DIW BERLIN

136

Politikberatung kompakt

Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung 2019

Marktdesign für eine effiziente Netzanbindung von Offshore-Windenergie

Yann Girard, Claudia Kemfert, Franziska Neumann, Julius Stoll

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2019

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN 978-3-946417-27-9
ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.

DIW Berlin: Politikberatung kompakt 136

Yann Girard*
Claudia Kemfert
Franziska Neumann
Julius Stoll

Marktdesign für eine effiziente Netzanbindung von Offshore-Windenergie

Eine Studie im Auftrag von Ørsted Offshore Wind

Berlin, 9. April 2019

* DIW Econ GmbH. service@diw-econ.de

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung 1

1 Einleitung 6

2 Regulierung von Offshore-Netzanschlüssen 7

2.1 Marktdesign in Theorie und Praxis 7

2.2 Theoretische Evaluation unterschiedlicher Regulierungsansätze 10

3 Offshore-Netzanschluss: Internationaler Vergleich unterschiedlicher Praktiken 16

3.1 Vereinigtes Königreich 16

3.2 Deutschland 18

3.3 Niederlande 21

3.4 Dänemark 22

3.5 Schweden 23

4 Empirischer Kostenvergleich zweier unterschiedlicher Marktdesigns 26

4.1 Daten und Methode 26

4.2 Empirische Ergebnisse 34

4.2.1 Deskriptive Statistiken 34

4.2.2 Kabellänge 36

4.2.3 Technik 37

4.2.4 Umweltauflagen 39

4.2.5 Überkapazität: Temporär und Permanent 40

4.2.6 Kapitalkosten 41

4.2.7 Kostenunterschiede durch unterschiedliches Marktdesign 42

4.3 Weitere Diskussion 43

4.3.1 Versorgungssicherheit (Qualität) 43

4.3.2 Offshore-(Haftungs-)Umlage 44

4.3.3 Weitere Einschränkungen 48

5 Aggregierte volkswirtschaftliche Kosten 49

6 Fazit 51

Literatur 53

Anhang A: LCoE Beispielkalkulation 56

Anhang B: CAPEX Prüfung 57

Anhang C: Sensitivitätsanalyse 59

Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 3-1 Anschlussverzögerungen in der deutschen Nordsee 19

Tabelle 4-1: (Reale) Stückkostenentwicklung einzelner ONA-Komponenten in Deutschland und dem Vereinigten Königreich 30

Tabelle 4-2: Durchschnittswerte der finalen Stichprobe aufgeteilt nach Land und Meer 35

Tabelle 4-3: Durchschnittswerte der finalen Stichprobe aufgeteilt nach Land und Meer 35

Tabelle I: Übersicht der verschiedenen Szenarien 64

Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1-1: Schematischer Aufbau eines AC-(Wechselstrom) und DC-(Gleichstrom) Offshore-Netzanschlusses (ONA) 1

Abbildung 1-2: Theoretische Evaluationsergebnisse verschiedener Regulierungsansätze 3

Abbildung 1-3: Schematische Aufschlüsselung des durchschnittlichen LCoE (EUR/MWh) Unterschieds zum ONA im Vereinigten Königreich und in Deutschland 4

Abbildung 1-4: Entwicklung der jährlichen volkswirtschaftlichen Kosten durch ineffizientes Marktdesign von ONAs in der deutschen Nordsee zwischen 2013-2030 5

Abbildung 2-1: Schematischer Aufbau eines AC-(Wechselstrom) und DC-(Gleichstrom) Offshore-Netzanschlusses (ONA) 7

Abbildung 2-2: Darstellung einer Hub- und Radialverbindung 9

Abbildung 2-3: Theoretische Evaluationsergebnisse verschiedener Regulierungsansätze 15

Abbildung 3-1: Einordnung der verglichenen Länder bei gegenwärtiger Regulierung für ONA nach Wettbewerbsgrad und Integration von OWP und ONA in der Praxis 25

Abbildung 4-1: Globale Offshore-Windenergiekapazität in MW nach Ländern 26

Abbildung 4-2: Installierte Offshore-Windenergie in Deutschland und dem Vereinigten Königreich 27

Abbildung 4-3: Auswahl und Selektionskriterien der zugrundliegenden Stichprobe 33

Abbildung 4-4: LCoE der ONA in Deutschland (links) und im Vereinigten Königreich (rechts) auf Projektebene (finale Stichprobe) 34

Abbildung 4-5: LCoE in Abhängigkeit von der Anschlusslänge (km) mit Übertragungskapazität (MW) sowie Land und Technik (AC oder DC) im Kontext der technischen Rahmenbedingungen von AC- und DC-Systemen 37

Abbildung 4-6: Schematische Aufschlüsselung des durchschnittlichen LCoE (EUR/MWh) Unterschieds von ONAs im Vereinigten Königreich und in Deutschland 42

Abbildung 4-7: Offshore-Netzverfügbarkeit eines ÜNB (TenneT) und der durchschnittlichen ONAs im Vereinigten Königreich 44

Abbildung 4-8: Absolute Höhe der Offshore-(Haftungs-)Umlage in Deutschland zwischen 2013 und 2019 46

Abbildung 4-9: Absolute Höhe der tatsächlichen und prognostizierten Offshore-(Haftungs-)Umlage zwischen 2013 und 2030 47

Abbildung 5-1: Jährliche volkswirtschaftliche Kosten durch das Marktdesign von ONAs in der deutschen Nordsee zwischen 2013-2030 49

Abbildung I: Vergleich der berechneten CAPEX in Mio. EUR mit externen Daten von entsoe-e und 50Hertz für verfügbare Projekte in Deutschland 56

Abbildung II: Vergleich der berechneten CAPEX in Mio. EUR mit externen Daten von entsoe-e und 50Hertz für verfügbare Projekte in Deutschland 57

Abbildung III: Vergleich der berechneten CAPEX in Mio. EUR mit externen Daten von Ofgem für verfügbare Projekte im Vereinigten Königreich 58

Abbildung IV: Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Laufzeiten 59

Abbildung V: Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Volllaststunden 60

Abbildung VI: Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Kapitalkosten 61

Abbildung VII: Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Inflationsraten 62

Abbildung VIII: Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Wechselkurse 63

Abbildung IX: Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Szenarien 64

Verzeichnis der Abkürzungen

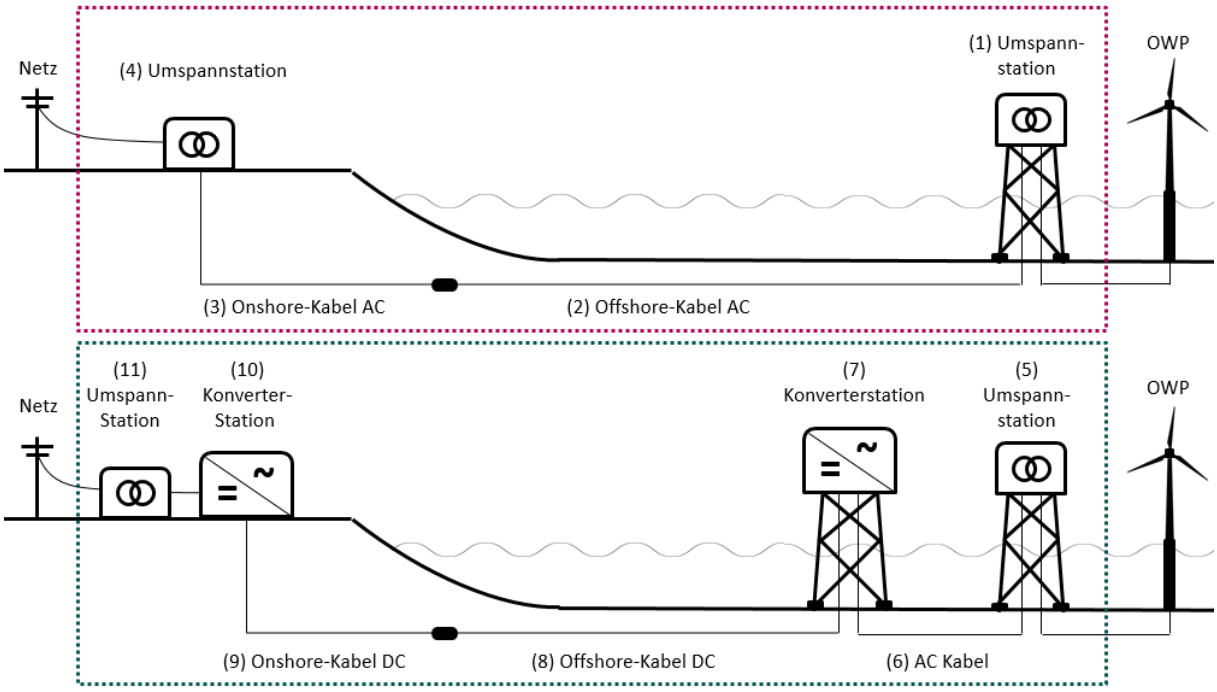
AC	„Alternating current“ (Wechselstrom)
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CAPEX	„Capital expenditure“ (Investitionsausgaben)
DC	„Direct current“ (Gleichstrom)
FEP	Flächenentwicklungsplan
LCoE	„Levelized cost of electricity” (Gesamtstromübertragungskosten)
Ofgem	„Office of Gas and Electricity Markets” (Britische Agentur für Gas- und Elektrizitätsmärkte)
ONA	Offshore-Netzanschluss
OPEX	„Operational expenditure“ (Betriebskosten)
OWP	Offshore-Windpark
OWPB	Offshore-Windparkbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WACC	„Weighted average cost of capital“ (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)

Kurzfassung

Die Offshore-Windenergie stellt einen zentralen Baustein der Energiepolitik Deutschlands dar. Für den Erfolg der Offshore-Windenergie bedarf es nicht nur einer kostengünstigen Stromgewinnung auf See, sondern auch eines effizienten Transports an Land. Hierfür ist ein effizientes Marktdesign entscheidend.

Grundsätzlich kommen für die Entwicklung und den Betrieb des Offshore-Netzanschlusses (ONA, Abbildung 1-1) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der Offshore-Windparkbetreiber (OWPB) oder ein drittes Unternehmen infrage. Des Weiteren ist es auch möglich, dass die Zuständigkeit für Entwicklung und Betrieb voneinander getrennt und zwei unterschiedlichen Parteien übertragen wird.

Abbildung 1-1:
Schematischer Aufbau eines AC-(Wechselstrom) und DC-(Gleichstrom) Offshore-Netzanschlusses (ONA)



Quelle: DIW Econ.

Dabei beeinflusst die Regulierungsentscheidung erstens den Grad der Integration von ONA und Offshore-Windpark (OWP). Wird der ONA durch den (lokalen) ÜNB oder einen Dritten bereitgestellt, finden Entwicklung und Betrieb zwischen ONA und OWP getrennt statt und erhöht den Koordinationsauswand für beide Parteien. Bündeln sich Entwicklung und Betrieb des ONA

hingegen in der Hand des OWPB, reduziert sich der Koordinationsaufwand (getrennt vs. integriert).

Zweitens wird mit dem Marktdesign unmittelbar die Wettbewerbsintensität beeinflusst. Sieht die Regulierung eine offene Vergabe in Form einer wettbewerblichen Ausschreibung vor, durch die bestimmt wird, welcher Akteur für die Entwicklung und den Betrieb des ONA verantwortlich ist, stehen alle (potentiellen) Bieter in einem direkten Wettbewerbsverhältnis.[1] Wird der ÜNB jedoch per Verordnung dazu verpflichtet für die Entwicklung und den Betrieb des ONA zu sorgen, liegt ein monopolistisches Marktumfeld vor (**Monopol vs. Wettbewerb**).

In der theoretischen Evaluation der verschiedenen Marktdesigns deuten die Kostenindikatoren auf einen Vorteil des wettbewerblichen und integrierten Modells (Abbildung II). Hierbei baut der OWPB den OWP und den ONA gemeinsam nach einer wettbewerblichen Ausschreibung.[2]

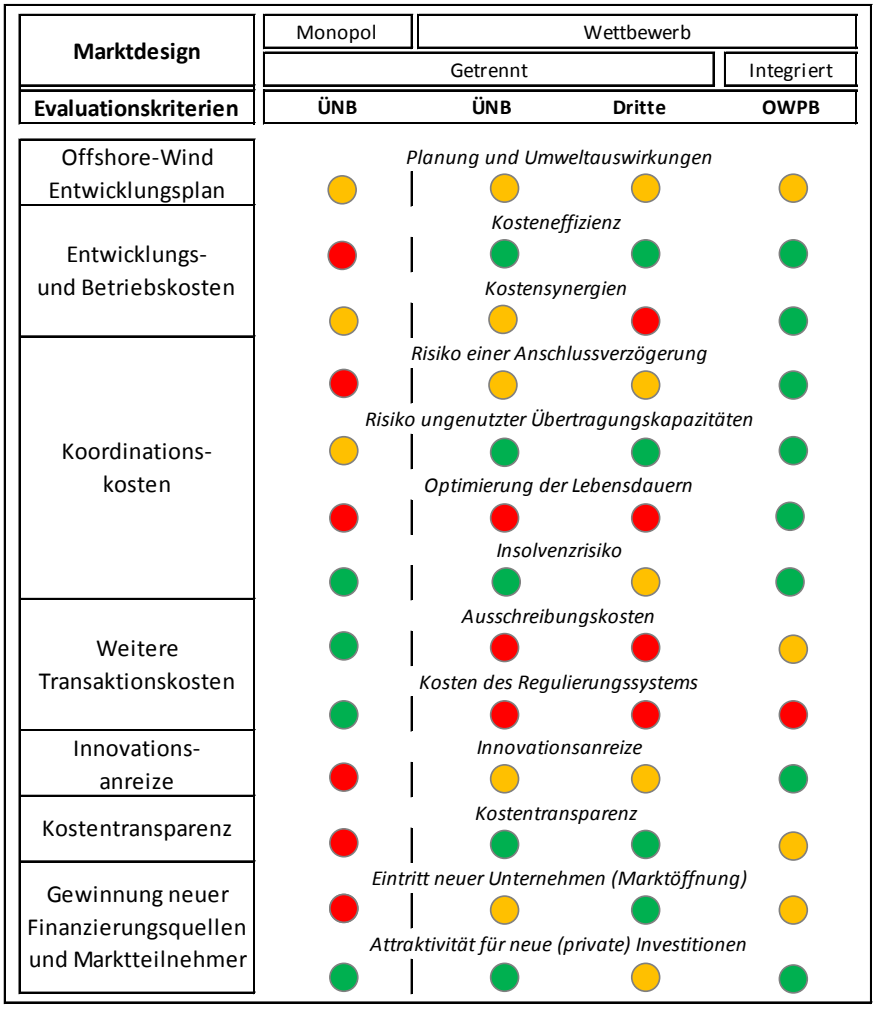
Im internationalen Vergleich führender europäischer Länder bei Offshore-Windenergie dominiert das getrennt-monopolistische Modell. Dieses wird in Deutschland, den Niederlanden und (teilweise) Dänemark verwendet. Das Vereinigte Königreich (United Kingdom, UK) hingegen verfolgt einen dezidiert wettbewerblichen Ansatz, bei dem nach einer offenen Ausschreibung die Entwicklung des OWP und ONA integriert erfolgt. Lediglich der Betrieb erfolgt getrennt durch ein drittes Unternehmen, welches jedoch ebenfalls wettbewerblich ermittelt wird.

Um die theoretische Kosteneinschätzung empirisch zu erhärten, untersuchen wir zwei strukturell ähnliche Länder mit konträren Regulierungsansätzen. Wir erheben und vergleichen die Kosten für die Errichtung und den Betrieb von ONAs in Deutschland und im Vereinigten Königreich. Hierfür verwenden wir das Konzept der Levelized Cost of Electricity (LCoE), welche die über die gesamte Lebensdauer eines ONA durchschnittlichen diskontierten Kosten (EUR) pro übertragener Energieeinheit abbilden. Anhand veröffentlichter Informationen zu den Investitionskosten spezifischer Anlagen und der durch nationale Behörden bereitgestellten Stückkosteninformationen berechnen wir die LCoE aller ONAs für kommerzielle OWP-Projekte in der deutschen Nordsee und im Vereinigten Königreich.

[1] Je nach Ausgestaltung können an einer wettbewerblich-orientierten Ausschreibung nicht nur OWPBs sondern ebenfalls der (lokale) ÜNB und Dritte teilnehmen.

[2] Der Wettbewerbsgrad kann auch bei einer offenen Vergabe variieren. Bei einer gemeinsamen Vergabe des ONA mit dem OWP sind implizit Dritte und ÜNBs von der Ausschreibung ausgeschlossen. In der Analyse gehen wir von einer maximal offenen wettbewerblichen Vergabe aus, in der die Entscheidung (ex-ante) offen ist, ob der ONA durch den OWPB, ÜNB oder Dritte bereitgestellt wird. Dabei wird erst nach der Ausschreibung (ex-post) ersichtlich ob es sich um eine integrierte oder getrennte Entwicklung des ONA handelt.

Abbildung 1-2:
Theoretische Evaluationsergebnisse verschiedener Regulierungsansätze

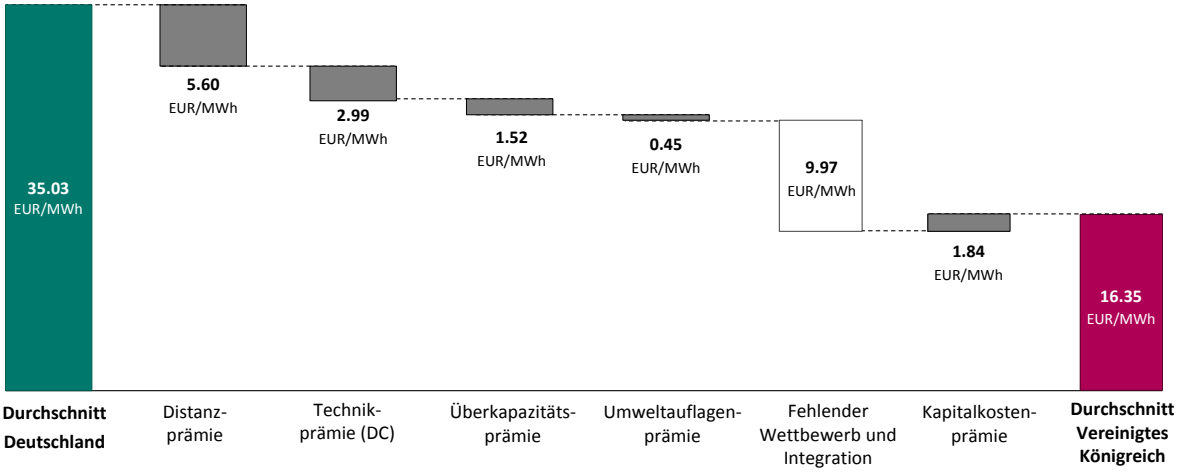


Notiz: Anhand der Farbskala werden im direkten Vergleich die Auswirkungen der Regulierungsentscheidung auf die Kosten des Netzanschlusses eingeordnet. Rot steht für relativ hohe Kosten, Grün für niedrige Kosten. Gelb zeigt an, dass aus Kostensicht kein eindeutiger Vor- oder Nachteil besteht.

Quelle: DIW Econ.

Die LCoE für deutsche ONAs sind mit 35 EUR/MWh mehr als doppelt so hoch wie die LCoE britischer ONAs mit durchschnittlich 16 EUR/MWh. Nach der Berücksichtigung von Unterschieden in der zu überbrückenden Entfernung, der Wahl der Übertragungstechnik und weiteren relevanten Faktoren verbleibt ein Kostenunterschied der LCoE von 10 EUR/MWh zwischen den ONAs in Deutschland und im Vereinigten Königreich (Abbildung 1-3).

Abbildung 1-3:
Schematische Aufschlüsselung des durchschnittlichen LCoE (EUR/MWh) Unterschieds zum ONA im Vereinigten Königreich und in Deutschland



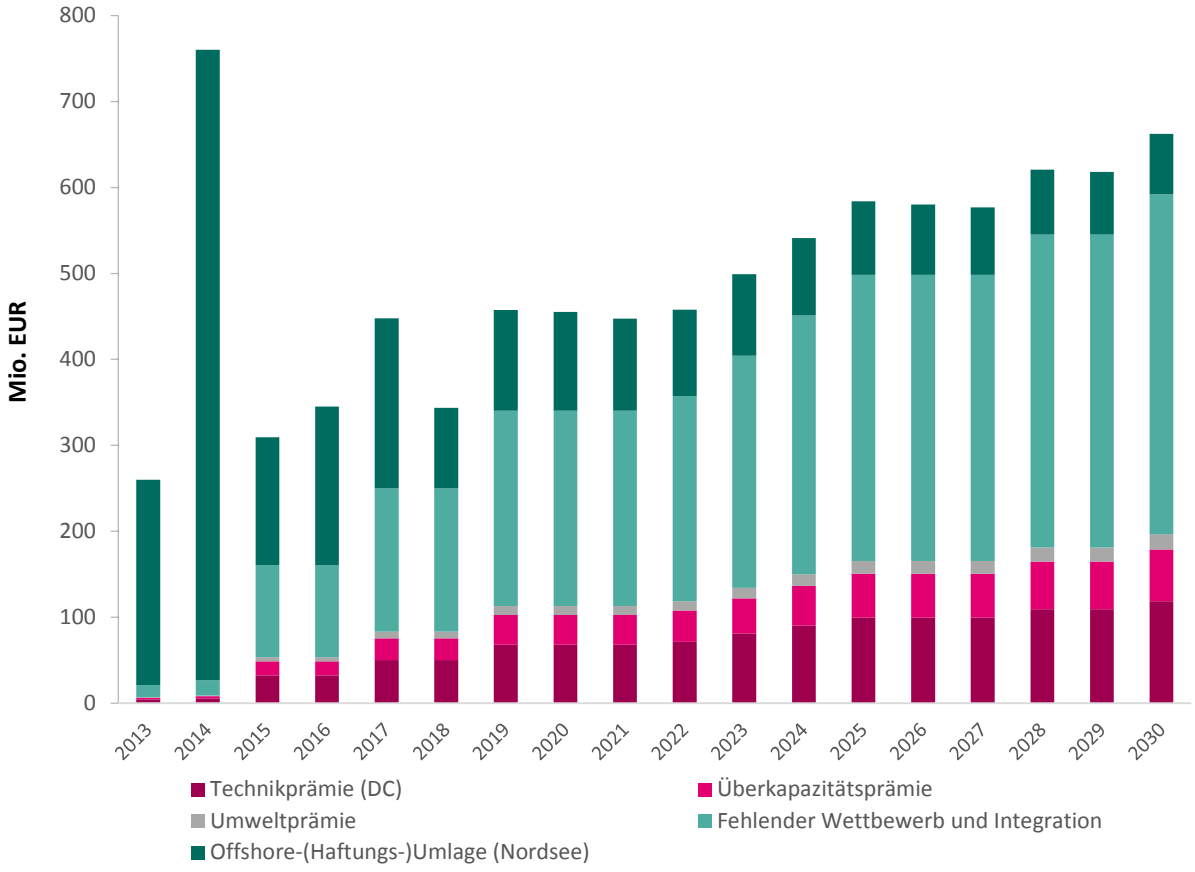
Quelle: DIW Econ.

Die verbleibende Kostendifferenz lässt sich auf die unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen zurückführen und festigt damit die Ergebnisse aus der theoretischen Analyse: Ein Marktdesign mit einem wettbewerblichen Ausschreibungsprozess (der im Vereinigten Königreich zu einer integrierten Entwicklung des ONA führt) reduziert im Vergleich zu einem monopolistischen (getrennten) Regulierungsansatz die Kosten des Netzanschlusses. Die in obiger Darstellung noch nicht berücksichtigte Offshore-(Haftungs-)Umlage vergrößert den regulatorischen Kostenunterschied noch zusätzlich.

Auch die Übertragungsqualität der ONA-Systeme, gemessen an der Zeit der Verfügbarkeit der Anlagen zur Stromübertragung, liefert kein Indiz für einen Nachteil wettbewerblicher Ausschreibungen. Britische ONAs bieten eine höhere Offshore-Übertragungsverfügbarkeit als die deutscher ONAs (National Grid ESO, 2018; TenneT, 2017).

Auf Basis der identifizierten Kostensenkungspotentiale und der bereits realisierten sowie prognostizierten Kosten der Offshore-(Haftungs-)Umlage lassen sich die volkswirtschaftlichen Kosten von ONAs in der deutschen Nordsee durch ein monopolistisches Markdesign abschätzen. Die regulatorischen Kosten von 2013 bis 2030 belaufen sich insgesamt auf 8,2 Milliarden Euro, von denen 6,7 Milliarden Euro auf das Marktdesign zurückzuführen sind (Abbildung 1-4).

Abbildung 1-4:
Entwicklung der jährlichen volkswirtschaftlichen Kosten durch ineffizientes Marktdesign von ONAs in der deutschen Nordsee zwischen 2013-2030



Quelle: DIW Econ.

Geringe Anreize zur Kostenreduzierung und mangelhafte Koordination bilden mit 3,4 Milliarden Euro den größten Kostenblock. Fehlender Kostendruck, durch die Möglichkeit Mehrkosten per Offshore-(Haftungs-)Umlage direkt an den Endkunden zu überwälzen, führt zu weiteren 2,7 Milliarden Euro. Neben den bereits in der Umlage enthaltenen Anschlussverzögerungen, entstehen durch fehlende Koordination temporäre und permanente Kapazitätsüberhänge weitere Kosten in Höhe von 600 Millionen Euro. Neben den Kosten einer ineffizienten Marktgestaltung, führen die Präferenz von Gleichstromsystemen (DC) und Umweltauflagen zu Mehrkosten von 1,5 Milliarden Euro.

Die vorliegende Studie zeigt, dass ein wettbewerblicher Ausschreibungsprozess in Verbindung mit der Möglichkeit der Integration von OWP und ONA maßgeblich zu einer Verbesserung der Kosteneffizienz bei der Übertragung von Offshore-Windenergie an Land beitragen kann.

1 Einleitung

Der Ausbau der Offshore-Windenergie stellt einen strategischen Baustein der Energie- und Klimapolitik Deutschlands dar. Daher sollen bis 2030 gemäß den Zielen der Bundesregierung 15.000 MW Offshore-Windenergieleistung in Deutschland zur Verfügung stehen. Für einen erfolgreichen Beitrag der Offshore-Windenergie zum Gelingen der Energiewende bedarf es, neben dem Bau der Offshore-Windparks, auch eines effizienten Transport des produzierten Stroms an Land.

Vergleicht man regulatorische Gestaltungsmöglichkeiten hinsichtlich der Verantwortlichkeit für die Offshore-Stromübertragung in verschiedenen Ländern, zeigen sich international erhebliche Unterschiede. Während im Großteil der Länder ausschließlich der lokale Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) für die Planung, den Bau und den Betrieb des Offshore-Netzanschlusses (ONA) verantwortlich ist, wird der Anbieter in einzelnen Ländern durch wettbewerbliche Vergabe mit offenen Ausschreibungen ermittelt.

Prinzipiell können drei Akteure für den Offshore-Netzanschluss verantwortlich sein: der lokale ÜNB, der Offshore-Windparkbetreiber (OWPB) oder ein drittes Unternehmen. Planung sowie Bau und Betrieb können durch dieselbe oder zwei unterschiedliche Parteien erfolgen (wie z.B. im Vereinigten Königreich).

Es stellt sich daher die Frage nach den Vor- und Nachteilen einer offenen wettbewerblichen Vergabe des ONA sowie dem Effekt der Integration von Offshore-Windpark (OWP) und ONA. Im Folgenden untersuchen wir, wie sich unterschiedliche Marktdesigns auf die Kosteneffizienz des Netzanschlusses auswirken.

Die Studie gliedert sich wie folgt: In Abschnitt 2 werden die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Regulierungsansätze diskutiert. In Abschnitt 3 werden die aktuellen Marktdesigns im Vereinigten Königreich, Deutschland, den Niederlanden, Dänemark und Schweden skizziert. In Abschnitt 4 werden empirisch die Kosten im Vereinigten Königreich und Deutschland aufgrund ihrer unterschiedlichen Regulierungsansätze mit einander verglichen und näher diskutiert. In Abschnitt 5 werden die entsprechenden aggregierten volkswirtschaftlichen Kosten berechnet. In Abschnitt 6 wird ein Fazit gezogen.

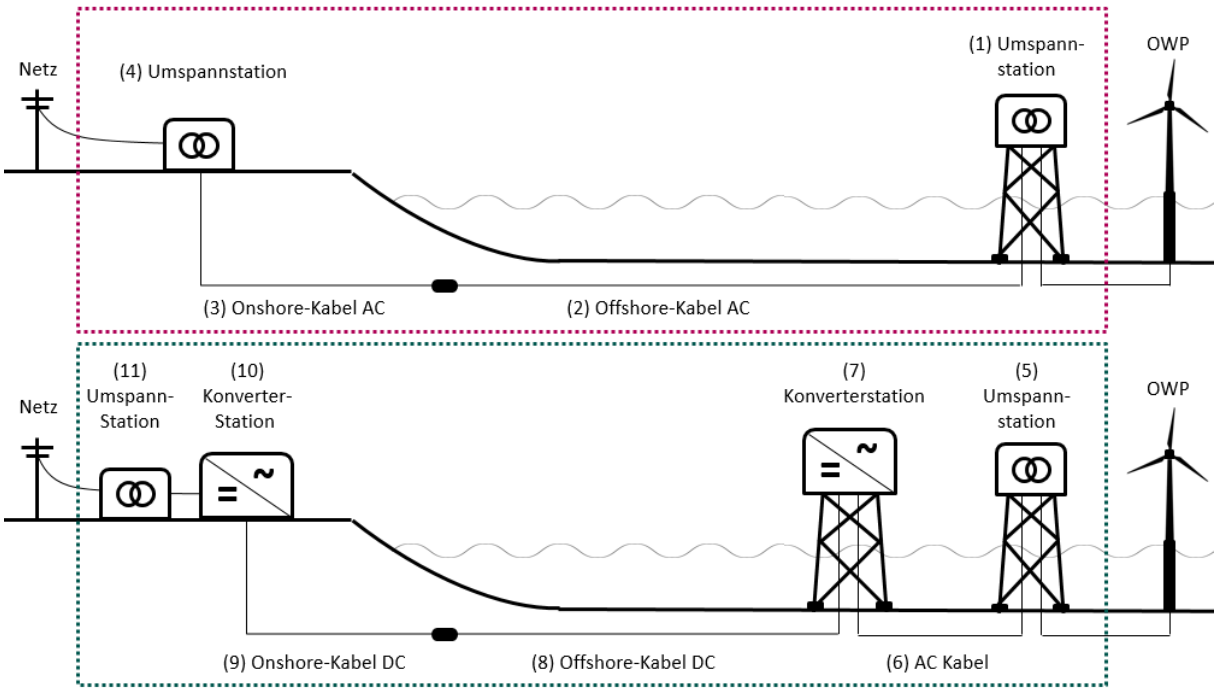
2 Regulierung von Offshore-Netzanschlüssen

2.1 Marktdesign in Theorie und Praxis

Offshore-Netzanschluss und mögliche Akteure

Alle Windenergieanlagen eines OWP sind mit einem Offshore-Umspannwerk verbunden, das den produzierten Strom mittels Wechselstromübertragung an der Offshore-Umspannstation des OWP bündelt. Für die Verbindung des Offshore-Umspannwerks mit einem Onshore-Umspannwerk gibt es zwei Möglichkeiten, in Abhängigkeit der gewählten Übertragungstechnik: Wechselstrom (AC) transportiert die Elektrizität unmittelbar über entsprechende AC-Kabel vom Offshore- zum Onshore-Umspannwerk. Bei Gleichstrom (DC) muss der Strom vor der Übertragung von Wechselstrom in Gleichstrom umgewandelt und an Land wieder in Wechselstrom zurückgewandelt werden, um ins Onshore-Wechselstromnetz eingespeist zu werden. Dies geschieht in den entsprechenden Offshore- bzw. Onshore-Konverterstationen. Vereinfachend dargestellt ist der sog. „Offshore-Netzanschluss“ (ONA) der Bereich zwischen OWP und Onshore-Übertragungsnetz (Abbildung 2-1).

Abbildung 2-1:
Schematischer Aufbau eines AC-(Wechselstrom) und DC-(Gleichstrom) Offshore-Netzanschlusses (ONA)



Quelle: DIW Econ.

Für den ONA kann zunächst der (lokale) ÜNB verantwortlich sein. Der ÜNB ist in diesem Fall nicht nur für das Onshore-Übertragungsnetz verantwortlich, sondern entwickelt und betreibt ebenfalls den ONA. In der Regel untersteht der ÜNB einer nationalen Regulierungsaufsicht oder unmittelbarer öffentlicher Kontrolle (als staatliches Unternehmen). In einem anderen Fall ist der OWPB für den ONA verantwortlich. Des Weiteren kann eine dritte Partei, ein Unternehmen, das weder OWPB noch (lokaler) ÜNB ist, für den Offshore-Netzanschluss verantwortlich sein. Zusätzlich können Entwicklung und Betrieb getrennt sein, sodass z.B. der OWPB für die Entwicklung des ONA verantwortlich ist, ein Dritter diesen jedoch nach der Fertigstellung betreibt.

Ökonomische Motive für eine Regulierung des Offshore-Netzanschlusses

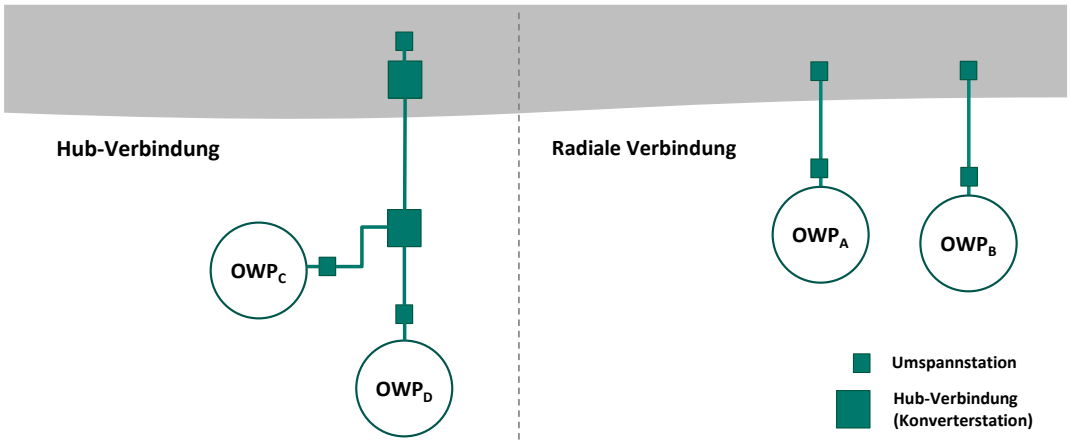
Die traditionelle Versorgungskette für Strom lässt sich in vier Stufen unterteilen: (i) die Stromerzeugung unterschiedlicher Energieeinträge, (ii) die Übertragung von Strom über längere Strecken mit Hochspannungsleitungen, (iii) die Verteilung von Strom in regionalen und lokalen Gebieten über Niederspannungsleitungen und (iv) die Lieferung von Strom an lokale Verbraucher. Generell werden sowohl Verteil- als auch Übertragungsnetz als natürliche Monopole und daher als regulierungsbedürftig angesehen. Ein natürliches Monopol liegt vor, wenn die Bereitstellung eines Gutes, einer Dienstleistung oder eines Güterbündels durch einen Marktakteur kostengünstiger ist als die Bereitstellung durch mehrere Marktakteure.[3] Es stellt sich jedoch die Frage, inwieweit der ONA die Bedingungen eines natürlichen Monopols erfüllt. Traditionell, werden OWPs mittels radialer (individueller) Verbindungen mit dem Festland verbunden. Im Falle dieser radialen Verbindungen, bei denen ein ONA einen OWP verbindet, kann dieser auch Teil des OWP sein.

Aufgrund maritimer Nutzungskonflikte werden OWPs auch teilweise in sogenannten Windparkclustern geplant. Hierbei muss durch eine Planungsinstitution ermittelt werden, ob es effizienter ist, verschiedene OWPs über eine Hub-Verbindung (gemeinsamer ONA) zu bündeln,

[3] Mit dem Begriff des natürlichen Monopols wurden früher die gesamten Aktivitäten in der Wertschöpfungskette eines Versorgungsunternehmens bezeichnet. In Zeiten des sogenannten „Unbundling“, der Entflechtung der Netzbetrieb- und der wettbewerbsfähigen Vertriebsseite, spricht man jedoch häufig vom „Core Network“, dass die Eigenschaften eines natürlichen Monopols aufweist: hohe Fixkosten mit besonders ausgeprägten Skalenerträgen. In diesem Fall sind die Gesamtkosten zur Bereitstellung eines Gutes deutlich niedriger, wenn nur ein Unternehmen die Versorgung gewährleistet. Für den Stromtransport sind dies in der Regel die Bestandteile die mit dem Transport(netz) in Verbindung stehen, wie Leitungen, Kabel, Schienen oder Funkmasten (Decker, 2015). Der ONA gehört jedoch nicht zwingend zum „Core Network“.

um die Kosten für Entwicklung und Betrieb, Raumnutzung und Umweltauswirkungen zu reduzieren.

Abbildung 2-2:
Darstellung einer Hub- und Radialverbindung



Quelle: DIW Econ.

Im Falle einer radialen Verbindung können aus wettbewerblicher Sicht Entwicklung und Betrieb des ONA durch den OWPB, ÜNB oder ein drittes Unternehmen erfolgen. Bei einer Hub-Verbindung für mehrere Windkraftanlagen unterschiedlicher OWPB ist zumindest eine wettbewerbsorientierte Vergabe für die Planung und den Bau des ONA möglich, auch wenn in diesem konkreten Fall der spätere Betrieb durch eine OWPB unabhängige Partei (ÜNB oder Dritte) geboten ist.[4]

Unterschiedliche Marktdesigns

Die unterschiedlichen Marktdesigns lassen sich hinsichtlich zweier Kriterien unterscheiden: dem Grad der Integration und der Ausprägung des Wettbewerbs. Wird der ONA gemeinsam mit dem OWP vom OWPB entwickelt und betrieben, so spricht man von einem (vertikal) integrierten, im anderen Falle von einem getrennten Ansatz. In einem wettbewerblichen Marktdesign wird per offener Ausschreibung nicht nur festgestellt, wer für die Entwicklung und den

[4] In diesem Fall ist der Betrieb durch eine unabhängige Partei wichtig, da der ONA eine „essential facility" darstellt. Würde einer der OWPB den ONA betreiben, würde dies mit erheblicher Marktmacht einhergehen. Der Betreiber könnte diesen strategischen Engpass nutzen, um den anderen OWPB (Konkurrenten) den Zugang bzw. die Nutzung zu verweigern oder unverhältnismäßige hohe Kosten bzw. Preise für die Offshore-Stromübertragung zu verlangen.

Betrieb des OWP sondern auch für die Entwicklung und den Betrieb des ONA verantwortlich ist.[5]

Im monopolistischen Marktdesign ist der ÜNB gesetzlich mit der Entwicklung und dem Betrieb des ONA beauftragt. Es erfolgt keine gesonderte öffentliche Ausschreibung.

2.2 Theoretische Evaluation unterschiedlicher Regulierungsansätze

Das Marktdesign hat erheblichen Einfluss auf die Effizienz des ONA und damit auch auf die zukünftige Entwicklung der Offshore-Windenergie. Ein effizienter ONA zeichnet sich durch niedrige Kosten, hohe Versorgungssicherheit sowie die entsprechende Berücksichtigung umweltökonomischer Kosten aus. Im Folgenden diskutieren und bewerten wir die Zusammenhänge bzw. Anreizwirkungen der jeweiligen Regulierungsansätze im Hinblick auf

- Planung
- Entwicklungs- und Betriebskosten (kurzfristige Kosteneffizienz)
- Koordinations- und Transaktionskosten
- Innovationsanreize (langfristige Kosteneffizienz)
- Kostentransparenz
- Marktöffnung und Finanzierung

Planung

Die Planung und die Ausweisung von Offshore-Wind-Flächen sowie deren Anschlusskorridore können in jedem Marktdesign einer entsprechenden Regulierungsbehörde unterliegen. Hierdurch können die Flächen zeitlich, räumlich und technisch durch eine Behörde so definiert werden, dass Parteien die gleichen Standards einhalten. Dabei wird festgestellt, ob ein ONA in Form einer Hub- oder Radialverbindung aus gesellschaftlicher (volkswirtschaftlicher) Sicht von größerem Nutzen ist. Eine entsprechende Behörde kann hierbei die Planung optimieren, indem sie die Umweltauswirkungen aller Optionen bewertet und die beste Anschlussmöglichkeit ausschreibt.

[5] Bei der Ausschreibung des ONA wird davon ausgegangen, dass größtmöglicher Wettbewerbsdruck entsteht, wenn es keine Einschränkung möglicher Bieter gibt und sowohl ÜNB, OWPB als auch dritte Parteien an den Ausschreibungen teilnehmen können.

Eine offene Ausschreibung ist sowohl für eine Hub- als auch für eine Radialverbindung möglich, es muss jedoch in beiden Fällen ein adäquater Ausschreibungsprozess entworfen werden. Es bedarf einer Ausschreibung, die es den je nach Anschlusstyp zugelassenen Bietern erlaubt, auf den OWP und auf den ONA getrennt sowie für OWP und ONA zusammen ein Angebot abzugeben.

Entwicklungs- und Betriebskosten (kurzfristige Kosteneffizienz)

Ein wettbewerbsorientierter Ausschreibungsprozess erhöht im Vergleich zu einer monopolistischen Vergabe die Kosteneffizienz. Um den positiven Zuschlag zu erhalten, müssen Teilnehmer das niedrigste mögliche Gebot abgeben und haben damit einen Anreiz die preiswerteste Verbindung zu entwickeln und zu betreiben. Darüber hinaus erhöht die Vergabepraxis den Kostendruck durch eine größere Transparenz, da Bieter dazu angehalten werden können, die tatsächlichen Kosten eines ONA der zuständigen Behörde und der Öffentlichkeit offenzulegen.

Für Kostensynergien ist es allen Parteien möglich, Skaleneffekte[6] zu nutzen. Dabei haben ÜNBs hinsichtlich ihrer natürlichen Größe, der Erfahrung an Land sowie günstiger Finanzierungsmöglichkeiten gegenüber Dritten Kostenvorteile. Das Ausschöpfen von Verbundeffekten[7] ist maßgeblich von der Integration von ONA und OWP abhängig. Nur innerhalb eines integrierten Modells, bei dem der OWPB auch den ONA plant und baut, können Verbundeffekte durch die Abstimmung beider Systeme realisiert werden.

Koordinations- und Transaktionskosten

Aufgrund der komplexen Natur von OWP und ONA ist ihre Koordination mit erheblichen Risiken und Kosten verbunden. Bei einem integrierten Ansatz, bei dem der OWPB auch für die Entwicklung des ONA zuständig ist, werden diese Koordinationskosten direkt internalisiert: Der OWPB nimmt die zusätzlichen Koordinationskosten in seine Berechnung mit auf. Er hat dadurch einen hohen Anreiz beide Projekte zeitlich und technisch so aufeinander abzustimmen, dass Mehrkosten minimiert werden.

[6] Auch als Größenvorteil bekannt, beschreibt in diesem Fall sinkende Bau und Betriebskosten bei steigender Menge an erbauten und betriebenen ONAs.

[7] Bezeichnet zunehmende Kostenvorteile bei steigender Produktvielfalt. Durch erhöhte Produktvielfalt (OWP und ONA) kann ein Entwickler und Betreiber Ressourcen bündeln, um diese effizienter zu nutzen.

Liegt die Verantwortung für Planung und Bau der Anlagen bei getrennten Parteien, werden Koordinationskosten hingegen nicht unmittelbar internalisiert. Eine geeignete Rahmensetzung kann dabei einen Anreiz setzen, die Koordination zu verbessern, indem ein rechtzeitiger Anschluss belohnt und Verspätungen sanktioniert werden. Können diese Sanktionen allerdings, wie etwa bei der deutschen Offshore-(Haftungs-)Umlage an den Endkunden weitergegeben werden, sinkt der Anreiz der Verantwortlichen für den ONA, Koordinationskosten zu vermeiden.

Im umgekehrten Fall einer zu frühen Fertigstellung kann es zu Leerstands- und Überkapazitätskosten kommen. Innerhalb eines wettbewerblichen Bieterprozesses, bei dem der erfolgreiche Bieter nur für die benötigte Kapazität bezahlt wird, ist das Risiko einer Überkapazität oder zu frühen Bereitstellung gering. Wenn der ÜNB hingegen für den Anschluss verantwortlich ist und unter öffentlichem Druck steht, eine ausreichende und rechtzeitige Anschlusskapazität bereitzustellen, während er die Kosten an den Endkunden weitergeben darf, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass es zu Überkapazitäten kommt. Diese sind temporär oder permanent, wenn ein OWP erst mehrere Jahre nach Fertigstellung des ONA angeschlossen wird oder falls die Kapazität des OWP dauerhaft unter der Übertragungskapazität des ONA liegt.

Darüber hinaus erschwert die Trennung von ONA und OWP eine Optimierung der Gesamtlebenszeit beider Anlagen. Eine unterschiedliche Lebensdauer verursacht zusätzliche Koordinationskosten durch mögliche Überkapazität am Ende der Lebenszeit.

Das Koordinationsrisiko spiegelt sich zudem im Insolvenzrisiko wider. Während ÜNBs, aufgrund ihrer Größe und der Möglichkeit Kosten auf den Endkunden umzulegen, nur ein geringes Insolvenzrisiko tragen, ist dieses für Dritte, die unabhängig des ÜNB oder OWPB agieren, gewöhnlich höher. Durch die Integration von ONA und OWP durch den OWPB kann hingegen das Geschäftsrisiko verringert werden, wodurch auch das Insolvenzrisiko reduziert wird.

Ein weiterer Aspekt der Koordinationskosten stellt der Regulierungsaufwand für ein bestimmtes Marktdesign von ONAs dar. Im Vergleich zu einem monopolistischen ÜNB-Modell, für das die Regeln der Netzanbindung an Land übernommen werden können, erzeugen wettbewerbliche Ausschreibungen und das Aufstellen neuer Regeln zusätzliche Kosten.

Innovationsanreize (langfristige Kosteneffizienz)

Die kontinuierliche Weiterentwicklung von Übertragungstechniken und ihr Einsatz sind entscheidend für eine langfristige Kosteneffizienz. Im Vergleich zu einer wettbewerblichen Vergabe

sind die Anreize zur Weiterentwicklung bestehender Systeme im monopolistischen Modell geringer, da Kosten, die durch fehlenden Informationsaustausch mit dem OWP und ineffiziente Technik entstehen, an den Endkunden weitergegeben werden können. Im Falle wettbewerblicher Ausschreibungen haben alle Bieter einen Anreiz neue, kostengünstigere Lösungen zu entwickeln, um die Wahrscheinlichkeit eines Zuschlags zu erhöhen. Im Falle einer getrennten Entwicklung von OWP und ONA wird der Einsatz von Innovationen, die Veränderungen beider Anlagen erfordern, erschwert und damit der Anreiz diese zu entwickeln reduziert.

Kostentransparenz

Im monopolistischen ÜNB-Modell herrscht aufgrund von Informationsasymmetrien eine geringe Transparenz. Darüber hinaus können ÜNBs bei ungenauen Vorgaben des Regulierers, die Kosten des ONA mit anderen Netzkosten rechnerisch vermischen, wodurch zusätzliche Unschärfe erzeugt wird.

In einem wettbewerbsbasierten Modell werden durch die Ausschreibungen Informationsasymmetrien hinsichtlich der individuellen Kosten abgebaut. Die gewonnenen Kosteninformationen könnten zudem (nachträglich) öffentlich bereitgestellt werden, wodurch eine größere Transparenz erreicht wird. Bei der Integration von OWP und ONA hingegen kann diese höhere Transparenz durch eine Vermengung mit den Kosten für den OWP wieder reduziert werden.

Marktöffnung und Finanzierung

Nur durch ein offenes, wettbewerbliches Vergabeverfahren kann der Markt für neue Marktakteure geöffnet werden. Neben OWPB und ÜNB können neue nationale und internationale Parteien (Dritte) um die ausgeschriebenen Anlagen miteinander konkurrieren. Eine Öffnung gegenüber dritten Parteien erlaubt es den Wettbewerbseffekt mittels Ausschreibung noch zu verstärken.

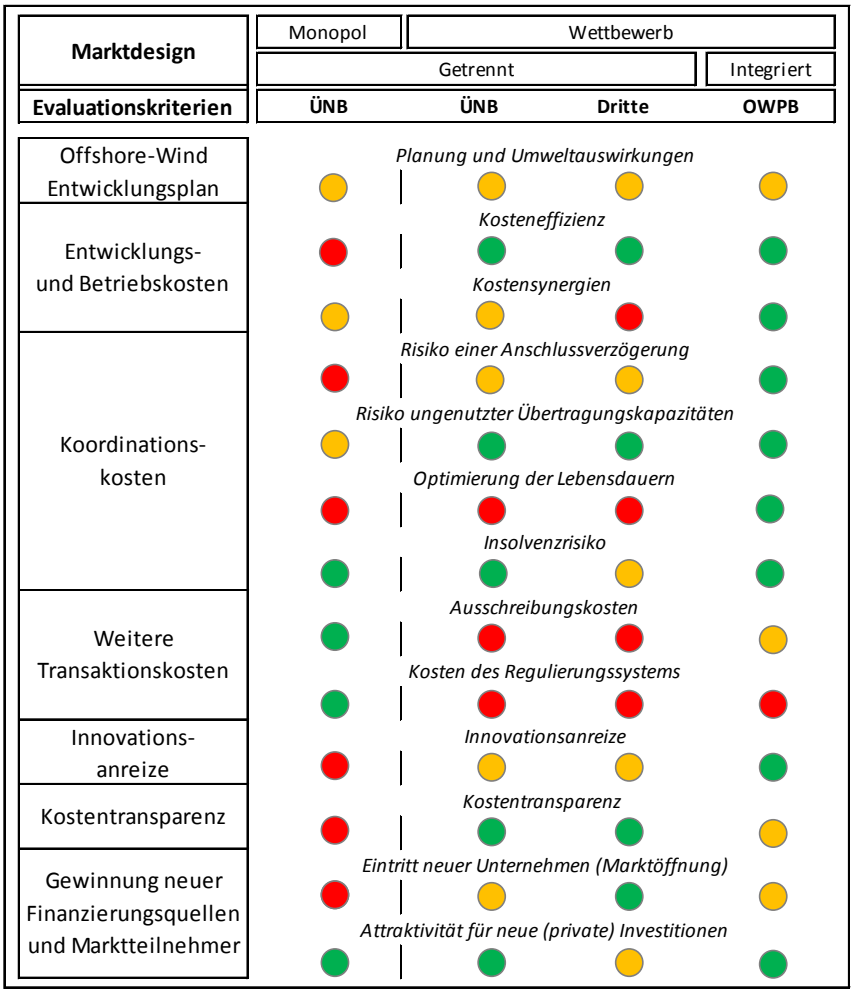
ÜNBs haben in der Regel, aufgrund ihrer Größe und meist staatlich garantierten Umsatzrenditen, eine höhere Kreditwürdigkeit und genießen daher geringere Kapitalkosten. Im Falle einer wettbewerblichen Vergabe haben Investoren zusätzliche Möglichkeiten über Dritte in ONAs zu investieren. Aufgrund der freien Entscheidung des OWPB neben einem einfachen Gebot (ausschließlich für den OWP) auch ein gemeinsames Gebot für OWP und ONA abzugeben, sollten sich die Finanzierungskonditionen aufgrund geringerer Koordinationsrisiken und einem geringeren Risiko verbessern.

Zwischenfazit

Aufgrund von Skalen- und Verbundeffekten kann ein effizienter ONA vor allem durch Integration und größtmöglichen Wettbewerb erzielt werden. Ein detaillierter Planungsprozess mit Blick auf die geographische und zeitliche Verteilung der OWPs sollte fallspezifisch analysieren, ob eine Hub- oder eine Radialverbindung aus wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten erstrebenswerter ist. Die Regulierungsbehörde muss in diesem Zuge prüfen, ob der Betrieb des ONA durch den OWPB durchgeführt werden kann oder ob der Betrieb durch eine unabhängige Partei (ÜNB, Dritter) erfolgen sollte. Der Bau kann mit einer entsprechenden Regulierung jedem Akteur offen stehen.

Eine offene Ausschreibung im Sinne eines größtmöglichen Adressatenkreises – wer für die Entwicklung und/oder den Betrieb des ONA in Frage kommt – sollte dazu führen, dass das kosteneffizienteste Unternehmen identifiziert und größtmöglicher Wettbewerbs- und Kostendruck induziert wird. Gegen eine Ausschreibung sprechen ihre Komplexität und die durch den Regulierungsaufwand erhöhten Transaktionskosten. Im Vergleich zum Monopol führt der Wettbewerb zu höherer Kostentransparenz und stärkeren Anreizen, um die Koordination zu verbessern und Innovationen zu verfolgen. In Abbildung 2-3 sind die Ergebnisse der theoretischen Evaluation übersichtlich zusammengefasst.

Abbildung 2-3:
Theoretische Evaluationsergebnisse verschiedener Regulierungsansätze



Notiz: Anhand der Farbskala werden im direkten Vergleich die Auswirkungen der Regulierungsentscheidung auf die Kosten des Netzanschlusses eingeordnet. Rot steht für relativ hohe Kosten, Grün für niedrige Kosten. Gelb zeigt an, dass aus Kostensicht kein eindeutiger Vor- oder Nachteil besteht.

Quelle: DIW Econ.

3 Offshore-Netzanschluss: Internationaler Vergleich unterschiedlicher Praktiken

Die Umsetzung der diskutierten theoretischen Regulierungsansätze zur Übertragung von Offshore-Windenergie unterscheidet sich in der Praxis deutlich von Land zu Land. Um die regulatorischen Ausprägungen nicht nur hypothetisch zu vergleichen, untersuchen wir im Weiteren die Regulierungen führender europäischer Länder im Bereich der Offshore-Windenergie. Dabei verwenden wir die bereits vorgestellten Bewertungskriterien, um herauszustellen, wie sich die jeweiligen Marktdesigns voneinander unterscheiden und wie sich diese Unterschiede auf die Kosten der Bereitstellung von ONAs auswirken.

3.1 Vereinigtes Königreich

Planung

Im Vereinigten Königreich ist der Crown Estate im Besitz aller Offshore-Flächen. Er übernimmt Verantwortung für die Identifikation geeigneter Aufstellungsorte und deren Vermietung an OWPBs. Der Crown Estate initiiert somit den Bewerbungsprozess für neue OWPs und deren Übertragungsanlagen. Weitere Tätigkeiten des Crown Estate sind das Bereitstellen von Informationen über vorgeschlagene Standorte und die Unterstützung der Zusammenarbeit der OWPBs mit Planungs- und Regulierungsbehörden.

Marktdesign

Die Agentur für Gas- und Elektrizitätsmärkte (Office for Gas and Electricity Markets, Ofgem) entwickelte 2009 gemeinsam mit dem Ministerium für Energie und Klimawandel ein neues Gesetz für den Bau und Betrieb von ONAs. Gemäß diesem Gesetz werden Lizenzen zur Offshore-Übertragung im Rahmen eines wettbewerblichen Ausschreibungsprozesses vergeben. Bau und Betrieb können auf zwei Arten erfolgen: Entweder baut der OWPB den ONA selbst und übergibt ihn anschließend an den Betreiber des ONA oder der Anschlussbetreiber selbst baut und betreibt den ONA. Bisher wurden alle ONAs im Vereinigten Königreich durch den Windparkbetreiber selbst gebaut.

Die Pachtung sowie die Erlaubnis zum Bau und Betrieb des OWP und die Entwicklung des ONA werden an den Bieter mit den geringsten Gesamtkosten für OWP und ONA erteilt. Die durch den Bau des ONA entstehenden Investitionskosten (CAPEX) des OWPB werden durch den Preis

abgedeckt, den der zukünftige Betreiber des Anschlusses an den OWPB nach dessen Fertigstellung zahlt. Im Gegenzug erhält der Betreiber des ONA von der Netzbehörde ein regelmäßiges, über einen festgesetzten Zeitraum gleichbleibendes Entgelt für den Betrieb, die Instandhaltung und den anschließenden Abbau der Anlage. Die Übertragungslizenz geht an den Bieter mit dem geringsten geforderten Entgelt. Dieses Entgelt fließt zunächst über 20 Jahre unabhängig von der übertragenen Leistung des OWP und kann im Anschluss verlängert werden (Ofgem, 2010).

Für die Bereitstellung von ONAs folgt das Vereinigte Königreich damit einem wettbewerblichen Ansatz bei dem der Bauauftrag wettbewerblich und integriert und der Betrieb ebenfalls wettbewerblich, aber getrennt vom Betrieb des OWP vergeben wird.

Kostenauswirkung

Die wettbewerbliche Vergabepraxis schafft Anreize zur Kostenreduzierung von Bau und Betrieb der OWPs und ONAs. Die Kontrolle der Kostengebote im Ausschreibungsprozess und des finalen Transferpreises der Übertragungsanlagen durch Ofgem bei der Übergabe an den Betreiber gewährleisten ein hohes Maß an Transparenz.

Die Integration von Planung und Bau des OWP ermöglicht zudem Verbundeffekte und minimiert durch Internalisierung Koordinationskosten: Aufgrund des integrierten Baus des OWP und des zugehörigen ONA durch den OWPB hat dieser einen hohen Anreiz, den Anschluss rechtzeitig fertigzustellen. Ebenso wird der Betreiber des ONA dazu motiviert, eine hohe Netzverfügbarkeit zu gewährleisten, da eine Unterschreitung der vorgeschriebenen Mindestverfügbarkeit mit einer Entgeltreduzierung sanktioniert wird. Eine hohe Übertragungsverfügbarkeit wird hingegen mit Bonuszahlungen belohnt.

Skaleneffekte während des Baus durch eine gemeinsame Nutzung von Übertragungsanlagen mit Hub-Verbindungen durch mehrere Offshore-Windparks sind nicht vorgesehen, da die Übertragungsanlagen auf den jeweiligen Windpark zugeschnitten sind. Bei Betrieb und Instandhaltung ist es jedoch möglich, dass große, auf den ONA-Betrieb spezialisierte Anbieter Skaleneffekte erzielen und günstiger operieren können.

Durch den hohen Regulierungsaufwand entstehen aufseiten des Regulierers jedoch ebenfalls Kosten. Die Organisation des Bieterprozesses, durch den die Betreiberlizenzen vergeben werden, verursacht Transaktionskosten.

Insgesamt führt der vom Vereinigten Königreich gewählte Ansatz einer wettbewerblichen Ausschreibung sowohl für den Bau als auch den Betrieb von ONAs zu einem hohen Kostendruck. Die Ausschreibung führt nicht nur unmittelbar zur Auswahl der kostengünstigsten Option, sondern liefert auch einen Anreiz für technische Innovation und Weiterentwicklung. Der weitgehende Verzicht auf technische Vorgaben ermöglicht zudem einen flexiblen Einsatz der kostenoptimalen Technik.

3.2 Deutschland

Planung

In Deutschland ermittelt das Bundesamt für Seeschiffart und Hydrographie (BSH) zusammen mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) potentielle OWP-Gebiete. Diese werden gemeinsam mit Standorten für Kabeltrassen und Übertragungsplattformen im Flächenentwicklungsplan (FEP) ausgewiesen.

Marktdesign

Unter der gegenwärtigen Marktgestaltung sind die beiden privaten ÜNBs, TenneT (Nordsee) und 50Hertz (Ostsee), für den Bau und Betrieb aller ONAs verantwortlich.

Um das finanzielle Risiko für OWPBs zu minimieren, sind die deutschen ÜNBs verpflichtet, bei verspätetem Netzanschluss, Netzunterbrechungen oder Wartungsarbeiten dem OWPB Schadensersatz zu leisten. Die ÜNBs können die hieraus entstehenden Kosten mittels der Offshore-(Haftungs-)Umlage direkt an den Endverbraucher weitergegeben. Seit 2019 umfasst die Umlage dabei nicht nur die zusätzlichen Kosten aus Schadensersatzforderungen, sondern die gesamten Kosten des Offshore-Netzausbaus (Energiewirtschaftsgesetz, 2017).

Für den Bau und den Betrieb von Offshore-Netzanschlüssen folgt Deutschland damit einem monopolistischen und getrennten Ansatz.

Detailbox 1: Deutsche Erfahrung bei Offshore-Netzanschlüssen (ONAs)

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs)

Die ÜNBs erhalten Netzgebühren von den Endkunden in ihrer Region. Die Höhe der Netzgebühren wird anhand der Kosten festgelegt, welche der ÜNB erfahren hat und einer zusätzlichen Gewinnmarge, welche dem ÜNB zusteht. Darüber hinaus erhalten ÜNB weitere Erlöse für Investitionen in den Netzausbau, die durch die BNetzA freigegeben werden. Hierunter fallen auch die Kosten für ONAs. Bis 2018 konnten zudem alle Schadensersatzzahlungen durch Anschlussverzögerungen über die Offshore-Haftungsumlage an den Endkunden weitergegeben werden. Ab 2019 werden über die neue Offshore-Netzumlage auch die gesamten Ausbaukosten für ONAs erfasst. Durch die Umlagesysteme wird der bereits niedrige Kostendruck für ÜNBs noch weiter gesenkt, da die entstehenden Kosten nicht von der Erlösobergrenze erfasst werden und vollständig von den Endkunden getragen werden. Zudem erschwert fehlende Transparenz eine Einschätzung der tatsächlich angefallenen Kosten.

Koordinationsprobleme

Der bisher von den ÜNBs erstellte und von der BNetzA freigegebene Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP) wird ab 2019 durch den Flächenentwicklungsplan (FEP) des BSH ersetzt. Darin legt das BSH nicht nur Ort und Kapazität sondern auch die Planung, Routen und Zeitpläne fest, denen der Ausbau der Offshore-Windenergie folgen soll. Fraglich bleibt, ob in dieser Form die bisherigen Koordinationsschwierigkeiten zwischen den ÜNBs und OWPBs behoben werden können. In der Vergangenheit wurden ONAs im Durchschnitt mit einem Jahr Verzögerung fertiggestellt. Hierdurch mussten allein zwischen den Jahren 2013 und 2016 Schadensersatzforderungen in Höhe von über einer Milliarde Euro mittels Umlage von den Endkunden beglichen werden.

Tabelle 3-1
Anschlussverzögerungen in der deutschen Nordsee

Jahr Inbetriebnahme	Projekt	Dauer Ausschreibung und Vergabe	Dauer Entwicklung und Bau	Dauer Verzögerung Anschluss
2010	BorWin1	8	31	7
2015	BorWin2	9	54	14
2015	HelWin1	10	55	22
2015	SylWin1	8	47	2
2015	HelWin2	11	39	0
2015	DolWin1	9	53	24
2016	DolWin2	8	54	12
	Durchschnitt	9	48	12

Notiz: Alle Zahlen bilden die Dauer der Phasen in Monaten ab.

Quelle: Fichtner (2016).

Kostenauswirkungen

Unter dem monopolistischen Marktdesign findet in Deutschland erstens kein Wettbewerb um den Bau und den Betrieb des ONA statt. Hierdurch haben die ÜNB keinen Anreiz im Projektverlauf Kosten einzusparen. Zweitens verhindert eine restriktive Planung durch das BSH die Nutzung von Kosteneinsparpotentialen. In den Planungsgrundsätzen des aktuellen Flächenentwicklungsplans gibt es unter anderem Leitlinien zur Schallminderung, der Berücksichtigung von Kulturgütern oder Vorgaben zu Rückbauverpflichtungen. Es findet sich jedoch kein Grundsatz zur Förderung eines wirtschaftlich effizienten Anschlusses (BSH, 2018). Drittens können die ÜNBs sämtliche Kosten des Ausbaus der ONAs ohne Gewinneinbußen auf den Endverbraucher umlegen. Dies reduziert den Kostendruck weiter, sodass der ÜNB keinerlei Anreiz hat, z.B. auch in Verhandlungen mit Lieferanten, eine (vertraglich) kosteneffiziente Risikoverteilung im Sinne des Endkunden anzustreben.

Zusätzlich führt die Trennung von OWP und ONA bei Planung und Bau zu erhöhten Koordinationskosten. Diese offenbaren sich in Anschlussverzögerungen aufgrund mangelnder Planungsabstimmung und verstärkten Wartungsarbeiten in den ersten Betriebsjahren durch Kompatibilitätsprobleme (Fichtner, 2016). Neben ungeplanten Verzögerungen beim Netzanschluss entstehen weitere Kosten durch erhebliche Leerstände. Da nicht alle anzuschließenden OWPs bei der Inbetriebnahme des ONA fertiggestellt sind, wird teilweise über mehrere Jahre hinweg die Kapazität des ONA nur teilweise genutzt.

Demgegenüber stehen Kosteneinsparpotentiale durch Skaleneffekte. Indem mehrere Windparks zeitnah durch einen gemeinsamen ONA angeschlossen werden, können Kosten reduziert werden. Aufgrund des getrennten Ansatzes gibt es jedoch keine zusätzlichen Einsparungen durch Verbundeffekte.

Die bisherigen Auflagen der BNetzA an die ÜNBs an Land wurden gleichbleibend auf die Offshore-Anbindung übertragen, so dass keine zusätzlichen Transaktionskosten durch notwenige Veränderungen der regulatorischen Rahmensetzung oder durch die Neugestaltung des Ausschreibungsprozesses entstehen.

Insgesamt gibt es innerhalb des monopolistischen und getrennten Regulierungsrahmens in Deutschland nur wenige Anreize für Kostensenkungen oder den Einsatz innovativer Technologien. Aufgrund der Möglichkeit, im Rahmen der Offshore-(Haftungs-)Umlage Kosten an den Endkunden weiterzugeben, haben die ÜNB einen geringen Anreiz Innovationen zur Kostensenkung zu entwickeln. Der Mangel an Transparenz verhindert zusätzlich Kostendruck. Die ÜNBs

geben lediglich alle zwei Jahre die Investitionskosten für Offshore-Anschlüsse an die BNetzA weiter. Diese veröffentlicht darauf basierend alle zwei Jahre grobe Kostenschätzungen im Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP).

3.3 Niederlande

Planung

In den Niederlanden formuliert das Ministerium für Wirtschaft und Klimapolitik einen Entwicklungsrahmen für den Bau von OWPs. Darin definiert es die Flächen, Kapazität und Trassen für die Netzanbindung. Dabei legt das Ministerium auch die technischen Bedingungen für Übertragungsanlagen fest (Loyens & Loeff, 2016).

Marktdesign

Ähnlich der Marktstruktur in Deutschland ist in den Niederlanden der ÜNB (TenneT) allein für Planung, Bau und Betrieb von ONAs verantwortlich. Der ÜNB ist in staatlichem Besitz und unterliegt der Aufsicht der Behörde für Konsumenten und Märkte (ACM).

Für den Bau der ONAs erhält der ÜNB staatliche Subventionen. Bei Anschlussverzögerungen und längeren Ausfällen kann der OWPB Schadensersatz vom ÜNB einfordern. In den Niederlanden erfolgen somit der Ausbau und Betrieb von ONA nach einem getrennten und monopolistischen Ansatz.

Kostenauswirkungen

Wegen des fehlenden Wettbewerbs innerhalb der monopolistischen Struktur in den Niederlanden herrscht kein wesentlicher Kostendruck. Fehlende Kostentransparenz verstärkt diesen Effekt.

Die Trennung von OWP und ONA bei Bau und Planung verhindert Verbundeffekte und sorgt für erhöhte Koordinationskosten. Diese entstehen durch Anschlussverzögerungen, Leerstandskosten und Schwierigkeiten bei der Planungsabstimmung.

Andererseits verweist TenneT als großer Anbieter von ONAs auf die positiven Auswirkungen durch Skaleneffekte und erwartet bis 2023 durch standardisierte Anlagen, eine verbesserte Lie-

ferkette und neue Arbeitsmethoden Kosteneinsparungen von mindestens 40 Prozent (Netherlands Enterprise Agency, 2017). Darüber hinaus entstehen für den Regulierer keine zusätzlichen Kosten durch eine komplexe wettbewerbliche Ausschreibung.

3.4 Dänemark

Planung und Marktdesign

Die dänische Energieagentur ist aktuell für die Planung aller OWPs und deren ONAs verantwortlich. Der staatliche ÜNB (Energinet) trägt bei diesem Planungsprozess die Verantwortung für Einschätzungen zu Umweltauswirkungen und erstellt Vorgaben für die technischen Anforderungen an die OWP. Wenn diese durch den OWP erfüllt sind, verpflichtet sich der ÜNB, den ONA bereitzustellen. Dänemark folgt damit einem getrennten und monopolistischen Ansatz zur Bereitstellung des ONA. Die Regulierung wurde im März 2019 auf ein integriertes und wettbewerbliches Modell umgestellt. Seitdem werden OWP und ONA gemeinsam wettbewerblich ausgeschrieben (Danish Energy Agency, 2019).

Zusätzlich zu den Planungsaktivitäten der dänischen Energieagentur existiert ein sogenanntes „open-door-procedure“. Hierbei können OWPBs initiativ potentielle Standorte außerhalb der staatlich ausgewiesenen Flächen vorschlagen. Dies umfasst, dass OWPB auch die Planung für den ONA übernehmen und die Übergabe des erzeugten Stroms an den ÜNB erst an Land erfolgt. In diesem Fall wird ein integrierter Ansatz verfolgt, der zwar nicht monopolistisch ist, jedoch auch mangels geplanter Ausschreibungsverfahren keinen vollwertigen Wettbewerb darstellt. In der Praxis fand diese Herangehensweise bisher kaum Anwendung. In den letzten 10 Jahren wurden in Dänemark lediglich drei ONA-Projekt unter dem „open-door-procedure“ erbaut. Mit einer angeschlossenen OWP-Leistung von jeweils weniger als 30 MW sind diese zudem als Testobjekte einzustufen.

Kostenauswirkungen

Im ersten Fall eines getrennten und monopolistischen Ansatzes sind die Kostenauswirkungen ähnlich wie in Deutschland und den Niederlanden. Fehlender Wettbewerb schafft keinen zusätzlichen Kostendruck und sorgt für wenig Transparenz und geringe Innovationsanreize. Die Trennung von ONA und OWP ermöglicht zwar Skaleneffekte für den ÜNB, verhindert dafür jedoch Verbundeffekte und lässt zusätzliche Koordinationskosten entstehen.

Im zweiten Fall, des integrierten „open-door-procedure“, unterliegt der für den Bau des ONA verantwortliche OWPB einem höheren Kostendruck. Zudem können Verbundeffekte durch einen gemeinsamen Bau und Betrieb erschlossen werden. Zusätzlich werden Koordinationskosten reduziert, da die Interessen des für den ONA und den OWP Verantwortlichen durch die Integration gleichgerichtet werden. Allerdings können die im anderen Fall möglichen Skaleneffekte des ÜNB entfallen. Aufgrund des höheren Verwaltungsaufwandes durch zwei parallele Verfahren ist zudem mit höheren Transaktionskosten für den Gesetzgeber zu rechnen.

3.5 Schweden

Planung

In Schweden ist nur der OWPB für die Auswahl eines geeigneten Standortes zuständig. Erhält er die Freigabe durch die Regulierungsbehörde, liegen in diesem dezentralen Modell die anschließende Planung, der Bau und der Betrieb des ONA in den Händen des OWPB. Dies umfasst auch die Finanzierungskosten, weshalb Offshore-Windenergie aufgrund der hohen Anschlusskosten in der Vergangenheit nicht mit Onshore-Windenergie konkurrieren konnte. Derzeit existiert kein übergeordneter Netzentwicklungsplan für Offshore-Windenenergie.

Marktdesign

Im schwedischen Ansatz trägt der OWPB die gesamte Verantwortung und Kosten für die Entwicklung und den Betrieb eines ONA. Auf Grund der hohen Verfügbarkeit von Wasserkraft wurde der Ausbau von OWPs lange Zeit als unwirtschaftlich angesehen. Im Zuge einer Musterung der aktuellen Rahmensetzung mit dem Vorsatz ehrgeizigerer Klimaschutzziele wird derzeit durch die schwedischen Behörden eine Neuregelung geprüft. Im Zentrum steht dabei eine Reduzierung der Kosten des ONA. Debattiert werden eine Ausweitung der Netzanbindungspflicht des staatlichen ÜNB (Svenska kraftnät) auf OWPs und eine Subventionierung der Errichtung des ONA durch den OWPB (Swedish Energy Agency, 2018).

Kostenauswirkungen

Im bestehenden System sind in Schweden OWPs aufgrund hoher Kosten nicht wettbewerbsfähig, da OWPBs die Kosten des Netzanschlusses vollständig tragen müssen. Obwohl die OWPBs

durch den integrierten Ansatz in der Theorie geringe Koordinationskosten erfahren und Verbundeffekte nutzen können, gleichen diese die hohe Belastung durch die selbstständige Finanzierung des ONA nicht ausreichend aus.

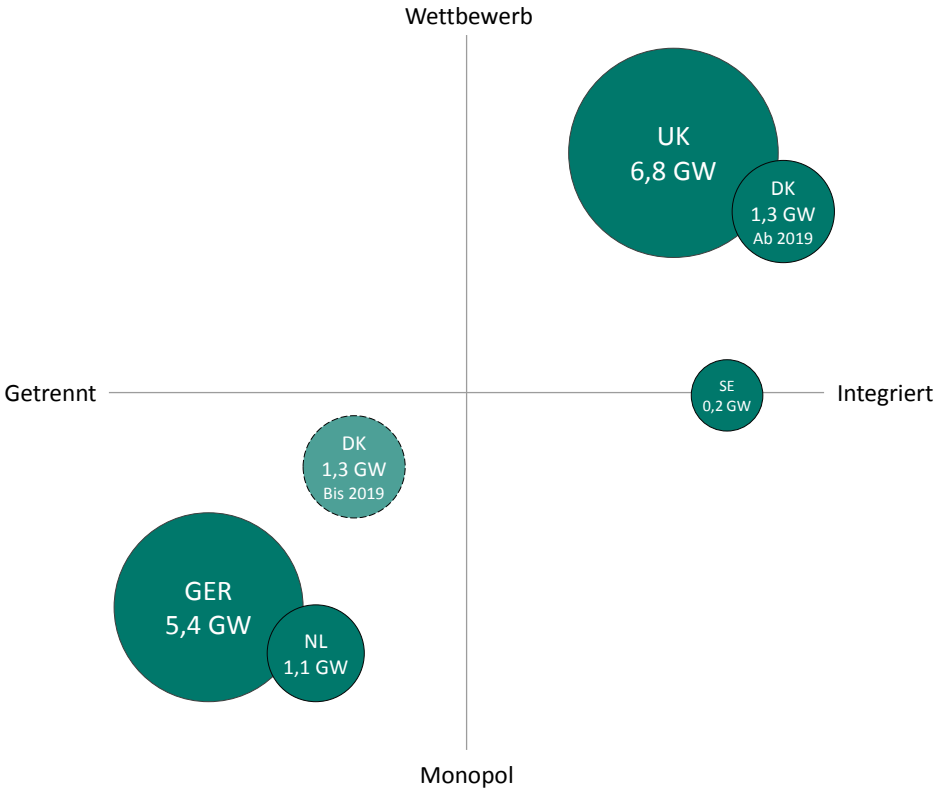
Sollte ein ÜNB-Modell eingeführt werden, sind ähnliche Auswirkungen wie in Deutschland und den Niederlanden zu erwarten, welche sich durch hohe Koordinationskosten und einen geringen Anreiz für Kostensenkungen auszeichnen.

Eine Subventionierung der ONAs stellt eine Möglichkeit dar, die Wettbewerbsfähigkeit der OWPs im Vergleich zu anderen Stromquellen zu steigern, ohne auf einen partiellen Kostendruck beim Bau von ONA zu verzichten. Eine umfassende Evaluation ist angesichts des gegenwärtigen Entwicklungsstadiums der schwedischen Offshore-Windenergie jedoch nur eingeschränkt möglich.

Zwischenfazit

Im internationalen Vergleich dominiert das monopolistische ÜNB-Modell mit getrenntem Bau und Betrieb von OWP und ONA. Zwar bietet die Möglichkeit eines „open-door-procedure“ in Dänemark eine stärker integrierte und wettbewerbliche Ausrichtung als in Deutschland und den Niederlanden, jedoch herrscht in der Praxis auch dort das monopolistisch getrennte ÜNB-Modell vor. Lediglich das Vereinigte Königreich wendet ein dezidiert wettbewerbliches Ausschreibungsprinzip an. Hinsichtlich der Integration stellt das britische System eine Mischform dar, da nur bei Planung und Bau eine Integration von OWP und ONA stattfindet, der Betrieb jedoch getrennt vergeben wird.

Abbildung 3-1:
Einordnung der verglichenen Länder bei gegenwärtiger Regulierung für ONA nach Wettbewerbsgrad und Integration von OWP und ONA in der Praxis



Notiz: Dargestellte Größen geben relativ die Kapazität der Offshore-Windkraft der Länder an.

Quelle: Global Wind Energy Council (2017) und DIW Econ.

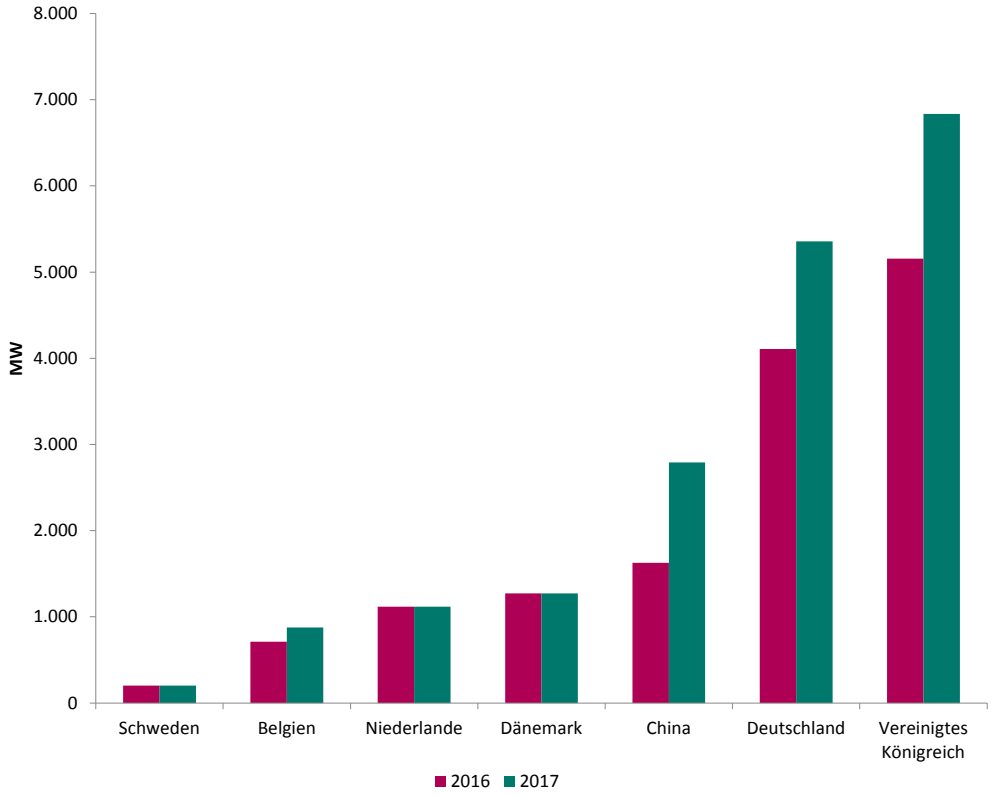
4 Empirischer Kostenvergleich zweier unterschiedlicher Marktdesigns

4.1 Daten und Methode

Länderauswahl: Deutschland und das Vereinigte Königreich

Die Ergebnisse der theoretischen Diskussion zu Anreiz- und Kostenwirkungen unterschiedlicher Marktdesigns wird im folgenden Abschnitt anhand empirischer Daten untersucht. Um die Auswirkungen des unterschiedlichen Marktdesigns zu messen, vergleichen wir die angefallenen ONA-Kosten zweier strukturell ähnlicher Länder mit unterschiedlicher Regulierung. Für diesen empirischen Vergleich bieten sich Deutschland und das Vereinigte Königreich an.

Abbildung 4-1:
Globale Offshore-Windenergiekapazität in MW nach Ländern

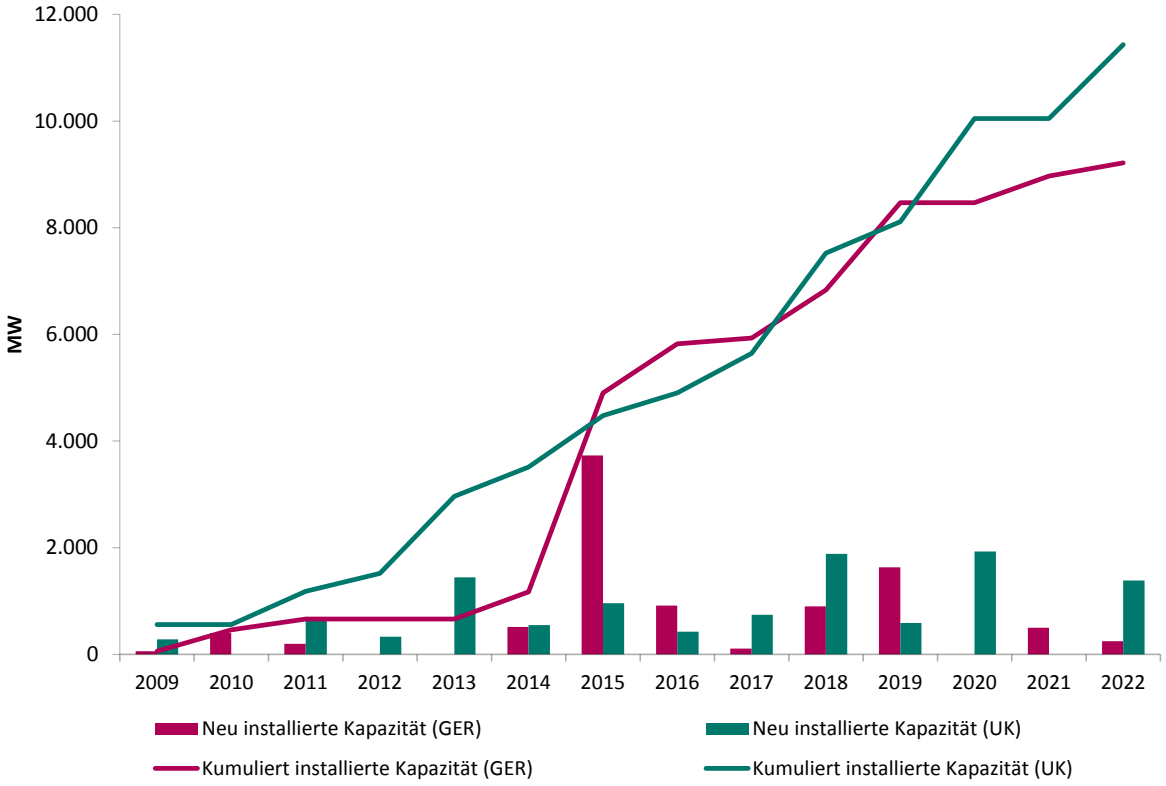


Quelle: Global Wind Energy Council (2017).

Erstens liefern beide Länder den weltweit größten Anteil an Offshore-Windenergie (Abbildung 4-1). Zudem ähneln sich Deutschland und das Vereinigte Königreich nicht nur in ihrer Größenordnung, sondern auch in ihrem bisherigen und zukünftigen Entwicklungspfad: Beide Länder haben sich dazu entschlossen, Offshore-Windenergie in das Zentrum ihrer Energiepolitik zu

rücken (Abbildung 4-2). Zweitens beschränkt sich diese ähnliche Entwicklung nicht nur auf Offshore-Windenergie. Deutschland und England sind bisher Teil desselben Binnenmarktes und wirtschaftlich ähnlich fortgeschritten. Sie verfügen über vergleichbare Lohn- und Preisniveaus und ähneln sich auch hinsichtlich ihres technischen Wissens, ihrer verfügbaren Infrastruktur und den maritimen Bedingungen in der Nordsee.

Abbildung 4-2:
Installierte Offshore-Windenergie in Deutschland und dem Vereinigten Königreich



Quelle: Ofgem (2018) und BNetzA (2017).

Drittens unterscheiden sich beide Länder deutlich in dem gewählten Regulierungsansatz der ONA-Bereitstellung. Deutschland verfolgt einen monopolistischen Ansatz, bei dem Planung, Bau und Betrieb des OWP und des ONA getrennt stattfinden. Das Vereinigte Königreich hingegen folgt einem wettbewerbsorientierten und integrierten Regulierungsansatz bei Planung und Bau sowie einer wettbewerblichen Vergabe beim Betrieb. Aufgrund der ähnlichen Rahmenbedingungen aber unterschiedlichen Regulierungssystemen eignet sich die Untersuchung dieser beiden Länder, um Rückschlusse auf den Einfluss des Marktdesigns bzw. einer offenen, wettbewerblichen Vergabe auf Kostenunterschiede beim ONA zu ziehen. Um die Kosten des ONA in

beiden Ländern zu messen und zu vergleichen, greifen wir auf das Konzept der Levelized Cost of Electricity zurück (siehe Detailbox 2).

Detailbox 2: Levelized Cost of Electricity (Transmission)

Die Levelized Cost of Electricity (LCoE) bietet ein umfassendes Maß, um die Effizienz einer stromproduzierenden bzw. -verarbeitenden Anlage zu bewerten (Short, Packey & Holt, 1995). Dabei bestimmen die LCoE den Barwert pro Energieeinheit (z.B. MWh), bei dem ein Energiesystem seine Anfangsinvestition und gesamten Betriebskosten amortisiert.

Bisher wird diese Methode meistens verwendet, um die Wirtschaftlichkeit einer stromerzeugenden Anlage zu bewerten. Wir übertragen das Konzept der LCoE auf Anlagen zur Stromübertragung. Die LCoE bilden in unserer Darstellung die diskontierten Gesamtkosten (Euro) pro übertragene und diskontierte Energieeinheit (MWh) über die gesamte Lebenszeit ab.

$$\textit{Levelized costs of electricity transmission (LCoE)}$$

$$= \frac{Gesamtkosten\ über\ die\ Nutzungsdauer}{Gestamtübertragung\ über\ die\ Nutzungsdauer}$$

$$= \frac{PV\ CAPEX + PV\ OPEX}{PV\ Total\ MWh}$$

$$= \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

PV	Barwert
$CAPEX$	Anfangsinvestition
$OPEX$	Betriebskosten
I_t	Investitionen im Jahr t
M_t	Betriebskosten im Jahr t
E_t	Energie übertragen im Jahr t
r	Realer Zinssatz
n	Erwartete Lebensdauer der Anlage

Eine beispielhafte Berechnung der Kosten anhand der Methode der LCoE findet sich in Anhang A.

Quelle: Short et al. (1995).

Offshore-Netzanschluss: Abgrenzung

Aufgrund der unterschiedlichen Regulierungssysteme besteht für das ONA-System keine einheitliche Abgrenzung. Um die Gesamtkosten der Stromübertragung vergleichbar zu machen, berücksichtigen wir alle notwendigen Anlagen zwischen OWP und dem Netz an Land. Im Falle von ONAs, die auf Wechselstrom (AC) zurückgreifen, beginnt das ONA-System mit der Umspannstation am OWP (Nr. 1 in Abbildung 1) und endet mit der Umspannstation an Land (Nr. 4).

Bei ONAs, die Gleichstrom (DC) verwenden, ziehen wir die Grenzen des ONA-Systems an den gleichen Stellen wie bei Systemen mit Wechselstrom (AC). Da der ONA mit DC-Technik oftmals mehrere OWPs mit jeweils eigener Umspannstation (Nr. 5) an seiner Konverterstation (Nr. 7) bündelt, werden dem ONA alle zur Stromübertragung benötigten Umspannstationen (Nr. 5) zugerechnet.

Daten

CAPEX

Die anfänglichen Investitionskosten (CAPEX) stellen den größten Kostenfaktor für den ONA dar. Zur Berechnung der LCoE betrachten wir externe Investitionskosten (CAPEX) für 17 britische und 9 deutsche ONAs, welche bei Ofgem für das Vereinigte Königreich bzw. bei entso-e[8] und 50Hertz für Deutschland verfügbar sind (ZfK, 2018; Ofgem, 2019; entso-e, 2018). Für ONAs, bei denen externe CAPEX-Daten nicht vorliegen, berechnen wir diese mit Hilfe von verfügbaren Stückkosteninformationen von der BNetzA (2013; 2015; 2017) und Ofgem (2015). Zur Berechnung der späteren Kostenauswirkungen aufgrund struktureller Unterschiede zwischen deutschen und britischen ONAs, greifen wir auf Kosteninformationen von National Grid ESO (2015) zurück. Diese basieren auf Anfragen bei Lieferanten und dienen uns als Referenzwerte.

[8] European Network of Transmission System Operators for Electricity

Tabelle 4-1:
(Reale) Stückkostenentwicklung einzelner ONA-Komponenten in Deutschland und dem Vereinigten Königreich

		Teil des Netzanschlusses	Kosten			Einheit
			2013	2015	2017	
Deutschland	Nordsee	DC Kabel	2,07	2,05	2,00	Mio. EUR/km
		AC Kabel	1,55	1,54	1,50	Mio. EUR/km
		DC Station	1,03	1,03	1,00	Mio. EUR/MW
	Ostsee	AC Kabel	2,07	3,33	4,35	Mio. EUR/km
		AC Station	0,21	0,31	0,40	Mio. EUR/MW
	Onshore	AC Kabel	1,45	1,54	1,50	Mio. EUR/km
		DC Kabel	4,14	4,10	4,00	Mio. EUR/km
Vereinigtes Königreich	Nordsee & Irische See	AC Kabel	1,02	1,23	1,31	Mio. EUR/km
		AC Station	0,02	0,06	0,06	Mio. EUR/MW
		AC Kabel	1,47	1,89	2,02	Mio. EUR/km
	Onshore	AC Kabel	0,7	0,66	0,68	Mio. EUR/km

Notiz: Alle Kosten entsprechen dem Basisjahr 2017. Alle Stückkosten aus britischer Hand wurden nach dem durchschnittlichen Wechselkurs von 1,20 EUR/GBP des Beobachtungszeitraums von 2011 bis 2017 in EUR umgewandelt. Kosteninformationen aus dem Vereinigten Königreich für 2017 sind nicht verfügbar und wurden aus den inflationsbereinigten Daten von 2015 errechnet. Da Kosten für die Offshore-Umspannstation der OWPs in der deutschen Nordsee nicht verfügbar ist, verwenden wir stattdessen die Kosteninformationen aus der deutschen Ostsee.

Quellen: BNetzA (2013; 2015; 2017) und Ofgem (2015).

Um unsere Berechnungen abzusichern, haben wir die aus unserem Modell errechneten Kosten mit den verfügbaren CAPEX Informationen aus beiden Ländern vergleichen. Trotz der hohen Individualität der einzelnen Projekte liegt die gesamte Abweichung zwischen den externen Daten und der von uns errechneten Gesamtkosten im Durchschnitt bei lediglich 1,3% im Vereinigten Königreich und 2,0% in Deutschland (Anhang B). Wir erachten damit unsere Modellrechnung für hinreichend genau.[9]

OPEX

Zur Berechnung der Betriebskosten folgen wir in beiden Ländern den Annahmen von Brard (2018), der von jährlichen OPEX in Höhe von 1% der CAPEX ausgeht. Diese decken sich mit einer

[9] Da es sich bei der Abweichung im Vereinigten Königreich um eine Überschätzung von 1,3% und in Deutschland um eine Unterschätzung von 2,0% handelt, würde dies die Größe eines durch ineffizientes Marktdesign hervorgerufenen Kostenaufschlags sogar unterschätzen.

Studie über die tatsächlichen OPEX in Deutschland, die eine Bandbreite zwischen 0,9% und 1,45% für realistisch einschätzt (Ritzau, Macharey, Svoboda, & Wilms, 2017). Damit folgen wir der Ansicht eines Gutachtens der BNetzA, welches die Einschätzung der ÜNBs über eine Betriebskostenpauschale von 3,4% der CAPEX als überhöht ansieht (BNetzA, 2017).

Nutzungsdauer

Für unser Basismodell erwarten wir eine Nutzungsdauer des ONA von 25 Jahren. Diese Nutzungsdauer stützt sich primär auf die erwartete Lebensdauer und die gesetzliche Zulassung der angeschlossenen OWPs. Das BSH vergibt in Deutschland eine Lizenz für den Betrieb eines OWP üblicherweise für 25 Jahre (BMWi, 2015). Im Vereinigten Königreich ist der regelmäßig zustehende Umsatz aus der Ausschreibung auf 20 Jahre festgelegt. Es wird im Anschluss jedoch eine Verlängerung oder Neuausschreibung ermöglicht, falls der OWP über diesen Zeitraum hinaus betrieben werden soll (Ofgem, 2010).

Auch aus Erfahrungswerten und Angaben von Betreibern wird diese Größenordnung unterstützt. Der 1991 erbaute OWP „Vindeby“ in Dänemark wurde nach Ablauf der 25-jährigen Zulassung im Jahr 2017 zurückgebaut und produzierte bis zuletzt mit allen Turbinen Strom. Für die ONAs rechnet der ÜNB TenneT darüber hinaus mit einer Lebensdauer von 30 Jahren (TenneT, 2017).

Basierend auf dem Zeithorizont der gesetzlichen Zulassungen und der Erfahrungswerte halten wir eine Nutzungsdauer von 25 Jahren für realistisch. Um auch eine mögliche längere oder kürzere Nutzungsdauer zu berücksichtigen, ziehen wir ergänzend in unserer Sensitivitätsanalyse auch eine Nutzungsdauer von 20 bzw. 30 Jahren in Betracht (Anhang C).

Kapitalkosten (WACC)

Für unsere Modellrechnung gehen wir für deutsche Netzanschlüsse von durchschnittlichen nominalen Kapitalkosten (WACC) von 5,67% aus, welche die Kapitalkosten für TenneT im Jahr 2016 abbilden (Moody's, 2018). Für das Vereinigte Königreich folgen wir den Ergebnissen des Evaluationsberichts durch Ofgem, der für den untersuchten Zeitraum durchschnittliche nominale Kapitalkosten von 6,83% ermittelt hat (Ofgem, 2018). Eine Sensitivitätsanalyse findet sich hierzu ebenfalls in Anhang C.

Sonstige Faktoren

Wir rechnen in unserem Basisfall mit einer Auslastung von 3.500 Volllaststunden pro Jahr. Dies entspricht einem Nutzungsgrad von 40% und leitet sich aus der mittleren Last der in unserer

Stichprobe betrachteten OWPs ab (Energy Numbers, 2018). Um die britischen Kosteninformationen von Pfund in Euro umzurechnen, verwenden wir den durchschnittlichen Wechselkurs aus der Zeitspanne der bereits realisierten Projekte unserer Stichprobe aus den Jahren 2011 bis 2017. Dieser beträgt 1,20 EUR pro GBP. Für unser Basismodell gehen wir ferner von einer Inflationsrate von 2% aus. Wir folgen damit den Zielvorgaben der Europäischen Zentralbank (EZB) und der Bank of England (BoE).

Die Auswirkungen von Veränderungen dieser Faktoren (wie eine zukünftige Steigerung der Effizienz von Windenergieanlagen, Inflations- oder Wechselkursschwankungen) haben einen quantitativen Einfluss auf das absolute Kostenniveau. Qualitativ bleiben die Aussagen davon jedoch unberührt (Anhang C).

Selektion der Stichprobe

Um die Auswirkungen unterschiedlicher Regulierungsansätze zu messen, vergleicht die vorliegende Studie die Kosten für ONAs im Vereinigten Königreich und in Deutschland. Hierfür berücksichtigen wir im Vereinigten Königreich alle ONAs, die Bestandteil der seit 2011 bestehenden ersten Ausschreibungsrunde waren. Da in Deutschland alle ONAs innerhalb der monopolistischen und getrennten Regulierung gebaut und geplant werden, berücksichtigen wir zunächst alle deutschen ONAs.

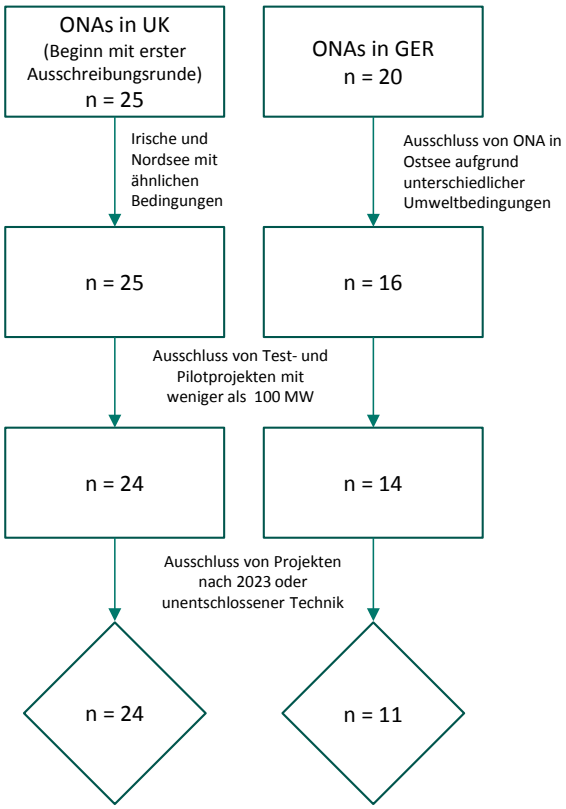
In der deskriptiven Statistik der Gesamtstichprobe zeigen sich im Vereinigten Königreich keine maßgeblichen Unterschiede zwischen Irischer See und Nordsee. Wir gehen daher von vergleichbaren geologischen und maritimen Voraussetzungen für den Bau und Betrieb in beiden Meeren aus.

In Deutschland hingegen unterscheiden sich die Bedingungen für den Bau in der Nord- und Ostsee stark. Obwohl die zu überbrückende Anschlusslänge der ONAs in der Ostsee deutlich geringer ist als in der Nordsee, sind die Kosten in der Ostsee höher.[10] Diese werden oft auf schwierige Bedingungen am Meeresgrund zurückgeführt, der in der Ostsee durch unregelmäßige Bodenprofile und starke Munitionsbelastungen gekennzeichnet ist. Da die Auswirkungen

[10] Die ONAs in der Ostsee liegen im Schnitt mit LCoE von 45,04 EUR/MWh deutlich über dem durchschnittlichen Wert in der Nordsee (35,32 EUR/MWh, ursprüngliche Daten mit allen ONAs). Gleichzeitig besitzen ONAs in der Ostsee durchschnittlich nur eine Anschlusslänge von 93km im Vergleich zu 135km in der Nordsee.

der Umweltbedingungen auf die Kosten von ONAs in der Ostsee nicht isoliert werden können, schließen wir die dort erbauten ONAs aus unserer Stichprobe aus (Abbildung 4-3).

Abbildung 4-3:
Auswahl und Selektionskriterien der zugrundliegenden Stichprobe



Quelle: DIW Econ.

Des Weiteren verzichten wir auf ONA mit einer Kapazität unter 100 MW, da diese als Testprojekte dienen. Als Pilotprojekt für DC Technik schließen wir zudem BorWin1 von unserer empirischen Analyse aus. Unsere Stichprobe beschränkt sich zudem auf Projekte bis 2023. Spätere ONAs bieten auf individueller Projektebene keine genaue Planungssicherheit hinsichtlich ihrer Durchführung, der Übertragungstechnik oder des Umfangs anzuschließender OWPs.[11] Trotz dieser Einschränkungen deckt der verbleibende Umfang der Stichprobe mit 18,5 GW knapp 80% der gesamten Kapazität[12] in beiden Ländern ab und schafft damit ein hinreichend aussagekräftiges Abbild der ONAs im Vereinigten Königreich und in Deutschland.

[11] Obwohl SylWin2 (2025) im Netzentwicklungsplan 2017 angekündigt war, wurden Pläne zur weiteren Umsetzung gegen Ende 2018 vorerst eingestellt. Ob SylWin2 gebaut wird ist derzeit nicht bekannt.

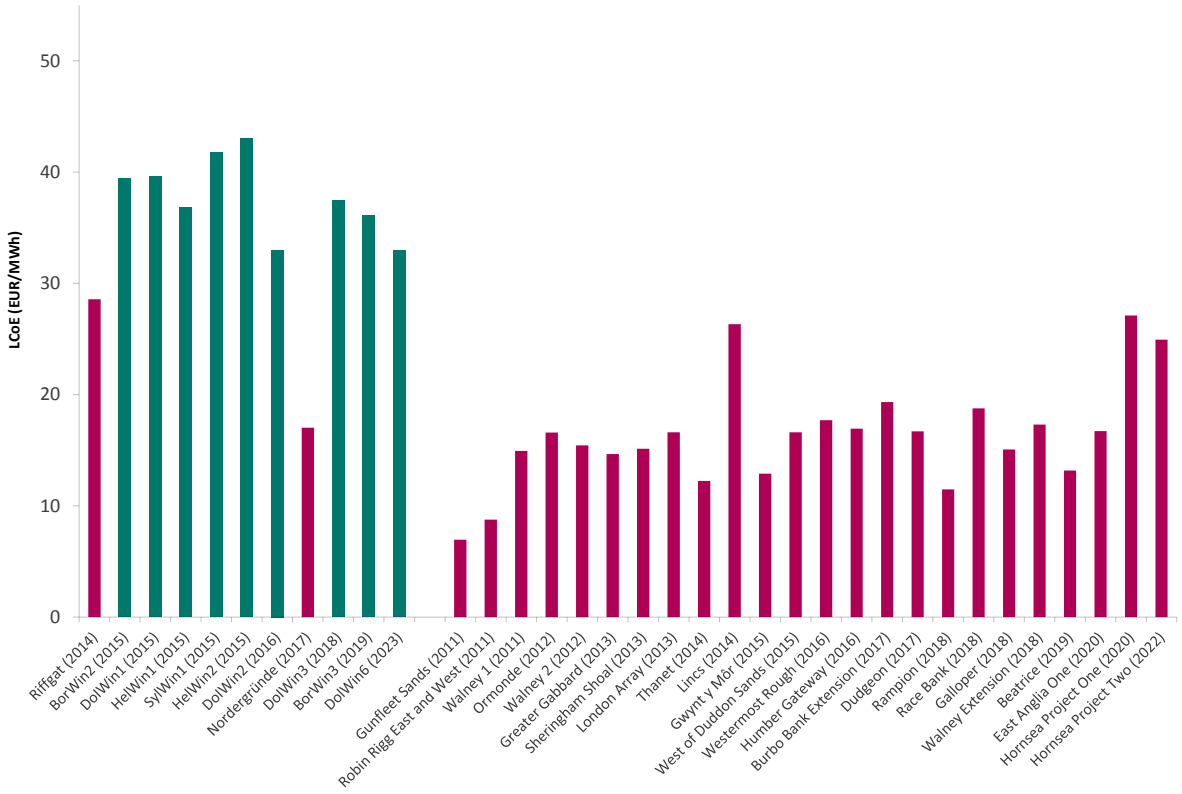
[12] Im Vereinigten Königreich deckt unsere Stichprobe 99% der wettbewerblich ausgeschriebenen britischen Offshore-Kapazität ab. In Deutschland deckt unsere Stichprobe 60% der Kapazität der ONA-Projekte ab. Dieser Unterschied ist vorrangig

4.2 Empirische Ergebnisse

4.2.1 Deskriptive Statistiken

Die durchschnittlichen Kosten der Offshore-Stromübertragung gemessen in LCoE liegen in Deutschland (Nordsee) bei 35 Euro/MWh und im Vereinigten Königreich bei 16 Euro/MWh. Die LCoE liegen damit mehr als doppelt so hoch wie die LCoE britischer ONAs.[13]

Abbildung 4-4:
LCoE der ONA in Deutschland (links) und im Vereinigten Königreich (rechts) auf Projektebene (finale Stichprobe)



Quelle: DIW Econ.

Vergleicht man die Kosten der ONAs in Deutschland und dem Vereinigten Königreich über die Jahre, zeichnet sich lediglich im Vereinigten Königreich ein leichter Kostenanstieg ab. Dieser ist

darauf zurückzuführen, dass die Ostsee ausgeschlossen wurde und die deutsche Planung weiter in die Zukunft reicht als im Vereinigten Königreich. Ein maßgeblicher Anteil der geplanten Kapazität in Deutschland ist erst für 2025 angesetzt. Für diesen Zeitraum liegen im Vereinigten Königreich noch keine Informationen zu geplanten ONAs vor.

[13] Die durchschnittlichen Kosten für Netzanschlüsse in der Ostsee liegen mit 45 EUR/MWh noch deutlich höher, obwohl sie kürzere Entfernungen überbrücken müssen und vermeintlich günstigere Wechselstrom-Technik (AC) verwenden.

jedoch auf die stark gestiegenen Entfernungen britischer ONAs zurückzuführen. In Deutschland wurden die OWPs aufgrund der umwelttechnisch sensiblen Küstenbereiche von Beginn an weiter auf See geplant, weshalb sich die Anschlusslängen kaum verändert haben.

Tabelle 4-2:
Durchschnittswerte der finalen Stichprobe aufgeteilt nach Land und Meer

	Vereinigtes Königreich		**Deutschland**	
	Irische See	**Nordsee**	**Nordsee**	
Technik	Nur AC	Nur AC	DC	AC
Küstenentfernung (km)	15	31	76	40
Onshore Kabellänge (km)	10	21	61	17
Offshore Kabellänge (km)	38	52	92	39
Übertragungskapazität (MW)	322	514	817	112
LCoE (EUR/MWh)	15,24	16,91	38,01	21,67
Anzahl	8	16	9	2

Quelle: DIW Econ.

Der Kostenunterschied der LCoE von 19 EUR/MWh muss darüber hinaus mit Blick auf weitere Unterschiede zwischen den ONA in Deutschland und dem Vereinigten Königreich detaillierter beleuchtet werden. Neben den höheren Kosten (LCoE), weisen deutsche ONAs größere Kabellängen (On- und Offshore) auf und setzen größtenteils auf Gleichstrom-Technik (DC).

Tabelle 4-3:
Durchschnittswerte der finalen Stichprobe aufgeteilt nach Land und Meer

	Vereinigtes Königreich		**Deutschland**	
	Irische See	**Nordsee**	**Nordsee**	
Technik	Nur AC	Nur AC	DC	AC
Küstenentfernung (km)	15	31	76	40
Onshore Kabellänge (km)	10	21	61	17
Offshore Kabellänge (km)	38	52	92	39
Übertragungskapazität (MW)	322	514	817	112
LCoE (EUR/MWh)	15,24	16,91	38,01	21,67
Anzahl	8	16	9	2

Quelle: DIW Econ.

Um einen Rückschluss über die Auswirkungen der unterschiedlichen Marktdesigns auf die Kostenniveaus zu ziehen, gilt es daher in einem nächsten Schritt den Kostenunterschied zwischen dem Vereinigten Königreich und Deutschland um den Einfluss anderer Faktoren zu bereinigen:

- Kabellänge: Onshore und Offshore
- Technik: AC vs. DC
- Überkapazitäten
- Umweltauflagen
- Finanzierungskosten

4.2.2 Kabellänge

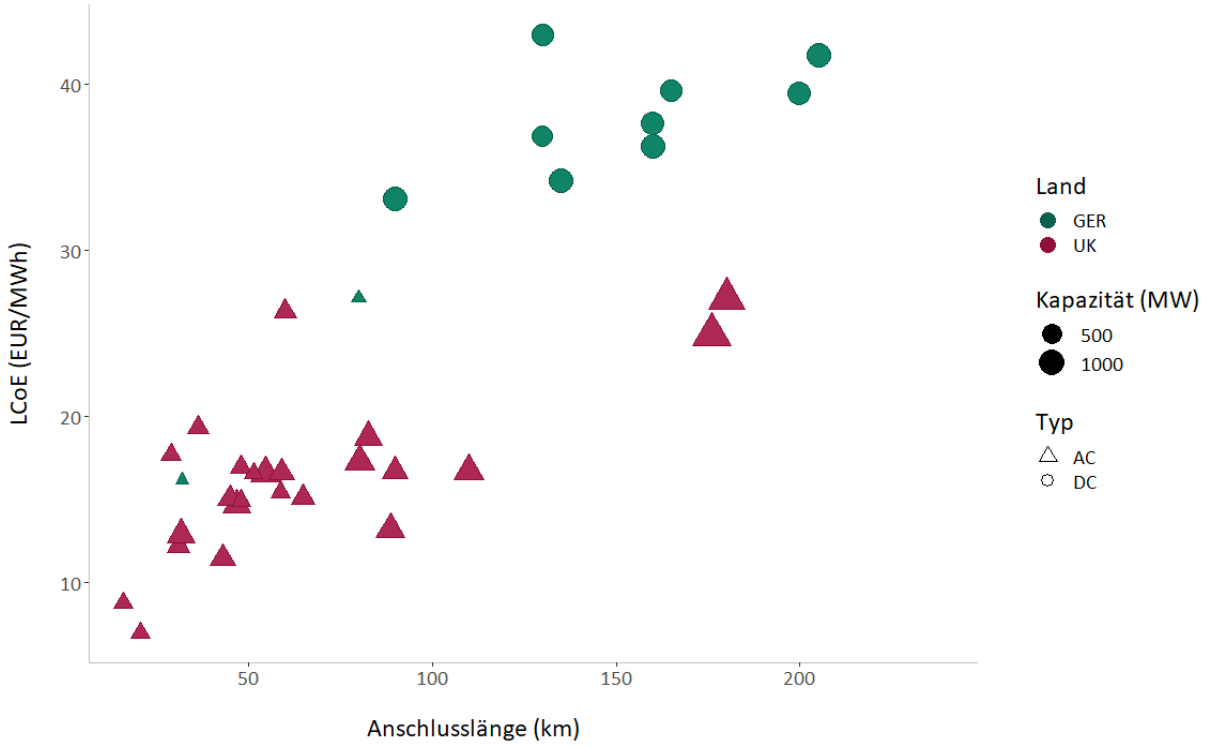
Zwischen den ONAs im Vereinigten Königreich und Deutschland besteht ein Unterschied hinsichtlich der zu überbrückenden Anschlusslänge. Da die Kosten eines ONA maßgeblich von der Kabellänge geprägt sind, erklärt deren unterschiedliche Länge auch einen Teil des Kostenunterschieds zwischen den beiden Ländern.

Aufgrund der höheren Kosten für den Kauf und die Verlegung steigert die zusätzliche Kabellänge die CAPEX deutlich. In Deutschland beobachten wir im Schnitt eine zusätzliche Kabellänge von 44 km an Land und 45 km auf See. Diese erklären einen Teil der höheren LCoE in Deutschland.

Um den Kostenunterschied zu kalkulieren, verwenden wir publizierte Stückkosteninformationen für Kabel und Installation die auf Anfragen bei Lieferanten basieren.[14] Wir finden hierbei, dass sich die zusätzlichen Kosten bei der Anschaffung und Installation für ein durchschnittliches Projektvorhaben in Deutschland auf 108 Mio. EUR summieren. Wir berücksichtigen die zusätzlichen Kosten je nach Übertragungstechnik für alle ONAs auf Projektebene, um den Einfluss auf die durchschnittlichen LCoE unserer Stichprobe in Deutschland zu ermitteln. Die zusätzliche Distanz erklärt damit 5,60 EUR/MWh der höheren LCoE in Deutschland im Vergleich zum Vereinigten Königreich.

[14] Diese wurden durch National Grid ESO für das Jahr 2015 durch Anfragen bei Lieferanten gesammelt (National Grid ESO, 2015).

Abbildung 4-5:
LCoE in Abhängigkeit von der Anschlusslänge (km) mit Übertragungskapazität (MW) sowie Land und Technik (AC oder DC) im Kontext der technischen Rahmenbedingungen von AC- und DC-Systemen



Notiz: Die farblichen Bereiche markieren den Entfernungskorridor in dem nach der aktuellen Forschungsliteratur die jeweilige Übertragungstechnik einen Kostenvorteil besitzt.

Quelle: DIW Econ.

4.2.3 Technik

Ob AC- oder DC-Systeme für ein gegebenes Projekt die wirtschaftlichere Übertragungslösung darstellen, wird kontrovers diskutiert. Obwohl Kapazität, Ort und technisches Know-how eine entscheidende Rolle spielen, wird in der Regel die Länge des Anschlusses als maßgebliches Kriterium herangeführt. AC-Systeme werden dabei für kürzere Distanzen bevorzugt. Sie zeichnen sich zwar durch höhere Kabelkosten aus, besitzen dafür aber geringere Stationskosten, da in der Regel nur eine Offshore-Umspannstation notwendig ist (Abbildung 2-1). Sie gelten daher bei Entfernungen bis zu 60-80 km als kostengünstige Übertragungsmöglichkeit (Xiang, Merlin, & Green, 2017). Um Entfernungen darüber hinaus mit einer Frequenz von 50 Hz zu überbrücken, sind zusätzliche Kompensationsstationen entlang der Route notwendig.[15] DC-Systeme hingegen

[15] Diese werden zum ersten Mal für ONAs bei den britischen OWPs Hornsea Project One und Two eingesetzt.

werden traditionell für größere Entfernungen verwendet. Sie haben höhere Stationskosten aufgrund zweier zusätzlicher Konverterstationen, dafür aber geringere Kabelkosten.

Aufgrund des komplexen Zusammenspiels der Distanz mit der Übertragungskapazität ergibt sich ein breiter Korridor an Anschlusslängen, in dem die Anwendung beider Techniken ökonomisch sinnvoll sein kann. Empirisch erhärtet sich diese These. Innerhalb unserer Stichprobe werden kurze Distanzen ausschließlich über AC-Systeme verbunden. Für mittlere bis lange Entfernungen werden hingegen beide Techniken angewendet.

Dabei unterscheidet sich die Anwendungshäufigkeit der Technik zwischen den untersuchten Ländern. Deutschland setzt verstärkt auf DC-Systeme, wohingegen das Vereinigte Königreich ausschließlich AC-Systeme verwendet. Ein weiterer Einflussfaktor auf die Entscheidung zwischen AC- und DC-Systemen ergibt sich aus der Übertragungsleistung einzelner Kabel und den daraus resultierenden Auswirkungen auf Kabelkorridore. Nach derzeitigem Stand der Technik sind einzelne AC-Kabel auf eine Leistung zwischen 300 bis 400 MW begrenzt. Für ein Wechselstromsystem mit 900 MW in Deutschland wäre daher eine Verlegung von drei AC-Kabeln notwendig, anstelle von zwei DC-Kabeln für ein vergleichbares Gleichstromsystem. Laut BSH werden aufgrund des geringeren Eingriffs in die Meeresumwelt daher in der Regel DC-Systeme bevorzugt. Darüber hinaus zeichnen sich DC-Systeme zwar durch weitere Vorteile wie einen schnellen Start nach Netzausfall und erweiterte Möglichkeiten zur Stabilisierung des Gesamtnetzes aus (Korompili, Wu, & Zhao, 2016), erfordern jedoch aufgrund ihrer hohen Komplexität auch größere Kontroll- und Koordinationsanstrengungen (Saad, 2016). Aus einer Gesamtkostenperspektive der LCoE schaffen diese Vorteile keinen substantiellen ökonomischen Mehrwert, auch nicht unter Berücksichtigung langfristiger Entwicklungen wie der eines ineinandergreifenden Stromnetzes in der Nordsee.

Um die Kostenauswirkungen der verschiedenen Übertragungstechniken zu erfassen, müssen deren unterschiedliche Kostenstruktur in der Kalkulation berücksichtigt werden. Für die Berechnung der Kostenauswirkungen, verwenden wir einen typischen deutschen Netzanschluss mit Gleichstrom (DC) und einer Kapazität von 900 MW, wie er durch die Behörden in den standardisierten Technikvorgaben definiert und in der Praxis am häufigsten gebaut wird. Anhand der durchschnittlichen Kabeldistanzen in Deutschland berechnen wir die Kosten dieses typischen Netzanschlusses in Deutschland und vergleichen ihn mit dem Fall einer Übertragung der

selben Kapazität mittels Wechselstrom (AC).[16] Die so modellierten Kosten des DC-Systems weisen im Vergleich zu dessen Ausführung mit Wechselstrom (AC) Zusatzkosten in Höhe von 2,99 EUR/MWh auf und erklären in entsprechender Höhe knapp 16% der LCoE Kostendifferenz zwischen ONAs in Deutschland und im Vereinigten Königreich.[17]

4.2.4 Umweltauflagen

Umweltauflagen spielen bereits bei der Wahl der Übertragungstechnik in Deutschland eine Rolle. Weitere maßgebliche Umweltauflagen, die Auswirkungen auf die Kosten von ONAs in Deutschland haben, sind das 2K-Kriterium und die zusätzlichen Maßnahmen, die für sensible Küstenbereiche wie das Wattenmeer notwendig sind.

2K Kriterium

Als Vorsichtsmaßnahme gelten in Deutschland Höchstgrenzen für die zulässige Erwärmung des Sediments über Offshore-Seekabeln. Diese werden in der Regel 1,5 m unterhalb des Meeresbodens verlegt. Das 2K-Kriterium besagt, dass sich das Sediment zwischen Kabel und Meeresboden 20 cm (bzw. 30 cm im Wattenmeer) unterhalb des Meeresbodens nicht stärker als 2 Kelvin erwärmen darf (BfS, 2005). Maßgeblich für die Erwärmung eines Kabels ist die durchgeleitete Stromkapazität im Verhältnis zu der Größe des Kabels. Dies führt dazu, dass in Deutschland in der Praxis größere Kabel verlegt werden, als für die tatsächlich übertragene Strommenge nötig ist. Die zusätzliche Kapazität (Durchmesser) der Kabel ist damit lediglich für die Einhaltung des 2K Kriteriums notwendig.[18] Die hieraus resultierenden Kosten können unmittelbar den Umweltauflagen zugerechnet werden.

[16] Hierfür greifen wir ebenfalls auf die publizierten Stückkosteninformationen für Kabel und Installation seitens der Lieferanten zurück, welche durch National Grid ESO für das Jahr 2015 durch Anfragen bei Lieferanten gesammelt wurden (National Grid ESO, 2015).

[17] Die Kostendifferenz wurde auf Projektebene von Gleichstrom (DC) Projekten verrechnet und berücksichtigt somit die Tatsache, dass auch AC-ONAs in der deutschen Nordsee bestehen.

[18] Dies wird beim Vergleich der in der Praxis verlegten Kabeldurchmesser in Deutschland mit den Kapazitätsangaben der Kabelhersteller deutlich. Die verwendeten 320kV-Seekabel von ABB mit einem Leiterquerschnitt von 1400mm² (TenneT, 2012) sind laut offiziellen Herstellerangaben (ABB, 2012) für höhere Leistungen zugelassen als bei DolWin2 übertragen werden.

Wattenmeer

Die deutsche Nordseeküste ist vollständig vom Nationalpark des deutschen Wattenmeers umgeben. Als umweltsensibler Bereich stellt dieser besondere Herausforderungen an die Kabelverlegung. Zum einen erfordert der strengere Grenzwert des 2K Kriteriums in diesen Abschnitten einen noch größeren Kabeldurchmesser um die Sedimenterwärmung abzuschwächen. Zum anderen erfordert der Prozess der Verlegung selbst einen größeren Aufwand durch aufwendigere Methoden (z.B. mittels Vibrationsschwert), die mit höheren Kosten verbunden sind.

Der zusätzlichen Kostenaufwand für die entsprechenden Bereiche der Kabelabschnitte auf Basis der projektspezifischen Planfeststellungsbeschlüsse führt zu höheren LCoE in Deutschland von 0,45 EUR/MWh.[19] Es gilt jedoch zu berücksichtigen, dass weitere umweltökonomische Kosten mit großer Wahrscheinlichkeit bereits im DC-Technik-Kostenaufschlag enthalten sind, da die Technikentscheidung in der deutschen Nordsee für DC-Systeme auch auf umweltökonomische Beweggründe zurückzuführen ist.

4.2.5 Überkapazität: Temporär und Permanent

Traditionell werden OWPs über individuelle ONAs mit dem Festland verbunden. Alternativ können hierzu Hub-Verbindungen genutzt werden, bei denen mehrere OWPs an einen ONA angeschlossen werden.

Das Vereinigte Königreich setzt hierbei bisher auf individuelle (radiale) ONAs, die integriert mit dem OWP erbaut werden. In Deutschland hingegen sind in unserer Stichprobe 82% aller OWPs über Hub-Verbindungen angeschlossen, welche getrennt vom OWP durch den ÜNB erbaut werden. Anschließend werden die einzelnen Offshore-Umspannstationen von mehreren OWPs an den Hub-Anschluss des ÜNB angeschlossen, welcher den Strom von dort an Land transportiert. Aufgrund des getrennten Baus von Hub-Anschluss und der verschiedenen OWPs kommt es zu Planungsunsicherheiten, wodurch Koordinationskosten und Kapazitätsüberhänge entstehen (Offshore Management Resources, 2014; Fichtner, 2016).

Oft vergehen zwischen der Fertigstellung des ersten OWP und des letzten an einer Hub-Verbindung anzuschließenden OWP mehrere Jahre. Da die Hub-Verbindung jedoch ab der Inbe-

[19] Kalkulation anhand der Lieferantenkosten für Kabel und Installationsmethoden (National Grid ESO, 2015).

triebnahme des ersten OWP bereitstehen muss, ergeben sich temporär Überkapazitäten. In diesem Zeitraum überträgt die Hub-Verbindung nur einen Teil ihrer verfügbaren Kapazität.[20] Zur Berechnung vergleichen wir die LCoE der tatsächlich übertragenen Strommenge mit den LCoE unter der Annahme voller Kapazitätsauslastung.

Zudem müssen Hub-ONAs oft geplant und gebaut werden, bevor die finale Anordnung und Leistung der anzuschließenden OWPs bekannt ist. Zusätzlich zur Herausforderung der zeitlichen Abstimmung kann dies dazu führen, dass auch nach Inbetriebnahme aller geplanten OWPs die verfügbare Kapazität des Hub-ONA über der kumulierten Kapazität der angeschlossenen OWPs liegt. Hierdurch entsteht für bestimmte Anschlüsse eine permanente Überkapazität.

Beide Überkapazitätsarten können berechnet werden, indem die durch die OWPs produzierte Strommenge mit der durch die ONAs verfügbaren Übertragungsmenge verglichen wird. Dieser Vergleich ergibt, dass die Folgen aus temporärer und permanenter Überkapazität 1,52 EUR/MWh der in Deutschland höheren LCoE erklären. Da bei ONA mittels radialen Verbindungen bisher keine Fälle von Überkapazitäten bekannt sind, können diese unmittelbar dem Anschlusstyp als Hub-Verbindung zugeordnet werden.

4.2.6 Kapitalkosten

Ein weiterer kostenrelevanter Unterschied zwischen ONAs in Deutschland und im Vereinigten Königreich besteht hinsichtlich der Finanzierungsmöglichkeiten für die Entwickler eines ONA. Deutsche ÜNBs haben hierbei vorteilhaftere Bedingungen, da sie durch staatlich garantierte Umsatzrenditen und kapitalunterstützende Maßnahmen wie die Offshore-(Haftungs-)Umlage auf günstige Finanzierungsmöglichkeiten zurückgreifen können. Demgegenüber sind die Entwickler und Betreiber von ONAs im Vereinigten Königreich mit einem höheren Risiko behaftet und hierdurch schwierigeren finanziellen Rahmenbedingungen ausgesetzt (Ofgem, 2016). Um die daraus resultierenden Kostenunterschiede näher zu bestimmen, betrachten wir die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC, nominal pre-tax) für den mittleren untersuchten Zeitraum unserer Stichprobe. Daten von Ofgem legen hierbei gewichtete durchschnittliche

[20] Dabei wiederholt sich der Effekt gegen Ende der Laufzeit der OWPs. Da OWPs oftmals mit einem Abstand von mehreren Jahren angeschlossen werden (z.B. liegen 7 Jahre zwischen Anschluss von Amrumbank West und KASKASI II an HelWin2), ist technisch davon auszugehen, dass früher angeschlossene OWPs auch mehrere Jahre früher zurückgebaut werden muss. Der ONA arbeitet dann wieder mit Überkapazität. Da hierfür jedoch keine Erfahrungswerte vorliegen, können die daraus entstehenden Kosten im Rahmen unserer empirischen Analyse nicht verlässlich berechnet werden.

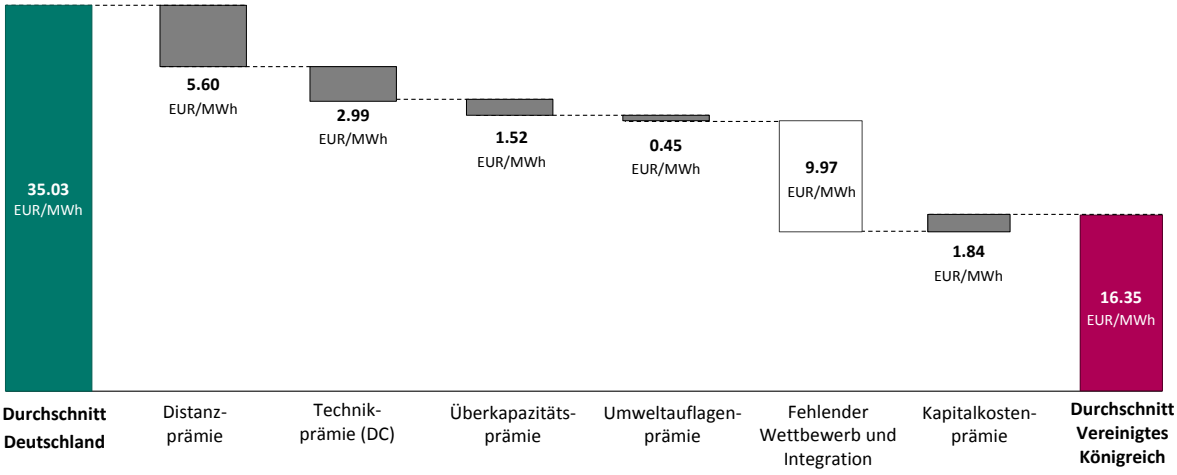
Kapitalkosten im Vereinigten Königreich in der Höhe von 6,83% nahe (Ofgem, 2018). Die Ratingagentur Moody‘s ermittelt für die TenneT Holding entsprechende Kapitalkosten von 5,67% (Moody's, 2018).

Um die Kostenauswirkungen zu analysieren, harmonisieren wir die Grundbedingungen beider Länder indem wir die LCoE für britische ONAs mit den Kapitalkosten eines deutschen ÜNB berechnen. Im Ergebnis führt dies dazu, dass die LCoE im Vereinigten Königreich mit den Finanzierungsbedingungen deutscher ÜNBs um 1,84 EUR/MWh niedriger wären.

4.2.7 Kostenunterschiede durch unterschiedliches Marktdesign

Nach Berücksichtigung der räumlichen, technischen, umweltbedingten und finanziellen Unterschiede verbleibt ein signifikanter LCoE-Unterschied von 10 EUR/MWh zwischen den untersuchten Ländern. Dabei ist anzunehmen, dass für die verbleibende Kostendifferenz maßgeblich das unterschiedliche Marktdesign für ONAs verantwortlich ist, welches im Vereinigten Königreich einen integrierten Bau und einem wettbewerblicher Ausschreibungsprozesses ermöglicht, in Deutschland hingegen auf ein getrenntes und monopolistischen Marktdesign zurückgreift. Diese machen damit den Großteil der regulatorischen Kosten aus, die durch die Technikwahl (DC), Überkapazitäten und Umweltauflagen entstehen.

Abbildung 4-6:
Schematische Aufschlüsselung des durchschnittlichen LCoE (EUR/MWh) Unterschieds von ONAs im Vereinigten Königreich und in Deutschland



Quelle: DIW Econ.

4.3 Weitere Diskussion

4.3.1 Versorgungssicherheit (Qualität)

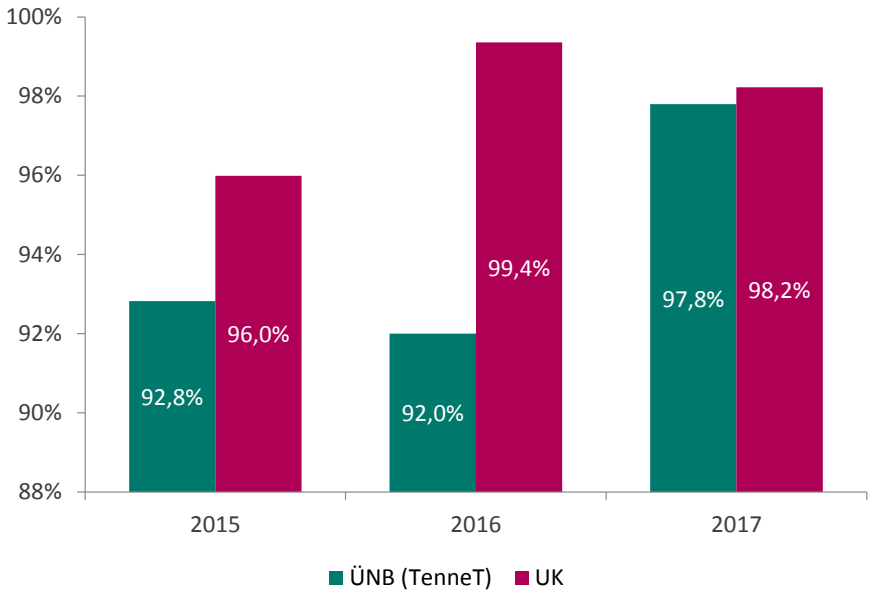
Für eine umfassende Bewertung des regulativen Rahmens dürfen wir nicht ausschließlich auf die Kosten schauen, sondern müssen auch die damit verbundene Versorgungsqualität einbeziehen. Als kritische Infrastrukturanlagen zur Energieversorgung ist hierbei die durchschnittliche Verfügbarkeit der ONAs maßgeblich. Die Regulierung im Vereinigten Königreich stellt zur Netzverfügbarkeit ein Anreizsystem bereit, bei dem der Umsatz des ONA-Bertreiber gekürzt wird, falls die Netzverfügbarkeit unter 98% fällt. Umgekehrt erhält der ONA-Betreiber-Bonuszahlungen, wenn er diese Vorgabe übertrifft.

In Deutschland können OWPB für Störungen, Wartungen und Anschlussverzögerungen beim ÜNB Schadensersatz einfordern.[21] Den ÜNBs steht es jedoch zu, über die Offshore-(Haftungs-) Umlage diese Forderungen ohne eigene Einnahmeneinbußen direkt an den Endkunden weiterzugeben.

Bei Betrachtung der frei zugänglichen Daten zur Netzverfügbarkeit zeigt sich, dass die Verfügbarkeit britischer ONAs im Schnitt höher ist als die der deutschen ONAs. Selbst unter Berücksichtigung der größeren Distanz, welche die ONA in Deutschland überbrücken müssen, deuten die verfügbaren Zahlen auf eine ähnlich hohe Zuverlässigkeit britischer ONA hin. Somit können die höheren LCoE in Deutschland nicht auf eine höhere Versorgungsqualität zurückgeführt werden.

[21] Bei Störungen der Netzanbindung besteht ein Anspruch ab dem elften Tag der ununterbrochenen Störung, ab dem ersten Tag der Störung bei Vorsatz des ÜNB und ab dem 19. Tag im Kalenderjahr bei Störungen an mehr als 18 Tagen im Kalenderjahr. Bei Wartungen hingegen entsteht ein Anspruch ab dem elften Tag der Netzunterbrechung. Diese Unterbrechung muss jedoch nicht wie bei Störungen an aufeinanderfolgenden Tagen stattfinden (BMWi, 2017).

Abbildung 4-7:
Offshore-Netzverfügbarkeit eines ÜNB (TenneT) und der durchschnittlichen ONAs im Vereinigten Königreich



Quelle: National Grid ESO (2018) und TenneT (2017)

4.3.2 Offshore-(Haftungs-)Umlage

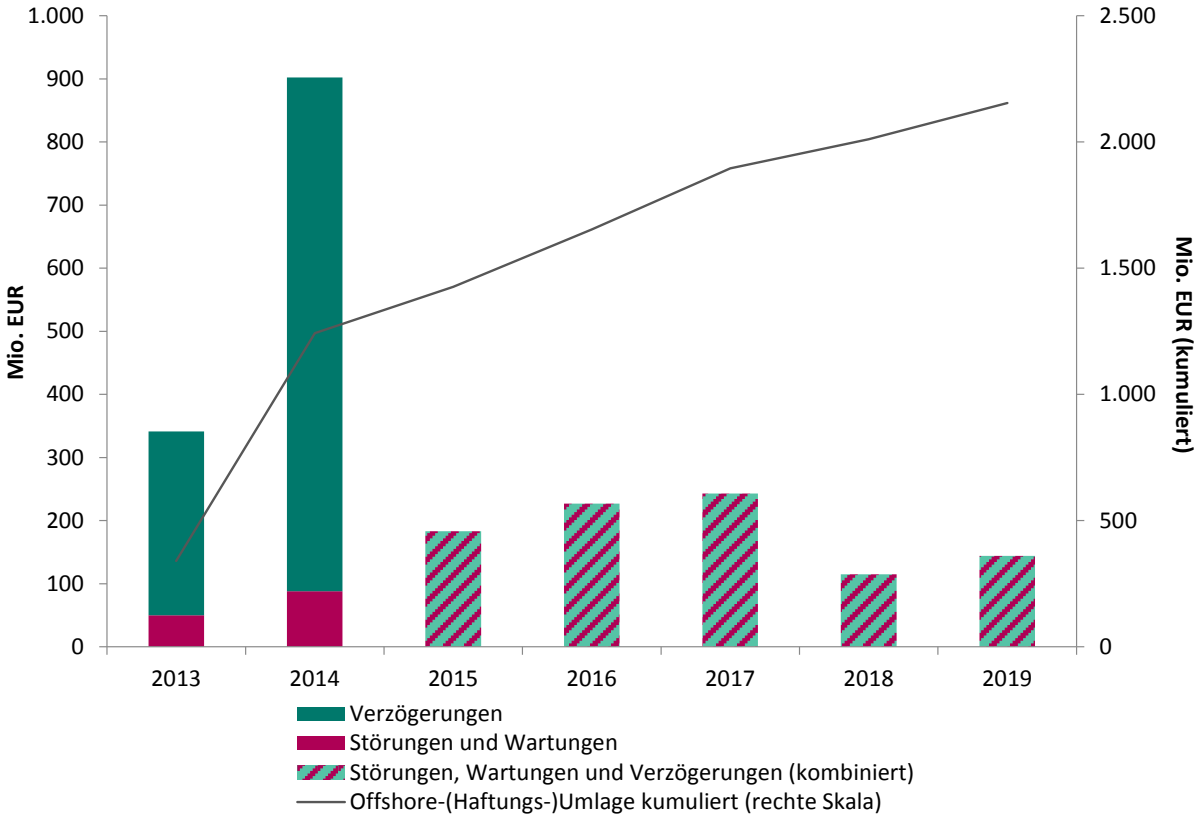
Neben den unmittelbaren Ausbaukosten und der Übertragungsqualität entstehen in Deutschland außerdem zusätzliche Koordinationskosten: bei verspätetem Anschluss eines OWP kann der produzierte Strom nicht ins Netz eingespeist und verkauft werden. Die entgangenen Stromerlöse des Betreibers werden durch den verantwortlichen ÜNB kompensiert. Diese Schadensersatzzahlungen spiegeln sich in der Offshore-(Haftungs-)Umlage wider.

Detailbox 3: Offshore-(Haftungs-)Umlage

Um den Offshore-Netzausbau in Deutschland zu beschleunigen, wurde in der EnWG-Novelle 2012 die Offshore-Haftungsumlage ergänzt. Diese ermöglicht den ÜNBs, jene Schadensersatzkosten, welche durch verspäteten Anschluss oder langdauernde Netzunterbrechungen an den OWPB gezahlt werden mussten, an den Endverbraucher weiterzugeben. Ab 2019 geht die Offshore-Haftungsumlage in der erweiterten Offshore-Netzumlage auf. Letztere umfasst fortan nicht mehr nur die Weitergabe von Schadensersatzkosten an den Endkunden, sondern wurde nach §17 EnWG auf die gesamten Investitionskosten der Offshore-Netzanbindung erweitert.

Die veröffentlichten Daten zur Höhe der angefallenen Offshore-(Haftungs-)Umlage in den vergangenen Jahren erlauben aufgrund ihrer aggregierten Natur keine Rückschlüsse auf die zusätzlich entstandenen Kosten auf Projektebene. Zudem herrscht keine Transparenz über die genauen Ursachen der Umlagekosten. Daher sind sie bisher nicht Bestandteil der vorliegenden Analyse. Die hierdurch angefallenen Forderungen müssen den bereits höheren Kosten in Deutschland jedoch zusätzlich hinzugerechnet werden, da sie durch ihren Umfang einen maßgeblichen Anteil zu den ONA-Kosten in Deutschland beitragen. Bis einschließlich 2019 umfassen die kumulierten Schadensersatzforderungen aus der Offshore-(Haftungs-)Umlage knapp zwei Milliarden Euro.

Abbildung 4-8:
Absolute Höhe der Offshore-(Haftungs-)Umlage in Deutschland zwischen 2013 und 2019

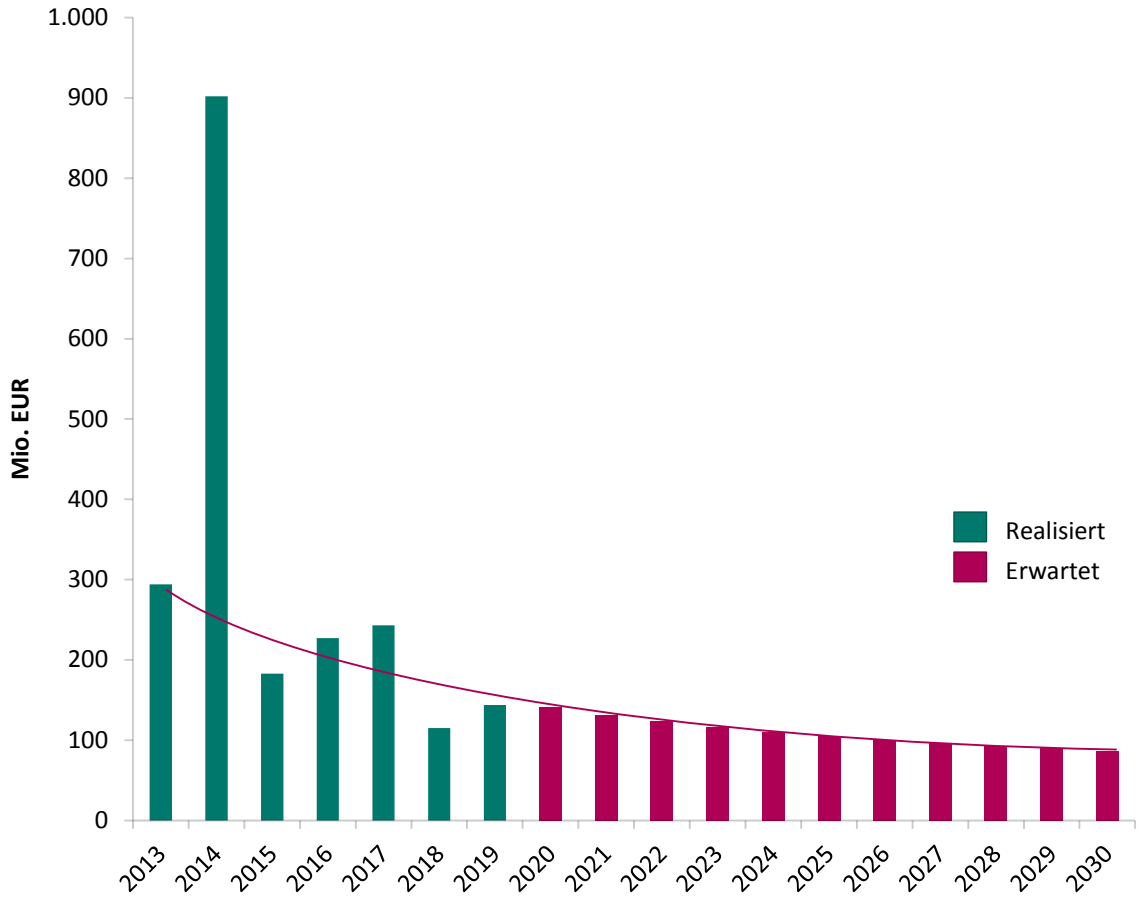


Notiz: Ab 2015 wird die Höhe der Offshore-(Haftungs-)Umlage nicht mehr separat nach Ursachen ausgewiesen.

Quelle: DIW Econ.

Zu Beginn des ONA-Ausbaus in Deutschland waren vor allem Kosten aus Anschlussverzögerungen maßgeblich für die Höhe der Offshore-(Haftungs-)Umlage. Indem die Projekte zeitlich nach vorne gezogen wurden (temporäre Überkapazität), geben die ÜNBs an, dass Schadensersatzforderungen durch Anschlussverzögerungen mittlerweile keine signifikante Rolle mehr spielen (BMWi, 2017). Wir gehen daher davon aus, dass die Umlagekosten seit 2015 primär auf Störungen und Wartungen zurückzuführen sind.

Abbildung 4-9:
Absolute Höhe der tatsächlichen und prognostizierten Offshore-(Haftungs-)Umlage zwischen 2013 und 2030



Notiz: Anhand der durch ÜNB gemeldeten Informationen zu Störungen und Wartungsarbeiten an ONAs, welche auch Ausfallzeiten und betroffene Kapazität beinhalten, finden wir keine signifikante Reduzierung der Netzunterbrechungen zwischen 2016-2018 (TenneT, 2019). Dies gilt auch bei Ausschluss von Beobachtungen des ersten Betriebsjahres eines ONA, in dem erwartungsgemäß ein erhöhtes Ausfallrisiko besteht. Gleichzeitig erwarten wir, dass durch die generell höhere Zahl an ONAs die ab 2019 gebaut werden, störungs- und wartungsbedingte Ausfälle nicht vollständig abnehmen werden. Daher gehen wir in unserer Prognose (quadratische Funktion, R^2=0,39) davon aus, dass Netzunterbrechungen mit Relevanz für die Offshore-Umlage nur leicht abnehmen werden.

Quelle: DIW Econ.

Um die hierdurch anfallenden Kosten auch ohne projektspezifische Zurechnung in unsere Analyse aufzunehmen, werden diese in der anschließenden Kalkulation der aggregierten volkswirtschaftlichen Kosten (anteilig) berücksichtigt (Abschnitt 5).

4.3.3 Weitere Einschränkungen

Für die Interpretation der Ergebnisse ist zu beachten, dass die vorliegende Studie Einschränkungen unterliegt.

Zunächst ist die Berechnung der LCoE abhängig von verschiedenen Annahmen. Neben den technischen Annahmen wie der planmäßigen Laufzeit und den Volllaststunden beeinflussen finanzielle Faktoren wie Kapitalkosten (WACC), Inflation und der Wechselkurs die zugrunde liegenden Berechnungen. Um den Effekt dieser Faktoren auf unsere Berechnungen zu evaluieren, wurden mittels einer Sensitivitätsanalyse die Ergebnisse in Abhängigkeit der getroffenen Annahmen überprüft (Anhang C). Hierbei zeigt sich, dass unsere Ergebnisse selbst bei stark veränderten Annahmen in ihrer Aussagekraft nicht beeinträchtigt werden.

Eine weitere Einschränkung ergibt sich aus den verfügbaren Kosteninformationen. Obwohl die Höhe der tatsächlich angefallenen Baukosten im Vereinigten Königreich zwar für die Mehrheit aller untersuchten Projekte vorliegt, sind diese Informationen in Deutschland nur in geringerem Umfang verfügbar. Die aus dem O-NEP und von Ofgem abgeleiteten CAPEX-Werte können daher für individuelle Projekte von den tatsächlichen Kosten abweichen. Aus aggregierter Sicht liefern die errechneten Kosten jedoch ein annähernd genaues Abbild der wirklichen Kosten, da diese insgesamt um weniger als 2% von den tatsächlichen Kosten abweichen (Anhang B).

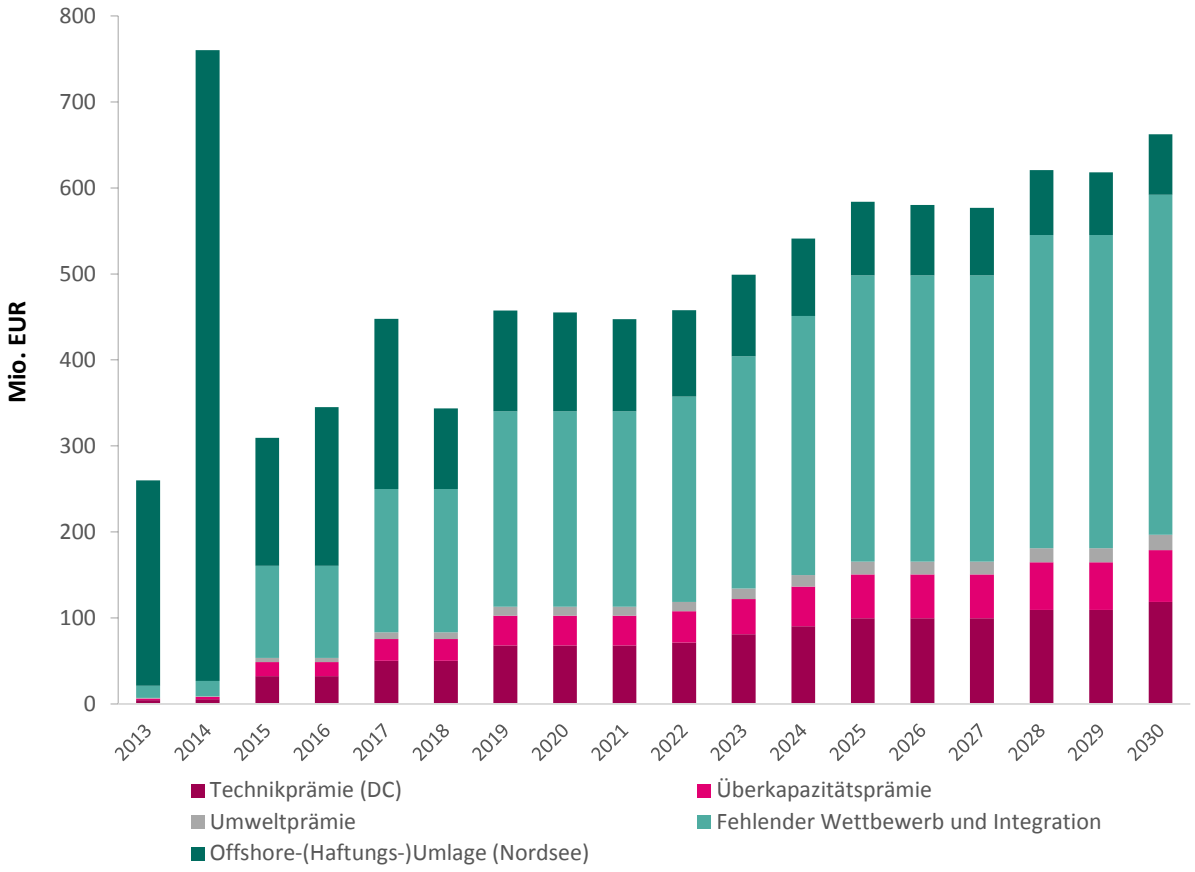
Darüber hinaus erschwert das Fehlen tatsächlicher Betriebskosten eine exakte Modellierung der angefallenen Gesamtkosten. Die gesetzlichen Richtwerte von 3,4% bis 2018 und 0,8% ab 2019 für Deutschland und die der Forschungsliteratur entnommenen 1% für ONAs im Vereinigten Königreich (Brard, 2017) bilden die tatsächlichen Betriebskosten nur näherungsweise ab. Der für unsere Analyse gewählte Wert von 1% der CAPEX differenziert zwar nicht zwischen den beiden Ländern, die Größenordnung wird jedoch durch ein Gutachten zur Ermittlung einer angemessenen Betriebskostenpauschale in Deutschland gestützt (Ritzau, Macharey, Svoboda, & Wilms, 2017). Die dort berechnete Betriebskostenpauschale von ONAs in Deutschland liegt zwischen 0,9% und 1,45% der CAPEX und umschließt damit die in unseren Berechnungen angenommenen 1% ein.

Trotz der dargelegten Einschränkungen deuten die Robustheitsprüfungen und externen Quellen auf hinreichend genaue Annahmen für unsere Modellrechnung hin. Der Umfang der verfügbaren Kosteninformationen erneuert jedoch die Forderung nach einer größeren Kostentransparenz, insbesondere in Deutschland.

5 Aggregierte volkswirtschaftliche Kosten

Um die gesamtwirtschaftlichen Folgen der regulatorischen Kostensenkungspotentiale zu erfassen, nutzen wir die in Abschnitt 4 identifizierten Kostenkomponenten auf LCoE-Basis. Diese ergänzen wir um die bereits realisierten Kosten der Offshore-(Haftungs-)Umlage und deren prognostizierten Verlauf bis 2030 (Abbildung 4-9). Da die verfügbaren Kosteninformationen zur Umlage nicht meeresspezifisch vorliegen und unsere Analyse auf LCoE-Basis nur für die Nordsee gilt, gewichten wir die Kosten der Offshore-(Haftungs-)Umlage nach den in den Gebieten installierten Kapazitäten. Für den erwarteten Netzausbau stützen wir unsere Berechnung auf den jüngsten Netzentwicklungsplan der BNetzA.

Abbildung 5-1:
Jährliche volkswirtschaftliche Kosten durch das Marktdesign von ONAs in der deutschen Nordsee zwischen 2013-2030



Quelle: DIW Econ.

Die zusätzlichen Kosten durch regulatorische Effekte beziehen sich ausschließlich auf ONAs in der deutschen Nordsee, da wir in unserer empirischen Analyse ONAs in der Ostsee aufgrund

der deutlich höheren LCoE ausgeschlossen haben. Die regulatorischen Kosten von 2013 bis 2030 belaufen sich insgesamt auf knapp 9 Milliarden Euro. Ineffizientes Marktdesign durch geringe Anreize zur Kostenreduzierung und mangelhafte Koordination bilden darin mit 4,1 Milliarden Euro den größten Kostenblock. Diese berücksichtigen bereits die unterschiedlichen Kapitalkosten, welche in Großbritannien zu beobachten sind. Fehlender Kostendruck, durch die Möglichkeit Mehrkosten per Offshore-(Haftungs-)Umlage direkt an den Endkunden zu überwälzen, bildet den zweitgrößten Posten mit einer Gesamtsumme von 2,7 Milliarden Euro. Neben den bereits in der Umlage enthaltenen Anschlussverzögerungen, entstehen durch fehlende Koordination temporäre und permanente Kapazitätsüberhänge die 700 Millionen Euro an weiteren Kosten verursachen. Des Weiteren führen die Präferenz von Gleichstromsystemen (DC) und Umweltauflagen gemeinsam zu Mehrkosten von 1,5 Milliarden Euro.

6 Fazit

Die vorliegende Studie vergleicht die verschiedenen Möglichkeiten eines Marktdesigns zur Bereitstellung von ONAs. Um deren Wirksamkeit gegenüberzustellen, untersuchen wir die Levelized Cost of Electricity (LCoE) von ONAs in zwei vergleichbaren Ländern mit unterschiedlichen Marktdesigns. Im Vereinigten Königreich findet ein wettbewerblicher Bieterprozess um den Bau der Anlagen statt, wohingegen in Deutschland der lokale ÜNB als Monopolist zum Bau und Betrieb des ONA verpflichtet ist. Gleichermaßen erfolgen Bau und Planung britischer ONAs integriert durch den OWPB. Deutsche ONAs werden innerhalb des regulatorischen Rahmens getrennt von OWPs geplant und gebaut.

Um die Auswirkungen dieser Regulierungen quantitativ zu vergleichen, verwenden wir Kosteninformationen der nationalen Netzbehörden, der ÜNBs und weiterer Forschungsarbeiten um die Levelized Cost of Electricity (LCoE) aller relevanten und zwischen 2011 und 2023 erbauten ONAs zu errechnen. Dabei zeigt sich im Vergleich, dass deutsche ONAs signifikant teurer sind. Dieses Ergebnis bleibt auch nach Berücksichtigung der Unterschiede hinsichtlich Distanz, Technikwahl, Auslastung, Umweltauflagen und Finanzierungskonditionen bestehen. Der Unterschied wird dabei nicht durch eine höhere Versorgungssicherheit in Deutschland erklärt und durch die dortige Offshore-(Haftungs-)Umlage sogar noch verstärkt.

Dieser verbleibende Kostenunterschied zwischen den durchschnittlichen LCoE für ONAs im Vereinigten Königreich und Deutschland misst vorrangig die Auswirkungen regulatorischer Differenzen. Diese entfalten sich wesentlich in dem zusätzlichen Kostendruck durch den wettbewerblichen Bieterprozess und den integrierten Bau von OWP und ONA im Vereinigten Königreich im Vergleich zu dem monopolistischen und getrennten ÜNB-Modell in Deutschland.

Auf Basis der identifizierten Kostensenkungspotentiale und der bereits realisierten sowie prognostizierten Kosten der Offshore-(Haftungs-)Umlage lassen sich die volkswirtschaftlichen Kosten von ONAs in der deutschen Nordsee durch ein monopolistisches Markdesign abschätzen. Die regulatorischen Kosten von 2013 bis 2030 belaufen sich insgesamt auf 8,2 Milliarden Euro, von denen 6,7 Milliarden Euro auf eine ineffiziente Marktgestaltung und 1,5 Milliarden Euro auf Umweltauflagen zurückzuführen sind. Geringe Anreize zur Kostenreduzierung und fehlende Integration von OWP und ONA bilden mit 3,4 Milliarden Euro den größten Kostenblock. Fehlender Kostendruck, durch die Möglichkeit Mehrkosten per Offshore-(Haftungs-) Umlage direkt an den Endkunden zu überwälzen, führt zu weiteren 2,7 Milliarden Euro an zusätzlichen Kosten. Neben den bereits in der Umlage enthaltenen Anschlussverzögerungen, entstehen

durch fehlende Koordination temporäre und permanente Kapazitätsüberhänge weitere Kosten in Höhe von 600 Millionen Euro. Des Weiteren führen die Präferenz von Gleichstromsystemen (DC) und Umweltauflagen zu Mehrkosten von 1,5 Milliarden Euro.

Die eingeschränkten öffentlich-verfügbaren Kosteninformationen (auf Projektebene) begrenzen den empirischen Analyserahmen und erneuern die Forderung nach höherer Kostentransparenz in Deutschland. Die empirische Herleitung der zugrundeliegenden Annahmen, die externe Prüfung der CAPEX und die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse legen jedoch nahe, dass die vorliegenden Ergebnisse ein hinreichend genaues Abbild der Kosten für ONAs in Deutschland und im Vereinigten Königreich liefern.

Die vorliegende Studie zeigt, dass auf Grund des monopolistischen Marktdesigns von ONAs in der Nordsee Stromkunden in Deutschland bis 2030 für zusätzliche Kosten in Höhe von 6,7 Milliarden Euro aufkommen müssen. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass ein wettbewerblicher Ausschreibungsprozess in Verbindung mit der Möglichkeit der Integration von OWP und ONA maßgeblich zu einer Verbesserung der Kosteneffizienz bei der Übertragung von Offshore-Windenergie an Land beitragen kann.

Literatur

ABB (2012). HVDC Light. It's time to connect. https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/hvdc-light.pdf.

ABB (2015). News Release: Self-installing platforms for offshore HVDC projects. http://www04.abb.com/global/gbabb/gbabb901.nsf!OpenDatabase&db=/global/gbabb/gbabb905.nsf&v=F4A&e=us&url=/global/seitp/seitp202.nsf/0/1393082CFC73C61544257C290068C33D!OpenDocument.

BfS (2005). Grundsätze zu den Umweltauswirkungen im Zusammenhang mit elektromagnetischen Feldern und thermischen Auswirkungen der Kabelanbindung von Offshore-Windenergieparks an das Verbundstromnetz.

BMWi (2015). Offshore-Windenergie. Ein Überblick über die Aktivitäten in Deutschland. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/offshore-windenergie.pdf?__blob=publicationFile&.

BMWi (2017). Evaluierungsbericht gemäß §17i EnWG. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/evaluierungsbericht-paragraph-17i-enwg.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

BNetzA (2013). Offshore-Netzentwicklungsplan (Version 2013). https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/onep_2013_2_entwurf_teil_1.pdf.

BNetzA (2015). Offshore-Netzentwicklungsplan 2025 (Version 2015). https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2025/NEP/O-NEP2025_UENB-Entwurf2a.pdf?__blob=publicationFile.

BNetzA (2017). BK-4-17-002 Beschluss im Verwaltungsverfahren nach § 29 Abs. 2 S.1 EnWG.

BNetzA (2017). Offshore-Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2017). https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/ONEP_2030_2_Entwurf_Teil1.pdf.

Brard, B. (2017). The regulation of radial grid connection systems for offshore windfarms. Delft University of Technology.

BSH (2018). Entwurf Flächenentwicklungsplan 2019 für die deutsche Nord- und Ostsee. p. 149.

Council, G. W. (2017). Global cumulative offshore wind capacity in 2017. http://gwec.net/wp-content/uploads/2018/04/6_Global-cumulative-Offshore-Wind-capacity-in-2017-1.jpg.

Danish Energy Agency (2019). The offshore substation and the export cables is included in the scope of the Danish offshore wind farm tender. https://en-press.ens.dk/pressreleases/the-offshore-substation-and-the-export-cables-is-included-in-the-scope-of-the-danish-offshore-wind-farm-tender-2846510.

Decker, C. (2015). Modern economic regulation: An introduction to theory and practice. Cambridge University Press.

ECB (2019). ECB euro exchange rate: Pound sterling (GBP). https://www.ecb.europa.eu/stats/policy_and_exchange_rates/euro_reference_exchange_rates/html/eurofxref-graph-gbp.en.html.

Energiewirtschaftsgesetz (2017). Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) §17f Abs. 1 vom 29. Juli 2017.

Energy Numbers (2018). UK and Germany's offshore wind capacity factors. http://energynumbers.info/germanys-offshore-wind-capacity-factors; http://energynumbers.info/uk-offshore-wind-capacity-factors.

entso-e (2018). Project 191 - OWP TenneT Northsea Part 2. https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/191.

Fichtner (2016). Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale bei HGÜ-Offshore-Netzanbindungsprojekten. https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Optimierungspotenziale%20Offshore-HG%C3%9C-Projekte_final.pdf.

Korompili, A., Wu, Q., & Zhao, H. (2016). Review of VSC HVDC connection for offshore wind power integration. Renewable and Sustainable Energy Reviews(59), pp. 1405-1414.

Loyens & Loeff (2016). North Sea offshore wind. Developments in the Netherlands. https://www.loyensloeff.com/media/7563/north-sea-offshore-wind-dec2016.pdf.

May, T. W., Yeap, Y. M., & Ukil, A. (2018). Comparative Evaluation of Power Loss in HVAC and HVDC Transmission Systems. TENCON 2016 - IEEE Region 10 Conference.

Moody's (2018). Retrieved from TenneT Holding B.V. Annual update to credit analysis: https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/2018_05_18_-_Published_TenneT_Holdings_credit_opinion.pdf

National Grid ESO (2018). Transmission performance reports 2013-2017. https://www.nationalgrideso.com/insights/transmission-performance-reports.

National Grid ESO (2015). Appendix E. Electricity Ten Year Statement , pp. 80-91.

Negra, B. N., Todorovic, J., & Ackermann, T. (2006). Loss evaluation of HVAC and HVDC transmission solutions for large offshore wind farms. Electric Power Systems Research(76), pp. 916-927.

Netherlands Enterprise Agency (2017). Hollandse Kust. Where wind & water works. https://offshorewind.rvo.nl/file/download/55039170/Magazine+Hollandse+Kust+-+Where+Wind+and+Water+Works+-+November+2017.

Offshore Management Resources (2014). Projektbericht Update 08/2014 zum Umsetzungsstatus von Offshore Wind park (OWP) Projekten in der Deutschen Nordsee.

Ofgem (2010). Competitive Tenders: Offshore Transmission in Great Britain. https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2010/05/Hull.pdf.

Ofgem (2015). Offshore Transmission Cost Assessment Development Update. https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2015/06/150312_cost_assessment_decision_documentt.pdf.

Ofgem (2016). Evaluation of OFTO Tender Round 2 and 3 Benefits. Prepared by Cambridge Economic Policy Associates Ltd, https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/99546.

Ofgem (2018). Review of Cost of Capital Ranges for New Assets for Ofgem's Network Division. Prepared by Cambridge Economic Policy Associates Ltd, https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/127844.

Ofgem (2019). Offshore transmission tenders. https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission/offshore-transmission-tenders.

Ritzau, M., Macharey, U., Svoboda, P., & Wilms, J. (2017). Ermittlung einer Betriebskostenpauschale für Offshore-Anlagen. Beschluss BK4-17-0002 der Bundesnetzagentur.

Ruddy, J., Meere, R., & O'Donnell, T. (2016, April). Low Frequency AC transmission for offshore wind power: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews(56), pp. 75-86.

Saad, M. (2016). Challenges of HVDC transmission systems for large offshore wind power plans. University of South Australia.

Short, W., Packey, D. J., & Holt, T. (1995). A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. National Renewable Energy Laboratory.

Swedish Energy Agency (2018). Summery of the report on removing the costs for connecting to the national grid for offsore wind power. https://www.energimyndigheten.se/globalassets/fornybart/framjande-av-vindkraft/summary-of-the-report-on-removing-the-costs-for-connecting-to-the-national-grid-for-offshore-wind-power.pdf.

TenneT (2012). Unterlage zur Planfestellung. Erläuterungsbericht zur 600-kV-DC-Leitung DolWin beta - Dörpen/West des Netzanbindungsprojektes DolWin2.

TenneT (2016). TenneT successfully issues EUR 1 bn Green Bond. https://www.tennet.eu/news/detail/tennet-successfully-issues-eur-1-bn-green-bond-1/.

TenneT (2017). Energie von See an Land. https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Our_Grid/Offshore_Germany/2017_Offshore-Brosch%C3%BCre_final.pdf.

TenneT (2017). Integrated Annual Report. https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Investor_Relations/AR_2017/TenneT_holding_BV_Integrated_Report_2017.pdf.

TenneT (2019). Marktrelevante Informationen - Offshore. https://www.tennet.eu/de/strommarkt/transparenz/transparenz-deutschland/.

Xiang, X., Merlin, M. M., & Green, T. (2017). Cost Analysis and Comparison of HVAC, LFAC and HVDC for Offshore Wind Power Connection. pp. 1-6.

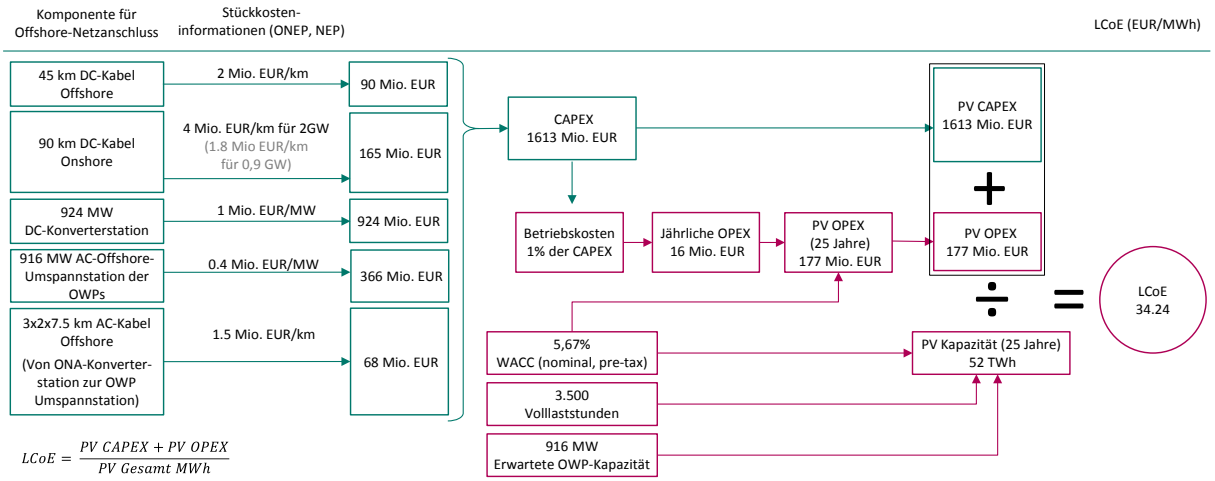
ZfK (2018). Offshore: Arbeiten für zweite Stromtrasse in der Ostsee haben begonnen. https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/offshore-arbeiten-fuer-zweite-stromtrasse-in-der-ostsee-haben-begonnen-2018-09-03/

Anhang

Anhang A: LCoE Beispielkalkulation

Abbildung I:

Vergleich der berechneten CAPEX in Mio. EUR mit externen Daten von entsoe-e und 50Hertz für verfügbare Projekte in Deutschland

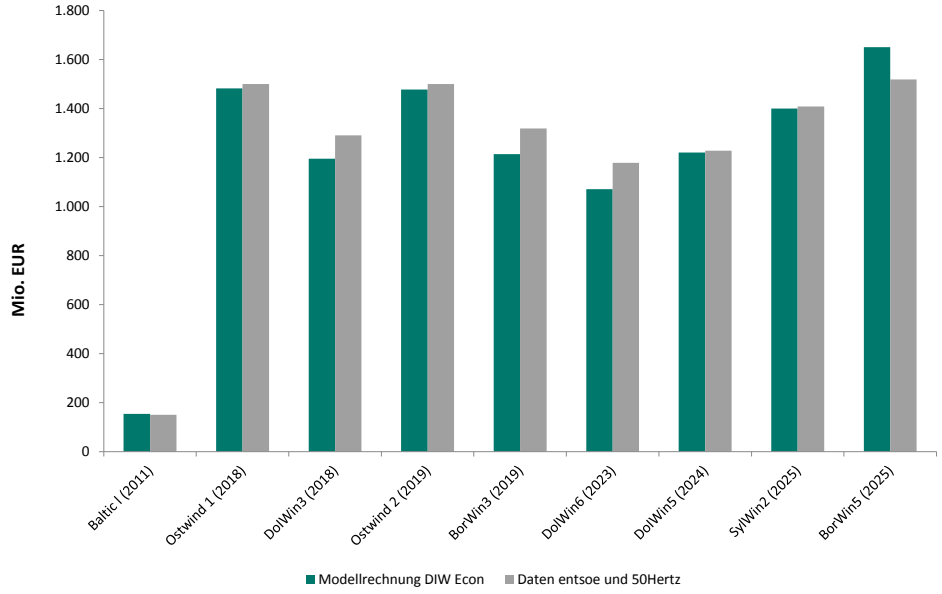


Quelle: DIW Econ.

Anhang B: CAPEX Prüfung

Um die Robustheit unserer Modellrechnung zu überprüfen, vergleichen wir die berechneten CAPEX-Werte mit extern veröffentlichten Kosteninformationen für ONAs in Deutschland und im Vereinigten Königreich. Obwohl unser Modell die Ergebnisse in einzelnen Fällen unter- bzw. überschätzt, zeigt sich dür die vergleichbaren ONA-Projekte nur eine geringe Abweichung. Trotz der hohen Individualität der einzelnen Projekte liegt die gesamtdurchschnittliche Abweichung zwischen den externen Daten und den von uns errechneten Gesamtkosten bei lediglich 1,3% im Vereinigten Königreich und bei 2,0% in Deutschland. Die Ergebnisse dieses Vergleichs legen daher nahe, dass unsere Modellrechnung hinreichend genaue CAPEX-Werte liefert.

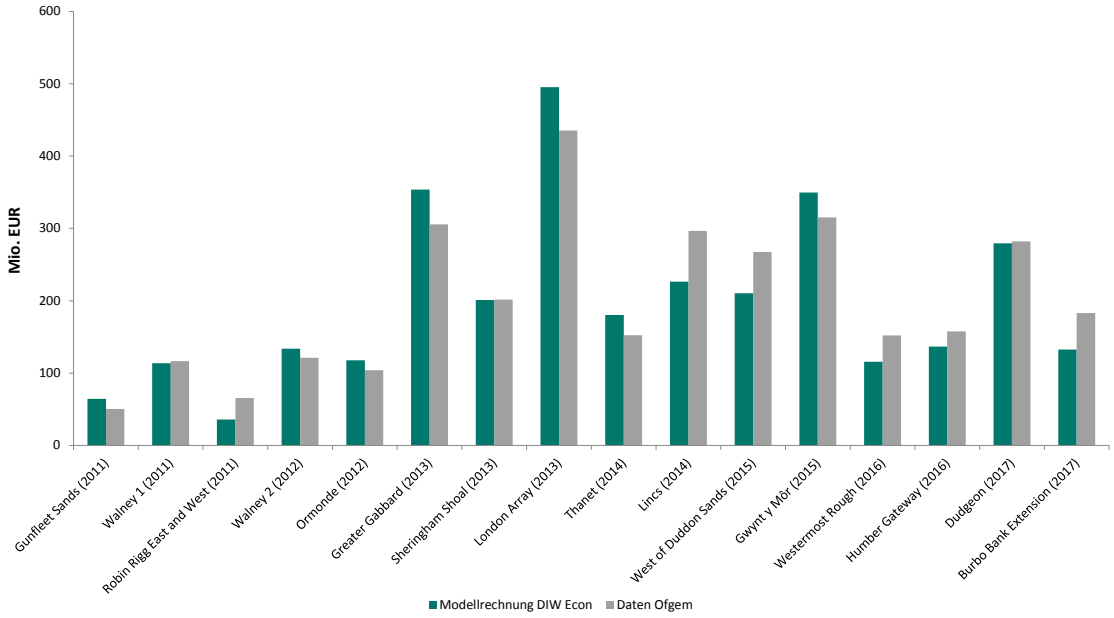
Abbildung II:
Vergleich der berechneten CAPEX in Mio. EUR mit externen Daten von entsoe-e und 50Hertz für verfügbare Projekte in Deutschland



Quelle: DIW Econ mit Daten von entso-e (2018) und 50Hertz (ZfK, 2018).

Abbildung III:

Vergleich der berechneten CAPEX in Mio. EUR mit externen Daten von Ofgem für verfügbare Projekte im Vereinigten Königreich



Quelle: DIW Econ mit Daten von Ofgem.

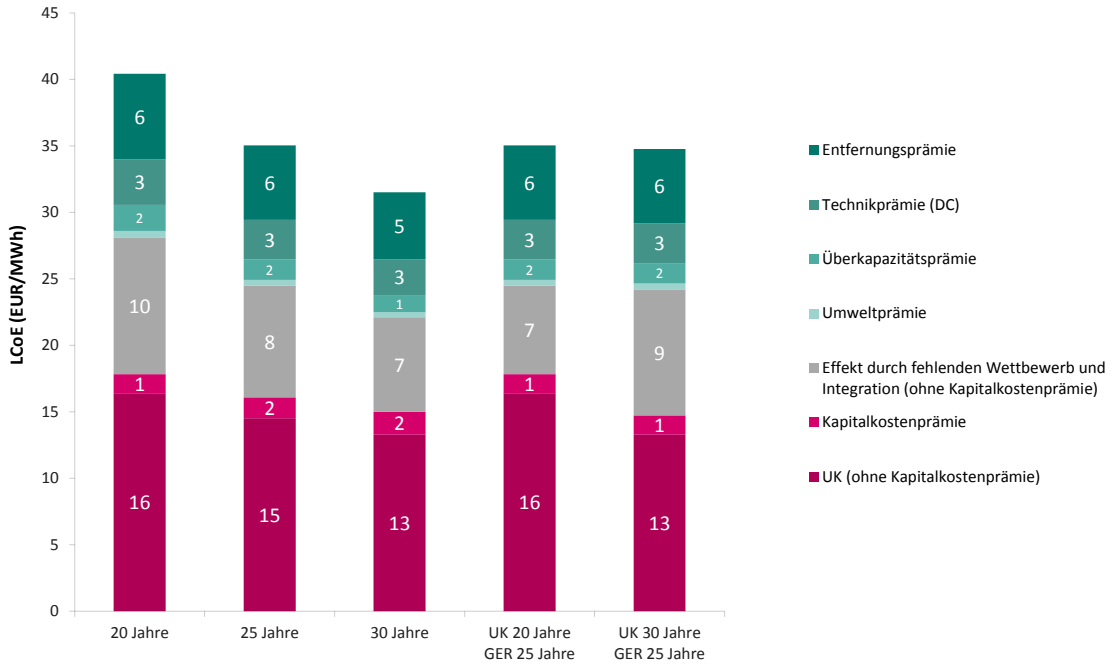
Anhang C: Sensitivitätsanalyse

Die LCoE-Berechnungen sind abhängig von einer Reihe von Annahmen, die bisher empirisch begründet wurden (Abschnitt 4.1). Um deren Robustheit in einem zweiten Schritt zu überprüfen, untersuchen wir die Wirkungsweise der einzelnen Parameter. Hierfür testen wir im Folgenden, wie sich eine Veränderung der Annahmen auf die Ergebnisse der LCoE-Berechnung auswirkt.

Laufzeit

Im Basismodell nehmen wir eine ONA Laufzeit von 25 Jahren an. Dies repräsentiert die gegenwärtige Einschätzung zur technischen Laufzeit der Windparks. Darüber hinaus verwenden wir als untere Grenze den ursprünglich veranschlagten Umsatzstrom von 20 Jahren im Vereinigten Königreich (Ofgem, 2010). Die obere Grenze mit einer technischen Laufzeit der ONAs von 30 Jahren bildet die Erwartungen von TenneT und Anlagenhersteller ab, die eine Laufzeit von 30 Jahren veranschlagen (TenneT, 2017; ABB, 2015).

Abbildung IV:
Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Laufzeiten

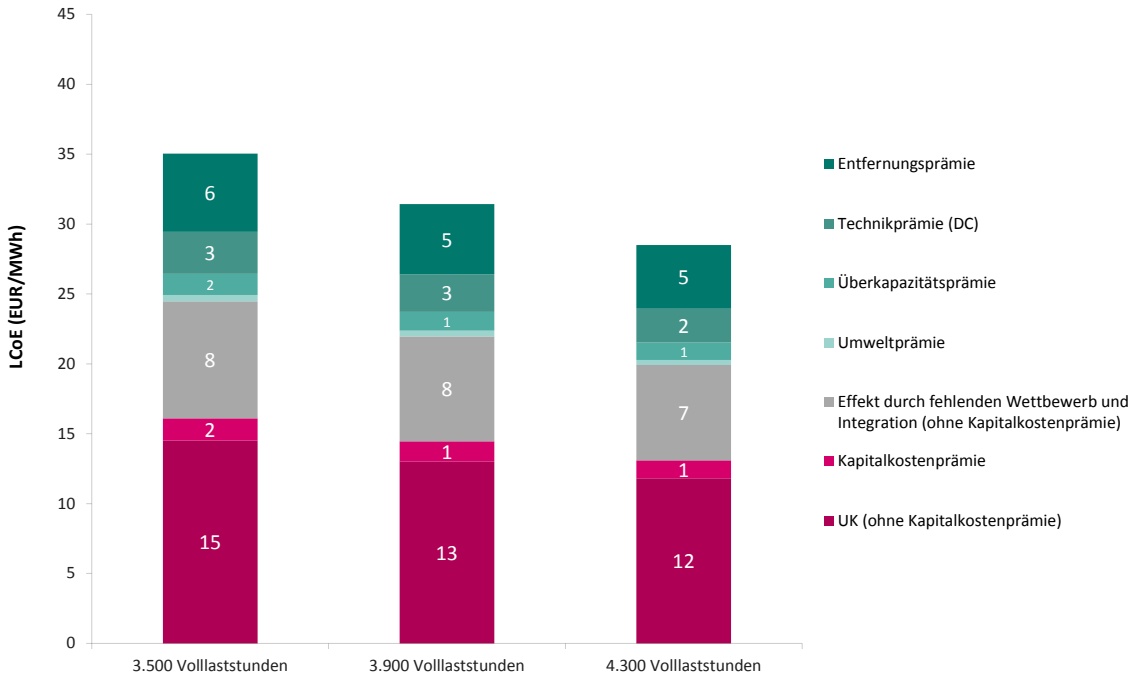


Quelle: DIW Econ.

Volllaststunden

In unserem Grundmodell beziehen wir uns auf eine jährliche Auslastung von 3.500 Volllaststunden. Diese entsprechen einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 40%, der für den Großteil der in unserer Stichprobe beobachteten OWPs gilt (Energy Numbers, 2018). In der Zukunft ist von einem Anstieg der Volllaststunden auszugehen, da Anlagen weiter entfernt von der Küste gebaut werden (wo höhere Windgeschwindigkeiten vorherrschen). Zudem werden technische Weiterentwicklungen den Wirkungsgrad der Anlagen erhöhen.

Abbildung V:
Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Volllaststunden



Quelle: DIW Econ.

Kapitalkosten (WACC)

Unsere Berechnungen stützen sich auf gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC, nominal pre-tax) von 5,67% für ÜNBs (Moody's, 2018) und 6,83% für ONA-Entwickler im Vereinigten Königreich (Ofgem, 2018). Für die vergleichende Analyse der Auswirkungen einer Änderung der Kapitalkosten verzichten wir im Folgenden auf den Kapitalkostenunterschied, d.h. alle

ONAs in Deutschland und dem Vereinigten Königreich werden mit den gleichen WACC berechnet. Als mittleren Referenzwert der Kapitalkosten verwenden wir die WACC des ÜNB (5,67%, TenneT). Die weiteren Szenarien umfassen niedrige (4,5%) und höhere (7%) Kapitalkosten.

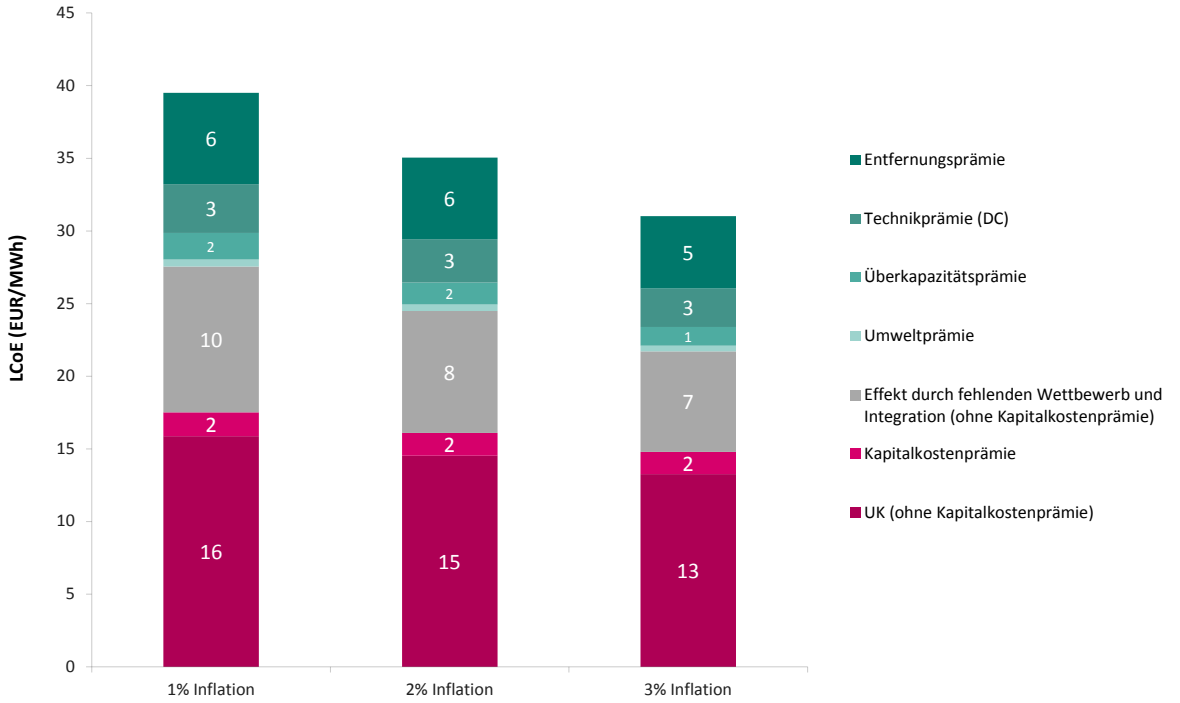
Abbildung VI:
Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Kapitalkosten

Quelle: DIW Econ.

Inflationsrate

Unser Grundmodell nimmt eine Inflation von 2% an, welche sich an der durchschnittlichen Inflationsrate der Jahre 2011-2017 sowie den Zielvorgaben der Bank of England und der EZB orientiert. Um auch Perioden mit niedrigerer und höherer Inflation zu berücksichtigen, berechnen wir die Auswirkungen einer niedrigeren (1%) und einer höheren (3%) Inflationsrate.

Abbildung VII:
Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Inflationsraten

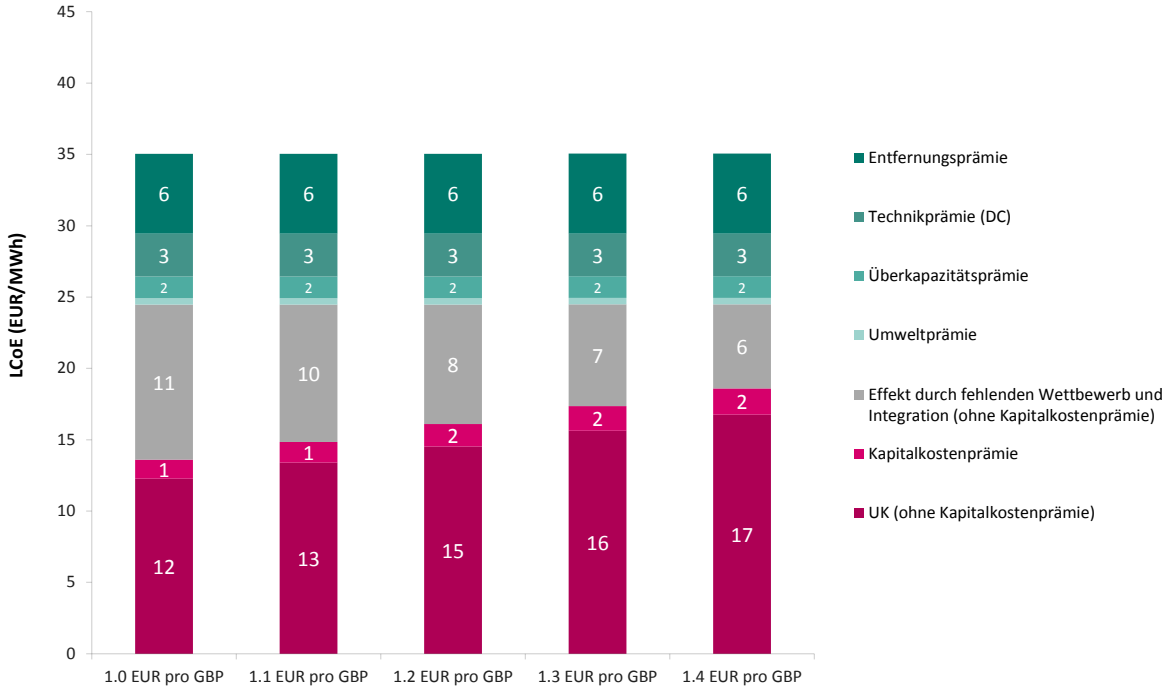


Quelle: DIW Econ.

Wechselkurs

Da die Kosteninformationen aus dem Vereinigten Königreich in GBP vorliegen, verwenden wir in unserem Grundmodell den durchschnittlichen Wechselkurs der Jahre 2011-2017 (1,2 EUR/GBP). Um den Effekt eines veränderten Wechselkurses abzubilden, orientieren wir uns an der Volatilität des Wechselkurses in der untersuchten Periode, der zwischen 1,07 EUR/GBP und 1,43 EUR/GBP schwankte (ECB, 2019).

Abbildung VIII:
Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Wechselkurse



Quelle: DIW Econ.

Kombinierte Szenarien

Um auch die gemeinsame Wirkung einer Veränderung verschiedener Parameter zu berücksichtigen, erstellen wir vier hypothetische Szenarien mit Bandbreiten, welche den von uns berechneten Effekt durch fehlenden Wettbewerb und Integration minimieren, bzw. maximieren.

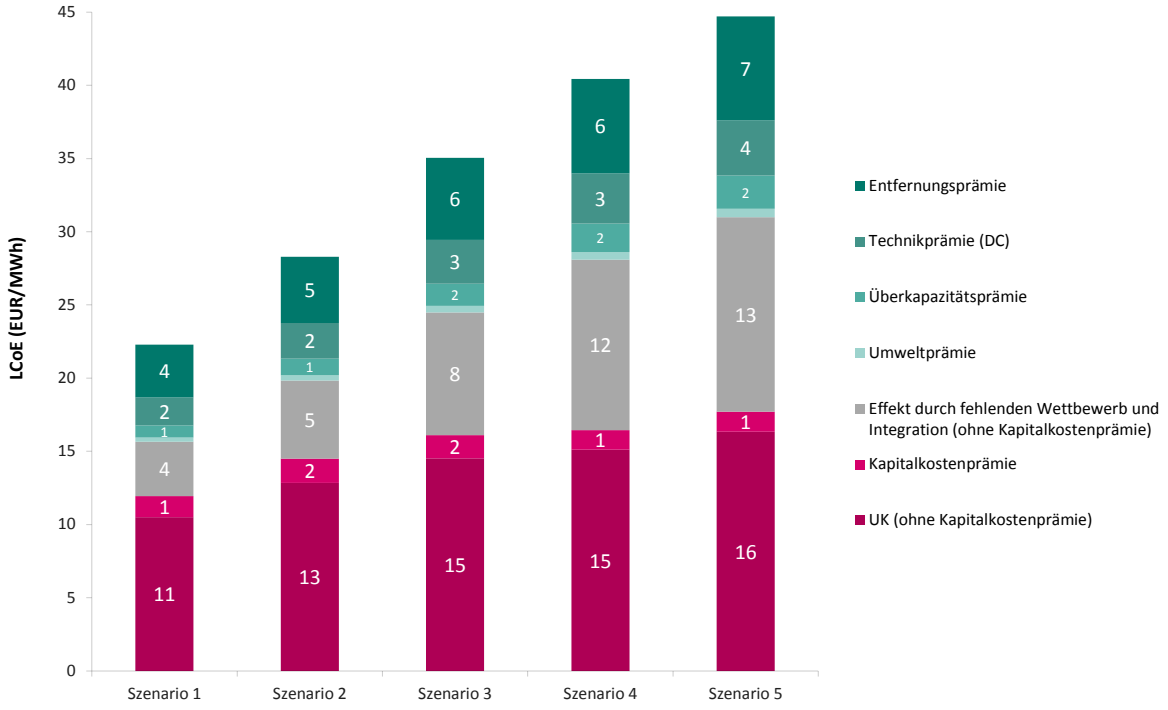
- Szenario 1: Technischer Fortschritt und weitere quantitative Lockerung gepaart mit einer höheren Inflationsrate und einem schwachen Euro
- Szenario 2: Technischer Fortschritt gepaart mit schwachem Euro
- Szenario 3: Referenzszenario mit empirischen Annahmen
- Szenario 4: Technischer Fortschritt wird von außergewöhnlichem Verschleiß aufgehoben; Gleichzeitig kommt es zu einer Abwertung des Pfund
- Szenario 5: Technischer Fortschritt wird von außergewöhnlichem Verschleiß aufgehoben; Gleichzeitig kommt es zu einer Abwertung des Pfund und zusätzlich geringer Inflation

Tabelle I:
Übersicht der verschiedenen Szenarien

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4	Szenario 5
Laufzeit (Jahre)	30	30	25	20	20
Volllaststunden	4.300	3.900	3.500	3.500	3.500
Inflation	3%	2%	2%	2%	1%
Wechselkurs	1,3 EUR/GBP	1,3 EUR/GBP	1,2 EUR/GBP	1,1 EUR/GBP	1,1 EUR/GBP

Quelle: DIW Econ.

Abbildung IX:
Sensitivitätsanalyse der durchschnittlichen LCoE-Komponenten (EUR/MWH) anhand verschiedener Szenarien



Quelle: DIW Econ.