



# **Energiewirtschaftliche Analyse der finanziellen Gebotskomponente nach WindSeeG-E**

Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore (BWO)

13. Mai 2022

## **VERTRAULICHKEIT**

Die Branchen unserer Kunden sind durch sehr starken Wettbewerb gezeichnet und die Wahrung der Vertraulichkeit im Hinblick auf Pläne und Daten unserer Kunden ist entscheidend. NERA Economic Consulting wendet daher konsequent interne Maßnahmen zur Geheimhaltung an, um die Vertraulichkeit aller Informationen des Kunden zu schützen.

Unsere Branche ist gleichfalls sehr wettbewerbsintensiv. Wir sehen unsere Herangehensweisen und Einblicke als unser geistiges Eigentum und verlassen uns auf unsere Kunden, unsere Interessen an unseren Vorschlägen, Präsentationen, Methodologien und analytischen Techniken zu schützen. Unter keinen Umständen darf dieses Material ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting mit irgendeiner dritten Partei geteilt werden.

© NERA Economic Consulting

## **Autorinnen und Autoren**

Dominik Huebler

Dr. Clemens Koenig

Leonie Janisch

Nina Schnyder

NERA Economic Consulting  
Unter den Linden 14  
10117 Berlin, Deutschland  
+49 30 700 1506 20  
[dominik.huebler@nera.com](mailto:dominik.huebler@nera.com)

# Inhalt

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>i</b>
<b>1. Einführung .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Zuschlagskriterien bei Ausschreibungen und ihre Wirkung.....</b>	<b>6</b>
2.1. Die Kriterien im BMWK-Vorschlag.....	6
2.2. Die Wirkung verschiedener Zuschlagskriterien .....	7
2.3. Wirkung von Gebotskomponenten in anderen Sektoren .....	9
<b>3. Aktuelle Ausschreibungsergebnisse im Ausland .....</b>	<b>11</b>
<b>4. Kosten der finanziellen Gebotskomponente im deutschen Kontext ...</b>	<b>14</b>
4.1. Zusammensetzung der Kosten der Gebotskomponente .....	14
4.2. Analyse der entstehenden Kosten.....	15
<b>5. Energiewirtschaftliche Auswirkungen der finanziellen Gebotskomponente.....</b>	<b>19</b>
<b>Quellenverzeichnis.....</b>	<b>22</b>
<b>Anhang A. Weitere Details zu ausländischen Ausschreibungen .....</b>	<b>25</b>
A.1. England & Wales - Leasing Round 4.....	25
A.2. Vereinigte Staaten - New York Bight .....	25
A.3. Dänemark - Thor .....	25
A.4. Schottland - ScotWind.....	25
A.5. Niederlande - Hollandse Kust West.....	26
<b>Anhang B. Vergleich der Rahmenbedingungen der Ausschreibungen .....</b>	<b>27</b>
<b>Anhang C. Sensitivitätsanalyse bei der Berechnung des Strompreisaufschlags 30</b>	
C.1. Längere Amortisationsdauer .....	30
C.2. Höhere Finanzierungskosten.....	30

## Kurzfassung

Deutschland steht vor einem nie dagewesenen Ausbau seiner Erzeugungskapazitäten im Bereich der Windenergie auf See. Mit den neuen Ausbauzielen wird bis 2030 ungefähr dreimal so viel neue Kapazität zugebaut, wie bisher in Deutschland am Netz ist. In diesem Zusammenhang kommt dem langfristig kosteneffizienten Ausbau eine tragende Rolle zu.

Zur Erreichung der Ausbauziele sind zwei unterschiedliche Ausschreibungsmodelle vorgesehen: Das aus Großbritannien bekannte Modell des Differenzvertrags (CfD) soll auf voruntersuchten Flächen Anwendung finden. Neben das CfD-Modell sollen Ausschreibungen für nicht voruntersuchte Flächen treten, die auf Basis einer Mischung aus qualitativen („Beauty Contest“) und finanziellen („Gebotskomponente“) Zuschlagskriterien vergeben werden. Diese ersetzen das zuletzt angewandte Losverfahren. Allerdings kann die derzeitige Gestaltung des Ausschreibungsdesigns zu einem Anstieg der Preise für grünen PPA-Strom für die Industrie von bis zu 21 EUR/MWh im Vergleich zu einem Modell ohne finanzielle Gebotskomponente führen, wie wir im Folgenden zeigen. Wir zeigen in Kapitel 2 zunächst folgendes auf:

- Die Gewichtung und Definition der qualitativen und finanziellen Zuschlagskriterien führt dazu, dass in Deutschland schlussendlich primär die finanzielle Gebotskomponente über den Zuschlag entscheiden wird;
- Im Gegensatz zur finanziellen Gebotskomponente reizen qualitative Kriterien Wettbewerb unter den Bietern, um die Höhe des finanziellen Beitrags **und** die besten Ideen für dessen Verwendung an. Bei vergleichbarem Wettbewerb leistet der erfolgreiche Bieter in beiden Modellen den gleichen finanziellen Beitrag. Der Ideen-Wettbewerb um dessen bestmögliche Verwendung, z.B. im Sinne des dynamisch kostengünstigen Ausbaus der Windenergie auf See ist allerdings bei lediglich finanziellen Zuschlagskriterien nicht gewährleistet.<sup>1</sup> In anderen Ländern (z.B. Niederlande) legt das Ausschreibungsdesign erheblich mehr Gewicht auf Aspekte unter anderem der Systemintegration und des Meeresnaturschutzes. In Anbetracht von aktuellen Redispatch- und Einspeisemanagementkosten von fast 1,5 Milliarden Euro jährlich werden damit in Deutschland unter Umständen erhebliche Kostensenkungspotentiale nicht realisiert, die sich mit stärkeren Anreizen für Systemdienlichkeit heben ließen;
- Für einen empirischen Vergleich der *Ergebnisse* der verschiedenen Ausschreibungssysteme liegen noch keine ausreichenden Daten vor, da fast alle Ausschreibungen mit finanzieller Gebotskomponente in die Zeit nach 2020 fallen und die entsprechenden Projekte folglich noch nicht die Betriebsphase erreicht haben. Die Priorisierung hoher Staatseinnahmen im deutschen Ausschreibungsdesign für Mobilfunk-Spektrum hat allerdings zu hohen Kosten bei gleichzeitig unterdurchschnittlicher Qualität geführt; was die Problematik der Priorisierung kurzfristiger Einnahmen zeigt.

In Kapitel 3 analysieren wir die Ergebnisse ausländischer Ausschreibungen mit finanzieller Gebotskomponente. Unter Berücksichtigung verschiedener gebotserhöhender und -reduzierender Faktoren (vgl. auch Anhang B) zeigen wir, dass sich die beste Vergleichbarkeit zwischen Deutschland und England / Wales ergibt. Die Höhe der Gebotskomponente in

---

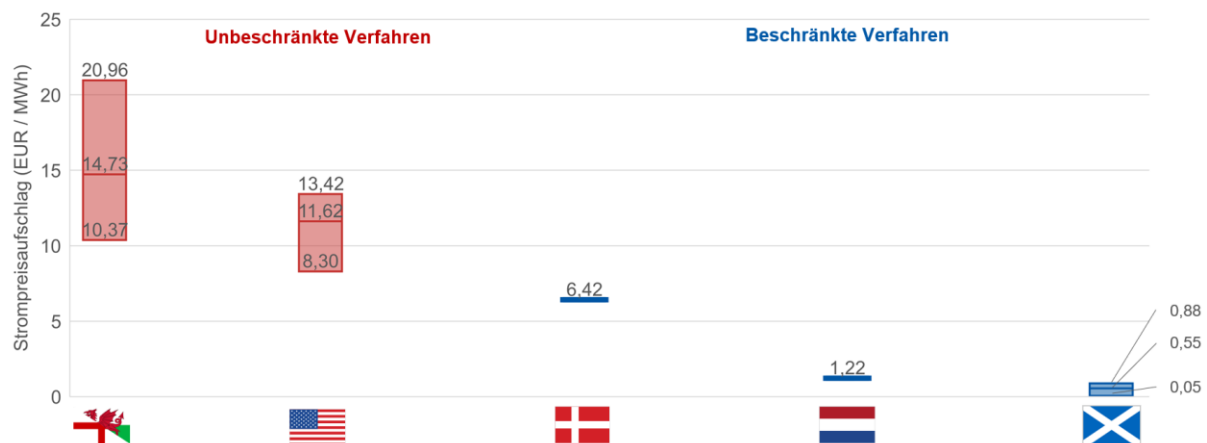
<sup>1</sup> Im Rahmen des WindSeeG-E obliegt die Verwendung der „investiven“ Komponenten der finanziellen Gebotskomponente allein dem BMEL bzw. BMUV ohne dass diese auf die Erkenntnisse eines vorgelagerten Ideen-Wettbewerbs zurückgreifen könnten, wie er durch die Anwendung von qualitativen Kriterien angereizt werden könnte.

Dänemark stellt tendenziell eher eine Untergrenze für Deutschland dar. Auf dieser Basis ergeben sich zu erwartende Gebotskomponenten für einen 1GW Windpark in Höhe von:

- Ca. 500 Mio. Euro bis ca. 1,25 Mrd. Euro auf Basis der Daten für England & Wales;
- Knapp 400 Mio. Euro als Untergrenze auf Basis der Daten aus Dänemark.

Abbildung 1 zeigt, dass sich unter Berücksichtigung der erwarteten Stromproduktion Mehrkosten von bis zu annähernd 21 EUR / MWh ergeben, wie Kapitel 4 zeigt. Von diesen entfallen ca. 20% allein auf die zusätzlichen Kapitalkosten, die dem System vollständig entzogen werden und weder für die Systemintegration noch für die von der Bundesregierung angestrebten Ziele zur Verfügung stehen.

**Abbildung 1: Gesamtkosten der finanziellen Gebotskomponente pro MWh – 20-jährige Amortisation**



Quelle: NERA Analyse. Für Details siehe Abbildung 4.2

In Summe fallen bei einer Gebotskomponente in der Höhe der ungedeckelten englischen Referenzwerte bis zum Jahr 2045 zusätzliche Kosten von **mehr als 14,5 Milliarden Euro** für die Gebotskomponente in Deutschland an. Wäre die Gebotskomponente hingegen in Höhe der niederländischen Gebotskomponente gedeckelt würden gut 13,5 EUR / MWh bzw. 13,4 Milliarden Euro frei, die anderweitig eingesetzt werden können. Diese freiwerdenden Spielräume könnten entweder im Rahmen der Erfüllung der qualitativen Kriterien, zum Beispiel zur Verbesserung der Systemintegration verwendet oder stünden als Verhandlungsspielräume in PPA-Verhandlungen mit der Industrie zur Verfügung, welche dort strompreissenkend für den Grünstrombezug wirken können.

In der Industrie finden sich nur verhältnismäßig wenige Unternehmen mit entsprechender Bonität und Strombedarf, die eine umfangreiche PPA-basierte Absicherung großer Offshore Windparks effizient ermöglichen. Folglich sind PPA-Verhandlungen zwischen Projektierern und stromabnehmender Industrie regelmäßig von einer gewissen Marktmacht auf beiden Seiten geprägt. Diese führt dazu, dass etwaige Verhandlungsspielräume unter anderem in Bezug auf die Höhe des sogenannten „PPA Discount“, also des Abschlags auf den Marktwert des im PPA bezogenen Stroms individuell zwischen den Parteien aufgeteilt werden und der jeweils stärkere

Partner den größeren Teil des Verhandlungsspielraums zu seinen Gunsten vereinnahmt.<sup>2</sup> Bloomberg New Energy Finance (BNEF) klassifiziert Deutschland derzeit als einen tendenziellen „Buyers Market“, also einen „Abnehmermarkt“, in dem Spielräume für Preissenkungen – sofern vorhanden – in nicht unerheblichem Umfang bei der abnehmenden Industrie ankommen dürften.<sup>3</sup>

Unter dem aktuellen Auktionsdesign nach WindSeeG-E werden diese Spielräume für Preissenkungen bei grünem Strom – von bis zu 21 EUR / MWh (siehe Kapitel 4.2) im Vergleich zwischen einem Modell mit ungedeckelter bzw. ohne Gebotskomponente – allerdings blockiert. Stattdessen sind die Projektierer gezwungen das mögliche Rabattpotential bereits vor den PPA-Verhandlungen in die finanzielle Gebotskomponente zu „investieren“ (vgl. Kapitel 2), so dass in den nach. Die derzeitige Gestaltung der Gebotskomponente führt allerdings nicht dazu, dass die entsprechenden Zahlungen für dynamische Kostensenkungen oder für die Systemintegration eingesetzt würden. Außerdem bietet die vorgesehene Strompreiskostensenkungskomponente auch keinen Anreiz für die Verwendung grünen Stroms, da die Entlastung über die Offshore Netzumlage unabhängig von der Erzeugungs- bzw. Bezugsform erfolgt. De facto subventioniert die Grünstromerzeugung den Bezug von Graustrom quer.

Die deutsche Erfahrung im Telekommunikationsbereich (vgl. Kapitel 2.3) zeigt zudem, dass eine entsprechende kurzfristige Maximierung der Einnahmen des Auktionators langfristig zu höheren Kosten, geringerer Innovation und insgesamt schlechteren Ergebnissen für den Kunden führen kann.

Vor diesem Hintergrund sollte die Ausgestaltung der Zuschlagskriterien dringend überdacht werden.

<sup>2</sup> Zum Konzept des PPA Discount siehe zum Beispiel Paradigm Change Capital Partners (2013): GPAM and DPAM: IPPs' optimal route to market and how it affects revenue certainty, S. 2 & 3.

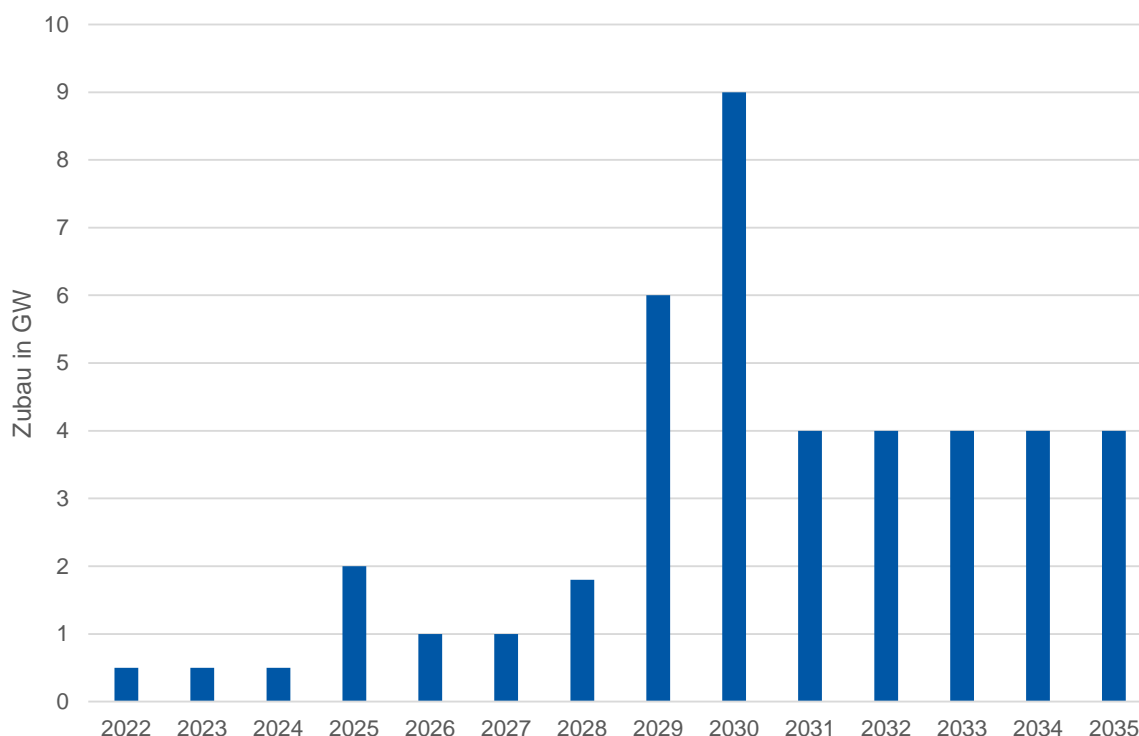
Ein Webinar von BNEF & Pexapark vom 12. Mai 2022 „Recent PPA pricing trends and the resilience of corporate PPA deals in European markets“ betonte zudem, dass die Pricing Discounts in letzter Zeit gestiegen sind, was auf eine tendenziell steigende Marktmacht der Abnehmer in Zeiten steigender Volatilität hindeutet.

<sup>3</sup> Siehe zum Beispiel BNEF (Apr 2022): „Wind and Solar Corporate PPA Prices Rise Up To 16.7% Across Europe“ & BNEF & Pexapark (12. Mai 2022) „Recent PPA pricing trends and the resilience of corporate PPA deals in European markets.“ BNEF klassifiziert die Mehrzahl der europäischen Märkte (inklusive Großbritannien und der Niederlande, wo bereits Gebotskomponenten angeboten wurden) als Abnehmermärkte, zeigt aber auch, dass auch in diesem Ländern PPA-Preise auf Änderungen der Kosten und Marktwerte der erneuerbaren Erzeugung reagieren. Abnehmermärkte sind folglich nicht dahingehend zu verstehen, dass die Konditionen einseitig und unabhängig von der Markt- und Kostenlage von den Abnehmern diktiert werden. Für Deutschland ermitteln BNEF & Pexapark derzeit von den Abnehmern vereinbarte Rabatte gegenüber dem „fair value“ der Verträge von ca. 20 EUR / MWh, d.h. in der Größenordnung, die durch die Abschöpfung der Gebotskomponente voraussichtlich entzogen würde.

## 1. Einführung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) legte am 6. April 2022 das Energiesofortmaßnahmenpaket („Osterpaket“) vor. Im Rahmen des Osterpakets wird unter anderem das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) angepasst.<sup>4</sup> Im WindSeeG-Entwurf (WindSeeG-E) werden unter anderem für Windenergie auf See (Offshore Wind) die Ausbauziele und die Ausschreibungsvolumen erhöht, wie wir in Abbildung 1.1 zeigen.

**Abbildung 1.1: Ausbaupfad Wind auf See bis 2035**



Quelle: NERA Darstellung, basierend auf BMWK Angaben

Mit den neuen Ausbauzielen wird bis 2030 ungefähr dreimal so viel neue Kapazität zugebaut, wie bisher in Deutschland am Netz ist.<sup>5</sup> Angesichts der erheblichen Netzengpässe in Deutschland wird bei diesem Zubau die Systemintegration eine wichtige Rolle spielen, zumal der Zubau der Windenergie auf See naturgemäß nur an der Küste und damit nördlich der Netzengpässe erfolgen kann.<sup>6</sup>

<sup>4</sup> Das neue WindSeeG ist noch in der Entwurfsphase. Wir referenzieren den Referentenentwurf des WindSeeG als WindSeeG-E.

<sup>5</sup> Basierend auf Kapazitätsdaten von IRENA.

<sup>6</sup> Zur Lage der Netzengpässe siehe zum Beispiel Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht 2021, S.153.



Zur Erreichung der Ausbauziele sind zwei unterschiedliche Ausschreibungsmodelle vorgesehen:<sup>7</sup>

- Ausschreibungen für **zentral voruntersuchte Flächen**, bei denen Bieter um Differenzverträge (CfDs) konkurrieren. In diesen Ausschreibungen ist der Gebotswert das alleinige Vergabekriterium.
- Ausschreibungen für **nicht voruntersuchte Flächen**, bei denen Bieter um das Flächenentwicklungsrecht konkurrieren (ohne betriebliche Beihilfen wie CfDs). In diesen Ausschreibungen erfolgt die Vergabe gestützt auf einer Reihe von quantitativen und qualitativen Zuschlagskriterien, wobei einer finanziellen Gebotskomponente das höchste Gewicht zukommt.

In diesem Gutachten untersuchen wir im Auftrag des Bundesverbandes der Windparkbetreiber Offshore (BWO) das Design der Ausschreibungen für nicht voruntersuchte Flächen. Wir untersuchen dabei insbesondere die finanzielle Gebotskomponente und ihre energiewirtschaftlichen Auswirkungen.

Unser Gutachten ist wie folgt strukturiert:

- In Kapitel 2 diskutieren wir die Wirkung verschiedener Zuschlagskriterien, die Vorgehensweise des BMWK bei den Ausschreibungen von nicht voruntersuchten Flächen im WindSeeG-E und ihre zu erwartenden Auswirkungen auf das Gebotsverhalten.
- In Kapitel 3 analysieren wir die jüngsten Ergebnisse von ausländischen Ausschreibungen mit finanzieller Gebotskomponente im Bereich Offshore Wind und prüfen deren Vergleichbarkeit mit Deutschland.
- In Kapitel 4 leiten wir aus den Ergebnissen im Ausland und dem deutschen Ausschreibungsdesign die zusätzlichen Kosten her, die in Deutschland bei Zugrundelegung verschiedener Gebotskomponenten entstehen.
- In Kapitel 5 analysieren wir die energiewirtschaftliche Wirkung der Gebotskomponente und alternative Ansätze.

Im Anhang zeigen wir weiterführende Sensitivitätsanalysen und Informationen zu den Referenz-Ausschreibungen aus dem Ausland.

---

<sup>7</sup> Die Ausschreibungen für nicht voruntersuchte Flächen dienen der Beschleunigung des Ausbaus von Offshore Wind, da die Flächenuntersuchungen an die Projektierer ausgelagert werden.

## 2. Zuschlagskriterien bei Ausschreibungen und ihre Wirkung

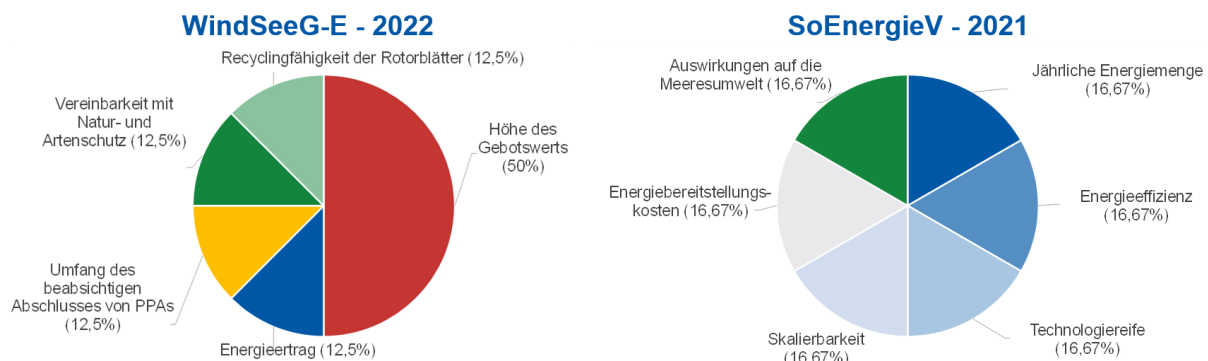
### 2.1. Die Kriterien im BMWK-Vorschlag

Das BMWK verwendet für die CfD-Ausschreibungen ausschließlich finanzielle Zuschlagskriterien. Für die nicht voruntersuchten Flächen kommen sowohl finanzielle wie qualitative Zuschlagskriterien zur Anwendung. Diese Ansätze lösen das Losverfahren ab, welches noch in allen Ausschreibungen 2021 zur Anwendung kam.

#### Zuschlagskriterien

Das Konzept von qualitativen Zuschlagskriterien in Ausschreibungen im Bereich Offshore Wind gibt es in Deutschland bereits im Rahmen der am 21. September 2021 verabschiedeten Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (SoEnergieV). Allerdings kommt es bei den Zuschlagskriterien zwischen der SoEnergieV und dem WindSeeG-E zu erheblichen Unterschieden, wie wir in Abbildung 2.1 darstellen.

**Abbildung 2.1: Zuschlagskriterien im WindSeeG-E und in der SoEnergieV**



Quelle: NERA Darstellung, basierend auf § 53 WindSeeG-E und § 9 SoEnergieV

Legende: Rot = finanzielle Elemente, Grüntöne = Umweltelemente, Blautöne = technische Elemente, Grau = Kostenelemente, Gelb = Vermarktungselemente

Zunächst sticht das deutlich höhere Gewicht der finanziellen Komponente (50 Prozent gegenüber 0 Prozent) im WindSeeG-E 2022 gegenüber der SoEnergieV 2021 hervor. Zudem bestehen auch bei den qualitativen Kriterien erhebliche Unterschiede.

#### Verwendung der Gebotskomponente

Die Bezahlung und Verwendung der finanziellen Gebotskomponente werden in § 58 und § 59 WindSeeG-E geregelt:

- **10 Prozent fließen in die umweltschonende Fischerei („Fischereikomponente“).** Die erfolgreichen Bieter bezahlen die Fischereikomponente innerhalb von 12 Monaten nach Erteilung des Zuschlags. Das Geld wird vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft bewirtschaftet.
- **20 Prozent fließen zum Meeresnaturschutz („Meeresnaturschutzkomponente“).** Die erfolgreichen Bieter bezahlen die Meeresnaturschutzkomponente innerhalb von 12 Monaten nach Erteilung des Zuschlags. Das Geld wird vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz bewirtschaftet.

- **70 Prozent fließen zur Senkung der Offshore Netzumlage („Stromkostensenkungskomponente“).** Die erfolgreichen Bieter bezahlen die Stromkostensenkungskomponente über einen Zeitraum von 20 Jahren in gleichbleibenden Raten, vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage. Die Entlastung der Offshore Netzumlage schafft keinen Anreiz für Grünstrombezug und entlastet stattdessen wahllos Strombezug unabhängig vom eingesetzten Brennstoff. De facto subventioniert die Grünstromerzeugung den Bezug von Graustrom quer.

Die Nutzung der Gelder ist somit gesetzlich geregelt. Es besteht keine Möglichkeit, das Geld nach Bedarf für andere Zwecke (z.B. Versorgungssicherheit, Integration von Offshore Wind in das Stromnetz) einzusetzen.

## 2.2. Die Wirkung verschiedener Zuschlagskriterien

### Grundsätzliche Wirkmechanismen

Das WindSeeG-E 2022 verändert die zur Anwendung kommenden Zuschlagskriterien. Von einem Losverfahren wird auf eine Mischung aus finanziellen und qualitativen Zuschlagskriterien umgestellt. Tabelle 2.1 zeigt die Wirkung verschiedener Zuschlagskriterien im Hinblick auf die Frage, welche Aspekte der Projektentwicklung dem Bieter-Wettbewerb unterworfen sind.

**Tabelle 2.1: Wirkung von Zuschlagskriterien**

	Wettbewerb um Beitragshöhe	Wettbewerb um Ideen
Losverfahren	×	×
Finanzielle Gebotskomponente	✓	×
Qualitative Gebotskomponente	✓	✓

- Bei einem **Losverfahren** findet weder um die Höhe des Beitrags der Entwickler zu den Zielen der Bundesregierung ein Wettbewerb statt noch um die besten Ideen, wie diese zu erreichen sind;
- Bei der Verwendung von **finanziellen Gebotskomponenten** findet ein Wettbewerb um die Höhe des Beitrags der Entwickler zu den Zielen der Bundesregierung statt. Da die Verwendung der Mittel nicht Teil des Wettbewerbs der Bieter ist, findet kein Ideenwettbewerb um den effizientesten Einsatz der Mittel statt; und
- Bei der Verwendung von **qualitativen Gebotskomponenten** erfolgt der Zuschlag vordergründig anhand eines Wettbewerbs der Bieter um die besten Ideen zur Erreichung der von der Bundesregierung vorgegebenen Ziele. Da die Bieter auch gefordert sind, die Ideen umzusetzen, wird es regelmäßig auch zu einem Wettbewerb um die *Höhe* der eingesetzten Mittel kommen, weil sich mit mehr eingesetzten Mitteln auch fortgeschrittenere Lösungen oder zum Beispiel ein großflächigerer Einsatz der angepeilten Lösungen umsetzen lassen.

Die umgangssprachlich auch als „Beauty Contest“ bezeichnete Verwendung von qualitativen Kriterien führt also regelmäßig auch zu einem finanziellen Wettbewerb zwischen Bietern. Voraussetzung hierfür ist, dass Wettbewerb zwischen den Bietern besteht. Dies war in allen

Ausschreibungen der letzten Jahre der Fall (vgl. Kapitel 3). Qualitative Kriterien können also nicht nur zur Ideengenerierung für innovative Verfahren beitragen, sondern sie werden auch im gleichen Maße wie die Verwendung einer finanziellen Gebotskomponente dazu führen, dass die Bieter erwartete „Produzentenrenten“<sup>8</sup> im Sinne der Ziele der Bundesregierung einsetzen.

### Auswirkungen der Gewichtung der Kriterien im WindSeeG-E

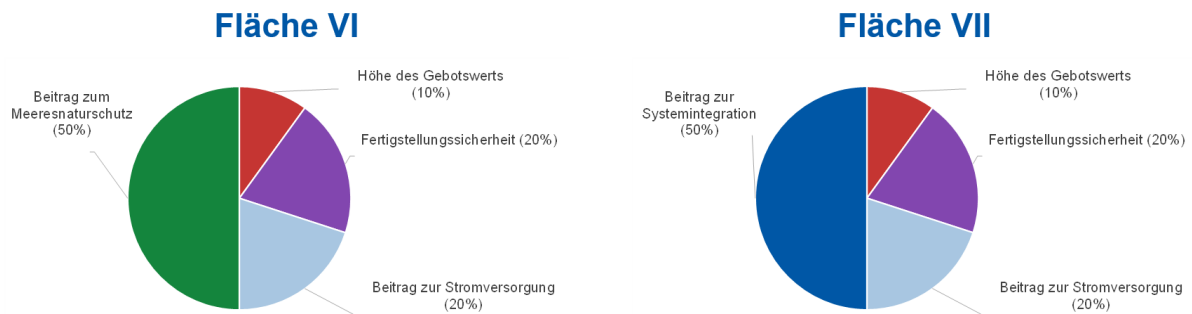
Wie Abbildung 2.1 zeigt, wird bei der Ausschreibung im WindSeeG-E die Höhe des (finanziellen) Gebotswerts deutlich stärker gewichtet als andere (qualitative) Kriterien. Bei dieser Ungleichgewichtung ist es die dominante Strategie für jeden Bieter, alle verfügbaren Mittel in die Gebotskomponente zu „investieren“. Führt ein investierter Euro zu einem zusätzlichen Wertungspunkt im Bereich der finanziellen Gebotskomponente erhöht dieser die Wahrscheinlichkeit des Zuschlags deutlich mehr als ein Euro, der einen zusätzlichen Wertungspunkt bei einem der anderen Kriterien erreicht. Die „Investitionen“ in andere Komponenten werden somit de-priorisiert. Dies gilt umso mehr, da

- bei der finanziellen Gebotskomponente jeder investierte Euro direkt zu einer Erhöhung der Zuschlagswahrscheinlichkeit führt;<sup>9</sup> und
- einzelne qualitative Kriterien im WindSeeG-E (neben ihrer geringeren Gewichtung) weder eine Differenzierbarkeit ermöglichen noch einen klaren Zusammenhang mit den eingesetzten Investitionen aufweisen. Die Recyclingfähigkeit der Rotorblätter ist ein entsprechendes Beispiel, da hier zum heutigen Zeitpunkt weder abzusehen ist, in welchem Umfang Recyclingfähigkeit tatsächlich gegeben sein wird, noch lässt sich diese (nicht nachprüfbar) Angabe zum heutigen Zeitpunkt durch Investitionen nachprüfbar verbessern.

Folglich ist bei Bietern in Deutschland ein Fokus auf die finanzielle Komponente zu erwarten. Die laufenden Ausschreibungen in den Niederlanden bieten ein gutes Beispiel, wie sowohl die finanzielle Komponente wie auch innovative Ideen durch die Zuschlagskriterien angereizt werden können: In der niederländischen „Hollandse Kust West“ Ausschreibung werden derzeit zwei Flächen ausgeschrieben. Neben einer gedeckelten finanziellen Gebotskomponente werden auch in erheblichem Umfang qualitative Kriterien bewertet. Wir zeigen in Abbildung 2.2 die Zuschlagskriterien und deren Gewichtung pro Fläche.

<sup>8</sup> Die Produzentenrente beschreibt den Nutzen eines Verkäufers und beschreibt die Differenz zwischen den Herstellungskosten eines Produktes und dem Verkaufspreis. In der Stromerzeugung entsteht eine Produzentenrente, wenn die erwarteten Markterlöse über die Lebensdauer der Anlage mehr als die erwarteten Betriebs- und Investitionskosten decken.

<sup>9</sup> Die Punktzahl für das Kriterium der Gebotskomponente eines Bieters, B, wird wie folgt berechnet: Punkte Gebotskomponente<sub>B</sub> = 50 \* (Gebotskomponente<sub>B</sub> / maximale abgegebene Gebotskomponente). Für die Bieter, die *nicht* das höchste Gebot abgegeben haben, führt jeder zusätzlicher Euro zu einer Erhöhung der Punktezahl von 50 / maximale abgegebene Gebotskomponente. Für den Bieter mit dem höchsten Gebot führt jeder zusätzlicher Euro zu einer Verminderung der Punktzahl für die anderen Bieter und damit zu einer Verbesserung der Zuschlagswahrscheinlichkeit.

**Abbildung 2.2: Zuschlagskriterien in Hollandse Kust West Ausschreibung**

Quelle: NERA Darstellung, basierend auf Netherlands Enterprise Agency

Legende: Rot = finanzielle Elemente, Grüntöne = Umweltelemente, Blautöne = technische Elemente, Violet = Projekt-/Bieterbezogene Elemente

Durch die geringere Gewichtung inklusive Deckelung der finanziellen Gebotskomponente ist, im Gegensatz zu Deutschland, ein Fokus auf die anderen, qualitativen Kriterien (u.a. Systemintegration & Meeresnaturschutz) in der Hollandse Kust West Ausschreibung zu erwarten. Die aus dieser Ausschreibung gewonnenen Ideen können dann auch zukünftigen Ausschreibungen und Projekten zugutekommen.

### 2.3. Wirkung von Gebotskomponenten in anderen Sektoren

Wie beschrieben führt das derzeit in Deutschland vorgesehene System zu einer De-Priorisierung von Innovationen zugunsten einer aktuellen Abschöpfung der Zahlungsbereitschaft der Bieter an das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicher und Verbraucherschutz und der Senkung der Offshore Netzumlage. Vor dem Hintergrund der erheblichen Ausbauräumlichkeiten in den kommenden Jahren kann die De-Priorisierung von Innovationen zu dynamisch höheren Kosten für die Windenergie auf See führen, da Kostensenkungspotentiale nicht oder nur verspätet gehoben werden können.

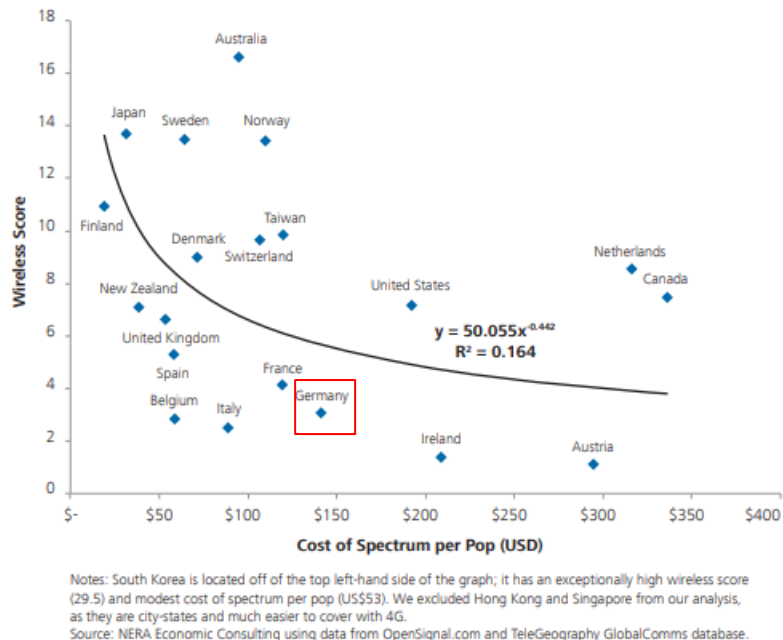
Für eine Abschätzung der Wirkung von Gebotskomponenten bei der Windenergie auf See liegen noch keine ausreichenden Daten vor, da die Mehrzahl von Ausschreibungen mit Gebotskomponenten weltweit in den beiden letzten Jahren stattfand.

Die Erfahrungen aus anderen Sektoren, insbesondere im Bereich des Mobilfunks können aber einen Anhaltspunkt bezüglich der potentiellen Wirkung hoher Gebotskomponenten auf andere Aspekte der Industrieentwicklung geben: Die Rechte, Signale über bestimmte Frequenzbereiche des elektromagnetischen Spektrums zu übertragen werden in vielen Ländern durch Frequenzversteigerungen, die in der Regel auch eine finanzielle Gebotskomponente beinhalten, vergeben, wie es auch zwischen 2002 und 2016 mit dem Ausbau des 4G-Netzes der Fall war.

Marsden, Ihle und Traber (2017) zeigen den Einfluss der Kosten des Spektrums (de facto einer finanziellen Gebotskomponente) auf die Qualität des Mobilfunk-Netzes (gemessen als Geschwindigkeit, Abonnementanteil und Netzabdeckung). Abbildung 2.3 zeigt die Ergebnisse der Studie.

### Abbildung 2.3: Gebotskomponenten von 4G-Ausschreibungen und resultierende Qualität des Netzes

Figure 2. Spectrum Costs and Wireless Score in High-Income Countries



Quelle: Marsden, Ihle und Traber (2017)

Anmerkung: „Wireless Score“ ist ein Index zusammengesetzt aus Geschwindigkeit, Abonnentenanteil und Netzabdeckung. Je höher der Wireless Score, desto besser das 4G-Netz. „Cost of Spectrum per Pop“ zeigt die Kosten der Gebotskomponente pro Einwohner des jeweiligen Landes.

Wie in der Grafik zu erkennen, haben höhere Gebotskomponenten im Mobilfunk-Sektor tendenziell zu geringerer Qualität der Leistungsbereitstellung bzw. höheren Kosten für Endnutzer geführt. Deutschland befindet sich dabei unter den Ländern mit den höchsten Kosten (Platz 6 von 20) und der niedrigsten Netzqualität (Platz 16 von 20).

Dies zeigt das Risiko, dass unter Umständen auch im Offshore Wind Sektor droht, wenn durch hohe Gebotskomponenten finanzielle Mittel für Innovation nicht zur Verfügung stehen oder höhere Kosten von dem Stromkunden zurückverdiert werden müssen. Mit diesem Hintergrund widmen wir uns den jüngsten ausländischen Ausschreibungen mit finanzieller Gebotskomponente im Offshore Wind Sektor. Diese können Indikatoren liefern, wie hoch die Gebotskomponenten bei Ausschreibungen für nicht voruntersuchte Flächen in Deutschland ausfallen könnten.

### 3. Aktuelle Ausschreibungsergebnisse im Ausland

Finanzielle Gebotskomponenten kommen auch bei ausländischen Offshore Wind Ausschreibungen zur Verwendung. Diese können grundsätzlich Hinweise auf die zu erwartenden Gebotshöhen in Deutschland geben.<sup>10</sup> Es gibt dabei jedoch zwei Arten der Gebotskomponente:

- **Unbeschränkte Gebotskomponenten**, d.h. die Gebotskomponente ist nicht gedeckelt und die Bieter können eine beliebige Höhe bieten (diese Art Gebotskomponente ist auch im WindSeeG-E in Deutschland vorgesehen).
- **Beschränkte Gebotskomponenten**, d.h. der Gesetzgeber hat für die Ausschreibung einen Maximalwert bestimmt, den die Gebotskomponente nicht überschreiten kann. Insbesondere wenn der „Deckel“ deutlich unterhalb der Zahlungsbereitschaft lag, geben diese Werte nur begrenzte Hinweise auf die zu erwartenden Gebotswerte in Deutschland. Die Deckelung der Gebotskomponente wird häufig als „Cap“ bezeichnet.

In den letzten 18 Monaten fanden in fünf Ländern Offshore Wind Ausschreibungen mit einer finanziellen Gebotskomponente statt, wobei die Gebotskomponente in zwei Ländern unbeschränkt war:<sup>11</sup>

- **England / Wales - Leasing Round 4** (2021): Sechs Flächen mit insgesamt fast 8 GW Kapazität wurden ausgeschrieben. Die Gebotskomponente war unbeschränkt. Laut der Offshore-Industrie war der Wettbewerb sehr stark, die Höhe der Gebotswerte (siehe Abbildung 3.1) liegt ebenfalls nahe.
- **Vereinigte Staaten - New York Bight** (2022): Sechs Flächen mit insgesamt 5,6 GW Kapazität wurden ausgeschrieben. Die Gebotskomponente war unbeschränkt. 14 Bieter nahmen an der Ausschreibung teil, wovon lediglich sechs erfolgreich waren. In den 61 Runden der Ausschreibung wurden insgesamt 756 Gebote abgegeben, was ebenfalls auf einen starken Wettbewerb schließen lässt.
- **Dänemark - Thor** (2021): Eine Fläche mit 1 GW Kapazität wurde ausgeschrieben. Das Ausschreibungsdesign resultierte in Zahlungen an den dänischen Staat für jede in den ersten Jahren produzierte MWh mit einer maximalen Zahlung der Bieter an den Staat von DKK 2,88 Mrd. (EUR 378 Mio.).<sup>12</sup> Sechs Bieter haben das Höchstgebot geboten, sodass die Ausschreibung schlussendlich durch ein Losverfahren entschieden wurde.
- **Schottland - ScotWind** (2022): 17 Flächen mit insgesamt fast 25 GW Kapazität wurden ausgeschrieben. Die Gebotskomponente war beschränkt auf GBP 100.000/km<sup>2</sup> (etwa EUR 120.000/km<sup>2</sup>). 74 Bieter haben an der Ausschreibung teilgenommen, 17 Bieter waren erfolgreich, wovon 16 das Höchstgebot abgegeben haben.
- **Niederlande - Hollandse Kust West** (2022): Zwei Flächen mit je 700 MW werden ausgeschrieben. Die Gebotskomponente ist bei EUR 50 Millionen beschränkt. Die

<sup>10</sup> Anhang A geht darauf ein, inwieweit Spezifika der Ausschreibungen in den anderen Ländern tendenziell höhere oder niedrigere Gebotswerte erwarten lassen.

<sup>11</sup> Anhang A zeigt weitere Details zu den ausländischen Ausschreibungen.




<sup>12</sup> In der Anlage wurde in der dänischen Ausschreibung ein CfD mit einem anzulegenden Wert von 0.01 Öre versteigert. In der Kombination mit der Deckelung der maximalen Zahlung an den Staat ergibt sich daraus ein dem deutschen Ansatz sehr ähnliches Modell mit einer vorgeschalteten Zahlung an den Staat, gefolgt von der Möglichkeit Erlöse am Strommarkt zu erzielen. In den Details ergeben sich Abweichungen, die aber hier von nachrangiger Bedeutung sind.

Ausschreibung läuft bis zum 12. Mai 2022. Mehrere Bieter haben bereits ihre Teilnahme angekündigt.<sup>13</sup>




Wir zeigen in Abbildung 3.1 die Ergebnisse der oben gelisteten ausländischen Ausschreibungen mit finanzieller Gebotskomponente. Wir unterteilen die Ergebnisse in unbeschränkte und beschränkte Verfahren. Die Gebotskomponenten der unbeschränkten Verfahren sind erheblich höher als die der beschränkten Verfahren: In den USA, sowie England & Wales wurden Konzessionszahlungen für das Äquivalent eines 1 GW Windparks von knapp 500 Millionen Euro bis fast 1,25 Milliarden Euro geboten. In den Ländern mit beschränkten Gebotskomponenten wurden diese regelmäßig ausgeschöpft.

**Abbildung 3.1: Ergebnisse von ausländischen Ausschreibungen mit finanzieller Gebotskomponente**

### Unbeschränkte Verfahren

	Leasing Round 4 (2021): 607,3 – 1.227 TEUR / MW
	New York Bight (2022): 485,9 - 785,8 TEUR / MW
	???

### Beschränkte Verfahren

	Thor (2021): <sup>1</sup> 376 TEUR / MW
	ScotWind (2022): <sup>2</sup> 3,1 - 51,5 TEUR / MW
	Niederlande (April 2022): <sup>3</sup> 71,4 TEUR / MW

Quelle: NERA Analyse basierend auf The Crown Estate, BOEM und Medienberichten

Anmerkung: Resultate der nicht-Euro Ausschreibungen (Leasing Round 4, ScotWind, New York Bight, Thor) wurden mit EZB Wechselkursen umgerechnet (Wechselkurs des Tages der Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse)

- (1) Das „Höchstgebot“ wurde von sechs Bietern geboten, sodass die Ausschreibung durch das Losverfahren entschieden wurde
- (2) Auf 16 der 17 Flächen haben Bieter das Höchstgebot von GBP 100.000 pro Quadratkilometer geboten
- (3) Ausschreibung läuft noch, angegeben ist das Höchstgebot

Im Anhang vergleichen wir die Rahmenbedingungen der Ausschreibungen in Deutschland mit denen im Ausland anhand der Faktoren i) begrenzte / unbegrenzte Höhe der Gebotskomponente, ii) Zugang zu finanzieller Förderung nach Zuschlag, iii) Zahlungsmodalitäten, iv) Netzanschluss und v) Umfang der Voruntersuchungen. Wir zeigen in Anhang B, dass mit Ausnahme der Vereinigten Staaten die Rahmenbedingungen im Ausland im Wesentlichen vergleichbar sind mit Deutschland, wobei sich die beste Vergleichbarkeit zwischen Deutschland und England / Wales ergibt.<sup>14</sup> Die Höhe der Gebotskomponente in Dänemark stellt eine Untergrenze für Deutschland dar, da hier neben der Deckelung der

<sup>13</sup> Unter anderem BASF und Vattenfall (<https://www.cosmeticsandtoiletries.com/news/companies/news/22197388/basf-basf-and-vattenfall-partner-on-hollandse-kust-west-wind-farm-site>) sowie SSE Renewables und Brookfield (<https://www.windpowermonthly.com/article/1754197/sse-renewables-partners-brookfield-dutch-offshore-wind-bid>) haben ihre Zusammenarbeit in der Ausschreibung angekündigt.

<sup>14</sup> In beiden Ausschreibungen ist die Gebotskomponente unbeschränkt und die erfolgreichen Projektierer haben (de facto) keinen Anspruch auf eine finanzielle Förderung.



Gebotskomponente zudem noch einige weitere Faktoren zur Anwendung kamen, die für Deutschland höhere Gebotskomponenten erwarten lassen.<sup>15</sup>

Wir verwenden demzufolge in unseren folgenden Berechnungen die ausländischen Gebotskomponenten als Referenz.

---

<sup>15</sup> Wie wir oben beschreiben war der Gegenstand der Ausschreibung in Dänemark ein CfD. Wenn die Strompreise sinken, reduziert sich die Zahlung, die der erfolgreiche Bieter an den Staat bezahlen muss.

## 4. Kosten der finanziellen Gebotskomponente im deutschen Kontext

### 4.1. Zusammensetzung der Kosten der Gebotskomponente

Wir haben im vorigen Kapitel gezeigt, dass die Gebotskomponente bei einer ungedeckelten Implementierung voraussichtlich eine erhebliche Kostenwirkung entfalten wird.

Aufgrund der in Deutschland vorgesehenen Zahlungsmodalitäten<sup>16</sup> erschöpfen sich die Gesamtkosten der finanziellen Gebotskomponente zudem nicht in der eigentlichen Zahlung. Vielmehr lässt sich die Kostenbelastung in zwei Kategorien aufteilen:

- Die eigentliche **Gebotskomponente**, d.h. der Betrag, welchen die erfolgreichen Bieter in der Ausschreibung geboten haben und folglich bezahlen müssen und
- Die **Kapitalkosten**, die daraus entstehen, dass die erfolgreichen Bieter 30 Prozent der Gebotskomponente (Fischerei- bzw. Meeresnaturschutzkomponente) vor Betriebsbeginn bezahlen müssen und diese vorfinanzieren müssen, bis nach Abschluss der Bauphase Kapitalrückflüsse entstehen, die den Rückgewinn der Zahlungen ermöglichen.<sup>17</sup>

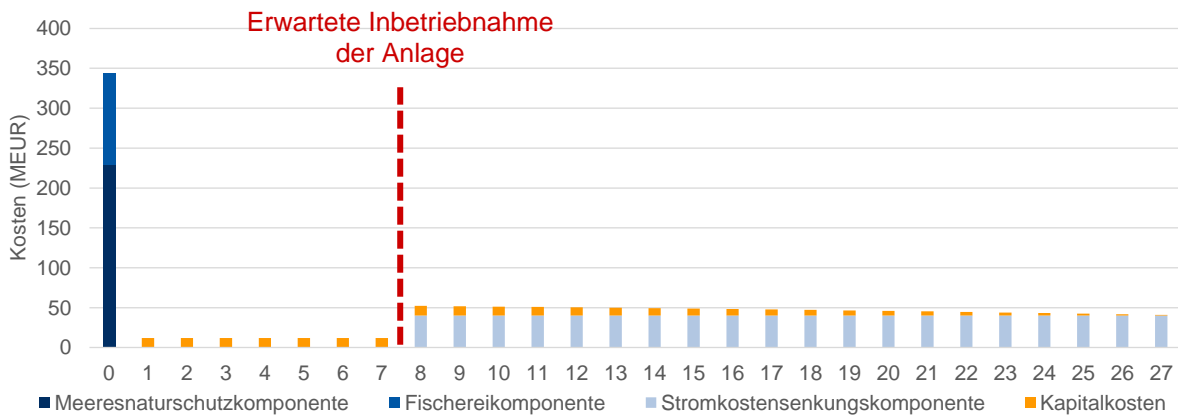
Wir zeigen in Abbildung 4.1 den Verlauf der gesamten Kosten (eigentliche Gebotskomponente, Kapitalkosten) der Gebotskomponente, unter der Annahme einer Rückgewinnung über eine Zeit von 20 Jahren (analog zur Streckung der Stromkostensenkungskomponente über die Zeit). Wir nehmen dabei einen Gebotswert von 863 TEUR / MW (durchschnittlicher Gebotswert der englischen / walisischen Ausschreibung) an.

---

<sup>16</sup> Zahlung von 30 Prozent der Gebotskomponente kurz nach Zuschlag, sowie von 70 Prozent der Gebotskomponente über die ersten 20 Jahre des Betriebs

<sup>17</sup> Die restlichen 70 Prozent der Gebotskomponente werden laufend während des Betriebs bezahlt mit den Strommarkterlösen, sodass für diesen Teil der Komponente keine Kapitalkosten zur Vorfinanzierung anfallen.

**Abbildung 4.1: Verlauf der Gesamtkosten der finanziellen Gebotskomponente über die Zeit**



Quelle: NERA Analyse, gestützt auf § 58 und § 59 WindSeeG-E

Anmerkung: Basierend auf dem durchschnittlichen Gebotswert in England / Wales (863 TEUR / MW) und der durchschnittlichen Kapazität in England / Wales (1.330 MW).

Modellierungsannahmen:

Gewichtete Kapitalkosten (WACC): 3,5% (unterer Wert für Deutschland gemäß Aures (2021), Seite 15)

Zeitraum, über den Strompreiswirkungen entstehen (initiale PPA-Laufzeit): 20 Jahre

Zeit von Ausschreibung bis Inbetriebnahme: 7 Jahre (gemäß Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2022, - Seite 22)

Anzahl Volllaststunden pro Jahr: 3.500 Stunden (gemäß § 53 Para. 4 WindSeeG-E)

Die größte jährliche Zahlung ist im ersten Jahr (für die Meeresnaturschutz- bzw. Fischereikomponente). Die Projektierer bezahlen danach laufend Kapitalkosten (als Rückzahlung der Meeresnaturschutz- bzw. Fischereikomponente). Ab Inbetriebnahme bezahlen die Projektierer über einen Zeitraum von 20 Jahre die Stromkostensenkungskomponente. Über 20 Jahre betragen die Kapitalkosten bei Zugrundelegung der englischen Gebotskomponente und eines Kapitalkostensatzes von 3,5 Prozent insgesamt 169 TEUR / MW bzw. EUR 169 Mio. für einen Windpark mit einer Kapazität von 1 GW. **Die Kapitalkosten machen damit knapp 20 Prozent der Gesamtkosten der Gebotskomponente von ca. EUR 1 Mrd. aus.**<sup>18</sup>

Sämtliche Kosten müssen über Strommarkterlöse zurückverdient werden und binden Kapital, welches für andere Zwecke (z.B. Innovationen, Unterstützung der Systemintegration) nicht zur Verfügung steht.

## 4.2. Analyse der entstehenden Kosten

Das Kapital für die Bezahlung der Meeresnaturschutz-, Fischerei-, und Stromkostensenkungskomponente, sowie für die Kapitalkosten für die Vorabbezahlung der Meeresschutz- und Fischereikomponente steht nicht für andere Zwecke zur Verfügung. Zum Beispiel kann es nicht für Innovationen, die Supply Chain oder Forschung und Entwicklung zur Kostensenkung eingesetzt werden. Es kann auch nicht im Rahmen von PPA-Verhandlungen als Rabatt (PPA Discount) auf den Strompreis für den Grünstrombezug an

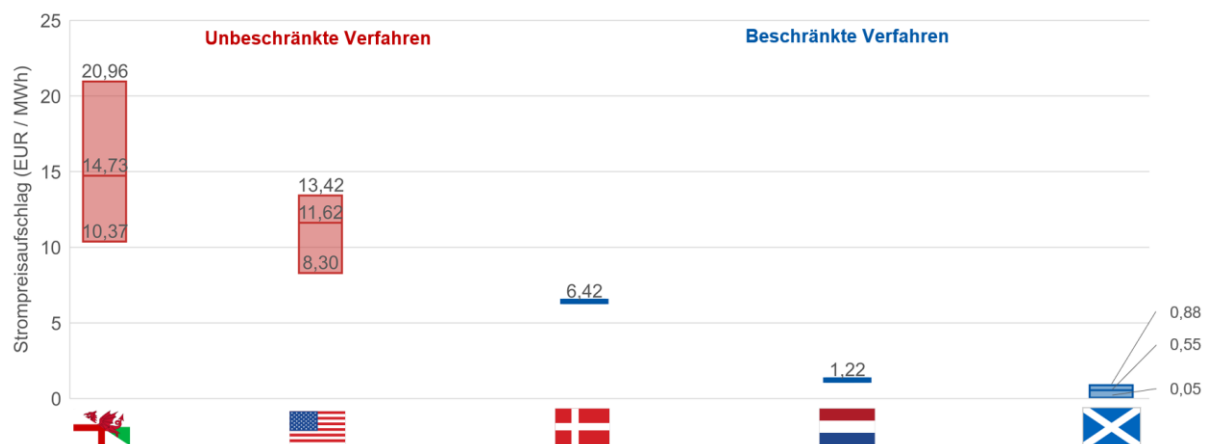
<sup>18</sup> Wird wie im obigen Beispiel ein Amortisationszeitraum von 20 Jahren angenommen liegt der Anteil bei 16 Prozent. Bei einem Amortisationszeitraum von 30 Jahren liegt der Kapitalkostenanteil bei knapp über 20 Prozent.

Abnehmer weitergegeben werden, weil es bereits vorher der möglichen Verhandlungsmasse entzogen wird.

### Effekte pro Megawattstunde

Abbildung 4.2 bricht die erheblichen Kosten der Gebotskomponente auf die zu erwartende Erzeugung einer Offshore Windenergieanlage herunter.

**Abbildung 4.2: Gesamtkosten der finanziellen Gebotskomponente pro MWh – 20-jährige Amortisation**



Quelle: NERA Analyse

Anmerkung: Die Ausschreibungen mit mehreren Geboten (England / Wales, USA, Schottland) sind mittels Box- und-Whisker Plots dargestellt. Die obere bzw. untere Zahl zeigen den Strompreisaufschlag, der mit dem höchsten bzw. niedrigsten Gebot (auf EUR / MW Basis) verbunden ist. Die mittlere Zahl zeigt den Strompreisaufschlag, der aus dem durchschnittlichen Gebot resultiert. Der Strompreisaufschlag teilt sich auf in 16 Prozent Kapitalkostenaufschlag und 84 Prozent Gebotskomponentenaufschlag.

Modellierungsannahmen: Siehe Abbildung 4.1 .

Bei einer Gebotskomponente in der Höhe der englischen / walisischen Gebotskomponenten muss die WEA in jeder einzelnen Produktionsstunde 10,37 bis 20,96 EUR / MWh (im Durchschnitt 14,73 EUR / MWh) mehr Erlösen, als wenn keine Gebotskomponente fällig würde.<sup>19</sup> Von diesen durchschnittlichen 14,73 EUR / MWh entfallen allein 2,41 EUR / MWh auf die Kapitalkosten.

Wäre die Gebotskomponente hingegen in Höhe der dänischen Gebotskomponente gedeckelt würden 8,31 EUR / MWh frei, die anderweitig eingesetzt werden können.<sup>20</sup> Würde in Höhe der niederländischen Gebotskomponente gedeckelt, würden sogar 13,51 EUR / MWh frei.

Diese freiwerdenden Spielräume könnten entweder im Rahmen der Erfüllung der qualitativen Kriterien, zum Beispiel zur Verbesserung der Systemintegration verwendet werden oder stünden als Verhandlungsspielräume in PPA-Verhandlungen mit der Industrie zur Verfügung.

<sup>19</sup> Die Schätzungen der Mehrkosten hängen mit den Modellierungsannahmen zusammen. Wir zeigen in Anhang C Sensitivitätsanalysen, um den Einfluss der Annahmen aufzuzeigen

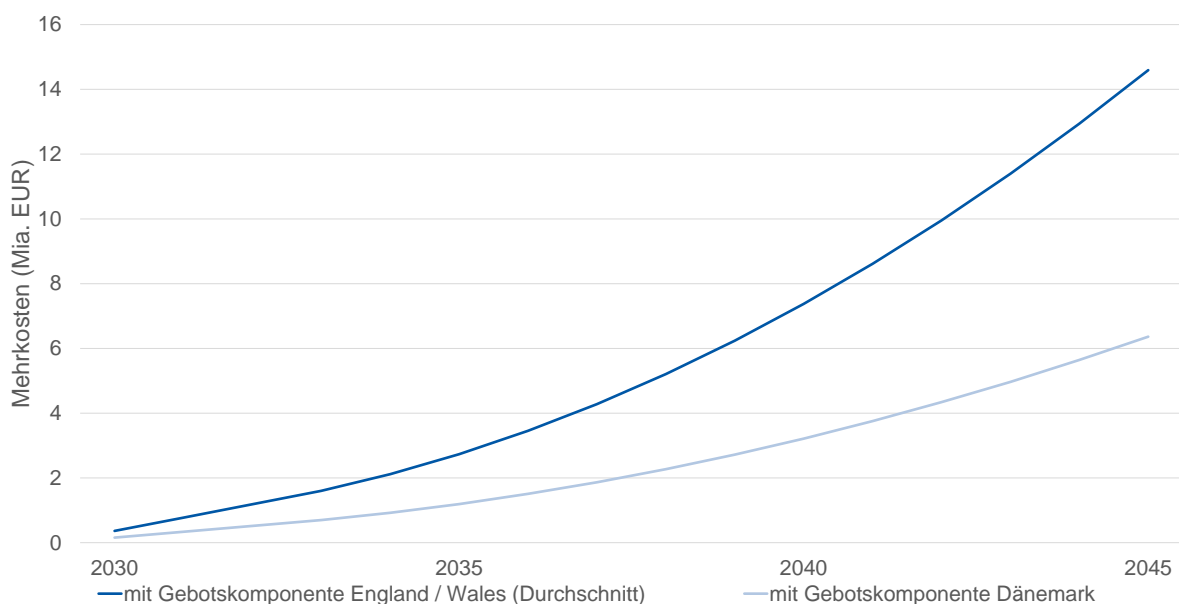
<sup>20</sup> Differenz der jeweiligen Kosten bei Zugrundelegung England / Wales vs. Dänemark bzw. England / Wales vs. Niederlande

## Kumulierte Effekte

Deutschland steht im Moment am Anfang eines erheblichen geplanten Ausbaus der Offshore Wind Kapazitäten auf 40 GW bis 2035 und 70 GW bis 2045. Von diesen Mengen sollen ungefähr 50 Prozent auf das Modell der nicht vorentwickelten Flächen entfallen. In Anbetracht dieses angedachten Ausbaus summieren sich die zusätzlich zurückzuverdienenden Kosten, die durch die finanzielle Gebotskomponente entstehen, auf mehrere Milliarden Euro.

Abbildung 4.3 zeigt, die Gesamtkosten der Gebotskomponente (inklusive Kapitalkosten) im gesamten deutschen Offshore Wind Sektor, wenn die Ausschreibungsvolumen für nicht voruntersuchte Flächen gemäß Flächenentwicklungsplan bzw. WindSeeG-E realisiert werden.

**Abbildung 4.3: Kumulierte Mehrkosten der finanziellen Gebotskomponente bis 2045**



Quelle: NERA Analyse

Anmerkung: Mehrkosten berechnet anhand durchschnittlicher Gebotskomponente für England / Wales (863 TEUR / MW) und Dänemark (376 TEUR / MW).

Modellierungsannahmen: Siehe Abbildung 4.1.

Wie Abbildung 4.3 zeigt, fallen bei einer Gebotskomponente in der Höhe der durchschnittlichen englischen / walisischen Gebotskomponente bis zum Jahr 2045 zusätzliche Kosten von mehr als 14,5 Milliarden Euro für die Gebotskomponente an. Von diesen 14,5 Milliarden Euro fallen knapp 2,5 Milliarden Euro nur für die Kapitalkosten an.

Bei der aufgrund der Deckelung tieferen, dänischen Gebotskomponente fallen bis zum Jahr 2045 Kosten von gut sechs Milliarden Euro an, wovon ungefähr eine Milliarde Euro allein für die Kapitalkosten verbraucht werden.<sup>21</sup>

<sup>21</sup> Diese Werte sind auf Basis einer 20-jährigen Amortisationszeit berechnet analog zum Vorgehen bei der Strompreissenkungs-komponente. Anhang C.1 zeigt analoge Werte für eine 30-jährige Amortisierungszeit.

Bei einer Gebotskomponente in der Höhe der noch klarer gedeckelten niederländischen Gebotskomponente fallen bis zum Jahr 2045 Kosten von gut eine Milliarde Euro an. Davon fallen 198 Millionen Euro für die Kapitalkosten an

Im Rahmen der Darstellung werden die Mehrkosten – analog zur Stromkostensenkungskomponente - gleichmäßig über die ersten 20 Jahre der Produktion verteilt, so dass nach dem Jahr 2045 noch erhebliche weitere Kosten anfallen. Sämtliche Kosten müssen über Strommarkterlöse zurückverdient werden und binden Kapital, welches für andere Zwecke (z.B. Innovationen, Unterstützung der Systemintegration, PPA-Rabatte) nicht zur Verfügung steht.

Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben löst auch die Entlastung der Offshore Netzumlage diese Problematik nicht auf. Diese schafft keinen Anreiz für Grünstrombezug und entlastet stattdessen wahllos Strombezug unabhängig vom eingesetzten Brennstoff. De facto subventioniert die Grünstromerzeugung im Vorschlag der Bundesregierung den Bezug von Graustrom quer.

## 5. Energiewirtschaftliche Auswirkungen der finanziellen Gebotskomponente

Wie oben gezeigt, bindet die finanzielle Gebotskomponente in erheblichem Maß finanzielle Mittel, die für andere Zwecke nicht zur Verfügung stehen. Aus dieser Situation ergeben sich mehrere energiewirtschaftliche Schlussfolgerungen:

Die Verwendung der Einnahmen aus der Gebotskomponente von voraussichtlich 12,2 Milliarden Euro bis 2045<sup>22</sup> ist im aktuellen Auktionsdesign dem Wettbewerb entzogen, da dieses eine Fokussierung der Bieter auf die finanzielle Gebotskomponente erwarten lässt. Diese lässt im Gegensatz zu qualitativen Kriterien nur einen Wettbewerb um die Höhe des finanziellen Beitrags der Bieter zu, nicht aber um den finanziellen Beitrag **und** Ideen für dessen Verwendung (vgl. Kapitel 2.2).

Folglich findet höchstens begrenzter Wettbewerb um Ideen / Lösungen im Sinne der Systemintegration und / oder der Innovation statt. In Anbetracht von aktuellen Redispatch- und Einspeisemanagementkosten von fast 1,5 Milliarden Euro jährlich<sup>23</sup> und ambitionierten Zubauplänen für die nächsten Jahre (welche die Last- / Erzeugungsungleichgewichte tendenziell noch verstärken) erscheint der potentielle Nutzen von Innovationen in diesem Bereich erheblich. Anders als zum Beispiel die niederländische Regierung (vgl. Kapitel 2.2) verzichtet der WindSeeG-E auf die Hebung entsprechender Potentiale.

Die Zahlungsmodalitäten bei den Meeresnaturschutz- und Fischereikomponenten führen zum voraussichtlichen Entstehen von Kapitalkosten in Höhe von ca. 2,5 Milliarden Euro bis 2045.<sup>24</sup> Diese Kosten werden dem System vollständig entzogen und stehen weder für die Systemintegration noch für die von der Bundesregierung angestrebten Ziele der Senkung der Offshore Netzumlage bzw. des Meeresschutzes zur Verfügung. Außerdem bietet die vorgesehene Strompreiskostensenkungskomponente auch keinen Anreiz für die Verwendung grünen Stroms, da die Entlastung über die Offshore-Netz-Umlage unabhängig von der Erzeugungs- bzw. Bezugsform erfolgt.

Umgelegt auf jede einzelne Megawattstunde erwarteter Produktion ergeben sich bei Zugrundelegung der Ergebnisse aus England & Wales zusätzliche Kosten zwischen 10,37 und 20,96 EUR / MWh aus dem aktuellen Design der Gebotskomponente. In einer Situation ohne Gebotskomponente stellen diese Zusatzkosten den Verhandlungsspielraum für niedrigere PPA-Preise für Abnehmer aus der Industrie dar, wie die folgenden Überlegungen zeigen.

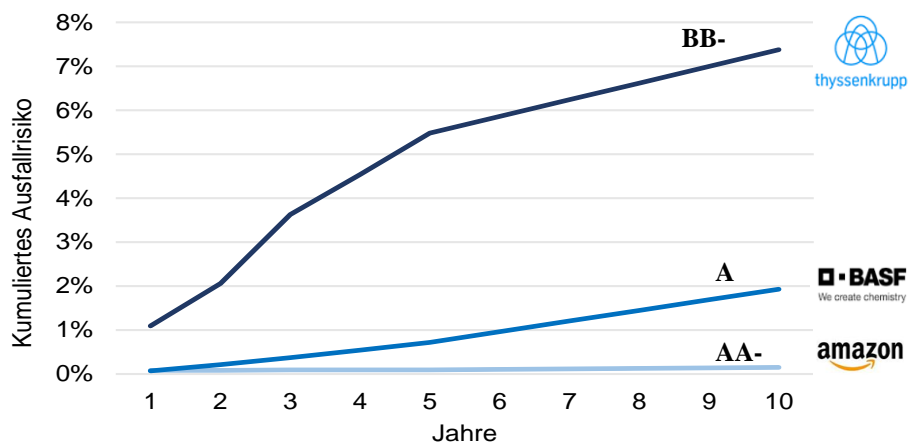
Erfolgreiche Bieter werden nach der Bezuschlagung versuchen, ihre Projekte durch den Abschluss von PPAs mit möglichst finanzstarken Bietern abzusichern. Besonders attraktiv für Projektierer sind solche Industrieunternehmen, die zudem – bei niedrigem Ausfallrisiko – einen hohen Anteil der Produktion über lange Zeiträume abnehmen können. Abbildung 5.1 zeigt die kumulierten Ausfallrisiken für Unternehmen mit verschiedenen Bonitätsnoten.

<sup>22</sup> Bei Zugrundelegung der Bandbreite der englisch-walisischen Ausschreibungsergebnisse ergeben sich Kosten der eigentlichen Gebotskomponente von 12,2 Milliarden Euro Kapitalkosten von ca. 2,4 Milliarden Euro.

<sup>23</sup> Bundesnetzagentur (2022): Monitoringbericht 2021, S.5.

<sup>24</sup> Bei Zugrundelegung der Bandbreite der englisch-walisischen Ausschreibungsergebnisse

**Abbildung 5.1: Kumuliertes Ausfallrisiko in Abhängigkeit von Bonität**



Quelle: NERA Analyse basierend auf Fitch (2021)

Lediglich eine kleine Anzahl von deutschen Industrie-Unternehmen kann eine Bonität im Bereich von A oder besser aufweisen, welche mit einer niedrigen Ausfallwahrscheinlichkeit einhergeht. Im DAX 40 sind die am besten bewerteten Unternehmen die wenig energieintensiven Finanzkonzerne Allianz, Deutsche Börse und Münchener Rück. Neben der oben gezeigten BASF existieren nur acht weitere nicht-finanzielle Unternehmen<sup>25</sup> mit einem Rating von A oder besser. Potentielle Betreiber von Offshore Windparks, die ihre Projekte mit PPAs absichern wollen, werden daher primär um diese Unternehmen konkurrieren und daher in den Verhandlungen entsprechende Rabatte anbieten müssen.<sup>26</sup>

PPA-Verhandlungen zwischen Projektierern und stromabnehmender Industrie regelmäßig sind von einer gewissen Marktmacht auf beiden Seiten geprägt. Diese führt dazu, dass etwaige Verhandlungsspielräume unter anderem in Bezug auf die Höhe des sogenannten „PPA Discount“, also des Abschlags auf den Marktwert des im PPA bezogenen Stroms, individuell zwischen den Parteien aufgeteilt werden und der jeweils stärkere Partner den größeren Teil des Verhandlungsspielraums zu seinen Gunsten vereinnahmt.<sup>27</sup> Bloomberg New Energy Finance (BNEF) klassifiziert Deutschland derzeit als einen tendenziellen „Buyers Market“, also einen „Abnehmermarkt“, in dem Spielräume für Preissenkungen – sofern vorhanden – in nicht

<sup>25</sup> Die neun nicht-finanziellen Unternehmen mit einer Bonität von A oder besser (laut letzter Veröffentlichung) sind: Adidas AG, Airbus SE, BASF SE, Bayerische Motoren Werke AG, Henkel AG & Co. KGAA, Linde Plc, Merck KGAA, SAP SE und Siemens AG

<sup>26</sup> BNEF (Apr 2022) beschreibt, dass bis dato europäische PPAs mit langen Laufzeiten von über 15 Jahren leicht höher bepreist waren als PPAs mit Laufzeiten von 10-15 Jahren. BNEF beschreibt aber auch, dass in stärker etablierten Märkten wie den USA bereits Rabatte für langfristige PPAs die Regel sind. Mittelfristig ist eine entsprechende Entwicklung auch in Europa zu erwarten bzw. findet laut BNEF & Pexapark (Mai 2022) in ersten europäischen Märkten bereits statt.

<sup>27</sup> Zum Konzept des PPA Discount siehe zum Beispiel Paradigm Change Capital Partners (2013): GPAM and DPAM: IPPs’ optimal route to market and how it affects revenue certainty, S. 2 & 3. Ein Webinar von BNEF & Pexapark vom 12. Mai 2022 “Recent PPA pricing trends and the resilience of corporate PPA deals in European markets” betonte zudem, dass die Pricing Discounts in letzter Zeit gestiegen sind, was auf eine tendenziell steigende Marktmacht der Abnehmer hindeutet.



unerheblichem Umfang bei der abnehmenden Industrie ankommen dürften.<sup>28</sup> In Anbetracht des erheblichen Ausbaus der Windenergieerzeugung auf See, sowie anderer PPA-basierter Energieerzeugung ist eine Zunahme der Konkurrenz unter den Zuschlagsinhabern, um die attraktivsten Abnehmer zu erwarten, so dass auch zukünftig damit zu rechnen ist, dass eine Weitergabe des in Kapitel 4.2 beschriebenen Verhandlungsspielraums an die PPA-Abnehmer in Form von Strompreisrabatten erfolgen wird.

Auch das Auktionsdesign kann zu einem verschärften Druck auf die Projektentwickler in PPA-Verhandlungen führen: Ohne finanzielle Gebotskomponente wird sich der Wettbewerb auf die anderen Kriterien der Ausschreibung richten. Hierbei kommt dem Kriterium der PPA-Abdeckung eine hohe Bedeutung zu. Eine Differenzierung über das PPA-Kriterium führt dazu, dass verstärkter Wettbewerb um „hochwertige“ PPA-Abnehmer (Kunden mit hoher Bonität und Fähigkeit und Interesse am Abschluss langlaufender PPAs) herrscht. In diesem Zusammenhang könnten solche Abnehmer von Projektierern Zusagen über Abschläge auf den Marktpreis fordern, um mit ihnen die entsprechenden Vorverträge zur Erreichung der Höchstpunktzahl für das PPA-Kriterium einzugehen. Durch derartige Abschläge wären die Projektierer gezwungen, die in Kapitel 4.2 beschriebenen Spielräume an die Industrie weiterzugeben.

Unter dem durch die Bundesregierung vorgeschlagenen Auktionsdesign nach WindSeeG-E werden diese Spielräume allerdings blockiert, weil die Projektierer erwartete Gewinne sinnvoller in die Zahlung der Gebotskomponente „investieren“, um darüber ihre Zuschlagswahrscheinlichkeit zu erhöhen (vgl. Kapitel 2.2). Die derzeitige Gestaltung der Gebotskomponente führt allerdings nicht dazu, dass die entsprechenden Zahlungen für dynamische Kostensenkungen oder die Systemintegration eingesetzt würden. Die deutsche Erfahrung im Telekommunikationsbereich zeigt zudem, dass eine entsprechende kurzfristige Maximierung der Einnahmen des Auktionators langfristig zu höheren Kosten, geringerer Innovation und insgesamt schlechteren Ergebnissen für den Kunden führen kann.

Vor diesem Hintergrund sollte die Ausgestaltung der Zuschlagskriterien dringend überdacht werden.

---

<sup>28</sup> Siehe zum Beispiel BNEF (Apr 2022): “Wind and Solar Corporate PPA Prices Rise Up To 16.7% Across Europe” & BNEF & Pexapark (12. Mai 2022) “Recent PPA pricing trends and the resilience of corporate PPA deals in European markets.” BNEF klassifiziert die Mehrzahl der europäischen Märkte (inklusive Großbritannien und der Niederlande, wo bereits Gebotskomponenten angeboten wurden) als Abnehmermärkte, zeigt aber auch, dass in diesen Ländern PPA-Preise auf Änderungen der Kosten und Marktwerte der erneuerbaren Erzeugung reagieren. Abnehmermärkte sind folglich nicht dahingehend zu verstehen, dass die Konditionen einseitig und unabhängig von der Markt- und Kostenlage von den Abnehmern diktiert werden. Für Deutschland ermitteln BNEF & Pexapark derzeit von den Abnehmern vereinbarte Rabatte gegenüber dem „fair value“ der Verträge von ca. 20 EUR / MWh, d.h. in der Größenordnung, die durch die Abschöpfung der Gebotskomponente voraussichtlich entzogen würde.

## Quellenverzeichnis

AFRY (2021). Offshore wind developers have bid high prices to secure offshore development rights. Online verfügbar unter <https://afry.com/en/insight/who-will-pay-price-entering-uk-offshore-wind-sector>

Aures (2021). Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis. Seite 15. Online verfügbar unter: [http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/06/AURES\\_II\\_D5\\_2\\_financing\\_conditions.pdf](http://aures2project.eu/wp-content/uploads/2021/06/AURES_II_D5_2_financing_conditions.pdf)

Aurora (2021). Offshore Wind Leasing Round 4 and Details of UK ETS Scheme – February 2021. Online verfügbar unter <https://auroraer.com/insight/offshore-wind-leasing-round-4-and-details-of-uk-ets-scheme/>

Bloomberg New Energy Finance (28 Apr 2022): Wind and Solar Corporate PPA Prices Rise Up To 16.7% Across Europe. Online verfügbar unter: <https://about.bnef.com/blog/wind-and-solar-corporate-ppa-prices-rise-up-to-16-7-across-europe/>

Bloomberg New Energy Finance & Pexapark (12 Mai 2022): Recent PPA pricing trends and the resilience of corporate PPA deals in European markets. *Folien zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Berichts noch nicht online verfügbar.*

BMWK (2021). Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung – SoEnergieV). Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/soenergiev/SoEnergieV.pdf>

BMWK (2022). Entwurf eines Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften. Online verfügbar unter <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001634.pdf>

BMWK (2022). Kerninhalte der Referentenentwürfe des BMWK zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, zur Novelle des Wind-auf-See-Gesetzes und zum EEG-Entlastungsgesetz. Online verfügbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/Kerninhalte\\_EEG\\_WindSeeG.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4#:~:text=Ab%20dem%20Jahr%202027%20sollen,See%20wird%20komplett%20neu%20gestaltet.](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/Kerninhalte_EEG_WindSeeG.pdf?__blob=publicationFile&v=4#:~:text=Ab%20dem%20Jahr%202027%20sollen,See%20wird%20komplett%20neu%20gestaltet.)

Buljan, A (2021). RWE Wins Danish “Luck of the Draw” Offshore Wind Tender. Online verfügbar unter <https://www.offshorewind.biz/2021/12/01/rwe-wins-danish-luck-of-the-draw-offshore-wind-tender/>

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (2022). Erweiterter Vorentwurf Flächenentwicklungsplan. Online verfügbar unter [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/\\_Anlagen/Downloads/FEP\\_2022/Erweiterter\\_Vorentwurf\\_FEP.pdf;jsessionid=0E1B19ED249644D9000AFE5AF224948D.live21304?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2022/Erweiterter_Vorentwurf_FEP.pdf;jsessionid=0E1B19ED249644D9000AFE5AF224948D.live21304?__blob=publicationFile&v=1)

Bundesnetzagentur (2022). Monitoring Bericht 2021. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht\\_Energie2021.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6#:~:text=Der%20Monitoringbericht%20](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht_Energie2021.pdf?__blob=publicationFile&v=6#:~:text=Der%20Monitoringbericht%20)

2021%20begleitet%2C%20dokumentiert,der%20Bundesnetzagentur%20und%20des%20Bundeskartellamtes

Bureau of Ocean Energy Management (2021). Atlantic Wind Lease Sale 8 for Commercial Leasing for Wind Power on the Outer Continental Shelf in the New York Bight. Online verfügbar unter <https://www.regulations.gov/document/BOEM-2021-0033-0001>

Bureau of Ocean Energy Management (2021). BOEM Completes Environmental Review of Offshore Wind Leasing in the New York Bight. Online verfügbar unter <https://www.boem.gov/newsroom/press-releases/boem-completes-environmental-review-offshore-wind-leasing-new-york-bight>

Bureau of Ocean Energy Management (2021). BOEM Lease Sale ATLW-8: New York Bight. Online verfügbar unter <https://www.boem.gov/sites/default/files/documents/renewable-energy/state-activities/Results%20Round%20by%20Round%20v2.pdf>

Bureau of Ocean Energy Management (2022). New York Bight. Online verfügbar unter <https://www.boem.gov/renewable-energy/state-activities/new-york-bight>

Crown Estate Scotland (2022). Awards: Lead Applicants, Project Partners, Area, Capacity and Foundations. Online verfügbar unter <https://www.crownestatescotland.com/resources/documents/scotwind-list-of-successful-project-partners-170122>

Crown Estate Scotland (2022). ScotWind offshore wind leasing delivers major boost to Scotland's net zero aspirations. Online verfügbar unter <https://www.crownestatescotland.com/news/scotwind-offshore-wind-leasing-delivers-major-boost-to-scotlands-net-zero-aspirations>

Energistyrelsen (2021). Licencing and environmental assessment process for Thor Offshore Wind Farm. Online verfügbar unter <https://www.ethics.dk/ethics/publicTenderDoc/bfb4d610-bfa1-4bfe-8808-6deb212e27cb/df90c7be-3ad4-42b6-9671-ae10d8ab3d48/download>

Energistyrelsen (2021). Thor Wind Farm I/S to build Thor Offshore Wind Farm following historically low bid price. Online verfügbar unter <https://ens.dk/en/press/thor-wind-farm-build-thor-offshore-wind-farm-following-historically-low-bid-price>

Fitch Ratings (2021). Global Corporate Finance 2021 Transition and Default Study. Online verfügbar unter <https://www.fitchratings.com/research/banks/global-corporate-finance-2020-transition-default-study-22-07-2021>

Greenhalgh, K (2021). ScotWind offshore wind tenders meets lofty expectations with 74 applications. Online verfügbar unter <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/scotwind-offshore-wind-tender-meets-lofty-expectations-with-74.html>

Ministeries van Economische Zaken en Klimaat, Binnenlandse Zaken en Koninkrijksrelaties, Infrastructuur en Waterstaat, en Landbouw, Natuur en Voedselkwaliteit (2020). MER kavel VI Windenergiegebied Hollandse Kust (west). Online verfügbar unter [https://offshorewind.rvo.nl/file/download/f3ea4974-35b9-451f-a925-00033cc0c1d7/1617007817hkw\\_20201127\\_psd\\_appendix%20b\\_summary%20eia-version%20november%202020-f.pdf](https://offshorewind.rvo.nl/file/download/f3ea4974-35b9-451f-a925-00033cc0c1d7/1617007817hkw_20201127_psd_appendix%20b_summary%20eia-version%20november%202020-f.pdf)

Marsden, R; Ihle, K; Traber, P (2017). The Impact of High Spectrum Costs on Mobile Network Investment and Consumer Prices. Online verfügbar unter [https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB\\_High\\_Spectrum\\_Costs\\_0517.pdf](https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2017/PUB_High_Spectrum_Costs_0517.pdf)

Netherlands Enterprise Agency (2022). Hollandse Kust (west) Wind Farm Zone. Online verfügbar unter [https://offshorewind.rvo.nl/file/download/c85ef7b0-6229-4055-964b-9667164e4624/hkw\\_20220413\\_psd\\_appendix-a.pdf](https://offshorewind.rvo.nl/file/download/c85ef7b0-6229-4055-964b-9667164e4624/hkw_20220413_psd_appendix-a.pdf)

Office of Congressional and Legislative Affairs (2021). Renewable Energy Transmission Infrastructure. Online verfügbar unter <https://www.doi.gov/ocl/renewable-energy-transmission-infrastructure>

Paradigm Change Capital Partners (2013): GPAM and DPAM: IPPs' optimal route to market and how it affects revenue certainty. Online verfügbar unter: <http://www.paradigmchangeccp.com/uploads/images/PCCP%20DPAM%20Review.pdf>

Scianna, T (2022). BASF and Vattenfall Partner on Hollandse Kust West Wind Farm Site. Online verfügbar unter <https://www.cosmeticsandtoiletries.com/news/companies/news/22197388/basf-basf-and-vattenfall-partner-on-hollandse-kust-west-wind-farm-site>

The Crown Estate (2019). Information Memorandum: Introducing Offshore Wind Leasing Round 4. Online verfügbar unter <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3378/tce-r4-information-memorandum.pdf>

The Crown Estate (2021). Offshore Wind Leasing Round 4 – Tender process outcome. Online verfügbar unter <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3920/round-4-tender-outcome-dashboard.pdf>

Tisheva, P (2021). Netherlands to launch tender for 1.4-GW offshore wind zone in Apr. Online verfügbar unter <https://renewablesnow.com/news/netherlands-to-launch-tender-for-14-gw-offshore-wind-zone-in-apr-767645/>

Weekes, N (2022). SSE Renewables partners with Brookfield for Dutch offshore wind bid. Online verfügbar unter <https://www.windpowermonthly.com/article/1754197/sse-renewables-partners-brookfield-dutch-offshore-wind-bid>

## **Anhang A. Weitere Details zu ausländischen Ausschreibungen**

Anhang A beschreibt wesentliche Aspekte der in Kapitel 3 analysierten Ausschreibungen im Ausland.

### **A.1. England & Wales - Leasing Round 4**

- Die Resultate der Ausschreibung wurden Februar 2021 bekanntgegeben und es wurden 7,9 GW bezuschlagt.
- Der Gebotswert beschreibt die Gesamtsumme der „option fees“, die bezahlt werden müssen, bis Projekte in die „lease“ eintreten.
- Der Gewinner muss die Lease Payments zahlen, bis die Option ausgeübt ist. Dies kann zwischen 7 und maximal 10 Jahre dauern.
- Die Projekte können in einer zweiten Ausschreibung für einen Differenzvertrag teilnehmen.

### **A.2. Vereinigte Staaten - New York Bight**

- Die Resultate der Ausschreibung wurden Februar 2022 bekanntgegeben und es wurden 5,6 GW bezuschlagt.
- Die Projekte nehmen in einer zweiten Ausschreibung teil („offtake auction“), um den Strom dann verkaufen zu können.

### **A.3. Dänemark - Thor**

- Die Resultate der Ausschreibung wurden Dezember 2021 bekanntgegeben und es wurde insgesamt 1 GW bezuschlagt.
- Die Bieter haben auf Basis des Gebotspreises (nachrangig auch auf Basis der installierten Kapazität) konkurriert.
  - Da mehrere Bieter den Mindestpreis (0.01 Øre/kWh) und die maximale Kapazität (1 GW) geboten haben, wurde die Ausschreibung durch ein Losverfahren entschieden.
- Unter dem beidseitig begrenztem CfD muss der Gewinner dem Staat insgesamt bis zu DKK 2,88 Mrd. (EUR 378 Mio.) zahlen.
  - Ausgehend von den derzeit hohen Strompreisen wird erwartet, dass diese Cap bereits in den ersten drei bis vier Jahren nach Inbetriebnahme ausgeschöpft sein wird.

### **A.4. Schottland - ScotWind**

- Die Resultate der Ausschreibung wurden Januar 2022 bekanntgegeben und es wurden 24,8 GW bezuschlagt.
- Gebote waren gedeckelt bei GBP 100,000 pro km<sup>2</sup> (etwa EUR 120,000 pro km<sup>2</sup> mit Wechselkurs vom 17. Januar 2022 [Datum der Veröffentlichung der Ausschreibungsergebnisse]). Für 16 der 17 Flächen wurde der Höchstpreis geboten.
- Die Projekte können in einer zweiten Ausschreibung für einen Differenzvertrag teilnehmen.

## **A.5. Niederlande - Hollandse Kust West**

- Ausgeschrieben sind 1.400 MW auf zwei Flächen von je 700 MW.
- Die Ausschreibung begann am 14. April und endet am 12. Mai 2022.
- Die Gebotshöhe ist bei EUR 50 Million gedeckelt (71.400 EUR/MW).
- Weitere Kriterien sind i. Beitrag zur Energieversorgung; ii. Realisierungssicherheit; iii. ökologische Innovation (nur Fläche VI) und iv. Systemintegration (nur Fläche VII).







## Anhang B. Vergleich der Rahmenbedingungen der Ausschreibungen

Wir untersuchen folgende Aspekte der Ausschreibungen, um die Rahmenbedingungen zu vergleichen:

- **Zugriff auf Förderung:** Haben die erfolgreichen Bieter die Möglichkeit, finanzielle Förderung (z.B. in der Form eines CfDs oberhalb der Marktpreise) zu bekommen. In diesem Fall könnten Bieter geneigt sein höhere Konzessionszahlungen in Form einer finanziellen Gebotskomponente in Kauf zu nehmen.
- **Zahlung der finanziellen Gebotskomponente:** Wann wird die finanzielle Gebotskomponente fällig. Eine frühere Fälligkeit der Gebotskomponente erhöht die Kapitalkosten und reduziert daher die Zahlungsfähigkeit für die eigentliche Gebotskomponente.
- **Netzanschluss:** Müssen die erfolgreichen Bieter den Netzanschluss bauen oder wird dieser vom Staat zur Verfügung gestellt. Die Pflicht den Netzanschluss selbst zu errichten, reduziert die Zahlungsfähigkeit gegenüber der (deutschen) Situation, wo der Netzanschluss gestellt wird.
- **Voruntersuchung durch staatliche Stellen:** Gibt es von staatlicher Seite eine Voruntersuchung der ausgeschriebenen Flächen. Die Notwendigkeit der Voruntersuchung reduziert die Zahlungsfähigkeit gegenüber einer Situation, wo die Voruntersuchungen gestellt werden.

In Tabelle B.1 fassen wir unseren Vergleich zusammen.

**Tabelle B.1: Vergleich von Rahmenbedingungen der Vergleichsländer**

						
Zugriff auf Förderung	×	×	×	✓ (separate Auktion)	×	×
Zahlung der finanziellen Gebotskomponente	Direkt nach Gebot (30%); während Betriebsphase (70%)	Jährliche Zahlung zwischen Habitat Assessment und Betriebsbeginn	Direkt nach Gebot	Direkt nach Gebot	Während der ersten Jahre der Betriebsphase	Direkt nach Gebot
Netzanschluss	×	✓ <sup>***</sup>	✓ <sup>***</sup>	✓	✓	×
Voruntersuchung durch staatliche Stellen	×	×	×	✓	×	✓

Quelle: NERA Analyse basierend auf diverse Medienmitteilungen, Bieterunterlagen und Berichte

Anmerkungen:

\* In AR4, der letzten CfD-Auktionsrunde lagen die Höchstgebotswerte für den Strike Preis in etwa auf Höhe der erwarteten Marktpreise. Somit besteht zwar de jure in England/Wales und Schottland die Möglichkeit eine Förderung zu erhalten, das aktuelle Regierungshandeln lässt aber (im Erwartungswert) de facto keine finanzielle Förderung zu.

\*\* Das dänische CfD-Modell lässt theoretisch eine Förderung zu, aufgrund des niedrigen Strike Preises und der derzeit hohen Strompreise ist die Zahlung einer Förderung derzeit aber de facto unwahrscheinlich.

\*\*\* De facto wurden in der Vergangenheit die Netzanschlüsse durch die Betreiber gebaut, obwohl der gesetzliche Rahmen eine Bereitstellung durch Dritte ermöglicht (OFTO Regime).

Wir können zwischen Deutschland und den Vergleichsländern folgende relevante Differenzen identifizieren:

- In Deutschland kann der Großteil der Gebotskomponente (70 Prozent) über die Betriebsphase hinweg (über 20 Jahren in gleichbleibende Raten gemäß § 59 WindSeeG-E) bezahlt werden. Im Gegensatz dazu muss sie in den anderen Ländern meist entweder direkt nach dem Gebot, während der Bauzeit (England / Wales) oder in den ersten Jahren des Betriebs (Dänemark) bezahlt werden. Das heißt, die Bieter im Ausland müssen meist ohne Erlös erhebliche Summen an Geld bereitstellen, was zusätzliche Kapitalkosten verursacht. Die Kapitalkosten in Deutschland beschränken sich jedoch auf die 30 Prozent der Gebotskomponente, welche direkt nach dem Gebot abgegeben werden muss. Insofern führen die Vergleichswerte aus dem Ausland in diesem Kontext tendenziell zu einer Unterschätzung der Zahlungsfähigkeit in Deutschland.
- Die Bieter müssen in Deutschland den Netzanschluss nicht selbst bauen und sparen demzufolge die Kosten des Netzanschlusses. Insofern führen die Vergleichswerte aus dem Ausland in den Ländern, wo dies nicht der Fall ist in diesem Kontext tendenziell zu einer Unterschätzung der Zahlungsfähigkeit in Deutschland.

Basierend auf diesen Vergleichen können wir schlussfolgern, dass die Rahmenbedingungen in Deutschland *besser* sind als in den Vergleichsländern. Auf dieser Basis erwarten wir, dass



die finanziellen Gebote in Deutschland, gleich, wenn nicht höher sein werden als die Gebote in den jüngsten ausländischen Ausschreibungen.

Dies gilt insbesondere für die Länder, in denen die Gebotskomponente künstlich gedeckelt wurde (Schottland, Niederlande, Dänemark). Hier liegt es nahe, dass ohne Deckelung der Gebotskomponente durchaus höhere Werte geboten worden wären.

Eine Ausnahme stellen die Vereinigten Staaten dar, wo im Hinblick auf die Möglichkeit einer späteren finanziellen Förderung ein gegenläufiger Effekt vorliegt. Die Übertragbarkeit der amerikanischen Werte ist daher zumindest unklar, so dass wir diese Werte im Haupttext nur peripher betrachten.

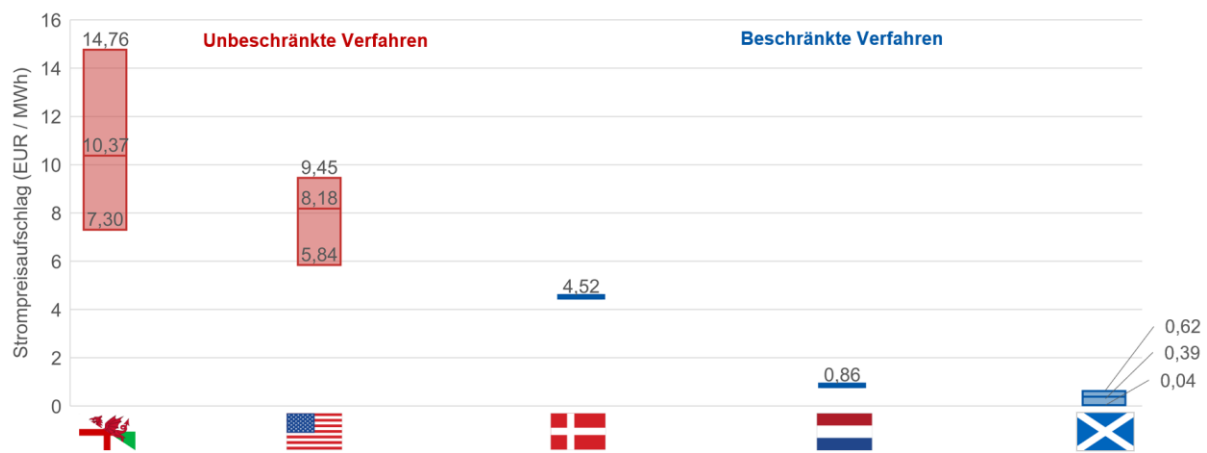
## Anhang C.      Sensitivitätsanalyse bei der Berechnung des Strompreisaufschlags

In diesem Anhang zeigen wir Sensitivitätsanalysen für die Berechnungen im Haupttext.

### C.1.      Längere Amortisationsdauer

In Abbildung C.1 zeigen wir den Strompreisaufschlag, der bei einer angenommenen Amortisationsdauer von 30 Jahren resultiert.

**Abbildung C.1: Strompreiswirkung bei Amortisationsdauer von 30 Jahren**



Quelle: NERA Analyse

Anmerkung: Die Ausschreibungen mit mehreren Geboten (England / Wales, USA, Schottland) sind mittels Box- und-Whisker Plots dargestellt. Die obere bzw. untere Zahl zeigen den Strompreisaufschlag, der mit dem höchsten bzw. niedrigsten Gebot (auf EUR / MW Basis) verbunden ist. Die mittlere Zahl zeigt den Strompreisaufschlag, der aus dem durchschnittlichen Gebot resultiert.

Modellierungsannahmen:

Gewichtete Kapitalkosten (WACC): 3,5% (unterer Wert für Deutschland gemäß Aures (2021), Seite 15)

Zeitraum, über den Strompreiswirkungen entstehen (initiale PPA-Laufzeit): 30 Jahre

Zeit von Ausschreibung bis Inbetriebnahme: 7 Jahre (gemäß Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2022,- Seite 22)

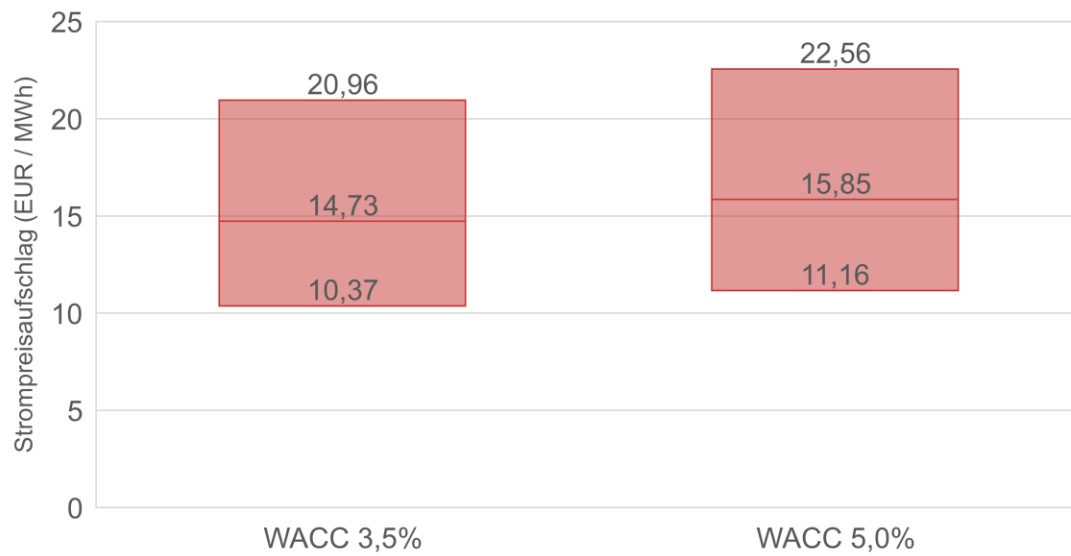
Anzahl Volllaststunden pro Jahr: 3.500 Stunden (gemäß § 53 Para. 4 WindSeeG-E)

Im Gegensatz zur Amortisation über 20 Jahre fallen die Kosten pro MWh bei einer Amortisation über 30 Jahre naturgemäß geringer aus. Wird jedoch berücksichtigt, dass die Aufschläge in diesem Fall über weitere 10 Jahre anfallen, ist der Gesamtkosteneffekt begrenzt.

### C.2.      Höhere Finanzierungskosten

In Abbildung C.2 zeigen wir anhand des Beispiels England / Wales den Einfluss der gewichteten Kapitalkosten (WACC) auf den Strompreisaufschlag; amortisiert über 20 Jahre – analog zur Vorgehensweise bei der Verteilung der Stromkostensenkungskomponente. Wird ein Finanzierungskostensatz am oberen Ende der Werte in der AURES-Datenbank zugrunde gelegt steigen die Zusatzkosten pro MWh um ca. 1 EUR / MWh. Insofern sind die oben bestimmten Werte als konservativ zu sehen.

**Abbildung C.2: Einfluss der Finanzierungskosten auf die Strompreiswirkung**



*Quelle: NERA Analyse*

*Anmerkung: Die Resultate sind mittels Box-und-Whisker Plots dargestellt. Die obere bzw. untere Zahl zeigen den Strompreisaufschlag, der mit dem höchsten bzw. niedrigsten Gebot (auf EUR / MW Basis) verbunden ist. Die mittlere Zahl zeigt die Strompreiswirkung, die aus dem durchschnittlichen Gebot resultiert.*

*Modellierungsannahmen:*

Zeitraum, über den Strompreiswirkungen entstehen (initiale PPA-Laufzeit): 20 Jahre

Zeit von Ausschreibung bis Inbetriebnahme: 7 Jahre (gemäß Vorentwurf Flächenentwicklungsplan 2022, Seite 22)

Anzahl Volllaststunden pro Jahr: 3.500 Stunden (gemäß § 53 Para. 4 WindSeeG-E)

## **Qualifizierung, Annahmen und Vorbehalte**

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA Economic Consulting. Dieser Bericht ist nicht zur Veröffentlichung oder allgemeinen Verbreitung bestimmt. Er darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von NERA Economic Consulting zu keinem Zweck vervielfältigt, zitiert oder verteilt werden. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung gegenüber Dritten.

Dieser Bericht basiert ganz oder teilweise auf Informationen, die von Dritten beigebracht wurden. Wir sind davon ausgegangen, dass diese Informationen verlässlich sind. Soweit nicht ausdrücklich in dem Bericht vermerkt, haben wir solche Informationen nicht überprüft. Öffentlich verfügbare Informationen sowie Branchendaten und statistische Daten stammen aus Quellen, die wir für verlässlich halten. Gleichwohl übernehmen wir keine Gewähr und keine Garantie für die Richtigkeit oder Vollständigkeit solcher Informationen. Die in dem Bericht enthaltenen Erkenntnisse können Prognosen enthalten, die auf derzeitigen Daten und historischen Entwicklungen basieren. Derartige Prognosen sind mit den ihnen innewohnenden Risiken und Unsicherheiten behaftet. NERA Economic Consulting übernimmt keine Haftung für tatsächliche Entwicklungen oder zukünftige Ereignisse.

Die in diesem Bericht geäußerten Meinungen gelten nur für den hierin genannten Zweck und nur zu dem Datum des Berichts. NERA Economic Consulting ist nicht verpflichtet, den Bericht zu überarbeiten im Hinblick auf Veränderungen, Ereignisse oder Gegebenheiten, die nach dem angegebenen Datum eintreten.

Sämtliche Entscheidungen im Zusammenhang mit der Umsetzung oder der Verwendung von Ratschlägen oder Empfehlungen, die in diesem Bericht enthalten sind, stehen in der alleinigen Verantwortung des Kunden. Dieser Bericht stellt keine Anlage- oder Vermögensberatung dar. Der Bericht enthält zudem keine Beurteilung darüber, ob das Geschäft oder das Vorhaben für irgendeine Partei fair oder sinnvoll ist. Darüber hinaus stellt dieser Bericht keine rechtliche, medizinische, buchhalterische, sicherheitstechnische oder andere fachliche Beratung dar. Für diesbezügliche Beratungsleistungen empfiehlt NERA Economic Consulting, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.



NERA Economic Consulting  
Unter den Linden 14  
10117 Berlin, Deutschland  
+49 30 700 1506 20  
[dominik.huebler@nera.com](mailto:dominik.huebler@nera.com)