapp 7 % im Szenario 1.

4.4 Die Bedeutung des Parkdesigns

(1) Die Offshore-Windparks in Deutschland werden in den dafür vorgesehenen und bereits genehmigten Flächen errichtet. Im Laufe der Arbeiten zu dieser Studie haben sich die Hinweise verdichtet, dass sowohl die Minimierung der internen als auch der externen **Abschattungsverluste** (WAKE-Verluste) deutliches Potenzial zur Steigerung des Energieertrags eines Windparks und damit zur Senkung der Stromgestehungskosten liefert.

(2) Die folgende Abbildung 27 veranschaulicht die **Wirkungsmechanismen** der internen und externen Abschattung von Windparks. Einzelne frei stehende Windturbinen weisen offensichtlich keine Parkverluste auf. Ihr Windertrag ergibt sich in Abhängigkeit von der in Nabenhöhe erzielten mittleren Windgeschwindigkeit, der Rotorfläche und Generatorleistung. Die theoretische Bruttoerzeugung der Anlage reduziert sich dann lediglich durch die Windanlagenverfügbarkeit und elektrische Leitungsverluste.

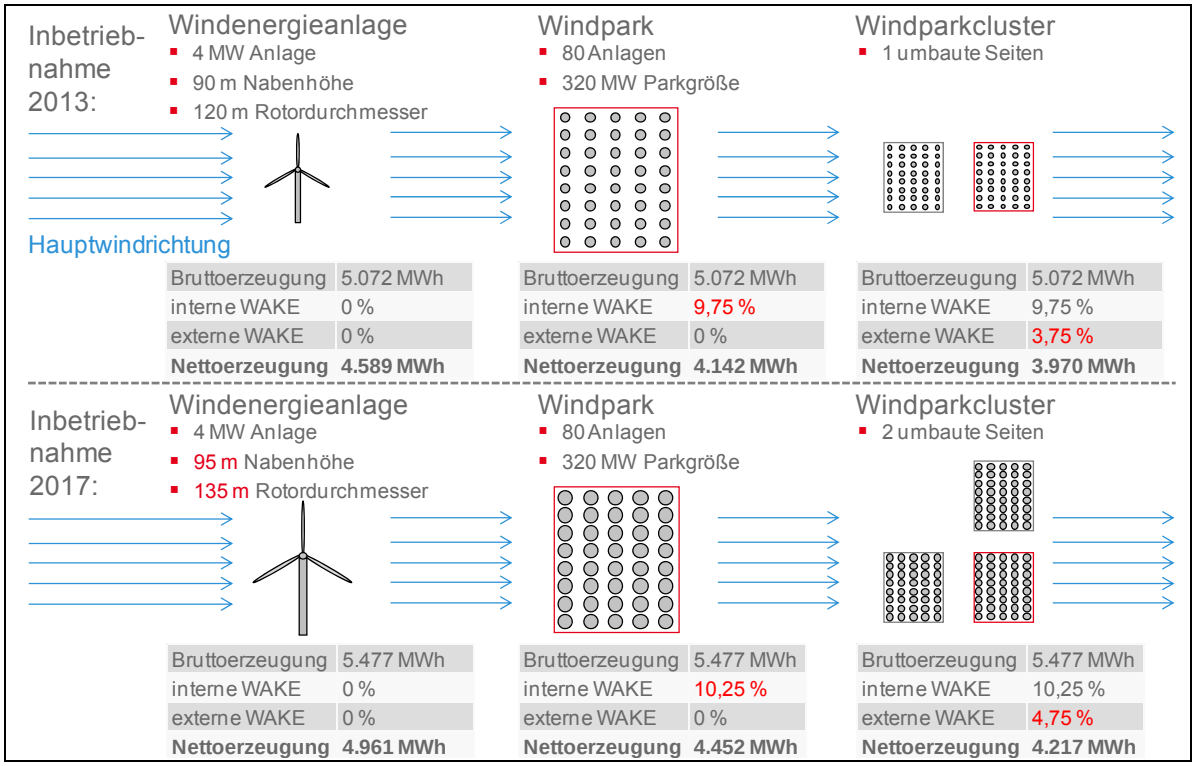
(3) Werden mehrere Anlagen in einem Park gemeinsam errichtet, reduziert sich der mittlere Windertrag pro Turbine im Mittel bereits um 8 – 10 %. Dies ist abhängig vom Abstand der Windanlagen untereinander im Verhältnis zum Rotordurchmesser. In dieser Studie wurde angenommen, dass die 4-MW-Anlagen mit 120 Meter Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung einen 8-fachen Abstand im Vergleich zum Rotordurchmesser aufweisen, in Nebenwindrichtung hingegen nur einen 5-fachen Abstand. Daraus resultieren **interne Abschattungsverluste** von 9,75 %. Dadurch reduziert sich die Nettoerzeugung weiter. Werden dann zusätzlich um den bestehenden Windpark herum weitere Windparks errichtet, also ein Cluster aufgebaut, treten zusätzlich zu den parkinternen

Abschattungseffekten auch noch **externe Verluste** durch die Abschattung der Parks untereinander auf. Bisher basieren die Annahmen zu den externen Verlusten lediglich auf Modellrechnungen, da bisher kaum Parks in Clustern betrieben werden. Wir unterstellen bei einer Abschattung in Hauptwindrichtung einen zusätzlichen externen Verlust von 3,75 % der Nettoerzeugung einer einzelnen Windanlage.

(4) Steigende Rotordurchmesser und größere Nabenhöhen erhöhen bei gleicher Generatorleistung die **Auslastung** der Windanlage. Der Rotordurchmesser geht quadratisch in die Berechnung des Windertrags ein. In größeren Höhen steigt zudem die durchschnittliche Windgeschwindigkeit, die dann sogar mit der dritten Potenz in den Windertrag eingeht. Durch steigende Rotordurchmesser nehmen aber auch die internen Abschattungsverluste bei gleich bleibender Anlagenzahl und Fläche zu. Der relative Abstand zwischen den Anlagen in Bezug auf den Rotordurchmesser sinkt, und die internen Abschattungsverluste steigen auf 10,25 % an. Es wird dabei angenommen, dass durch die so genannte Lückenbauweise („Spacing“) der Effekt des abnehmenden Abstands der Anlagen bezogen auf den Rotordurchmesser in Hauptwindrichtung etwas abgemildert wird. Bei der Lückenbauweise werden Windenergieanlagen auf die Lücken der vorherigen Reihen versetzt.

(5) Wird der Windpark dann zusätzlich an mehreren Seiten **umbaut**, nehmen die externen Abschattungsverluste ebenfalls weiter zu. Die Anordnung der Windparks in Clustern, was Vorteile bei der Netzanbindung mit sich bringt, erhöht zukünftig die externen Abschattungsverluste. Im unten dargestellten Beispiel (Abbildung 27) steigen die WAKE Verluste durch die genannten Effekte auf 10,25 % (intern) bzw. 4,75 % an. Zusammen mit den 8 % übrigen technischen Verlusten gehen somit fast 23 % des Bruttoertrags verloren. Somit werden lediglich knapp 77 % des Bruttostromertrags an den Einspeisepunkt des externen Umspannwerks abgegeben.

Abbildung 27: Schematische Darstellung der Abschattungseffekte im Offshore-Windpark



Quelle: [Prognos/Fichtner]; WAKE = Abschattungsverluste

(6) Wie in Kapitel 2.5 bereits ausgeführt, erreichen die **ersten Offshore-Windparks** in der deutschen Nordsee, insbesondere die Anlagen im Windpark alpha ventus, Volllaststunden, die bisher über den Erwartungen liegen. Allerdings weisen diese Parks bisher keine Umbauung auf. Zusätzlich ist alpha ventus mit nur 12 Anlagen ein kleiner Windpark mit geringer interner Abschattung. Diese beiden Vorteile werden sich in Zukunft bei Windparks mit 80 Anlagen nicht halten lassen.

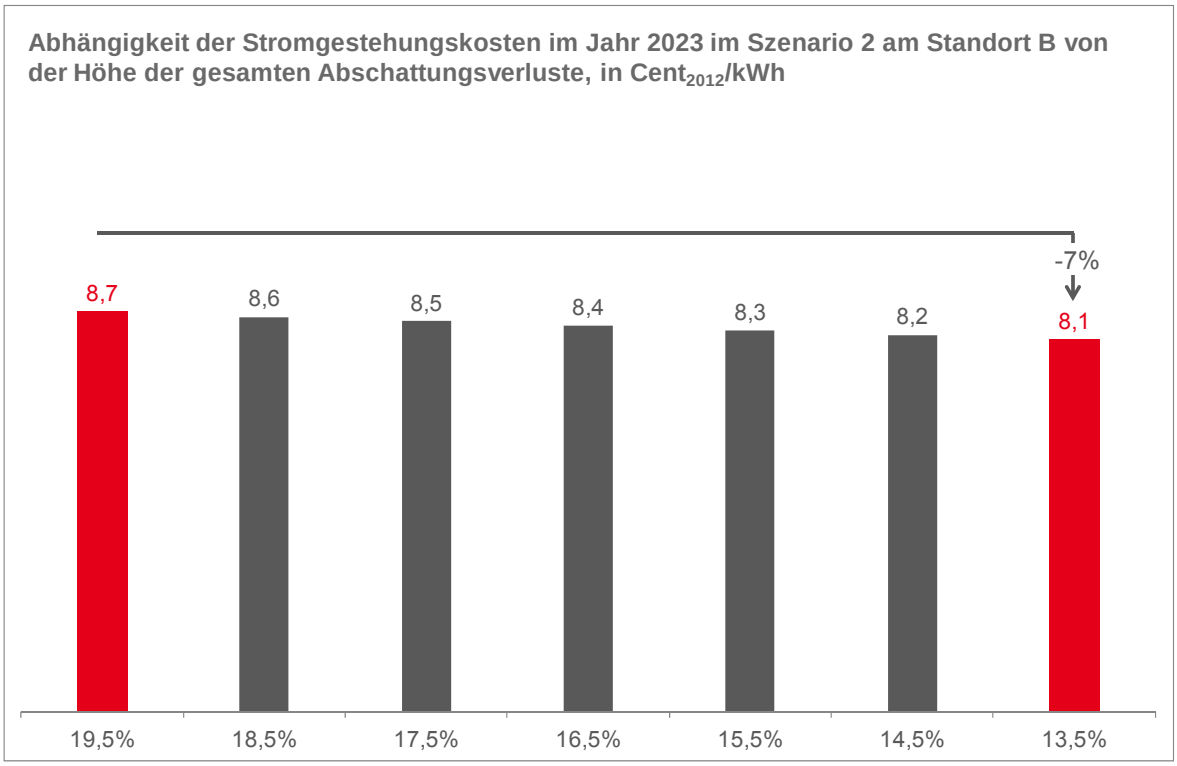
(7) Die in der Studie **angenommenen Abschattungsverluste** im Mittel über die 20jährige Betriebszeit der Windparks basieren auf **typologischen Annahmen** bezüglich des Parkdesigns und der Umbauung des Windparks wie sie in der Nordsee in den entsprechenden Clustern voraussichtlich zu finden sein werden. Entsprechend angepasste Windparkdesigns mit größeren spezifischen Abständen, weniger Anlagen pro Fläche und geringeren Graden der Umbauung können bei spezifischen Windparks daher zu anderen Annahmen hinsichtlich der Abschattung führen.

(8) Die **Reduktion der Abschattungsverluste** durch ein **angepasstes Windparkdesign** ist eine der zentralen Aufgaben bei der

zukünftigen Auslegung der Windparks. Die optimale Anzahl der Anlagen pro Fläche ist dabei das Resultat einer ökonomischen Optimierung aus Anlagenzahl, Windparkertrag und spezifischen Investitionskosten. Diese Optimierung wird bedingt durch die Annahmen zu den Szenarien nicht voll umfassend in der Studie abgebildet. In der Optimierung des Parkdesigns im Hinblick auf interne Abschattungsverluste liegt somit noch zusätzliches Kostensenkungspotenzial. Bei den externen Verlusten ist das Optimierungspotenzial der Betreiber jedoch begrenzt, weil die Clusteranordnung im Wesentlichen regulatorisch fest steht.

(9) Welchen **Einfluss die Optimierung** des Parkdesigns haben könnte zeigt folgende beispielhafte Betrachtung: In der Modellierung der Stromgestehungskosten für den Standort B im Szenario 2 steigen die gesamten Abschattungsverluste durch die Vergrößerung des Rotors (interne Abschattungsverluste) und die Erhöhung der umbauten Seiten (externe Abschattungsverluste) von 13,5 % im Jahr 2013 auf 19,5 % im Jahr 2023. Würden die gesamten Abschattungsverluste im Jahr 2023 auf dem Niveau von 2013 (13,5 %) konstant gehalten werden, ergäbe sich ein weiteres theoretisches Kostensenkungspotenzial von rund 7 %. Die Stromgestehungskosten könnten sich im Jahr 2023 von derzeit 8,7 Cent/kWh auf 8,1 Cent/kWh verringern (vgl. Abbildung 28).

Abbildung 28: Einfluss der Abschattungsverluste auf die Stromgestehungskosten am Beispiel von Windpark B



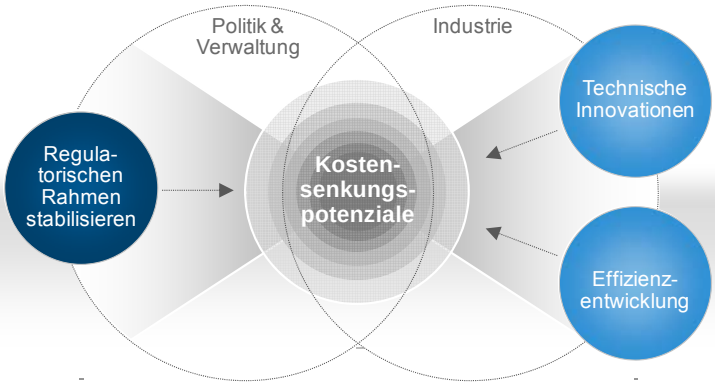
Quelle: [Prognos/Fichtner]

5 Schlussfolgerungen: Wie die Potenziale gehoben werden können

(1) Um die dargestellten Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in den kommenden 10 Jahren zu heben, sind **Beiträge aller Akteure** in Industrie, Politik und Verwaltung erforderlich. Nicht nur der technische Bereich der Investitions-, Betriebs- und Stilllegungskosten bietet ein signifikantes Senkungspotenzial, sondern auch die Minimierung der Risikoprämien in der Finanzierung. Voraussetzung hierfür sind stabile regulatorische Rahmenbedingungen durch die Politik. Für die Offshore-Industrie selbst sind technische Innovationen und die Erhöhung der Effizienz im Umgang mit der Technik die zentralen Stellgrößen.

(2) Abbildung 29 fasst die drei Handlungsbereiche zusammen. Im Anschluss werden die Bereiche zur Hebung der Potenziale vertiefend beleuchtet.

Abbildung 29: Einflussfaktoren zur Realisierung der Kostensenkung



Quelle: [Prognos/Fichtner]

Alle nachfolgend genannten Handlungsfelder beeinflussen auch die Projektrisiken. Das **aktive Risikomanagement** ist bei Offshore-Windprojekten ein wesentlicher Baustein der Kostensenkung. Ein verbessertes **Schnittstellenmanagement** zwischen Betreibern, Herstellern, Installateuren, Netzbetreibern und Behörden kann die Risiken weiter reduzieren.

Handlungsempfehlungen politisches und regulatorisches Umfeld

- **Stabile gesetzliche und politische Rahmenbedingungen schaffen**
  Stabile Rahmenbedingungen bilden die Grundlage für ein verlässliches Investitionsklima. Hierzu zählen neben stabilen Refinanzierungsoptionen durch das EEG auch der unbedingte Bestandsschutz für bereits getätigte Investitionen und getroffene Investitionsentscheidungen. Insbesondere ist es wichtig, die Entwicklung auch im Anschluss an die erste Ausbaustufe nach 2017 kontinuierlich aufrecht zu erhalten. Langfristig einschätzbare Entwicklungen im regulatorischen Umfeld helfen der Offshore-Industrie, sich mit ihren langen Planungszeiträumen darauf einzustellen.

- **Standards für Anlagenkomponenten und Netzanschlüsse definieren**
  Die Einführung von Technologiestandards bei Komponenten und Netzanschlüssen kann die Kosten für Installation und Wartung deutlich senken. Es wäre sinnvoll, diese Standards in enger Abstimmung mit der Industrie zu entwickeln und europaweit zu koordinieren, um die Kosten der Offshore-Windkraft europaweit zu minimieren.

- **Zertifizierungs- und Genehmigungskriterien vereinfachen**
  Eine gemeinsame Prüfung der Zertifizierungs- und Genehmigungsstandards durch die Industrie, Betreiber, Zertifizierer und das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie könnte die Prozesse und Standards optimieren. Einheitliche Zertifizierungsstandards vereinfachen die komplexe Situation und reduzieren den derzeitigen Aufwand. Erfahrungen aus Zertifizierungsprozessen des Kraftwerks- und Anlagenbaus sowie anderer Industrien außerhalb der klassischen Offshore-Industrien sollten genutzt werden.

Handlungsempfehlungen an die Industrie zur technischen Innovation

- **Anlagentechnik auf hohe Auslastung oder maximalen Windertrag optimieren**
  Je nach Standort bieten sowohl die Optimierung der Anlagentechnik für eine hohe Auslastung als auch die Maximierung des Windertrags Potenziale zur Senkung der Stromgestehungskosten. Bei küstennahen Standorten ist eine hohe Auslastung der Anlagen über größere Rotoren vorteilhaft. Je höher der Installations- und Wartungsaufwand aufgrund größerer Küstenentfernungen ist, desto sinnvoller wird die Maximierung des Windertrags durch Skaleneffekte großer Turbinenleistungen.

- **Bestehende Tragstrukturen optimieren und neue entwickeln**
  Die Optimierung des Fundamentdesigns bietet die Möglichkeit der Standardisierung. Insbesondere die Jacketfabrikation kann bei höheren Stückzahlen effizienter gestaltet werden. Kurz- bis mittelfristig können Verfahren der Installation der Tragstrukturen beispielsweise durch Bohren oder Vibration optimiert werden. Langfristig erlauben neue Gründungskonzepte wie Schwerkraft- oder schwimmende Fundamente weitere Verbesserungen.

- **Installationslogistik verbessern**
  Die Installationslogistik sollte durch leistungsfähigere Schiffe und Häfen sowie die Anpassung der Prozesse verbessert werden. Die hierdurch erreichten größeren Transportkapazitäten erlauben die bessere Ausnutzung geeigneter Wetterfenster. Damit wird es erst möglich, die Skaleneffekte größerer Turbinen zu realisieren.

- **Forschung und Entwicklung intensivieren**
  Die Entwicklung, Erprobung und Markteinführung von innovativen Anlagenkonzepten und Tragstrukturen sollte intensiviert werden. Hierzu können – von der Politik flankiert - die Einrichtung von Testfeldern und die Nutzung von Demonstrationsanlagen dienen.

Handlungsempfehlungen an die Industrie zur Steigerung der Effizienz

- **Betreiberübergreifende Wartungs- und Installationskonzepte entwickeln**
  Deutliche Kostenvorteile können mittelfristig über gemeinsame Konzepte für Betrieb und Wartung der Windparks erzielt werden. Anzustreben ist die gemeinsame Nutzung der Flotten- und Logistikinfrastruktur (Lande- und Betankungsmöglichkeiten für Helikopter, Schiffe, Materiallager, Rettungs- und Sicherheitskonzepte). Offshore-Logistikzentren, in denen Ersatzkomponenten unterschiedlicher Hersteller vorrätig sind, verkürzen die Ausfallzeiten der Windparks. Langfristig könnten auch in der Installationsphase Kostenvorteile über gemeinsame Konzepte von Betreibern benachbarter Windparks mit gleichen Anlagentypen erzielt werden.

- **Serienfertigung vorantreiben**
  Im Bereich der Turbinen- und Tragstrukturtechnik und bei den Netzanschlusskomponenten bietet die Serienfertigung deutliche Kostensenkungspotenziale. Der weitere Aufbau einer Serienfertigung gelingt jedoch nur bei dynamischer Marktentwicklung und weitgehender Realisierung von Technologiestandards.

6 Anhang

6.1 Liste der Interviewpartner

Die Ergebnisse der Studie basieren auf unabhängigen gutachterlichen Analysen. Ergänzend wurden Interviews und Datenangaben von Unternehmen der gesamten Bandbreite der Offshore-Windindustrie (Betreiber, Hersteller, Zulieferer und Finanzierer) herangezogen. Der Inhalt der Studie gibt nicht die Sichtweise einzelner Unternehmen wieder.

ALSTOM Deutschland AG Alstom Power	**Markus Rieck**	Country Sales Director Germany
Ambau GmbH	**Holger Müller**	Head of Sales Department
AREVA Wind GmbH	**Aurélien Petitot**	Investment Solutions Manager
BARD Engineering GmbH	**Dr. Daniel Brickwell**	Head of Sales and Project Development
Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie	**Christian Dahlke**	Leiter des Referats M 5 Ordnung des Meeres
Commerzbank Renewable Energies	**Klaus Bornhorst**	Director Project Finance Germany & Offshore
Deutsche WindGuard GmbH	**Dr. Knud Rehfeldt**	Managing Director
DONG Energy	**PhD Katja Birr-Pedersen**	Lead Regulatory Advisor
DONG Energy	**Manfred Dittmer**	Head of Regulatory /Stakeholder Management
DONG Energy	**Scott Urquhart**	Head of Business Analysis, Cost of Energy & Business Development
E.ON Climate & Renewables Central Europe GmbH	**Dr. Arno Buysch**	Program Manager - Cost Reduction Offshore Wind
E.ON Climate & Renewables GmbH	**Uta von Thomsen**	Risk and Investment Analyst
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	**Thomas Augat**	Head of Controlling and Finance
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	**Jörn Däinghaus**	Project Manager Offshore Wind
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	**Michael Boll**	Head of Offshore Wind Operations and Maintenance
EnBW Erneuerbare und Konventionelle Erzeugung AG	**Nikolaus Elze**	Head of Engineering
GL Garrad Hassan Offshore	**Peter Frohböse**	Head of Department Offshore Germany
HOCHTIEF Solutions AG Civil Engineering Marine and Offshore	**Bernd Löhden**	Head of Marine and Offshore Technology
HOCHTIEF Solutions AG Civil Engineering Marine and Offshore	**Stefan Müller**	Head of Marine and Offshore Technology
KfW	**Carlos Christian Sobotta**	Department Director KfW Program Offshore Wind energy

Marguerite Adviser S.A.	**Bruno Erbel**	Vice President
MEAG MUNICH ERGO AssetManagement GmbH	**Stefan Schweikart**	Investment Manager Renewable Energy and New Technologies
Mitsubishi Power Systems Europe, Ltd.	**Jörg Kubitza**	Business Development Director
NORD/LB Norddeutsche Landesbank Girozentrale	**Ulrich Winkelmann**	Director
Nordwest Assekuranzmakler GmbH & Co. KG	**Thomas Haukje**	Managing Director
REpower Systems SE	**Norbert Giese**	Vice President Offshore Development
RWE Innogy GmbH	**Holger Gassner**	Head of Markets and Political Affairs
RWE Innogy GmbH	**Udo Reher**	Head of Procurement
RWE Innogy GmbH	**Tobias Schneider**	Controlling
Siemens AG Energy, Wind Division	**Matthias Bausenwein**	Head of Business Development, Offshore Germany
Siemens AG Energy, Wind Division	**Peter Gregersen**	Head of Sales Offshore
Siemens AG Energy, Wind Division	**Horst Hakelberg**	Head of Sales Service Offshore Germany
Siemens AG Energy, Service Division	**Christian Leffringhausen**	Service Proposal Manager Offshore
Siemens Financial Services GmbH	**Christian Grenz**	Senior Advisor, Financial Advisory & Structuring, Energy Finance EMEA
Siemens Financial Services GmbH	**Marcus Turnwald**	Senior Advisor, Financial Advisory & Structuring, Energy Finance EMEA
Siemens Wind Power A/S	**Morton Vindbjerg**	Head of Operational Marketing
UniCredit Bank AG	**Brad McAboy**	Director
Vattenfall Europe Windkraft GmbH	**Dr. Johannes Kammer**	Program Manager LEC Reduction
Vattenfall Europe Windkraft GmbH	**Bastian Scheele**	Risk Manager
WeserWind GmbH Offshore Construction Georgsmarienhütte	**Dirk Kassen**	Managing Director
Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG	**Linda Wehle**	Manager Project Finance
WindMW GmbH	**Sebastian Schmidt**	Chief Financial Officer

6.2 Glossar

CAPEX	Investitionskosten (Capital Expenditure)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EK	Eigenkapital
FK	Fremdkapital
GW	Gigawatt (1.000 Megawatt)
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
Jacket	Fundamenttyp mit vier Pfählen
kWh	Kilowatt pro Stunde
Monopile	Fundamenttyp mit einem Pfahl
MW	Megawatt (1.000 Kilowatt)
MWh	Megawatt pro Stunde
O&M	Operation & Maintenance (Betrieb und Wartung)
OPEX	Betriebskosten (Operational Expenditure)
Spacing	Versatz der Windenergieanlagen auf die Lücken der vorherigen Reihen
TCE	The Crown Estate
Tripod	Fundamenttyp mit drei Pfählen
WACC	Weighted Average Cost of Capital (gewichteter Kapitalkostensatz)
WAKE-Verluste	Abschattungsverluste durch Luftverwirbelung
WEA	Windenergieanlage

6.3 Detailergebnisse der einzelnen Szenarien

Tabelle 11: Windpark A – Szenario 1 und 1a

	Einheit	Szenario Inbetriebnahme	1 2013	1 2017	1 2020	1 2023	1a 2017
Investitionskosten							
Zertifizierung und Genehmigung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		377	385	361	351	376
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.201	1.350	1.300	1.260	1.190
Tragstruktur (inkl. Turm)	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		793	757	717	683	732
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		89	77	74	72	89
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		232	163	158	154	234
Installation	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		571	431	414	401	561
Tragstruktur	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*286*	*212*	*205*	*198*	*277*
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*130*	*104*	*100*	*95*	*128*
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*101*	*77*	*75*	*73*	*105*
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*54*	*37*	*35*	*35*	*50*
Reserve	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		489	475	393	292	414
Reserveanteil	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*15%*	*15%*	*13%*	*10%*	*13%*
Gesamtinvestitionskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		**3.753**	**3.638**	**3.417**	**3.213**	**3.596**
Betriebskosten							
Betrieb & Wartung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW p.a.		97	76	74	72	96
Versicherungskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW p.a.		15	22	22	22	18
Gesamtbetriebskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW p.a.		**112**	**98**	**96**	**94**	**114**
Jährliche Energieerzeugung							
Brutto-Stromerzeugung	in MWh/MW		**4.967**	**5.000**	**5.193**	**5.471**	**5.364**
Gross Load Faktor	in %		*56,7%*	*57,1%*	*59,3%*	*62,5%*	*61,2%*
Wind Park Verfügbarkeit	in %		94,5%	94,7%	94,9%	95,0%	94,5%
Abschattungsverluste im Windpark	in %		13,5%	14,5%	16,5%	17,8%	15,0%
Elektrische Verluste	in %		2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	2,2%
Sonstige Verluste	in %		2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	2,0%
Netto-Stromproduktion	in MWh/MW		**3.888**	**3.880**	**3.952**	**4.114**	**4.129**
Kapazitätsfaktor	in %		*44,4%*	*44,3%*	*45,1%*	*47,0%*	*47,1%*
Stilllegungskosten							
Rückbau	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		135	110	102	95	135
Realer kalkulatorischer Zinssatz	in %		7,85%	7,19%	6,17%	5,68%	7,19%
Stromgestehungskosten 20 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**12,8**	**11,7**	**10,2**	**9,1**	**11,3**
Stromgestehungskosten 25 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**12,2**	**11,1**	**9,6**	**8,5**	**10,7**

Quelle: [Prognos/Fichtner]

Tabelle 12: Windpark A – Szenario 2 und 2a

	Einheit	Szenario Inbetriebnahme	2 2013	2 2017	2 2020	2 2023	2a 2020	2a 2023
Investitionskosten								
Zertifizierung und Genehmigung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		377	386	333	296	337	307
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.201	1.337	1.251	1.093	1.180	1.075
Tragstruktur (inkl. Turm)	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		793	748	671	635	668	599
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		89	77	68	68	74	72
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		232	163	154	140	150	142
Installation	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		571	425	397	365	378	353
Tragstruktur	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*286*	*209*	*194*	*175*	*179*	*167*
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*130*	*102*	*96*	*90*	*92*	*84*
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*101*	*76*	*71*	*69*	*74*	*71*
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*54*	*37*	*36*	*31*	*33*	*32*
Reserve	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		489	470	431	337	362	255
Reserveanteil	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*15%*	*15%*	*15%*	*13%*	*13%*	*10%*
Gesamtinvestitionskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		**3.753**	**3.606**	**3.305**	**2.934**	**3.149**	**2.802**
Betriebskosten								
Betrieb & Wartung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW	p.a.	97	74	58	51	70	63
Versicherungskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW	p.a.	15	22	22	22	22	22
Gesamtbetriebskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW	p.a.	**112**	**96**	**80**	**73**	**92**	**85**
Jährliche Energieerzeugung								
Brutto-Stromerzeugung	in MWh/MW		**4.967**	**5.029**	**5.158**	**5.352**	**5.368**	**5.566**
Gross Load Faktor	in %		*56,7%*	*57,4%*	*58,9%*	*61,1%*	*61,3%*	*63,5%*
Wind Park Verfügbarkeit	in %		94,5%	94,7%	95,0%	95,5%	95,5%	96,0%
Abschattungsverluste im Windpark	in %		13,5%	14,5%	17,3%	19,5%	18,5%	20,5%
Elektrische Verluste	in %		2,3%	2,2%	1,8%	1,5%	1,8%	1,5%
Sonstige Verluste	in %		2,0%	2,0%	1,8%	1,6%	1,8%	1,6%
Netto-Stromproduktion	in MWh/MW		**3.888**	**3.903**	**3.912**	**3.988**	**4.031**	**4.117**
Kapazitätsfaktor	in %		*44,4%*	*44,5%*	*44,7%*	*45,5%*	*46,0%*	*47,0%*
Stilllegungskosten								
Rückbau	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		135	102	85	74	95	87
Realer kalkulatorischer Zinssatz	in %		7,85%	7,19%	6,17%	5,68%	6,17%	5,68%
Stromgestehungskosten 20 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**12,8**	**11,5**	**9,7**	**8,2**	**9,3**	**8,0**
Stromgestehungskosten 25 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**12,2**	**10,8**	**9,0**	**7,6**	**8,8**	**7,5**

Quelle: [Prognos/Fichtner]

Tabelle 13: Windpark B – Szenario 1 und 1a

	Einheit	Szenario Inbetriebnahme	1 2013	1 2017	1 2020	1 2023	1a 2017
Investitionskosten							
Zertifizierung und Genehmigung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		387	397	372	362	388
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.201	1.350	1.300	1.260	1.190
Tragstruktur (inkl. Turm)	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.028	871	787	764	869
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		90	79	75	73	91
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		235	165	160	155	237
Installation	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		684	548	533	513	678
Tragstruktur	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*350*	*275*	*268*	*258*	*340*
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*158*	*135*	*131*	*124*	*157*
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*120*	*97*	*95*	*92*	*125*
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*56*	*41*	*39*	*39*	*56*
Reserve	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		544	512	420	313	449
Reserveanteil	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*15%*	*15%*	*13%*	*10%*	*13%*
Gesamtinvestitionskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		**4.169**	**3.922**	**3.647**	**3.440**	**3.902**
Betriebskosten							
Betrieb & Wartung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW p.a.		116	90	88	86	113
Versicherungskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW p.a.		18	22	22	22	18
Gesamtbetriebskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW p.a.		**134**	**112**	**110**	**108**	**131**
Jährliche Energieerzeugung							
Brutto-Stromerzeugung	in MWh/MW		**5.072**	**5.109**	**5.305**	**5.588**	**5.477**
Gross Load Faktor	in %		*57,9%*	*58,3%*	*60,6%*	*63,8%*	*62,5%*
Wind Park Verfügbarkeit	in %		94,5%	94,7%	94,9%	95,0%	94,5%
Abschattungsverluste im Windpark	in %		13,5%	14,5%	16,5%	17,8%	15,0%
Elektrische Verluste	in %		2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	2,2%
Sonstige Verluste	in %		2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	2,0%
Netto-Stromproduktion	in MWh/MW		**3.970**	**3.965**	**4.037**	**4.202**	**4.217**
Kapazitätsfaktor	in %		*45,3%*	*45,3%*	*46,1%*	*48,0%*	*48,1%*
Stilllegungskosten							
Rückbau	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		153	124	116	108	153
Realer kalkulatorischer Zinssatz	in %		7,85%	7,19%	6,17%	5,68%	7,19%
Stromgestehungskosten 20 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**14,2**	**12,5**	**10,9**	**9,7**	**12,2**
Stromgestehungskosten 25 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**13,5**	**11,8**	**10,2**	**9,1**	**11,6**

Quelle: [Prognos/Fichtner]

Tabelle 14: Windpark B – Szenario 2 und 2a

	Einheit	Szenario Inbetriebnahme	2				2a	
			2013	2017	2020	2023	2020	2023
Investitionskosten								
Zertifizierung und Genehmigung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		387	397	345	307	347	317
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.201	1.337	1.251	1.093	1.180	1.075
Tragstruktur (inkl. Turm)	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.028	851	713	678	728	670
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		90	79	69	69	75	73
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		235	165	155	141	152	143
Installation	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		684	545	479	417	486	457
Tragstruktur	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*350*	*273*	*239*	*201*	*235*	*220*
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*158*	*134*	*119*	*107*	*120*	*110*
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*120*	*97*	*84*	*77*	*94*	*90*
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*56*	*41*	*37*	*32*	*37*	*37*
Reserve	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		544	506	452	352	386	274
Reserveanteil	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*15%*	*15%*	*15%*	*13%*	*13%*	*10%*
Gesamtinvestitionskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		**4.169**	**3.880**	**3.464**	**3.057**	**3.354**	**3.009**
Betriebskosten								
Betrieb & Wartung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW	p.a.	116	88	75	68	85	78
Versicherungskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW	p.a.	18	22	22	22	22	22
Gesamtbetriebskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW	p.a.	**134**	**110**	**97**	**90**	**107**	**100**
Jährliche Energieerzeugung								
Brutto-Stromerzeugung	in MWh/MW		**5.072**	**5.139**	**5.271**	**5.468**	**5.483**	**5.685**
Gross Load Faktor	in %		*57,9%*	*58,7%*	*60,2%*	*62,4%*	*62,6%*	*64,9%*
Wind Park Verfügbarkeit	in %		94,5%	94,7%	95,0%	95,5%	95,5%	96,0%
Abschattungsverluste im Windpark	in %		13,5%	14,5%	17,3%	19,5%	18,5%	20,5%
Elektrische Verluste	in %		2,3%	2,2%	1,8%	1,5%	1,8%	1,5%
Sonstige Verluste	in %		2,0%	2,0%	1,8%	1,6%	1,8%	1,6%
Netto-Stromproduktion	in MWh/MW		**3.970**	**3.988**	**3.997**	**4.074**	**4.118**	**4.205**
Kapazitätsfaktor	in %		*45,3%*	*45,5%*	*45,6%*	*46,5%*	*47,0%*	*48,0%*
Stilllegungskosten								
Rückbau	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		135	116	97	85	108	99
Realer kalkulatorischer Zinssatz	in %		7,85%	7,19%	6,17%	5,68%	6,17%	5,68%
Stromgestehungskosten 20 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**14,2**	**12,3**	**10,2**	**8,7**	**10,0**	**8,6**
Stromgestehungskosten 25 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**13,5**	**11,6**	**9,6**	**8,2**	**9,4**	**8,1**

Quelle: [Prognos/Fichtner]

Tabelle 15: Windpark C – Szenario 1 und 1a

	Einheit	Szenario Inbetriebnahme	1 2013	1 2017	1 2020	1 2023	1a 2017
Investitionskosten							
Zertifizierung und Genehmigung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		393	405	379	369	396
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.201	1.350	1.300	1.260	1.190
Tragstruktur (inkl. Turm)	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.093	923	843	828	1.089
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		91	81	77	74	93
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		238	167	162	157	240
Installation	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		809	606	592	575	801
Tragstruktur	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*421*	*309*	*302*	*293*	*412*
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*191*	*150*	*146*	*141*	*187*
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*138*	*104*	*102*	*101*	*143*
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*59*	*42*	*41*	*40*	*58*
Reserve	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		574	530	436	326	495
Reserveanteil	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*15%*	*15%*	*13%*	*10%*	*13%*
Gesamtinvestitionskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		**4.399**	**4.062**	**3.789**	**3.590**	**4.304**
Betriebskosten							
Betrieb & Wartung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW p.a.		118	94	92	90	117
Versicherungskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW p.a.		20	22	22	22	18
Gesamtbetriebskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW p.a.		**138**	**116**	**114**	**112**	**135**
Jährliche Energieerzeugung							
Brutto-Stromerzeugung	in MWh/MW		**5.126**	**5.164**	**5.358**	**5.638**	**5.528**
Gross Load Faktor	in %		*58,5%*	*58,9%*	*61,2%*	*64,4%*	*63,1%*
Wind Park Verfügbarkeit	in %		94,5%	94,7%	94,9%	95,0%	94,5%
Abschattungsverluste im Windpark	in %		13,5%	14,5%	16,5%	17,8%	15,0%
Elektrische Verluste	in %		2,3%	2,2%	2,1%	2,0%	2,2%
Sonstige Verluste	in %		2,0%	2,0%	1,9%	1,8%	2,0%
Netto-Stromproduktion	in MWh/MW		**4.012**	**4.007**	**4.077**	**4.239**	**4.256**
Kapazitätsfaktor	in %		*45,8%*	*45,7%*	*46,5%*	*48,4%*	*48,6%*
Stilllegungskosten							
Rückbau	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		172	140	131	122	172
Realer kalkulatorischer Zinssatz	in %		7,85%	7,19%	6,17%	5,68%	7,19%
Stromgestehungskosten 20 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**14,8**	**12,8**	**11,2**	**10,0**	**13,1**
Stromgestehungskosten 25 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**14,1**	**12,1**	**10,5**	**9,4**	**12,4**

Quelle: [Prognos/Fichtner]

Tabelle 16: Windpark C – Szenario 2 und 2a

	Einheit	Szenario Inbetriebnahme	2 2013	2 2017	2 2020	2 2023	2a 2020	2a 2023
Investitionskosten								
Zertifizierung und Genehmigung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		393	404	352	313	353	323
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.201	1.337	1.251	1.093	1.180	1.075
Tragstruktur (inkl. Turm)	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		1.093	915	763	717	801	703
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		91	81	70	70	77	74
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		238	167	156	142	154	144
Installation	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		809	603	539	478	540	514
Tragstruktur	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*421*	*306*	*273*	*236*	*267*	*254*
Turbine	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*191*	*150*	*134*	*120*	*134*	*127*
Kabel	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*138*	*104*	*92*	*87*	*99*	*96*
Parkeigenes Umspannwerk	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*59*	*43*	*39*	*34*	*39*	*38*
Reserve	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		574	526	470	366	404	283
Reserveanteil	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		*15%*	*15%*	*15%*	*13%*	*13%*	*10%*
Gesamtinvestitionskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		**4.399**	**4.032**	**3.600**	**3.179**	**3.508**	**3.116**
Betriebskosten								
Betrieb & Wartung	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW	p.a.	118	92	79	72	89	82
Versicherungskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW	p.a.	20	22	22	22	22	22
Gesamtbetriebskosten	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW	p.a.	**138**	**114**	**101**	**94**	**111**	**104**
Jährliche Energieerzeugung								
Brutto-Stromerzeugung	in MWh/MW		**5.126**	**5.193**	**5.324**	**5.518**	**5.534**	**5.733**
Gross Load Faktor	in %		*58,5%*	*59,3%*	*60,8%*	*63,0%*	*63,2%*	*65,4%*
Wind Park Verfügbarkeit	in %		94,5%	94,7%	95,0%	95,5%	95,5%	96,0%
Abschattungsverluste im Windpark	in %		13,5%	14,5%	17,3%	19,5%	18,5%	20,5%
Elektrische Verluste	in %		2,3%	2,2%	1,8%	1,5%	1,8%	1,5%
Sonstige Verluste	in %		2,0%	2,0%	1,5%	1,5%	1,8%	1,6%
Netto-Stromproduktion	in MWh/MW		**4.012**	**4.030**	**4.050**	**4.116**	**4.156**	**4.241**
Kapazitätsfaktor	in %		*45,8%*	*46,0%*	*46,2%*	*47,0%*	*47,4%*	*48,4%*
Stilllegungskosten								
Rückbau	in Tsd. $Euro_{2012}$/MW		172	131	104	90	122	113
Realer kalkulatorischer Zinssatz	in %		7,85%	7,19%	6,17%	5,68%	6,17%	5,68%
Stromgestehungskosten 20 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**14,8**	**12,6**	**10,5**	**9,0**	**10,3**	**8,9**
Stromgestehungskosten 25 Jahre	in $Cent_{2012}$/kWh		**14,1**	**11,9**	**9,9**	**8,4**	**9,7**	**8,3**

Quelle: [Prognos/Fichtner]

6.4 Weitere Anhänge

Tabelle 17: Erläuterung der Kostenbestandteile

Genehmigung / Zertifizierung	Genehmigung		Kosten für alle notwendigen Genehmigungen für die Errichtung eines Windparks (u.a. Bodenuntersuchung, Kampfmittelräumdienst, Umwelt- und Windgutachten)
	Zertifizierung		Sämtliche Kosten für die Zertifizierung
	Projektentwicklung		Kosten für die Projektentwicklung bis zur Finalen Investitionsentscheidung
	Projektmanagement		Kosten von Beginn bis zum Ende der Installation- / Inbetriebnahmephase
	Versicherung		Versicherungsschutz von Baubeginn bis Start der Betriebsphase (Haftpflichtversicherung und Construction All Risks (CAR) Versicherung)
Turbine		Inklusive	Lierferung der Windturbine (Rotoren, Nabe, Gehäuse und die relevante Technik sowie elektrische Systeme) Lieferung zum nächsten Hafen des Lieferanten Gewährleistung Inbetriebnahmekosten
		Exklusive	Turm
Fundament		Inklusive	Lieferung der Fundamente (Pfähle, Übergangsstück, Zugangsplattform und technische Ausrüstung) Lieferung zum nächsten Hafen des Lieferanten Turm Gewährleistung
		Exklusive	Fundament Umspannwerk
Kabel		Inklusive	Lieferung zum nächsten Hafen des Lieferanten
Installation		Inklusive	Transport der Turbine, Fundamente und des Umspannwerkes vom nächsten Hafen des Lieferanten Notwendige Vorarbeiten im Basishafen Alle relevanten Arbeiten der Installation (Schiffe, Kolkschutz, Kabelschutzsysteme Inbetriebnahmen
Umspannwerk		Inklusive	Lieferung des Umspannwerks inklusive Fundament, elektrische Komponenten und Lieferung zum nächsten Hafen des Lieferanten Gewährleistung
Betriebskosten		Inklusive	Betriebsphase beginnt mit der Inbetriebnahme der ersten Turbine Durchführung aller relevanten Maßnahmen, Überwachungen etc. um den Betrieb über die Lebensdauer zu gewährleisten Umfasst alle geplanten und ungeplanten Wartungsarbeiten Beinhaltet eine Versicherung über die gesamte Betriebsdauer
Stromproduktion	Bruttostromproduktion	Inklusive	Durchschnittliche Stromproduktion über die gesamte Lebensdauer des Offshore-Windparks Berechnung basierend auf diversen Leistungskurvenberechnungen unter der Annahme von marktgerechten Einschalt-, Ausschaltgeschwindigkeiten, Weibull-Parametern (Standort A: 2,17; Standort B und C: 2,25), Anpassung der
		Exklusive	Verluste durch: Turbinenverfügbarkeit Elektrische Verluste Abschattungsverluste und sonstige Verluste
	Turbinenverfügbarkeit	Inklusive	Durchschnittliche Turbinen-, Fundament-, Umspannwerk- und Kabelverfügbarkeit über die Lebensdauer des Offshore-Windparkes
	Abschattungsverluste	Inklusive	Interne und externe Abschattungsverluste in Abhängigkeit von Park-Layout, Turbinenanzahl, Rotordurchmesser, Nabenhöhe sowie der Anzahl umgebender Offshore-Windparks
	Elektrische Verluste	Inklusive	Durchschnittle elektrische Verluste eines Offshore-Windfarms inkl. der Nichtverfügbarkeit des Umspannwerks
	Sonstige Verluste	Inklusive	Beinhaltet die Verluste über die Lebenszeit durch Hystersis,
	Nettostromproduktion	Inklusive	Über die Lebensdauer des Offhshoe-Windparks betrachtete, durchschnittliche Bruttoverfügbarkeit nach Abzug aller Verluste
Stilllegung		Inklusive	Plannung und Design der Maßnahmen Notwendige Umweltschutzmaßnahmen Abbau von Turbine, Fundament, Kabeln und Umspannwerk Wiederveräußerung von relevanten Komponenten (z.B. Stahlschrott für 250

Quelle: [Prognos/Fichtner]

Tabelle 18: Allgemeine technische Annahmen zur Berechnung

Allgemeine technische Annahmen für die Standorte A-B-C für Szenario 1 und Szenario 2				
			min	max
Fundamente				
	Monopiles	[Euro$_{2012}$/t]	1.680	1.950
	Tonnage	[t]	750	1.500
	Länge	[m]	57	86
	Durchmesser	[m]	5,5	8,0
	Übergangsstück	[Euro$_{2012}$/t]	2.250	2.780
	Tonnage	[t]	185	475
	Länge	[m]	17	31
	Durchmesser	[m]	4,8	6,7
	Jackets	[Euro$_{2012}$/t]	3.650	4.100
	Tonnage	[t]	580	1.025
	Länge	[m]	43	67
	Jacket - Pfähle	[Euro$_{2012}$/t]	1.150	1.375
	Tonnage	[t/Stück]	85	255
	Länge	[m]	35	68
	Durchmesser	[m]	2,20	3,10
Installation	Fundament			
	Monopile	[Tage/Stück]	1,2	3,2
	Jacket inkl. Jacket Pfähle	[Tage/Stück]	1,4	3,9
	Kolkschutz	[Tsd. Euro$_{2012}$/Stück]	150	300
	Rammschutzmaßnahmen	[Tsd. Euro$_{2012}$/Stück]	180	250
	Turbine (inkl. Turm)	[Tage/Stück]	1,1	5,4
	Kabel	[km/Tage]	0,1	0,9
	Parkinternes Umspannwerk	[Tage/Stück]	15	42

Quelle: [Prognos/Fichtner]

Tabelle 19: Fortsetzung allgemeine technische Annahmen zur Berechnung

Allgemeine technische Annahmen für die Standorte A-B-C für Szenario 1 und Szenario 2				min	max
Schiffspreise	DP - Schiffe				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	185	220
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	215	250
	Jack-Up: Selbstangetrieben				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	100	150
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	135	200
	Jack-Up: Ohnen eigenen Schiffsantrieb				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	40	65
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	60	135
	Schwerlastkräne				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	105	215
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	200	625
	Kabelverleger				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	65	107
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	100	145
	PSV/Feeder - Schiffe				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	25	45
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	40	80
	Schlepper				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	5	10
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	10	25
	Barge				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	3	5
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	8	20
O&M					
	Übernachtungsschiffe (Seabased)				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	20	35
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	30	50
	Personentransferschiffe				
		Mittel	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	3	6
		Groß	[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	5	15
	Hubschraubereinsatz		[Tsd. $Euro_{2012}$/Tag]	7	10

Quelle: Prognos AG / Fichtner

Die Schweizer Prognos AG berät seit 1959 europaweit Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft in Zukunftsfragen. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen entwickeln Expertinnen und Experten in Basel, Berlin, Bremen, Brüssel, Düsseldorf, München und Stuttgart praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen.

Die Fichtner Gruppe ist ein führendes international tätiges, inhabergeführtes Ingenieur- und Consultingunternehmen in der Energiewirtschaft. Fichtner plant und berät beim Bau und Betrieb von Energieerzeugungs- und Netzanlagen. Die Fichtner Management Consulting AG ist das Kompetenzzentrum für Managementberatung innerhalb der Fichtner Gruppe. Speziell für Offshore Windenergie wurde von Fichtner in Hamburg ein Kompetenzzentrum in Kooperation mit dem Partner KED eingerichtet.

Prognos AG
Goethestraße 85
D – 10623 Berlin
Telefon +49 (0)30 52 00 59-210
Telefax +49 (0)30 52 00 59-201
E-Mail: info@prognos.com
www.prognos.com

Geschäftsführer:
Christian Böllhoff

Autoren:
Jens Hobohm
Leonard Krampe
Frank Peter

Presseanfragen:
Prognos AG
Goethestraße 85
D – 10623 Berlin
Telefon +49 (0)30 52 00 59-222
E-Mail: birte.jessen@prognos.com

Fichtner GmbH & Co. KG
Sarweystraße 3
D – 70191 Stuttgart
Telefon +49 (0)711 89 95-0
Telefax +49 (0)711 89 95-459
E-Mail: info@fichtner.de
www.fichtner.de

Geschäftsführer:
Georg Fichtner (Vorsitz)
Hermann Bayerlein
Ralf Epping
Mansour Hamza
Hans Kalb
Roland Pröger
Dr. Andreas Weidler

Autoren:
Andree Gerken
Peter Heinrich
Maik Richter

Auftraggeber:
Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE
Geschäftsführer:
Andreas Wagner
Oldenburger Str. 65
D – 26316 Varel
Telefon +49 (0)4451 9515-161
E-Mail: info@offshore-stiftung.de
www.offshore-stiftung.de

Titelbild: Baufeld des Offshore-Windparks Riffgat
Foto ©: EWE/Matthias Ibeler