

Ökonomische Wirkung einer vertieften Vorentwicklung von Offshore Windprojekten vor Ausschreibung

Ein Bericht für Iberdrola

5 Mai 2026

Autorinnen und Autoren

Dominik Huebler

Leonie Janisch

Maximilian Czernin

Melchor de la Cruz Rothenfusser

NERA

Unter den Linden 14

D-10117 Berlin

www.nera.com

Inhalt

Kurzfassung i

1.	Hintergrund der Analyse	1
2.	Kostenunsicherheit und entsprechende Gebotsstrategien im aktuellen Ausschreibungsdesign	2
2.1.	Erhebliche Kostenunsicherheit	2
2.2.	Gebotsstrategien zum Umgang mit Kostenrisiken.....	4
3.	Auswirkungen einer Straffung der Fristen	7
3.1.	Straffung der Fristen zwischen Gebotsabgabe und FID	7
3.2.	Beispiele aus anderen Märkten zeigen grundsätzliche Machbarkeit des Vorschlags.....	8
3.3.	Empirische Analyse des Iberdrola-Vorschlags.....	10
3.4.	Die modellierten Volatilitäten sind konservativ ermittelt.....	22
4.	Überlegungen zur Implementierung.....	24
Anhang A.	Modellierungsannahmen.....	27
Anhang B.	Verwendete Datenreihen.....	28
Anhang C.	Historische Entwicklung der Investitions- und Finanzierungskosten	29
Anhang D.	Volatilitäten unterscheiden sich zwischen den Preisreihen	30

Kurzfassung

Problemstellung: Kostenrisiken führen zu höheren Geboten oder höheren Abbruchrisiken

Der deutsche Offshore-Ausbau befindet sich in einer schwierigen Phase, nachdem 2025 eine Ausschreibung scheiterte, die Ausschreibungen 2026 verschoben wurden, und bei mehreren bereits vergebenen Flächen erhebliche Abbruchrisiken bestehen.¹

Eine zentrale Herausforderung im bestehenden deutschen Regulierungssystem für Offshore-Windparks (OWP) liegt in den **Kostenunsicherheiten**, denen Entwickler aufgrund der **langen Fristen zwischen Gebotsabgabe und Final Investment Decision (FID)** ausgesetzt sind. Derzeit sieht die Regulierung bei voruntersuchten Flächen eine FID rund drei Jahre, bei nicht voruntersuchten Flächen rund fünf Jahre nach Zuschlag vor. Gerade in den vergangenen Jahren haben schwer vorhersehbare wirtschaftliche und (geo)politische Entwicklungen die Rohstoff-, Komponenten- und Dienstleistungskosten über solch lange Zeiträume erheblich variieren lassen.

Unter dem bestehenden Ausschreibungsdesign des Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) haben Bieter grundsätzlich **zwei Möglichkeiten** mit dem Risiko nicht vorhersehbarer Kostenentwicklungen umzugehen: (i) Sie können versuchen Kostenpuffer in ihre Gebote **einzuweisen**, was die Umsetzung der Projekte auch bei erheblichen Kostensteigerungen zulässt aber zu weniger kompetitiven Geboten führt. (ii) Alternativ können Bieter aufgrund der bestehenden relativ geringen Abbruchkosten und der Zahlungsmodalitäten für negative Gebote **optionsbasiert bieten**. Dabei preisen sie die Option Projekte abzubrechen in ihre Gebote ein und realisieren die Projekte nur, wenn sich nach Zuschlag bis zur FID die Kosten- und Preisentwicklungen positiv darstellen. Diese Strategie führt zu aggressiveren Geboten, da weniger Puffer eingepreist wird, erhöht aber das Risiko von Projektabbrüchen. Mithin steigt das Risiko von Projektabbrüchen vor FID, wie sie bereits in anderen Ländern aufgetreten sind. Aus Projektabbrüchen ergeben sich Verfehlungen der Ausbauziele und erhöhte Unsicherheit für die Lieferkette, was sich wiederum in höheren Kosten für den Bau von OWPs widerspiegeln kann, wenn diese die Risikoaufschläge in der Lieferkette tragen müssen.

Vorschlag Iberdrola: Geringerer zeitlicher Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID

Iberdrola schlägt zur Reduzierung der Kostenunsicherheiten vor den **zeitlichen Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID deutlich zu verkürzen**, sodass die FID möglichst gleichzeitig mit dem Zuschlag getroffen werden kann. Dafür sollen Flächen vor der Ausschreibung umfassender durch die Behörden vorentwickelt werden. Die weitgehend vollständigen Untersuchungsergebnisse sollen den Bietern idealerweise 18 Monate, mindestens aber 12 Monate vor der Ausschreibung von den Behörden bereitgestellt werden.

Ziel ist, dass Entwickler ihre Gebote dann nicht mehr primär auf Basis geschätzter Kosten- und Preisentwicklungen, sondern **auf Basis tatsächlich vereinbarter Verträge** entwickeln. Die Notwendigkeit für die Entwickler nicht vorhersehbare Kostenentwicklungen durch Einpreisung eines Kostenpuffers oder optionsbasiertes Bieten in der Gebotsstrategie zu berücksichtigen, entfällt damit.

¹ EPICO Klimainnovation (24.04.2026), Offshore-Wind-Agenda 2026, S. 3 und 7, [Link](#).

Wie alternative Vorschläge zur Einführung von indexierten CfDs adressiert Iberdrolas Vorschlag das Risiko von Kostenvolatilitäten, denen OWP-Entwickler nach der Bezuschlagung ausgesetzt sind.² Durch eine Verkürzung des zeitlichen Abstandes zwischen Gebotsabgabe und FID wird dieses Risiko insbesondere mit Blick auf die Investitions- und Finanzierungskosten weitestgehend aufgelöst. Beispiele aus Dänemark, Großbritannien, und den Niederlanden zeigen, dass mit den richtigen Rahmenbedingungen FIDs deutlich schneller nach Zuschlag möglich sind als derzeit im deutschen System vorgesehen.

Eine Straffung des Zeitplans kann CfD-Gebotshöhen und Abbruchrisiko verringern

Iberdrola hat NERA beauftragt, die Auswirkungen einer zeitlichen Zusammenlegung von Gebotsabgabe und FID auf die Höhe zukünftiger Gebote und das Abbruchrisiko zu untersuchen.

Dafür untersuchen wir auf Basis von Preisindizes für Rohstoffe, Komponenten und Dienstleistungen die historisch beobachtbaren Preisvolatilitäten und damit das Kostenrisiko, dem Betreiber bei unterschiedlichen zeitlichen Abständen zwischen Gebotsabgabe und FID ausgesetzt sind. Wir analysieren die erwartbaren und nicht erwartbaren Kostenentwicklungen für wesentliche Investitionskostenkomponenten und die Finanzierungskosten, die Bieter durch ihre jeweilige Gebotsstrategie berücksichtigen.

Mit einem stilisierten Finanzmodell für einen beispielhaften OWP ermitteln wir die Auswirkungen einer Reduzierung der Unsicherheit auf die benötigten Einnahmen aus einem Contract for Difference (CfD) und das Abbruchrisiko bezuschlagter Gebote. Die untersuchten Szenarien analysieren verschiedene zeitliche Abstände zwischen Gebotsabgabe und FID sowie verschiedene Gebotsstrategien der Bieter (Einpreisung eines Puffers oder optionsbasiertes Bieten).

Die Untersuchung der historischen Preisindizes ergibt, dass Bieter mit **Änderungen in den Investitions- und Finanzierungskosten von 40%** und mehr rechnen müssen, wenn die FID fünf Jahre nach Gebotsabgabe erfolgt. Mithin sind dies bis zu 30% mehr („unerwartete Kostensteigerung“) als die durchschnittliche Inflation über den gleichen Zeitraum. Bei drei Jahren sind unerwartete Kostensteigerungen von zirka 25%, bei sechs Monaten von rund 10% möglich (vgl. Abschnitt 3.3.3).

Wie oben beschrieben, werden risikoaverse Bieter auf diese Unsicherheit mit der Einpreisung von Kostenpuffern reagieren, während andere Bieter unter Inkaufnahme von Abbruchrisiken optionsbasiert bieten. Im aktuellen System haben letztere eine deutlich höhere Erfolgswahrscheinlichkeit. Wenn Bieter ihre Gebote hingegen auf Basis abgeschlossener Verträge abgeben, nimmt die Höhe der CfD-Gebote risikoaverser Bieter ab und die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten optionsbasierter Bieter erhöht sich:

- Die Verringerung der Unsicherheit durch zeitliche Zusammenlegung von Zuschlag und FID **senkt die möglichen CfD-Gebote risikoaverser Bieter um bis zu 30 EUR/ MWh** gegenüber einem (nicht-wettbewerbsfähigen) Gebot mit Kostenpuffer für 5 Jahre. Bei einem OWP mit einer Leistung von einem Gigawatt entspricht dies einer undiskontierten Kostensenkung von rund 2,2 Mrd. EUR über eine 20-jährige CfD-Laufzeit.

² Ein Vergleich der beiden Vorschläge ist ebenso wie eine Bewertung bestehender Vorschläge zur Indexierung von CfDs nicht Gegenstand dieser Studie.

- Bei Bietern, die bisher optionsbasiert Geboten haben, führt eine Reduktion der Zeitabstände lediglich zu marginalen Veränderungen der CfD-Gebote (< 1 EUR/ MWh). Dafür **sinkt die Abbruchwahrscheinlichkeit von mehr als 30% auf nahezu null.**
- In der Kombination der Effekte werden risikoaversere Gebote kompetitiver und die Gebotshöhen der verschiedenen Bieter konvergieren bei niedrigen Abbruchrisiken. Folglich steigt die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen und die tatsächlichen Erlös- und Kostenstrukturen der Projekte gewinnen an Bedeutung. Insgesamt verbessert sich die Planbarkeit für Politik, Lieferkette, Netzbetreiber und Abnehmer deutlich, was wiederum durch die Verringerung von Leerständen ebenfalls Kosten senken kann.

Im Ergebnis hat die Straffung des Zeitplans eine kostensenkende Wirkung für die Allgemeinheit, die letztlich die Kosten für die Erlösabsicherung durch CfDs trägt. Unsere Analyse zeigt zudem, dass unter den bestehenden Fristen und Pönalen potenziell ein hohes Risiko eines Projektabbruchs besteht, selbst wenn die Erlöse der Projekte durch CfDs abgesichert sind. Damit stellt Iberdrolas Vorschlag eine wichtige Ergänzung zur Einführung von CfDs dar, um politische Zielpfade zu erreichen und Kosten entlang der Lieferkette zu senken.

Die Ergebnisse unterschätzen die risikomindernde Wirkung tendenziell noch, da sie Kostenschwankungen in offshore-spezifischen Marktsegmenten, beispielsweise für Spezialschiffe und Turbinen - aufgrund der Verwendung öffentlich verfügbarer Daten - nicht vollständig erfassen.

Überlegungen zur praktischen Umsetzung und Ausblick

Grundsätzlich zeigen Beispiele aus anderen europäischen Ländern, dass schnellere FIDs nach dem Erhalt der Zuschläge für Entwickler durchführbar sind. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) müsste dafür eine erweiterte Vorleistung erbringen, deren Kosten wie im heutigen System an die erfolgreichen Bieter weitergereicht werden können. Das BSH hätte zudem bei der wettbewerblichen Vergabe der Voruntersuchungen eine potenziell stärkere Verhandlungsmacht als einzelne Entwickler, was tendenziell zu Kostensenkungen für die Voruntersuchungen führen dürfte. Eine Erhöhung der gesamtwirtschaftlichen Vorentwicklungskosten und folglich auch staatlichen Kosten ist daher nicht zu erwarten. Der mit dem Vorschlag verbundenen Vorleistung der Behörden stehen zudem mit der möglichen Kostensenkung aufgrund deutlich reduzierter Risikopuffer, der Reduzierung des Abbruchrisikos und der möglichen Erhöhung des Wettbewerbs in den Ausschreibungen klare volkswirtschaftliche Vorteile gegenüber.

Die laufende Überarbeitung des WindSeeG bietet Gelegenheit, eine Straffung des Zeitplans zwischen Gebotsabgabe und FID zu prüfen und durch eine stärkere staatliche Vorentwicklung umzusetzen. Grundsätzlich ist nicht zu erwarten, dass eine Umstellung den Zeitplan für die Inbetriebnahme von Projekten verzögern würde. Da durch den Vorschlag keine zusätzlichen Entwicklungsschritte entstehen, wird der längere Zeitraum für die staatliche Vorentwicklung bis zur Auktion durch die kürzere Frist zwischen Auktion und FID ausgeglichen. Die Zielerreichung würde also nicht beeinflusst werden. In der Übergangsphase kann zudem der bestehende Überhang vorentwickelter Projekte strategisch genutzt werden. Die 4 GW an vorentwickelten Flächen, die nach dem Scheitern der Auktion 2025 und der Verschiebung der Auktion 2026 ab 2027 ausgeschrieben werden sollen, könnten als erste Gruppe schnell unter einem neuen System fortentwickelt werden und zur Ausschreibung gebracht werden.

1. Hintergrund der Analyse

Ein erheblicher Ausbau der Offshore-Windenergie ist eine zentrale Voraussetzung dafür, dass Deutschland seine Klimaschutzziele erreicht, die Abhängigkeit von fossilen Energieimporten verringert und wettbewerbsfähige Lieferketten in Deutschland und Europa entstehen. Der Koalitionsvertrag der aktuellen Regierung bekräftigt den angestrebten Ausbau der Windkraft allgemein und sieht explizit den Ausbau der Lieferkette für Offshore-Windenergie vor.³ Erst Ende Januar 2026 hat die Bundesregierung zudem gemeinsam mit anderen Nordsee-Anrainerstaaten in der Hamburger Erklärung den Ausbau der europäischen Offshore-Windenergie auf 300 GW bis 2050 vereinbart.⁴

Nicht zuletzt aufgrund stark gestiegener und sehr volatiler Kosten (siehe Kapitel 2) fand sich im August 2025 unter dem Ausschreibungssystem der vergangenen Legislaturperiode kein Bieter für zwei Flächen in der deutschen Nordsee. Die für 2026 vorgesehenen Ausschreibungen von insgesamt 3,5 GW⁵ wurden von der Bundesregierung mit Verweis auf Verzögerungen bei der Fertigung von Konverterplattformen verschoben⁶, nachdem auch dort erhebliche Zweifel bestanden, ob sich unter dem bestehenden Ausschreibungssystem ein Bieter gefunden hätte. Darüber hinaus bestehen in Deutschland bei mehreren, bereits bezuschlagten, aber noch nicht gebauter Projekte erhebliche Abbruchrisiken.⁷ Andererseits haben 2025 mit Großbritannien, Polen und Irland mehrere Länder erfolgreich neue Ausschreibungen durchgeführt. Vor diesem Hintergrund muss die anstehende Novelle des WindSeeG den Offshore-Ausbau nach einer Phase der Unsicherheit stabilisieren und dafür entsprechende Rahmenbedingungen schaffen.

Für einen erfolgreichen Offshore-Ausbau müssen Ausschreibungen nicht nur Wettbewerb erzeugen, sondern auch zur tatsächlichen Projektrealisierung führen. Projektabbrüche führen zu Lücken im Ausbaupfad und senken die Planungs- und Investitionssicherheit entlang der Lieferkette, die auf stabile Projektvolumina angewiesen ist. Das bestehende Ausschreibungsdesign weist strukturelle Schwächen auf, die das Abbruchrisiko erhöhen. Die Kombination aus (i) langen Zeiträumen von zirka drei bis fünf Jahren zwischen Gebotsabgabe und finaler Investitionsentscheidung (Final Investment Decision, FID), (ii) relativ zu den Baukosten relativ geringen Pönalen und (iii) der Regelung, dass 90% der negativen Gebotskomponente erst nach der Inbetriebnahme fällig werden, begünstigt optionsbasiertes Bieten mit spekulativen Geboten. Erfüllen sich die eingepreisten Erwartungen nicht, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass Projekte trotz Zuschlag nicht bis zur FID fortgeführt werden.

³ CDU, CSU und SPD (2025), Verantwortung für Deutschland – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 9 und 32, [Link](#).

⁴ The Hamburg Declaration (26.01.26), [Link](#).

⁵ Zusätzlich wurde die Neuausschreibung der Flächen, N-10.1 und N-10.2, die 2025 nicht bezuschlagt wurden, (insgesamt 2,5 GW) ebenfalls auf 2027 verschoben. Siehe BSH (30.01.26) Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025 für die deutsche Nordsee und Ostsee und Ergebnis der Vorprüfung des Einzelfalls über die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung, [Link](#).

⁶ Fraktionen der CDU/ CSU und SPD (23.01.26) Drucksache 21/2506 - Entwurf eines Gesetzes zur Beschleunigung der Verfügbarkeit von Wasserstoff und zur Änderung weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen für den Wasserstoffhochlauf und weiterer energierechtlicher Vorschriften, [Link](#).

⁷ EPICO KlimalInnovation (24.04.26), Offshore-Wind-Agenda 2026, S. 7, [Link](#).

Ein Ansatz zur Verringerung des Abbruchrisikos ist die Verkürzung der Zeiträume zwischen Gebotsabgabe und FID, der z.B. durch eine umfangreichere Voruntersuchung⁸ durch die Behörden vor Gebotsabgabe möglich wird.⁹ Je kürzer der Zeitraum zwischen Gebotsabgabe und Investitionsentscheidung ist, desto weniger Unsicherheit über die Kosten des Projekts herrscht bei Gebotsabgabe; entsprechend sinken Abbruchrisiko und/ oder die Notwendigkeit Kostenpuffer einzupreisen. Iberdrola hat NERA beauftragt empirisch zu untersuchen, in welchem Umfang eine Straffung des Zeitplans die identifizierten Probleme des aktuellen Systems entschärfen kann. Das vorliegende Papier analysiert empirisch, welche Volatilitäten Bieter unter verschiedenen Zeitplänen berücksichtigen müssen und wie sich diese auf die Wahrscheinlichkeit von Projektabbrüchen sowie die Gebotsstrategien und -höhen auswirken.

2. Kostenunsicherheit und entsprechende Gebotsstrategien im aktuellen Ausschreibungsdesign

Die langen Zeiträume von drei bis fünf Jahren zwischen Gebotsabgabe und FID führen für die Bieter zu hoher Kostenunsicherheit bei Gebotsabgabe (siehe hierzu Abschnitt 2.1). Die resultierenden Kostenrisiken müssen Bieter in ihren Geboten berücksichtigen, wozu es verschiedene Strategien gibt, die sich im Hinblick auf Kosteneinpreisung und Abbruchrisiko unterscheiden (siehe hierzu Abschnitt 2.2).

2.1. Erhebliche Kostenunsicherheit

Bei der Windenergie auf See in Deutschland liegen die gesetzlichen Fristen für den Nachweis der Investitionsentscheidung bei zirka drei Jahren nach Zuschlag für voruntersuchte und bei zirka fünf Jahren nach Zuschlag für nicht voruntersuchte Flächen.¹⁰ Je länger der Abstand zwischen Gebotsabgabe (die in der Regel zeitlich eng mit dem Zuschlag verbunden ist) und FID, desto größer ist das Risiko, dass nicht erwartbare Preis-, Zins- und Inflationsveränderungen, den Business Case eines Projektes gegenüber der Erwartung bei Gebotsabgabe untergraben.

Nachdem die Kosten für Offshore-Windprojekte allein zwischen 2019 und 2021 um zirka 20% gefallen sind (siehe Abbildung 2.1), sind die CAPEX zwischen 2021 und 2023 innerhalb von 18 Monaten sprunghaft um bis zu 40-50% angestiegen.¹¹ Für europäische Projekte, die sich derzeit in der Entwicklung befinden, erwarten einige Branchenbeobachter sogar weiter steigende Capex, bis über das Niveau vor 2022 hinaus (siehe Abbildung 2.1).¹²

⁸ Nach Einschätzungen von Iberdrola müssten die Daten der Voruntersuchungen den Bietern mit einem Vorlauf von rund 18 Monaten vor der Ausschreibung bereitgestellt werden, um den Abschluss mit dem Zuschlag aktivierbarer Verträge zu ermöglichen.

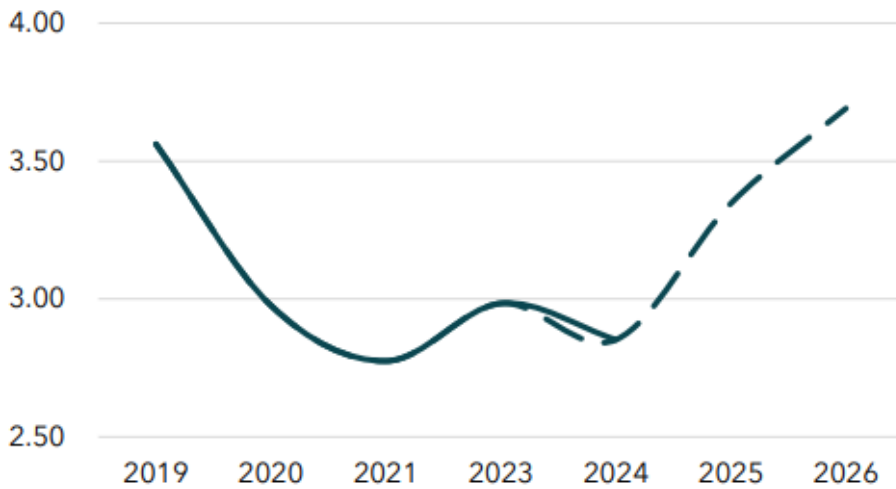
⁹ Z.B. Energate Messenger (11.07.25) Das zentrale Problem ist das Timing - Interview mit Felipe Montero, Iberdrola Deutschland, [Link](#).

¹⁰ Eine juristische Interpretation des WindSeeG und der Vorgaben zu den Fristen für die Projektentwicklung liegt außerhalb von NERAs Expertise. Die angegebenen Fristen von drei bzw. fünf Jahren wurden von Iberdrola bestätigt.

¹¹ Schätzungen von Barclays (27.09.23) Offshore wind: East wind blows, Equity research, European clean energy, S. 2 wie zitiert in World Energy Council (2024) Energie für Deutschland – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, S.21.

¹² BWO/ Green Giraffe (Jul 2025) Focus on Germany's 2025 Offshore Wind Auction, [Link](#).

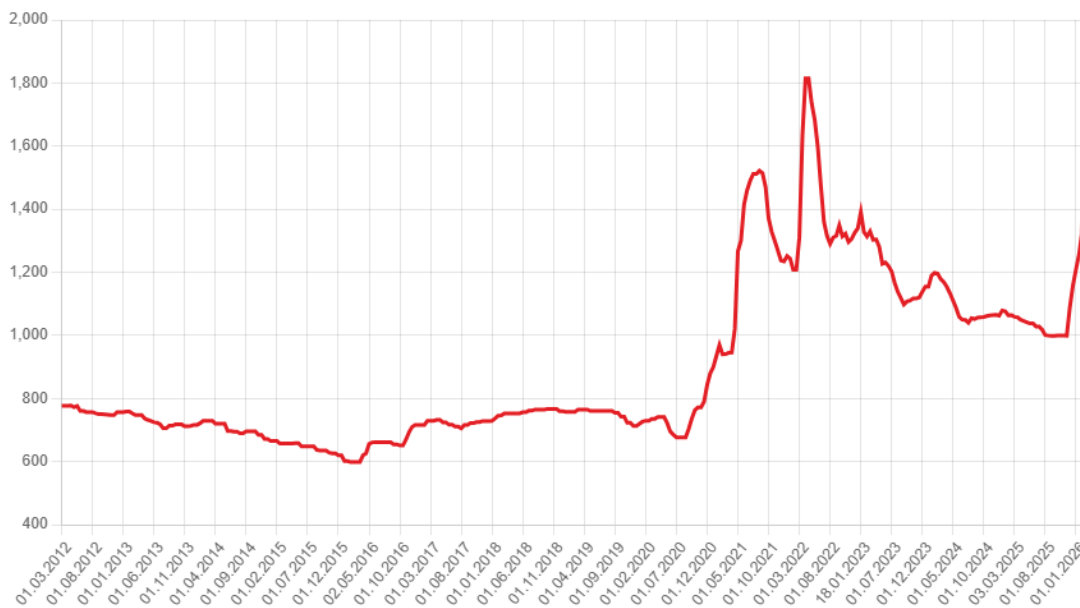
Abbildung 2.1: Entwicklung der Capex für Offshore-Windparks in Europa [MEUR/ MWh]



Quelle: BWO/ Green Giraffe (Juli 2025). Die horizontale Achse gibt das erwartete Jahr der FID an.

Neben steigenden Rohstoffpreisen hatten in dieser Phase auch gestiegene Finanzierungskosten negative Auswirkungen auf den Business Case für die Windenergie auf See.¹³ Anhaltend hohe Rohstoffpreise, insbesondere für Stahl (siehe Abbildung 2.2) und Finanzierungskosten (siehe Abbildung 2.3) verhindern bisher eine Reduktion der Capex auf das Niveau vor 2022.

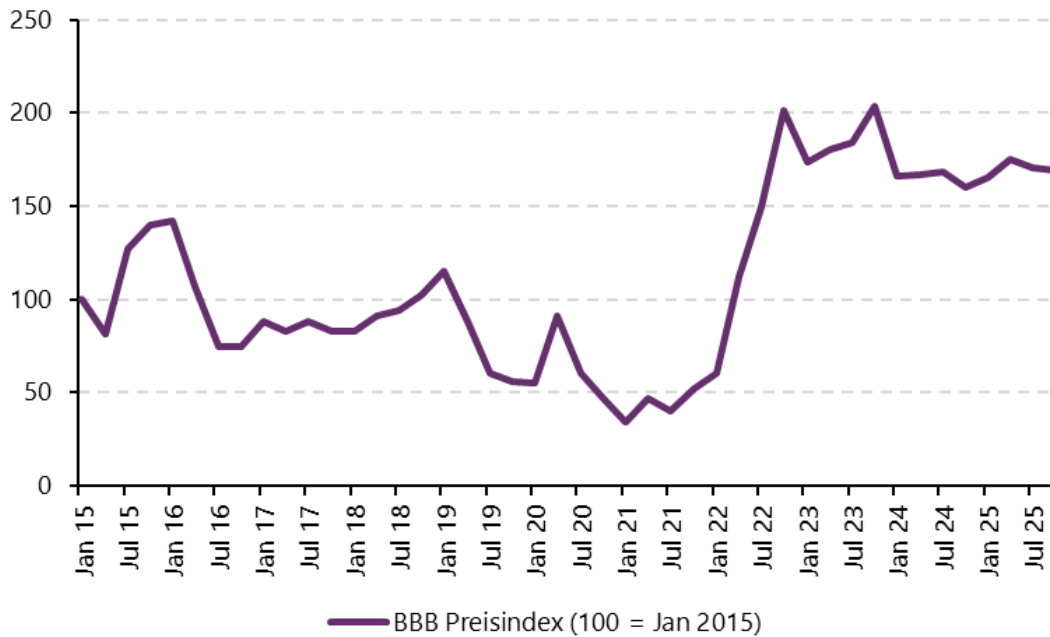
Abbildung 2.2: Entwicklung Stahlpreis (allgemein) von 2012 bis 2026 [Preise in EUR]



Quelle: Schmelzer, Stahlpreisindex, [Link](#).

¹³ Nach Brancheninformationen was es in der Vergangenheit üblich, dass beispielsweise Turbinenhersteller das Risiko von Preisschwankungen allein trugen. Im Zuge der Preisschwankungen sind Hersteller dazu übergegangen indexierte Preise anzubieten. Siehe World Energy Council (2024) Energie für Deutschland – Fakten, Perspektiven und Positionen im globalen Kontext, S.22.

Abbildung 2.3: Entwicklung der Finanzierungskosten [Euro Corporate Non-Financial Benchmark BBB für 10J]



Quelle: NERA-Analyse basierend auf Daten von LSEG Datastream.

Erwartbare Kostenanstiege zwischen Gebotsabgabe und FID, z.B. auf Basis historischer Durchschnittswerte können von den Entwicklern relativ leicht in ihre Gebote eingepreist werden („vorhersehbare Preisentwicklungen“). Nichtvorhersehbare Preisentwicklungen weichen von der durchschnittlichen historischen Preisentwicklung ab und werden beispielsweise durch unerwartete wirtschaftliche oder politische Entwicklungen ausgelöst. Diese sind schwerer abschätz- und einpreisbar, können aber erheblich sein, wie unsere Analysen in Abschnitt 3.3.3 zeigen.

2.2. Gebotsstrategien zum Umgang mit Kostenrisiken

Unter dem bestehenden Ausschreibungsdesign des Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) haben Bieter **zwei Möglichkeiten** mit solchen zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nicht vorhersehbaren Kostenentwicklungen umzugehen:

Sie können versuchen Kostenpuffer in ihre Gebote **einzuweisen**, um auch bei Kostensteigerungen die Projekte noch profitabel realisieren zu können. Dieser Puffer greift das Risiko unerwarteter Kostensteigerungen auf, die damit ebenfalls im Gebot wiedergespiegelt werden. Ein solcher Ansatz führt zu höheren und damit weniger kompetitiven Geboten. Erfolgt trotz dieses Nachteils der Zuschlag kommt es zu einer höheren Belastung von Staat und/ oder Stromkunde.

Alternativ können Bieter aufgrund der bestehenden relativ geringen Abbruchkosten und der Zahlungsmodalitäten für negative Gebote **optionsbasiert bieten**. Dabei preisen sie die Option Projekte abzubrechen in ihre Gebote ein und realisieren die Projekte nur, wenn sich nach Zuschlag bis zur FID die Kosten- und Preisentwicklungen positiv darstellen. Diese Strategie führt zu

aggressiveren Geboten, erhöht aber das Risiko von Projektabbrüchen. Dies gilt insbesondere – aber keineswegs nur – in Systemen, wo keine Erlösabsicherung geboten wird.¹⁴

Denkbar ist grundsätzlich auch eine „gemischte Strategie“, die über gewisse Puffer Abbruchrisiken verringert aber nicht ausschließt.

Zwei wesentliche Faktoren erhöhen die wirtschaftliche Bedeutung von optionsbasiertem Bieten und damit die Wahrscheinlichkeit von Projektabbrüchen:

- Die Anteile der Kosten, die sich durch einen Projektabbruch vermeiden lassen; und
- Die Volatilität der Werttreiber eines Projektes (insbesondere Investitions- und Finanzierungskosten und Strompreise) zwischen Gebotsabgabe und FID.

Beide Faktoren sind im aktuellen deutschen Ausschreibungssystem stark ausgeprägt: Da 90% der negativen Gebotskomponente erst im laufenden Betrieb und damit nach der FID fällig werden, sind diese Zahlungen zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung noch nicht „versunken“ und werden bei einem Abbruch eingespart. Die zusätzlich anfallenden Pönalen für einen vollständigen Projektabbruch liegen aktuell bei 100 EUR/ kW für nicht voruntersuchte Flächen und bei 200 EUR/ kW für voruntersuchte Flächen und sind damit verglichen mit den Baukosten relativ niedrig.¹⁵ Für Bieter ist der Zuschlag damit faktisch mit einer Option verbunden: Liegt der erwartete Wert des Projekts (Nettoarwert) bei FID unterhalb des negativen Wertes der Abbruchkosten, wird das Projekt nicht fortgeführt. Abbildung 2.4 illustriert stilisiert die Auswirkungen der Option auf den Entscheidungsprozess und den Projektwert in einem vereinfachten Szenario, wo bei Gebotsabgabe unsicher ist, ob sich eine für den Bieter vorteilhafte oder weniger vorteilhafte Erlös- und Kostensituation einstellen wird. In der vorteilhaften Situation macht das Projekt 120 MEUR Gewinn, in der unvorteilhaften 60 MEUR Verlust. Hier wird vereinfacht angenommen, dass beide Situationen mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% auftreten können.

- In einem System ohne Abbruchoption (linkes Beispiel) liegt der Projektwert bei 30 MEUR, weil die Bieter mit jeweils 50% Wahrscheinlichkeit einen Gewinn von 120 MEUR und einen Verlust von 60 MEUR einpreisen.¹⁶
- Besteht eine Abbruchoption (rechtes Beispiel) – die wir in diesem Beispiel illustrativ bei 30 MEUR ansetzen - können Entwickler diese nutzen, um ein Projekt bei negativer Entwicklung von Kosten und Strompreisen zu den Abbruchkosten zu beenden (-30 MEUR) statt die Vollkosten einer – unter den veränderten Rahmenbedingungen unprofitablen – Realisierung (-60 MEUR) zu tragen. Durch die geringeren Kosten im Falle einer Verschlechterung des Business Cases nach Zuschlag werden Projekte höher durch die Bieter

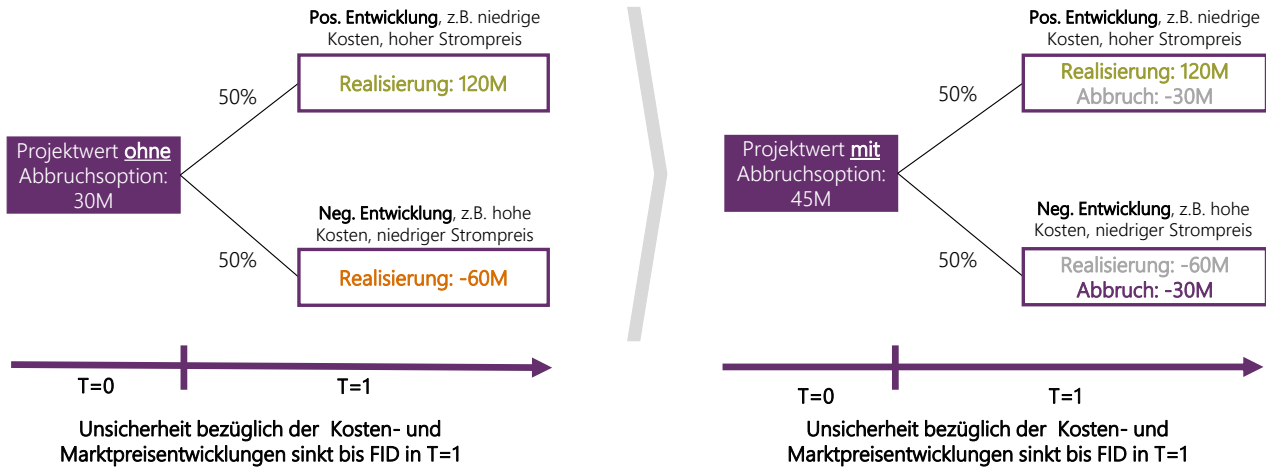
¹⁴ Ohne Erlösabsicherung, beispielsweise in Form eines CfDs sind Entwickler nicht nur Kosten- sondern auch Erlösrisiken ausgesetzt. Unvorhergesehene Entwicklungen in Großhandels- und PPA-Preisen können den Business Case für ein Projekt untergraben.

¹⁵ Die Pönalen entsprechen der Höhe der Sicherheiten, die nach WindSeeG §18 und 52 zu hinterlegen sind. Zudem sind voraussichtlich auch die zwischen Zuschlag und Abbruch getätigten Vorentwicklungskosten und die 10% der Gebotskomponente verloren, die bereits innerhalb des ersten Jahres zu zahlen waren. Unter einem CfD-Modell kann sich die Optionalität sogar noch erhöhen, wenn gar keine Gebotskomponente mehr anfällt und somit die Kosten des Abbruchs relativ zu den Baukosten sinken. Andererseits senkt das reduzierte Strompreissrisiko unter dem CfD-Modell die Optionalität.

¹⁶ Zu Illustrationszwecken wird der Projektwert hier nicht diskontiert. Der Nettoarwert entspricht hier der gewichteten Summe der Projektwerte. Die qualitative Aussage ändert sich auch bei Berücksichtigung von Diskontierung nicht.

bewertet¹⁷, was zu aggressiveren Geboten führen kann, verglichen mit Bietern, die die Kostenrisiken einpreisen.

Abbildung 2.4: Illustration Entscheidungsprozesse in Systemen mit und ohne Abbruchoption



Quelle: NERA.

Aufgrund der langen Zeiträume zwischen Gebotsabgabe und FID in Deutschland ist das Risiko unvorhersehbarer Kostenanstiege hoch, wie die letzten Jahre zeigen (Abschnitt 2.1). Folglich liegen die möglichen Unterschiede zwischen "guten" und "schlechten" Szenarien in Deutschland tendenziell weiter auseinander als anderswo.

Bieter, die die Optionalität nicht wahrnehmen wollen, müssen bei einem langen zeitlichen Abstand zwischen Zuschlag und FID das Risiko von Kosten- und Preisschwankungen über einen erheblichen Puffer in ihr Gebot einpreisen. Damit sind sie in wettbewerblichen Ausschreibungen in Deutschland gegenüber optionsbasierten Bietern deutlich im Nachteil.

Die Erfahrung aus verschiedenen Ländern zeigt, dass Projektabbrüche aufgrund von Kostenanstiegen keineswegs nur ein theoretisches Risiko darstellen. In den vergangenen Jahren haben verschiedene Entwickler Projekte abgebrochen:

- Im Januar 2026 zog sich ein Konsortiumspartner aus den britischen Projekten Morgan und Mona (insgesamt 3 GW) zurück, nachdem die Projekte keine CfDs gewonnen hatten und aufgrund der starken Kosten- und Zinsanstiege nicht mehr die firmeninternen Anforderungen erfüllen.¹⁸
- Im August 2025 gab ein Entwickler mit Verweis auf hohe gestiegene Kosten drei Projekte (insgesamt 1,8 GW) in Japan auf.¹⁹
- Im Mai 2025 wurde das Projekt Hornsea 4 (2,4 GW) in Großbritannien aufgrund von Kostensteigerungen, Lieferkettenproblemen und erhöhten Projekt- und Marktrisiken

¹⁷ Der Projektwert von 45 MEUR ergibt sich wieder aus der wahrscheinlichkeitsgewichteten Summe des Projektwertes bei positiver Entwicklung und folgender Realisierung (120 MEUR) und der Projektwertes bei negativer Entwicklung und entsprechendem Projektabbruch (-30 MEUR).

¹⁸ Das Projekt Mona wird nun allein von dem verbleibenden Konsortiumspartner weiterverfolgt. Morgan wurde auch von diesem aufgegeben. Siehe EnBW (15.01.26), EnBW will not continue offshore wind projects Mona and Morgan in the UK, [Link](#) und reNewsBiz (16.01.26), JERA Nex bp takes Mona reins but Morgan abandoned, [Link](#).

¹⁹ Handelsblatt (29.08.25), Großkonzern verabschiedet sich von Windkraftplänen in Japan, [Link](#).

aufgegeben. Der Abbruch erfolgte weniger als ein Jahr nachdem das Projekt einen CfD erhalten hatte.²⁰

- 2023 führten Kostensteigerungen von bis zu 40% zum Stop des Projektes Norfolk Boreas (1,4 GW) in Großbritannien, obwohl das Projekt 2022 einen CfD gewonnen hatte.²¹ Das Projekt wird seit 2024 von einem anderen Entwickler weitergeführt.²²
- 2023 führten auch in den USA gestiegene Kosten infolge von hoher Inflation, steigenden Zinsen und Lieferkettenengpässen zum Abbruch zweier Projekte (insgesamt 2,2 GW).²³

In Deutschland wurden noch keine Projektabbrüche seit der Einführung des bestehenden Regimes gemeldet. Allerdings stehen bei den meisten Projekten, die seit 2023 unter den bestehenden Regeln bezuschlagt wurden, die FIDs noch aus. Insbesondere bei Projekten für die Betreiber, auch aufgrund der Möglichkeit zu optionsbasiertem Bieten, sehr hohe negative Gebote abgegeben haben besteht ein erhöhtes Risiko eines Projektabbruches. Grundsätzlich können Projekte natürlich auch bei optionalem Bieten entwickelt werden, wenn die wesentlichen Kosten- und Erlöstreiber nach Gebotsabgabe konstant bleiben oder sinken. Der gegensätzliche Trend der Kostenentwicklung der letzten Jahre erhöht allerdings das Risiko von Projektabbrüchen.

Projektabbrüche untergraben den Ausbau der Offshore-Windenergie und der europäischen Wertschöpfungskette, da die Unsicherheit der Projektrealisierung auch die Investitionsbereitschaft der Lieferkette untergräbt. Dies erschwert den zielgerichteten Kapazitätsaufbau, der im Koalitionsvertrag der aktuellen Regierung und dem Wind Power Package der Europäischen Kommission angestrebt wird, um Abhängigkeiten vom nicht-europäischen Ausland zu reduzieren.²⁴ Eine gezielte Reduktion der Optionalität und damit des Abbruchrisikos hat folglich klima-, energie- und industriepolitische Vorteile.

3. Auswirkungen einer Straffung der Fristen

3.1. Straffung der Fristen zwischen Gebotsabgabe und FID

Iberdrola schlägt vor den **zeitlichen Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID** durch eine stärkere staatliche Vorentwicklung der Flächen **zu verkürzen**: durch die zeitliche Zusammenlegung entwickeln Bieter ihre **Gebote** dann nicht mehr primär auf Basis geschätzter Kosten- und Preisentwicklungen, sondern **auf Basis tatsächlich vereinbarter Verträge**. Durch die zeitliche Verkürzung soll die Kostenunsicherheit insbesondere bei den Investitions- und Finanzierungskosten weitestgehend aufgelöst werden.

Für die operative Umsetzung dieses Ansatzes schlägt Iberdrola vor, dass für alle Flächen die relevanten Voruntersuchungen durch die Behörden, beispielsweise federführend durch das BSH,

²⁰ Energy Connects (07.05.26), Orsted Cancels Major UK Offshore Wind Farm as Costs Jump, [Link](#).

²¹ Handelsblatt (20.07.23), Vattenfall stoppt Offshore-Projekt vor England wegen stark gestiegener Preise, [Link](#).

²² RWE (27.03.2024), RWE erweitert ihr Offshore-Wind-Entwicklungsportfolio in Großbritannien um 4,2 Gigawatt, [Link](#).

²³ The Guardian (01.11.23), Ørsted cancels two US offshore windfarm projects at £3.3bn cost, [Link](#).

²⁴ CDU, CSU und SPD (2025), Verantwortung für Deutschland – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 9 und 32, ([Link](#)) und Europäische Kommission (24.10.23) Commission sets out immediate actions to support the European wind power industry, [Link](#).

durchgeführt werden.²⁵ Somit würden allen Entwicklern mit entsprechendem Abstand vor der Ausschreibung die vollständigen, für eine FID notwendigen Informationen vorliegen und der Bedarf an weiteren Voruntersuchungen durch die Entwickler deutlich reduziert werden. Die Kosten für diese Arbeiten könnten wie unter dem bestehenden Modell an die erfolgreichen Bieter weitergereicht werden.

Diese Änderung würde die Kostenunsicherheiten gegenüber dem Status Quo deutlich reduzieren und mithin die Höhe der Gebote und/ oder das Risiko eines Projektabbruchs – je nachdem ob Bieter bisher das Risiko eingepreist oder optionsbasiert geboten haben (Abschnitt 2.2) – deutlich verringern.

3.2. Beispiele aus anderen Märkten zeigen grundsätzliche Machbarkeit des Vorschlags

Erfahrungen aus anderen etablierten europäischen Offshore-Märkten mit unterschiedlichen Ausschreibungsdesigns zeigen, dass deutlich kürzere Fristen zwischen Ausschreibung²⁶ und FID umsetzbar sind. Der Vergleich mit Beispielen aus Großbritannien, den Niederlanden und Dänemark zeigt, dass FIDs in diesen Ländern deutlich schneller nach Zuschlag getroffen werden verglichen mit den in Deutschland gesetzlich eingeplanten rund 36 bzw. 60 Monaten für voruntersuchte/ nicht voruntersuchte Flächen (siehe Tabelle 3.1). Insbesondere in Großbritannien wurden in den vergangenen Jahren FIDs kurz nach den Ausschreibungen für CfDs getroffen. In den Niederlanden haben Shell und Eneco jeweils für die gemeinsamen Projekte Hollandse Kust Noord (2020) und Hollandse Kust West VI (2022) FIDs sogar direkt mit Erhalt des Zuschlags getroffen.²⁷ Eine kürzere Frist zwischen Gebotsabgabe und FID erscheint damit bei passendem Ausschreibungsdesign grundsätzlich praktikabel.

²⁵ Dafür müsste laut Iberdrola die aktuelle Voruntersuchung auf alle Flächen ausgeweitet werden und beispielsweise detailliertere Standort- bzw. Baugrunduntersuchungen erfolgen. Die Informationen der Voruntersuchung müssten Bietern dann frühestmöglich, idealerweise 18 Monate, mindestens aber 12 Monate vor Gebotsabgabe zur Verfügung gestellt werden. Für weitere Ausführungen siehe auch Kapitel 4. Anmerkung: NERA nimmt in dieser Studie keine Bewertung der operativen Umsetzbarkeit dieses Vorschlags vor, die außerhalb der Expertise der Autorinnen und Autoren liegt.

²⁶ Der Fokus dieser Studie liegt auf dem zeitlichen Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID. Wir nehmen in unserer Modellierung an, dass zwischen Gebotstermin und Zuschlag nur wenige Monate vergehen. In den deutschen Ausschreibungen erfolgte die Bekanntgabe der Zuschläge relativ kurz nach der finalen Gebotsabgabe. Die zeitlichen Abstände zwischen Gebotsabgabe und Zuschlag variieren zwischen Ländern und Auktionsrunden. Beispielsweise bei der niederländischen Ausschreibung von Hollandse Kust Noord V erfolgte der Zuschlag ebenfalls nur rund drei Monate nach der Gebotsfrist am 30.04.20. Die Ergebnisse der letzten Britischen Allocation Round 7 wurden rund einen Monat nach der Gebotsfrist am 14.01.26 bekannt gegeben.

²⁷ Eneco (29.07.20) CrossWind wins tender for Hollandse Kust (Noord) wind farm, [Link](#). Eneco (15.12.22) Shell and Eneco win tender for offshore wind farm Hollandse Kust (West) VI, [Link](#).

Tabelle 3.1: Zeitliche Abstände zwischen Ausschreibung und FID für ausgesuchte Projekte in anderen europäischen Märkten

Projekt	Veröffentlichung Zuschlag	FID	Monate zwischen Auktion und FID
Niederlande			
Borssele Windfarm III & IV	Dez 2016	Jun 2018	18
Hollandse Kust Zuid I & II	Mär 2018	Jun 2020	27
Hollandse Kust Zuid III & IV	Jul 2019	Jun 2020	11
Hollandse Kust Noord V	Jul 2020	Jul 2020	0
Hollandse Kust West VI	Dez 2022	Feb 2023	2
Hollandse Kust West VII	Nov 2022	Jul 2024	20
Dänemark²⁸			
Horns Rev III	Feb 2015	Jun 2016	16
Kriegers Flak	Nov 2016	Dez 2018	25
Thor	Dez 2021	Mar 2023	15
Vereinigtes Königreich²⁹			
Hornsea Three	Jul 2022	Dez 2023	17
Moray West	Jul 2022	Apr 2023	9
East Anglia Three	Sep 2024	Jul 2025	10
Inch Cape	Sep 2024	Jan 2025	4
East Anglia Two	Sep 2024	Okt 2024	1
Norfolk Vanguard	Jan 2026	Jun 2026 (erw.)	~6

Quelle: NERA-Analyse auf Basis öffentlich verfügbarer Informationen.

Gleichzeitig wird auch in anderen Ländern die Beschleunigung der Projektumsetzung sowie die Strukturierung und Aufteilung von Voruntersuchungen zwischen Behörden und Entwicklern diskutiert. In den kommenden dänischen Ausschreibungen wird der Staat die Flächenuntersuchungen und verteidigungsbezogenen Maßnahmen übernehmen, die vorher die

²⁸ Das Projekt Vesterhaven ist nicht mitaufgenommen. Dieses verzögerte sich durch die Neubeurteilung der UVP sowie der Stornierung und späteren Neuausschreibung wesentlicher Bauverträge um mehr als zwei Jahre. [Link](#).

²⁹ Aufgrund von Inflation und gestiegenen Projektkosten nahmen Offshore-Windprojekte die bereits in AR4 (Jul 2022) bezuschlagt worden waren, darunter Hornsea Projekt Three, Moray West, East Anglia Three, und Inch Cape in AR6 (Sep 2024) erneut an der CfD-Ausschreibung teil. Die bekannten FID-Termine für die Projekte unterscheiden sich allerdings: Wenn das FID-Datum nach dem AR6-Termin (Sep 2024) liegt, zeigt die Tabelle den AR6-Zuschlagstermin (Annahme: FID bezieht den zweiten Zuschlag mit ein.). Liegt das bekannte FID-Datum zwischen AR4 (Juli 2022) und AR6, wurde der AR4-Zuschlagstermin verwendet. Zum Beispiel war bei: HS3 der FID 2023 (vor AR6), bei EA3 in 2025 (nach AR6). Siehe beispielsweise: 4COffshore (26.02.24) Ørsted ignites rebidding frenzy in Allocation Round 6, [Link](#).

Entwickler getragen haben.³⁰ Auch in Großbritannien wurde von Branchenanalysten eine Bündelung der Umweltuntersuchungen auf regionaler Ebene durch einen unabhängigen Träger vorgeschlagen.³¹

3.3. Empirische Analyse des Iberdrola-Vorschlags

3.3.1. Untersuchungsgegenstand und Szenariodefinition

Die Analyse untersucht, wie eine Straffung der Fristen zwischen Gebotsabgabe und FID das Risiko von Projektabbrüchen und die von der Allgemeinheit über das Gebotsniveau zu tragenden Kosten beeinflusst. Alternative Anpassungen des Ausschreibungsdesigns oder des Regulierungsrahmens, z.B. Änderungen der Pönalen oder alternative CfD-Ausgestaltungen, stehen nicht im Fokus dieser Untersuchung.³²

Im Zentrum steht damit die Frage, wie sich unterschiedliche Fristen zwischen Gebotsabgabe und FID über die Verringerung der Volatilität von Investitions- und Finanzierungskosten auf die Gebotshöhen und das Abbruchrisiko auswirken. Im Rahmen dieser Untersuchung werden entsprechend sieben Szenarien analysiert, die unterschiedliche Gebotsstrategien und Zeitabstände zwischen Gebotsabgabe und FID abbilden:

- **Szenario 1 (FID mit Zuschlag):** Die FID erfolgt faktisch mit der Gebotsabgabe³³ da die Investitionsentscheidung eng an den Zuschlag gekoppelt ist. Die Gebotsabgabe erfolgt auf Basis umfangreicher zur Verfügung gestellter Voruntersuchungen und auf dieser Basis ausgehandelter Verträge für die wesentlichen Komponenten. Die FID stellt im Wesentlichen die vertragliche „Scharfstellung“ dar und Bieter müssen weder Kostenpuffer noch Optionen in ihr Gebot einpreisen. Dieses Szenario entspricht dem Vorschlag von Iberdrola.
- **Szenario 2 (Kurze Verzögerung – optionsbasiertes Bieten):** Dieses Szenario illustriert, welche Unsicherheiten sich bereits aus relativ kurzen Verzögerungen gegenüber dem Iberdrola-Vorschlag ergeben. Die FID erfolgt rund sechs Monate nach Gebotsabgabe. Die Kostenunsicherheit ist daher begrenzt. Bieter preisen erwartete Kostenentwicklungen in Höhe der historisch beobachteten Kosteninflation für wesentliche Komponenten, Materialien und Dienstleistungen in ihr Gebot ein. Bieter nutzen die Option bei unvorhergesehenen, stark ungünstigen Kostenentwicklungen Projekte durch die Zahlung der Abbruchkosten (Pönalen) abzubrechen. Projektabbrüche sind folglich trotzdem möglich³⁴, aufgrund der relativ geringen Kostenunsicherheit aber begrenzt.
 - **Szenario 2a (Kurze Verzögerung – Gebot mit Kostenpuffer):** Bereits bei einem kurzen zeitlichen Abstand zwischen Zuschlag und FID preisen Entwickler nicht nur die

³⁰ Moalem Weitemyer (26.05.25) New launch of Offshore Wind Tenders with attractive State Aid Framework in Denmark, [Link](#) und Coralpoint (27.11.25) Denmark's Offshore Wind Market: Lessons, Reforms and New Momentum, [Link](#).

³¹ ORE Catapult (04.11.24) New report sets out a route to transform environmental consenting in UK offshore wind [Link](#).

³² In unseren Berechnungen nehmen wir einen stilisierten Fixpreis-CfD ohne Indexierung an (siehe Abschnitt 3.3.2).

³³ Als Vereinfachung nehmen wir an, dass der Zuschlag nahezu unmittelbar nach der Gebotsabgabe erfolgt. In den letzten Ausschreibungen in Deutschland lagen zwischen Angebotsabgabe und Zuschlag jeweils nur wenige Wochen.

³⁴ Beispielsweise wurde Hornsea 4 weniger als ein Jahr nach Erhalt eines CfDs abgebrochen (siehe Kapitel 2).

durchschnittliche historische Kostenentwicklung ein, sondern einen Puffer, der das Projekt auch bei Zugrundelegung deutlich höherer („unerwarteter“) Inflation realisierbar hält. Wir nehmen vereinfachend auf Basis der Volatilitätsanalyse (siehe Abschnitt 3.3.3) an, dass Bieter bei einem Abstand von sechs Monaten einen Puffer für eine Steigerung der Investitions- und Finanzierungskosten von 9% einpreisen.³⁵ In diesem Fall wird nicht optionsbasiert geboten.

- **Szenario 3 (Status quo: Voruntersuchte Flächen – optionsbasiertes Bieten):** Zwischen der Gebotsabgabe und der FID liegen ungefähr drei Jahre, sodass Gebote zwangsläufig auf erwarteten Kostenentwicklungen und nicht auf ausgehandelten Preisen basieren. Der angenommene Zeitabstand spiegelt die aktuellen gesetzlichen Vorgaben für voruntersuchte Flächen wider. Bieter preisen erwartete Kostenentwicklungen in Höhe der historisch beobachteten Kosteninflation in ihr Gebot ein. Bieter nutzen darüber hinaus die Option bei unvorhergesehenen, stark ungünstigen Kostenentwicklungen Projekte durch die Zahlung der Abbruchkosten (Pönalen) abzurechnen.
 - **Szenario 3a (Status Quo: Voruntersuchte Flächen – Gebot mit Kostenpuffer):** Aufgrund des zeitlichen Abstandes von drei Jahren zwischen Zuschlag und FID preisen Entwickler neben der durchschnittlichen historischen Kostenentwicklung auch einen Puffer für „unerwartete“ Inflation ein. Auf Basis der Volatilitätsanalyse (siehe Abschnitt 3.3.3) nehmen wir an, dass Bieter bei einem Abstand von drei Jahren einen Puffer für eine Steigerung der Investitions- und Finanzierungskosten von 32% einpreisen (vgl. Abschnitt 3.3.3) und nicht optionsbasiert bieten.
- **Szenario 4 (Status quo: Nicht voruntersuchte Flächen):** Zwischen Gebotsabgabe und der FID liegen fünf Jahre, ungefähr der aktuelle Wert für nicht voruntersuchte Flächen. Gebote basieren damit auf der erwarteten Kostenentwicklung und -unsicherheit über fünf Jahre. Bieter preisen erwartete Kostenentwicklungen in Höhe der historisch beobachteten Kosteninflation in ihr Gebot ein. Bieter nutzen darüber hinaus die Option bei unvorhersehbaren, stark ungünstigen Kostenentwicklungen Projekte durch die Zahlung der Abbruchkosten (Pönalen) abzurechnen.
 - **Szenario 4a (Status Quo: Nicht voruntersuchte Flächen – Gebot mit Kostenpuffer):** Bei einem langen zeitlichen Abstand von fünf Jahren zwischen Zuschlag und FID nehmen wir an, dass Entwickler einen Puffer für einen 40% Anstieg der Investitions- und Finanzierungskosten einpreisen, statt optionsbasiert zu bieten. Auch dieser angenommene Anstieg basiert auf der Volatilitätsanalyse (siehe Abschnitt 3.3.3).

3.3.2. Analyseansatz

Zur Quantifizierung der Auswirkungen des Iberdrola-Vorschlags nutzen wir den folgenden Ansatz:

- **Volatilitätsanalyse:** Zur Untersuchung der Preisentwicklungen und -volatilitäten für die wesentlichen Komponenten eines Offshore-Windparks identifizieren wir öffentlich verfügbare relevante historische Preisindizes für Rohstoffe, Komponenten und Dienstleistungen, welche näherungsweise die Preisentwicklung und Volatilität für OWPs nachbilden. In der

³⁵ Damit illustrieren wir die Auswirkungen auf die Gebotshöhen, wenn Bieter Unsicherheiten ungefähr in Höhe der in den letzten Jahren beobachteten Kostensteigerungen (siehe Kapitel 2) antizipieren und einpreisen würden. Dies stellt ein Extremszenario dar, in dem weitgehend die höchste in der Vergangenheit beobachtete Inflation eingepreist wird. In der Realität werden diese Unsicherheiten möglicherweise nur teilweise eingepreist.

Volatilitätsanalyse untersuchen wir auf Basis historischer Preisentwicklungen die Preisvolatilitäten für wesentliche Investitionskostenkomponenten und die Finanzierungskosten. Diese unterscheiden sich je nach Szenario (d.h. nach Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID).

- In einem **stilisierten Finanzmodell** modellieren wir unter Berücksichtigung bekannter Kostenentwicklungen und -volatilitäten sowie der Optionalität, die der deutsche Regulierungsrahmen bietet, optimale Gebote für die verschiedenen Szenarien (d.h. Zeitspannen/ Unsicherheiten zwischen Gebotsabgabe und FID). Aus diesen lässt sich die Wirkung der Vorschläge auf Abbruchrisiko und Gebotshöhe herleiten.

Identifikation von Kostendaten zur Analyse historischer Preisentwicklungen und Volatilitäten bei Offshore Windparks

Die Volatilitätsanalyse untersucht historische Preisentwicklungen und -volatilitäten für Investitions- und Finanzierungskosten von OWP. Diese fließen als zentrale Variablen in das Finanzmodell ein.

Die der Analyse zugrunde liegenden **Kostenparameter** basieren auf den im *Guide to an Offshore Wind Farm* veröffentlichten Referenzkosten für alle OWP-Kosten.³⁶ Der *Guide* gilt in der Branche als etablierte und verlässliche Quelle. Wir haben anhand der Daten des *Guides* die aktuellen britischen AR7 Ausschreibungsergebnisse annähernd repliziert. Ein in vergleichbarer Detailtiefe öffentlich verfügbares Pendant für Deutschland existiert derzeit nicht. Wir haben daher die Werte auf heutige EUR-Preisniveaus umgerechnet und um Inflationsannahmen fortgeschrieben.

Hierzu haben wir relevante Datenreihen für zentrale Kostenkomponenten eines OWP identifiziert. Wir haben dazu systematisch verschiedene öffentlich verfügbare Datenbanken (u.a. Destatis, Eurostat, FactSet, Deutsche Bundesbank) ausgewertet, aus denen Zeitreihen für geeignete Preisindizes ausgewählt wurden. Im Mittelpunkt standen dabei Komponenten mit hohem Kostenanteil in Offshore-Windprojekten (z.B. Stahl, Turbinenkomponenten, Zinsen/ Kapitalkosten).³⁷ Bei der Auswahl der Datenreihen für individuelle Komponenten wurde insbesondere (i) die Abbildung der internationalen Lieferkette, (ii) die Granularität der jeweiligen Definition von Komponenten, Rohstoffen oder Dienstleistungen und (iii) die Länge der verfügbaren Zeitreihen berücksichtigt. Eine Übersicht über die wesentlichen Kostenkomponenten und die verwendeten Datenreihen ist in Anhang B dargestellt. Anhang C illustriert die historische Entwicklung des kombinierten Preisindex.

Für die Volatilitätsanalyse messen wir die durchschnittliche Preisentwicklung und -volatilität³⁸ der Indizes ab 2000. Abbildung 3.1 zeigt beispielhaft die historische Entwicklung der Turbinenpreise über

³⁶ BVGAssociates, ORE Catapult, The Crown Estate and others (Stand 26.02.26) *Guide to an Offshore Wind Farm*, [Link](#). Preise in GBP 2024.

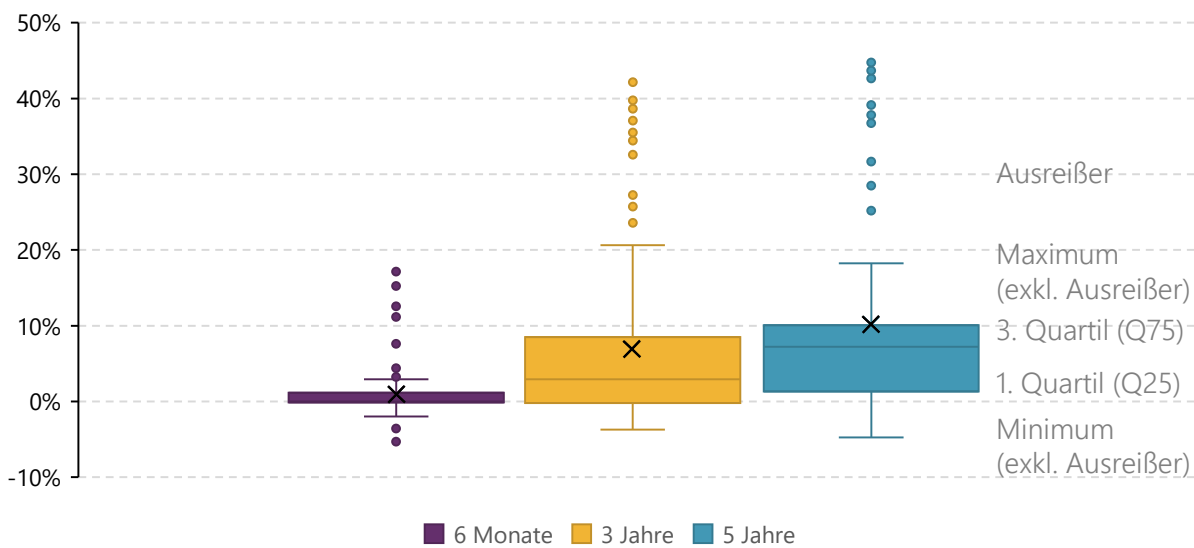
³⁷ „Wesentliche Kostenkomponenten“ sind hier die Kostenpositionen, die für einzelne Komponenten und Dienstleistungen bei der Entwicklung und dem Bau von OWPs, die größten Kostentreiber sind. Die Identifikation der Kostentreiber erfolgte auf Basis von BVGAssociates, ORE Catapult, The Crown Estate and others (Stand 26.02.26) *Guide to an Offshore Wind Farm*, [Link](#). Kostenpositionen verbunden mit Netzanbindungen sind nicht in der Modellierung berücksichtigt, da sie in Deutschland von den Übertragungsnetzbetreibern bzw. deren Kunden getragen werden.

³⁸ Zur Messung der Volatilität verwenden wir die Standardabweichung, also ein Maß dafür, wie stark einzelne Beobachtungen typischerweise um ihren Durchschnitt streuen. Je höher die Standardabweichung, desto größer sind die Preisschwankungen der Indizes.

verschiedene rollierende Zeitabstände.³⁹ Aus der Grafik lassen sich verschiedene Aussagen zu erwartbaren und nicht erwartbaren Preisentwicklungen für eine der wichtigsten Komponenten eines OWP ableiten:

- Der durchschnittliche Preisanstieg über 6-Monats-, 3-Jahres- und 5-Jahreszeiträume ist jeweils durch ein „x“ dargestellt und beträgt rund 1% (6M), 7% (3J), 10% (5J). Wir gehen davon aus, dass diese durchschnittliche historische Preissteigerung über den Zeitraum bis zur FID von allen Bietern bei Gebotsabgabe als „erwartbar“ eingepreist werden kann.
- Zentral für den Business Case sind Preisentwicklungen, die Bieter zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe **nicht sicher prognostizieren können** und stattdessen durch Einpreisung eines Kostenpuffers oder optionsbasiertes Bieten in ihrer Gebotsstrategie berücksichtigen. Dahingehend zeigt Abbildung 3.1, dass die Abweichung zwischen historischem Durchschnitt (Erwartung) und tatsächlicher Entwicklung erheblich sein kann: über 5 Jahre gab es mehrere Zeiträume, wo die tatsächliche Kostensteigerung (Punkte) bei über 40% lag, während man auf Basis historischer Durchschnittswerte nur mit 10% (Kreuz) gerechnet hätte.

Abbildung 3.1: Historische Preisentwicklung von Gebotsabgabe bis FID für den Preisindex für Windturbinen (GP19-281124) [%]⁴⁰



Quelle: NERA auf Basis von Destatis-Daten.

³⁹ Um je nach Szenario die Entwicklung über verschiedene Zeithorizonte abzubilden, berechnen wir **rollierende Volatilitäten**: Nacheinander berechnen wir alle 6-Monats-, 3-Jahres- und 5-Jahres-Fenster in den einzelnen Preisindizes und werten deren Preisänderungen aus. Damit modellieren wir die unerwarteten Preisschwankungen über die vergangenen 6 Monate, drei Jahre und 5 Jahre, die Entwickler zu unterschiedlichen Zeitpunkten in ihrer FID berücksichtigen mussten. Die Analyse beruht auf 312 Datenpunkten.

⁴⁰ Ein Boxplot stellt die Verteilung von Daten graphisch dar. Die Box umfasst die Spanne zwischen dem 25. und 75. Perzentil in das somit die „mittleren 50%“ der Datenpunkte fallen (Interquartilsabstand). Die eingezeichnete Linie in der Box ist der Median, über und unter dem jeweils 50% der Datenpunkte liegen (50. Perzentil). Der Median muss nicht dem Durchschnitt (hier das arithmetische Mittel) entsprechen, der durch „x“ gekennzeichnet. Die Whisker reichen bis zu dem kleinsten/ größten Wert der noch höchstens 1,5 mal den Interquartilsabstand ober-/ unterhalb der Quartilsgrenzen liegt. Darüber/ darunter liegende Datenpunkte sind Ausreißer.

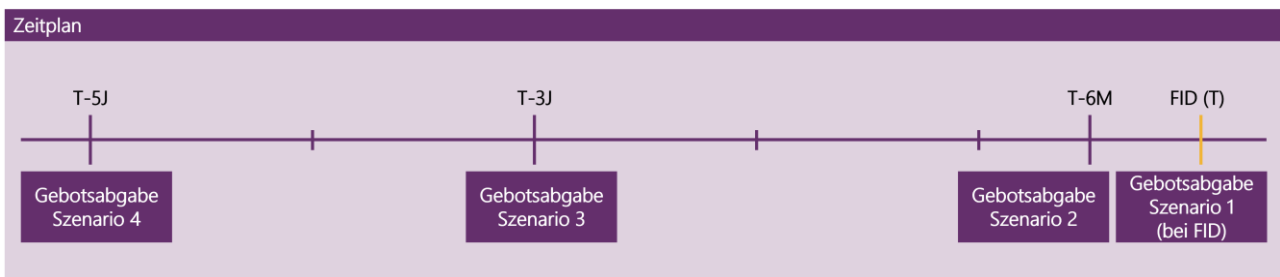
Für das Risiko der Projektierer sind somit insbesondere nicht vorhersehbare und vom Erwartungswert abweichende Kostenentwicklungen von Bedeutung. Wir rechnen daher für unsere Modellierung den langfristigen Durchschnitt der Preisentwicklung⁴¹ aus den gemessenen Preisvolatilitäten der einzelnen Komponenten heraus. Auf dieser bereinigten Basis bestimmen wir die verbleibende Preisvolatilität bzw. die Größe der Schocks mit denen Bieter grundsätzlich rechnen müssen. Die finalen Preisindizes sind die wesentlichen Eingangsgrößen für die zu berücksichtigende Unsicherheit im Finanzmodell.

Stilisiertes Finanzmodell (Optionsmodell) zur Modellierung der Sensitivität von Abbruchrisiko und Gebotshöhe in den verschiedenen Szenarien

Das Finanzmodell erlaubt die Berechnung der Abbruchrisiken und Gebotshöhen für ein zukünftiges Referenzprojekt unter Berücksichtigung unterschiedlicher zeitlicher Abstände zwischen Gebotsabgabe und FID. Das verwendete stilisierte Finanzmodell ist ein **Discounted-Cash-Flow-Modell (DCF)**, in dem die erwarteten künftigen Zahlungsströme des Projekts (Einnahmen und Ausgaben) über die Projektlaufzeit prognostiziert und mit einem risikoadäquaten Eigenkapitalzinssatz auf den Zeitpunkt der Gebotsabgabe abgezinst werden. DCF-Modelle werden regelmäßig zur Bewertung von Investitionsprojekten inklusive OWPs herangezogen.⁴²

Für die Bewertung nehmen wir an, dass in allen Szenarien die FID des Projektes zum gleichen Zeitpunkt getroffen wird, während die Gebotsabgabe jeweils fünf Jahre, drei Jahre, sechs Monate vor oder ebenfalls zum Zeitpunkt der FID stattfindet (siehe Abbildung 3.2).

Abbildung 3.2: Annahmen zum zeitlichen Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID



Quelle: NERA. Hinweis: Für Szenarios 2a, 3a und 4a (Gebot mit Kostenpuffer) spielt der zeitliche Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID in unserer Modellierung keine Rolle, da wir zur Vereinfachung von einem Anstieg der Investitions- und Finanzierungskosten jeweils um 9%, 32% and 40% ausgehen

Die **Kapitalkosten** werden wie oben beschrieben auf Basis des *Guide to an Offshore Wind Farm*⁴³, sowie unter anderem der Daten vom statistischen Bundesamt ermittelt. Die Unsicherheit der im Fokus stehenden Investitions- und Finanzierungskosten wird ausgehend von diesen Referenzkosten auf Basis der Ergebnisse der Volatilitätsanalyse (siehe oben) szenariospezifisch berücksichtigt. Hierzu verwenden wir eine sogenannte „Monte Carlo Simulation“, ein in der Finanzanalyse übliches

⁴¹ Wir nehmen dabei an, dass die erwartbare Preisentwicklung die durchschnittliche Preissteigerung (oder Inflation) der jeweiligen Reihe ist.

⁴² E.R. Yescombe (2014), *Principles of Project Finance*, Second Edition, Kapitel "Discounted Cash Flow", S.258-260 und A. Cabo-Rodríguez, A. Calvo-Silvosa, F. DeLlano-Paz (2026), *Economic valuation under uncertainty in offshore wind farms investments: A systematic literature review*, Applied Energy, Volume 409, Kapitel "Discounted Cash Flow", S.7.

⁴³ BVGAssociates, ORE Catapult, The Crown Estate and others (Stand 26.02.26) *Guide to an Offshore Wind Farm*, [Link](#). Preise in GBP 2024.

Vorgehen.⁴⁴ Diese berechnet für jede relevante Kostenkomponente auf Basis der historischen Volatilitäten eine große Zahl möglicher Investitions- und Finanzierungskostenverläufe und Nettobarwerte („Pfade“) je Szenario unter Berücksichtigung des zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe bestehenden Risikos unerwarteter Preisschwankungen.⁴⁵ In der Kostenkalkulation werden die verschiedenen Pfade dann wahrscheinlichkeitsgewichtet einbezogen.

Betriebskosten (Opex) und Rückbaukosten werden auf Basis des Verbraucherpreisindex fortgeschrieben und zwischen den Szenarien konstant gehalten. Vereinfachend nehmen wir damit an dass diese Positionen im Wesentlichen nach der FID anfallen und verhandelt werden und damit nicht vom Zeitraum zwischen Gebotsabgabe und FID beeinflusst sind. In der Realität werden Betriebsverträge durchaus vorverhandelt, so dass eine kürzere Zeit zwischen Gebotsabgabe und FID zumindest in den ersten Betriebsjahren auch auf der Opex-Seite Risiken reduzieren kann. Unsere Schätzung der risikomindernden Wirkung des Iberdrola-Vorschlags unterschätzt damit tendenziell dessen Gesamtwirkung in der Praxis (siehe auch Abschnitt 3.4).

Auf der **Einnahmeseite** unterstellen wir für alle Szenarien einen nicht indexierten Fixpreis-CfD mit 20 Jahren Laufzeit, an den sich eine 15-jährige Phase der Direktvermarktung anschließt. Dies stellt eine einfache Variante eines Standard-CfD Modells dar. Abweichende Ausgestaltungen, beispielsweise CfDs mit einem Preiskorridor statt eines Fixpreises, haben ein höheres Risikoprofil insbesondere hinsichtlich der Strompreisentwicklung, und können damit tendenziell mit einem höheren Abbruchrisiko verbunden sein. Die Risikominderung durch das Iberdrola-Modell wäre damit noch größer als im hier vorgestellten Szenario. Eine Übersicht über alle Modellierungsannahmen und ihre Herleitung findet sich in Anhang A.

Für die stilisierte **Gebotserstellung** nehmen wir Folgendes an:

Im Szenario ohne Unsicherheit (Szenario 1) wählen Bieter ihr CfD-Gebot so, dass der erwartete Nettobarwert null ist. Diese Anforderung drückt aus, dass das Projekt ökonomisch kostendeckend ist, d.h. die Gewinnerwartung des Bieters wird erreicht, aber es werden keine Übergewinne erwirtschaftet.

Wird eine bestehende Kostenunsicherheit eingepreist, unterstellen wir, dass Bieter einen Kostenpuffer berechnen, der zusätzliche Kostensteigerungen über die durchschnittliche Kostenentwicklung hinaus abbildet (Szenario 2a, 3a und 4a).⁴⁶ Das resultierende CfD-Gebot ermöglicht die Projektrealisierung auch dann, wenn sich die Kosten bis zur FID deutlich erhöhen. Steigen die Kosten nicht, macht der Bieter Übergewinne. In der Praxis wird ein solches Gebot regelmäßig nicht bezuschlagt werden, weil es gegenüber anderen Geboten einen höheren CfD-Preis benötigt.

Die Realloption eines Projektabbruchs ermöglicht Bietern bei gleichem Risikoprofil und gleichem Eigenkapitalzinssatz aggressiver zu bieten und niedrigere Gebote auf den CfD-Preis abzugeben als

⁴⁴ E.R. Yescombe (2014), Principles of Project Finance, Second Edition, Kapitel "NPV at risk", S.318-319. Yescombe erklärt "*Risk-based cash-flow scenarios for [a] project are calculated using Monte-Carlo simulation.*"

⁴⁵ Eine Monte-Carlo-Simulation ist ein Verfahren, bei dem ein Modell viele Male mit zufällig gezogenen Eingangsparametern durchgerechnet wird, um die Wahrscheinlichkeitsverteilung der möglichen Ergebnisse zu bestimmen. Für diese Modellierung berechnen wir so 5.000 mögliche Investitions- und Finanzierungskostenverläufe je Szenario und Komponente.

⁴⁶ Je nachdem, wie konservativ die zugrundeliegenden Annahmen sind, verbleibt ein Restrisiko, dass das Projekt bei sehr starken Preisanstiegen trotz Puffer abgebrochen werden muss.

Bieter, die das Kostenrisiko einpreisen (siehe Abschnitt 2.2). Die Optionalität variiert zwischen den Szenarien je nach zeitlichem Abstand zwischen Gebotsabgabe und Zuschlag (siehe Abschnitt 3.3.1).⁴⁷

In Szenarien, in denen optionsbasiertes Bieten Teil der Gebotsstrategie ist (Szenario 2, 3 und 4), erfolgt die Gebotserstellung daher unter Berücksichtigung dieser Optionalität, das Projekt bei ungünstiger Kosten- oder Preisentwicklung vor FID abzubrechen. Wir nehmen an, dass Bieter für Projekte nur dann eine FID treffen, wenn zum FID-Zeitpunkt auf Basis der dann verfügbaren Informationen der Nettobarwert der Projektrealisierung höher liegt als die Kosten für einen Abbruch (siehe Abbildung 2.4. Ansonsten wird das Projekt abgebrochen. Zur Gebotserstellung berücksichtigt ein Bieter für jeden Pfad entweder den Wert des realisierten Projekts oder die Abbruchkosten – je nachdem, was günstiger für den Bieter ist. Pfade mit sehr unvorteilhaften Kostenentwicklungen führen dabei zu Abbrüchen.⁴⁸ Bieter wählen ihr CfD-Gebot dann so, dass der durchschnittliche Nettobarwert über alle Pfade hinweg null ist.

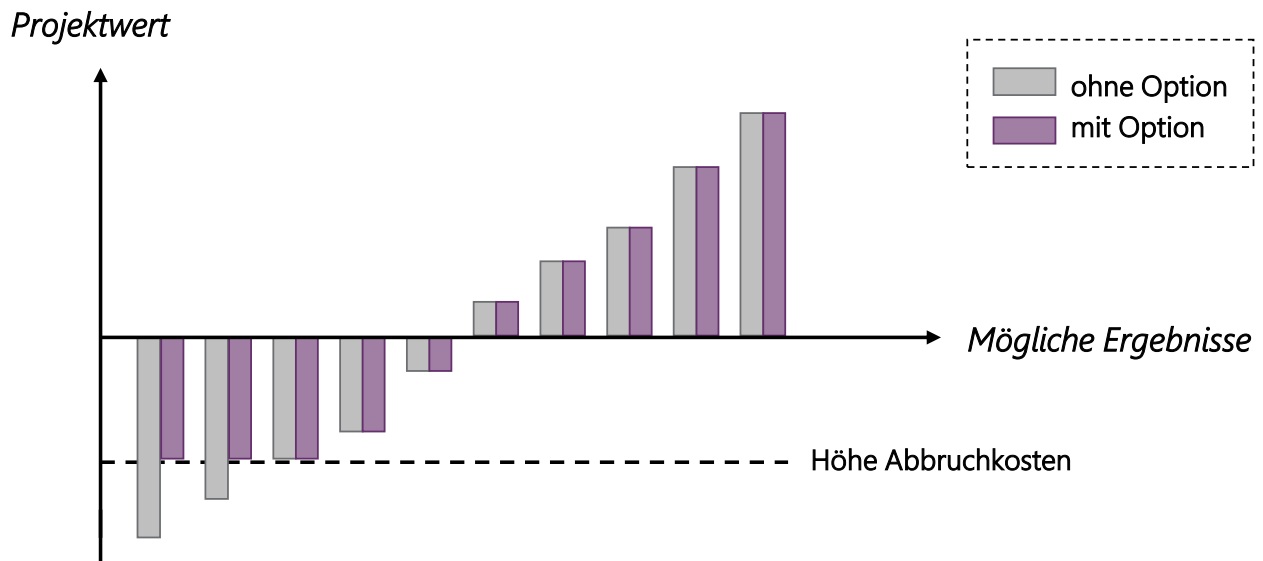
Abbildung 3.3 illustriert diesen Ansatz. Die x-Achse stellt die möglichen Entwicklungspfade des Projektwertes zwischen Gebotsabgabe und FID dar. Die Pfade rechts sind durch günstige Kostenentwicklungen und damit hohe Projektwerte gekennzeichnet, die Pfade links durch nachteilige Entwicklungen. Die Pfade, die zu Projektwerten unterhalb der Abbruchkosten führen, fallen für optionsbasierte Bieter bei der Berechnung ihrer Gebote nur begrenzt ins Gewicht: hier werden lediglich die Abbruchkosten eingepreist. Das Gebot, bei dem der durchschnittliche Nettobarwert über die so bestimmten Pfade hinweg null ist, liegt unter dem Gebot, das Bieter bei einer Einpreisung sehr negativer Pfade abgeben würden (siehe auch Abbildung 2.4).⁴⁹

⁴⁷ Die Höhe der Pönale bei Abbruch ändert sich nicht. In allen Szenarien nehmen wir eine Pönale von 200 EUR/ kW zur besseren Vergleichbarkeit an, entsprechend den bestehenden Vorgaben im WindSeeG für voruntersuchte Flächen. Dadurch, dass wir die Pönale und damit die Abbruchkosten zwischen den Szenarien halten, vermeiden wir eine Verzerrung der Ergebnisse und isolieren den Effekt einer veränderten Zeitplanung. Eine Anpassung der rechtlichen Vorgaben zu den Pönalen wäre ein weiterer Hebel zur Reduzierung des Abbruchrisikos. Höhere Pönalen führen tendenziell zu einem geringeren Abbruchrisiko, können allerdings aufgrund der höheren zu hinterlegenden Sicherheiten auch Auswirkungen auf den Wettbewerb haben.

⁴⁸ Abgebrochene Pfade führen für den einzelnen Pfad zu einem negativen Barwert. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Projekts kann die Möglichkeit zum Abbruch aber trotzdem positiv sein, weil der Bieter durch einen Abbruch vermeiden kann ein Projekt zu realisieren, was in diesem Fall einen noch stärker negativen Wert hätte als der Abbruch.

⁴⁹ Abgebrochene Pfade führen zwar für den einzelnen Pfad zu einem negativen Barwert. Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Projekts kann die Möglichkeit zum Abbruch aber trotzdem positiv sein, weil der Bieter durch einen Abbruch vermeiden kann ein Projekt zu realisieren, was in diesem Fall einen noch stärker negativen Wert hätte als der Abbruch. Damit fallen die „schlimmsten“ Ergebnisse (sehr unprofitable Projektrealisierungen) für den Bieter weg und er kann im Durchschnitt über alle möglichen Szenarien aggressiver bieten.

Abbildung 3.3: Stilisierte Verteilung der Projektwerte unter Berücksichtigung der Optionalität bei unterschiedlichen Kosten- und Preisentwicklungen



Quelle: NERA.

Dieser Befund entspricht dem beobachteten Gebotsverhalten in wettbewerblichen Ausschreibungen für Offshore Wind.⁵⁰ Hier haben sich in den letzten Ausschreibungsrunden regelmäßig Gebote durchgesetzt, die explizit oder zumindest mit hoher Wahrscheinlichkeit auf Realoptionen gesetzt haben. Im folgenden Abschnitt analysieren wir quantitativ, wie unterschiedliche Fristen zwischen Gebotsabgabe und FID die optimale Gebotshöhe, den eingepreisten Risikoaufschlag und das Risiko der Ausübung der Abbruchoption beeinflussen.

3.3.3. Ergebnis: Eine Straffung reduziert CfD-Gebote und das Abbruchrisiko je nach bisheriger Gebotsstrategie

Unsere Analyse in diesem Abschnitt zeigt, dass eine engere zeitliche Zusammenlegung von Gebotsabgabe und FID die Unsicherheit bei den Kosten erheblich reduziert. Wenn Bieter aufgrund dieser reduzierten Unsicherheit ihre Gebote auf Basis abgeschlossener Verträge abgeben können – und nicht auf unsichere erwartete Preisentwicklungen abstellen müssen – erhöht sich die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten erheblich und/ oder die Höhe der CfD-Gebote nimmt ab, je nachdem welche Gebotsstrategie Bieter bisher wählen.

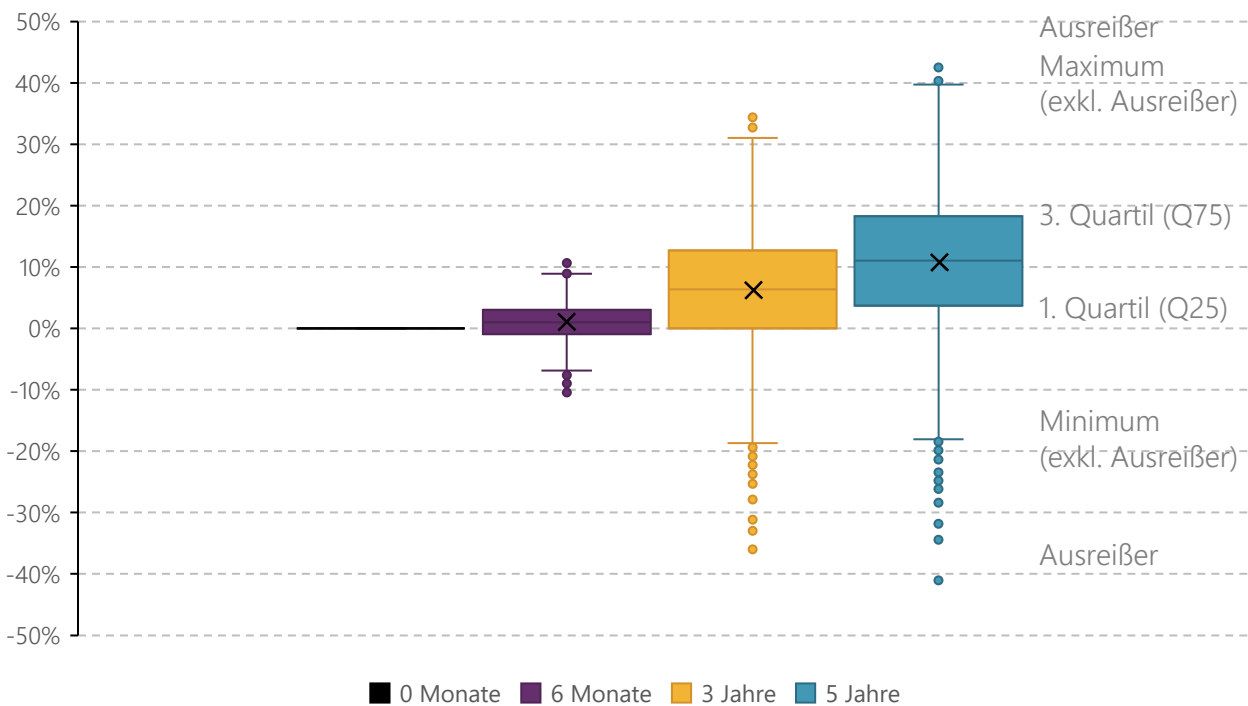
Kürzere zeitliche Abstände zwischen Gebotsabgabe und FID reduzieren Kostenrisiko erheblich

Zunächst analysieren wir die Volatilität der Investitions- und Finanzierungskosten eines OWP anhand der historischen Volatilität der einzelnen Komponenten (siehe zu den Komponenten auch Anhang B). Die Höhe der indexspezifischen Volatilitäten spiegelt dabei die unterschiedlichen Marktentwicklungen in verschiedenen Rohstoff-, Komponenten- und Dienstleistungsmärkten sowie bei den Finanzierungskosten wider (siehe auch Anhang D).

⁵⁰ NERA (01.05.17) Method or Madness: Insights from Germany's Record-Breaking Offshore Wind Auction and Its Implications for Future Auctions, [Link](#).

Unsere Analyse zeigt, dass die zu erwartende Gesamtvolatilität sinkt, je weniger Zeit zwischen Gebotsabgabe und FID verstreicht (siehe Abbildung 3.4).⁵¹ Während sich die historische durchschnittliche Kostensteigerung von rund 5% (über 3 Jahre) bzw. 10% (über 5 Jahre) grundsätzlich bei Gebotsabgabe einpreisen lässt, zeigt Abbildung 3.4, dass die Volatilität um diese durchschnittliche Steigerung mit der Länge des Zeitraums zwischen Gebotsabgabe und FID deutlich zunimmt. Im Gegenzug bestehen bei einer Zusammenlegung von Gebotsabgabe, Zuschlag und FID keine Kostenvolatilitäten, die eingepreist werden müssten.

Abbildung 3.4: Simulierte Preisvolatilität von Gebotsabgabe bis FID für Investitions- und Finanzierungskosten insgesamt [%]



Quelle: NERA-Analyse.

Unsere Analyse zeigt, dass bei einem Zeitraum von fünf Jahren zwischen Gebotsabgabe und FID Preissteigerungen von gut 10% auf Basis der historischen Preisentwicklungen in die Gebote eingepreist werden können. Preissteigerungen von 40% und mehr auf Basis historischer Preisentwicklungen sind allerdings möglich, wie insbesondere die letzten Jahre gezeigt haben. Damit verbleibt ein Risiko, dass nicht vorhersehbare Preisschwankungen von fast 30% auftreten, die bei einem Abstand von fünf Jahren bis zur FID den Business Case einer OWP erheblich beeinflussen können.⁵² Dieses Risiko wird von Bietern entweder eingepreist oder durch optionsbasiertes Bieten

⁵¹ Diese Ergebnisse basieren auf einer Simulation mit Hilfe des in Abschnitt 3.3.2 beschriebenen Finanzmodells, die keine Korrelation zwischen den verwendeten Preisindizes annimmt.

⁵² Noch gar nicht berücksichtigt in diesem Zusammenhang ist, dass öffentlich verfügbare Indizes spezifische Kostenentwicklungen bei OWPs über eine längere Periode zwischen Gebotsabgabe und FID gegebenenfalls weniger genau abbilden, weil die Indizes jeweils nicht exakt die OWP-Komponente abbilden. Je länger der Betrachtungszeitraum, desto höher das Risiko, dass außerordentliche Einflussfaktoren zu Abweichungen zwischen gemessenen Kosten und tatsächlichen OWP-Kosten führen, weil sich zum Beispiel die tatsächlichen Kostentreiber eines OWP-Projektes nachhaltig verändern.

akzeptiert. Letzteres erhöht die Wahrscheinlichkeit eines Projektabbruchs, während ein vollständiges Einpreisen derzeit dazu führt, dass risikoaverse Bieter in der Ausschreibung nicht kompetitiv sind oder daher teilweise gar nicht erst Gebote abgeben.

Bei einem Zeitraum von drei Jahren bis zur FID, wie für voruntersuchte Flächen vorgesehen, besteht noch ein Risiko von Preissteigerungen von bis zu 30%, mithin bis zu 25% mehr als der langfristige Durchschnitt.

Selbst wenn die FID nur sechs Monate nach der Gebotsabgabe getroffen wird können unerwartete Kostensteigerungen von bis zu rund 10% eintreten, während die auf Basis des langfristigen Durchschnitts erwartbare Preisinflation bei lediglich 1% liegt.

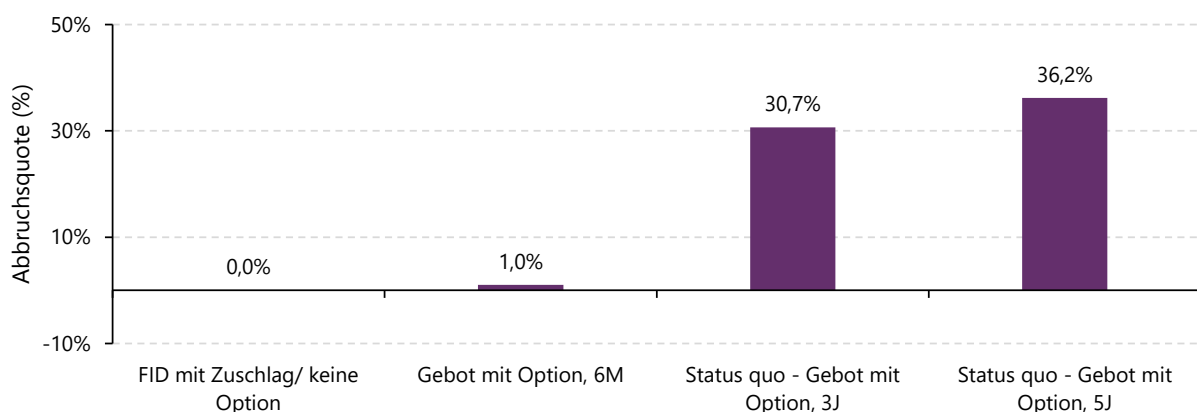
Erfolgt die FID zeitgleich mit dem Zuschlag und damit sehr kurz nach Gebotsabgabe, reduzieren sich die nicht vorhersehbaren Kostenrisiken, die Bieter berücksichtigen müssen. Die Auswirkungen der zeitlichen Zusammenlegung unterscheiden sich je nach bisherigem Umgang der Entwickler mit dem Kostenrisiko.

Es steht außerdem zu erwarten, dass die deutliche Reduktion der Unsicherheit zu einer Reduktion der geforderten Eigenkapitalverzinsung führen kann. In den folgenden Abschnitten analysieren wir daher zusätzlich die Wirkung einer solchen Reduktion der Eigenkapitalverzinsung um einen Prozentpunkt auf die Eigenkapitalverzinsung (sowie Sensitivitäten ohne Reduktion und mit 2 Prozentpunkten Reduktion der Eigenkapitalverzinsung). Für diese Szenarien und Sensitivitäten analysieren wir zunächst die Wirkung auf Abbruchrisiken und dann auf Kostenpuffer.

Eine Straffung des Zeitplans zwischen Gebotsabgabe und FID reduziert das Abbruchrisiko bei optionsbasiertem Bieten erheblich

Wie in Abschnitt 2.2 aufgezeigt, kann optionsbasiertes Bieten eine Strategie sein mit dem Risiko hoher unvorhergesehener Preisanstiege umzugehen. Diese Strategie geht allerdings mit einem erheblichen Risiko von Projektabbrüchen einher. Abbildung 3.5 zeigt auf Basis der in Abschnitt 3.3.2 beschriebenen Modellierung die implizite Abbruchwahrscheinlichkeit der optimalen Gebote auf CfDs bei optionsbasiertem Bieten als Reaktion auf verschiedenen lange Zeiträume zwischen Gebotsabgabe und FID.

Abbildung 3.5: Abbruchquoten für Szenarien mit unterschiedlichen zeitlichen Abständen zwischen Gebotsabgabe und FID



Quelle: NERA-Analyse. Hinweis: In Szenarios 2a, 3a und 4a nehmen wir per Definition an, dass die Abbruchquote im Grunde null Prozent beträgt, da ein Projektabbruch für Bieter keine relevante Option ist und sie Kostenrisiken stattdessen einpreisen.

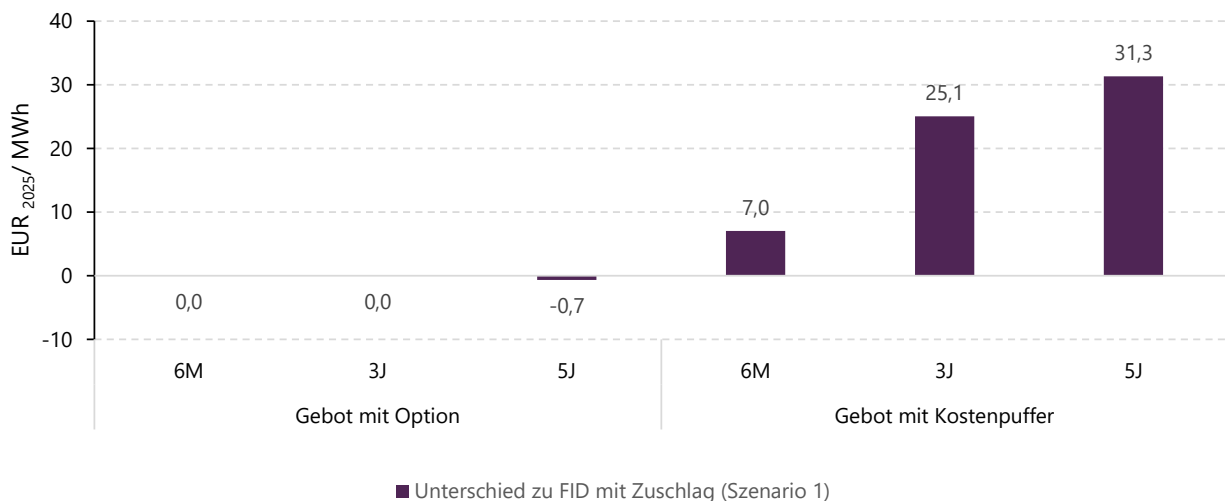
Abbruchwahrscheinlichkeiten von über 30% entstehen, wenn Bieter Unsicherheiten in der Kostenentwicklung über 3 oder sogar 5 Jahre bei der Gebotserstellung optionsbasiert berücksichtigen. Diese riskanten Gebote kommen aufgrund der hohen Kostenunsicherheit und den relativ geringen Abbruchkosten im deutschen System zustande. Die vorliegenden Berechnungen beruhen bereits auf einem CfD-Modell und einer Pönale von 200 EUR/ kW (vgl. Anhang A). Im aktuellen Modell mit zusätzlichen Strompreisrisiken und geringeren Pönalen sind die Abbruchrisiken unter Umständen noch höher.

Eine zeitliche Zusammenlegung von Gebotsabgabe und FID (Szenario 1) löst dieses Risiko auf. Bei einer FID sechs Monate nach Gebotsabgabe (Szenario 2) liegt die erwartete Abbruchquote bei 1%.⁵³ Damit leistet der Iberdrola-Vorschlag einen erheblichen Beitrag zur Reduktion der Projektabbruchrisiken, auch im Vergleich zu einem Modell, wo die Erlöse der Projekte bereits durch CfDs abgesichert sind, aber die langen Fristen bestehen bleiben.

Eine Straffung des Zeitplans kann zudem die CfD-Gebote kompetitiver machen und den Wettbewerb stärken

Abbildung 3.6 zeigt die modellierte Wirkung einer stark reduzierten Kostenunsicherheit bei Gebotsabgabe auf die Höhe der CfD-Gebote.

Abbildung 3.6: CfD-Gebote für Szenarien mit unterschiedlichen zeitlichen Abständen zwischen Ausschreibung und FID [EUR₂₀₂₅/ MWh Unterschied zu Szenario 1]



Quelle: NERA-Analyse. In allen Szenarien nehmen wir Abbruchkosten in Höhe der Pönale von 200 EUR/ kW an. In den Szenarien 1 (FID mit Zuschlag) und 2 (Kurze Verzögerung – 6M), in denen keine oder nur eine sehr begrenzte Unsicherheit hinsichtlich der Kosten besteht, nehmen wir eine Reduktion der Eigenkapitalverzinsung um 1 Prozentpunkt an.

⁵³ Die geschätzten Abbruchquoten sind dabei von der Definition der Abbruchkosten abhängig: Wir nehmen an, dass die Kosten für einen Projektabbruch den Pönalen denen im aktuellen WindSeeG für voruntersuchte Flächen entsprechen. Da wir ein System ohne negative Gebote annehmen fallen anders als unter dem bestehenden deutschen System zusätzliche Zahlungen an den Staat (10% der Gebotskomponente) hier nicht ins Gewicht. Wir nehmen zudem an, dass alle Entwicklungskosten vor der FID anfallen und folglich von den Bietern als versunkene Kosten betrachtet werden, unabhängig davon, ob sie ein Projekt abrechnen oder weiterentwickeln. Fällt ein Teil der Entwicklungskosten nach der FID an und kann zum Zeitpunkt der FID noch kostengünstig storniert werden, dürften die Abbruchquoten in den Szenarien mit langen Fristen steigen. Die Entwicklungskosten werden in jedem Fall nicht als versunkene Kosten während der Gebotsabgabe betrachtet und entsprechend in den CfD-Geboten berücksichtigt.

Bei Bietern, die bisher das Risiko unvorhersehbarer Kosten einpreisen wollten (Szenario 2a, 3a und 4a), sinken die gebotenen CfD-Preise, wenn der Zeitplan gestrafft wird und damit der nötige Kostenpuffer wegfallen/ reduziert werden kann. Je kürzer der zeitliche Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID, desto geringer der Kostenpuffer, den risikoaverse Bieter einpreisen müssen.

Unterstellt man, dass derzeit bei einem Abstand von fünf Jahren ein Kostenpuffer von 40% eingepreist wird, führt der Iberdrola-Vorschlag zu einer Senkung des CfD-Gebots risikoaverser Bieter von bis zu 30 EUR/ MWh. Bei einer OWP mit einer Kapazität von einem Gigawatt entspricht dies bei CfD-Zahlungen über 20 Jahre einer Einsparung von rund 2,2 Mrd. EUR.⁵⁴

Neben dem Einpreisen des Kostenrisikos als Puffer besteht die Möglichkeit des optionsbasierten Bietens (Szenario 2 bis 4). Für solche Bieter, die höhere Abbruchwahrscheinlichkeiten in Kauf nehmen, führt eine Reduktion der Zeitabstände zu einer erheblichen Reduktion des Abbruchrisikos (siehe voriger Abschnitt). Auf die Höhe des CfD-Gebots eines optionsbasierten Bieters hat der Iberdrola-Vorschlag zwei gegenläufige Effekte. Einerseits kommt es zu einer Abschaffung der Optionalität durch das Zusammenfallen von Gebotsabgabe und FID, was zu weniger aggressiven Geboten führt. Andererseits gleicht die zu erwartende Reduktion der notwendigen Eigenkapitalrendite diesen Effekt weitgehend wieder aus. Aufgrund der gegenläufigen Effekte kommt es nur zu marginalen Veränderungen in der Höhe der CfD-Gebote (< 1 EUR/ MWh Abweichung) zwischen Szenario 1 (Iberdrola-Vorschlag) und Szenario 2 bis 4 (optionales Bieten).⁵⁵

Dadurch werden die Gebote risikoaverserer Bieter kompetitiver, die Wettbewerbsintensität in den Ausschreibungen kann steigen und die Erlös- und Kostenstruktur der Entwickler beziehungsweise der Projekte – statt der Risikoneigung – wird ein wesentliches Wettbewerbskriterium. Im Ergebnis hat die Zusammenlegung von FID und Gebotsabgabe eine kostensenkende oder mindestens kostenneutrale Wirkung für die Allgemeinheit bei deutlich sinkendem Realisierungsrisiko.

Fazit

Eine schnellere FID nach Gebotsabgabe reduziert die Notwendigkeit unvorhersehbare Kostensteigerungen im Gebot zu berücksichtigen. Je nach bestehender Gebotsstrategie werden diese aktuell als Puffer in die Kosten eingepreist oder erhöhen bei optionsbasiertem Bieten das Abbruchrisiko. In beiden Fällen bringt eine Zusammenlegung von FID und Gebotsabgabe durch stärkere staatliche Vorentwicklung Vorteile:

- Bieter, die bisher die Kostenrisiken eingepreist haben, können niedrigere Gebote abgeben, weil Puffer wegfallen können. Unter Berücksichtigung der vollständigen historisch beobachteten Volatilität kann die Kostensenkung für risikoaverse Bieter bis zu 30 EUR/ MWh, mithin über 2 Mrd. Euro über einen 20-Jahreszeitraum betragen.

⁵⁴ Vereinfachte Berechnung unter Annahme von 3500 jährlichen Vollaststunden, einer CfD-Laufzeit von 20 Jahren und einer Erzeugungskapazität von einem Gigawatt. Wir diskontieren die Einsparungen nicht. Sie dienen lediglich der Illustration.

⁵⁵ Wir unterstellen bei unserer Analyse, dass sich bei einer zeitlichen Zusammenlegung das Risikoprofil von OWPs aufgrund der gesunkenen Preis- und Kostenrisiken verändert und sich diese Anpassung in einer veränderten Eigenkapitalverzinsung widerspiegelt. Selbst wenn man unterstellt, dass das veränderte Risikoprofil keinen positiven Einfluss auf die Eigenkapitalverzinsung hätte, würde der Gebotswert lediglich um zirka 2 EUR/ MWh steigen. Im Gegenzug würde eine noch stärkere Reduktion der Eigenkapitalverzinsung um 2% bei einer Zusammenlegung von Gebotsabgabe und FID (Szenario 1) die CfD-Gebote ohne Option um rund 2 EUR/ MWh reduzieren.

- Für Bieter, die optionsbasiert bieten, fällt das Realisierungsrisiko der Projekte durch den Iberdrola-Vorschlag um ca. 30 Prozentpunkte, ohne dass sich ihre Gebote erhöhen müssen.
- Wählen Bieter aktuell eine Mischung aus Puffer und optionsbasiertem Bieten, kann es zu einer Reduktion sowohl der Kosten wie auch des Abbruchrisikos kommen, wobei sich die Größenordnung jeweils nach der aktuell gewählten Strategie richtet.

Die Abbruchwahrscheinlichkeiten von über 30% sind bereits unter Annahme einer Erlösabsicherung durch CfDs gerechnet. Bei einer Beibehaltung des Modells ohne Absicherung und mit ggf. negativer Gebotskomponente würde das Abbruchrisiko noch höher sein. Insofern zeigen die Ergebnisse auch, dass die Einführung eines CfDs und ein Wegfall des bestehenden Ansatzes des negativen Bietens allein das aktuell signifikante Risiko von Gebotsabbrüchen nach Zuschlag nicht auflöst. Als zusätzliche Maßnahme kann die von Iberdrola vorgeschlagene Zusammenlegung von Zuschlag und FID die Umsetzung der Projekte und damit die Realisierung des geplanten Ausbaus signifikant und kostengünstig unterstützen.

3.4. Die modellierten Volatilitäten sind konservativ ermittelt

Die oben beschriebene Berechnung stellt einen konservativen Ansatz zur Quantifizierung der Vorteile des Vorschlags dar. Aufgrund der alleinigen Nutzung öffentlich verfügbarer Daten werden zusätzlich bestehende Volatilitäten, die teilweise charakteristisch für den Offshore-Windsektor sind, nicht (vollständig) quantifiziert. Es steht zu erwarten, dass auch diese durch den Vorschlag reduziert würden und folglich die Reduktion der Volatilität durch den Iberdrola-Vorschlag noch deutlicher ausfallen würde. Konkret betrifft dies:

- **Kosten für Spezialschiffe:** Ein wesentlicher Kostentreiber im Offshore-Windsektor sind die Charrerraten für Spezialschiffe, insbesondere für Turbinen-, Kabel- und Fundamentinstallationsschiffe, die insgesamt fast 10% der Investitionskosten ausmachen. In diesem engen, stark spezialisiertem Marktsegment schwanken die Raten teilweise erheblich, auch zwischen den verschiedenen Schiffsklassen, was nicht vollständig in den für die quantitative Analyse verwendeten, allgemeineren Datenreihen widerspiegelt wird.⁵⁶ Die Raten sind in den vergangenen Jahren stetig gestiegen und lagen 2025 beispielsweise für Turbineninstallationsschiffe mindestens 18% über den Raten für 2024.⁵⁷ Bereits 2024 hatten sich die Frachtraten aufgrund von Unterbrechungen der Schifffahrtsrouten gegenüber dem Vorjahr verdreifacht.⁵⁸ Die Erhöhung der Ausbauziele in den frühen 2020ern sorgt für die Erwartung, dass die Nachfrage insbesondere um 2030 weiter ansteigen wird. Aufgrund der langen Konstruktionszeiten und der technologischen Weiterentwicklung wird die Zahl der verfügbaren

⁵⁶ Da für die Spezialschiffe keine öffentlich verfügbaren Reihen vorliegen, verwenden wir Preise für die Güterbeförderung in der See- und Küstenschifffahrt und Dienstleistungen im verarbeitenden Gewerbe. (Siehe Anhang B). Die von uns herangezogene Reihen bilden einen breiteren und damit tendenziell weniger volatilen Markt ab.

Neben dem bestehenden Nachfrageüberschuss beeinflussen zudem Projektgröße und -komplexität, die Entfernung zur Küste sowie saisonale Effekte die Raten für Spezialschiffe. Siehe auch Sealmpact (09.06.23) Seasonal Trends in Offshore Wind, [Link](#).

⁵⁷ TradeWinds (09.12.25) Rates hit \$525,000 for turbine installation ships as activity survives headwinds, Clarksons says, [Link](#).

⁵⁸ KPMG (24.09.2025) Current trends in the costs of offshore wind energy in the world , S.9, [Link](#).

Schiffe voraussichtlich langsamer steigen.⁵⁹ In einem tendenziell engeren Markt ist daher mit einem weiteren Ansteigen der Volatilität zu rechnen. Für diesen Markt liegt aber kein öffentlich verfügbarer langfristiger Index vor, der herangezogen werden könnte.

- **Kosten für Turbinen (inkl. Gondel):** Die in der empirischen Analyse verwendeten Daten zur Messung der historischen Preisvolatilität der Turbinen erfassen Preisentwicklungen für Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen.⁶⁰ Die Kosten für Windturbinen sind unter anderem aufgrund gestiegener Rohstoffpreise insgesamt Anfang der 2020er Jahre sprunghaft angestiegen, um 38% von 2020 zu 2022.⁶¹ Die Strukturen in den europäischen Märkten für Onshore- und Offshore-Turbinen unterscheiden sich allerdings deutlich: Der europäische Offshore-Turbinenmarkt ist stärker konsolidiert, während im Onshore-Segment eine größere Zahl internationaler Hersteller aktiv ist. Gleichzeitig sind verschiedene europäische Hersteller wie Nordex und Enercon fast ausschließlich im Onshore-Segment aktiv.⁶² Auch aufgrund des begrenzten Zuganges chinesischer Hersteller zu den europäischen Offshore-Windmärkten ist die Zahl der relevanten Hersteller begrenzt.⁶³ Neben der technologischen Weiterentwicklung, die historisch zu sinkenden Capex beigetragen hat⁶⁴, erhöht die stärkere Marktposition einer begrenzteren Zahl an Herstellern im Offshore-Segment tendenziell die Preisentwicklung und -volatilität gegenüber dem Onshore-Segment.
- **Entwicklung der Finanzierungskosten:** Die in Kapitel 3 vorgestellte Modellierung berücksichtigt die historischen Volatilitäten in der Entwicklung des allgemeinen risikofreien Zinssatzes, der sowohl die Fremd- wie die Eigenkapitalkosten maßgeblich beeinflusst. Zusätzliche Schwankungen in den Finanzierungskosten können sich aus der Entwicklung der individuellen Risikoprämien für Eigen- und Fremdkapital ergeben. In dieser Analyse wurde vereinfachend unterstellt, dass sich diese Parameter nicht zusätzlich zur Volatilität des allgemeinen Zinsniveaus verändern. Es ist zu erwarten, dass eine Reduktion der Kostenrisiken neben den Eigenkapitalkosten (siehe Abschnitt 3.3.3) auch die Fremdkapitalkosten senken könnte.
- **Betriebskosten (Opex):** Unsere Analyse betrachtet lediglich die bessere Prognostizierbarkeit der Kapitalkosten der OWPs. Ein kürzerer Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID verringert auch die Unsicherheit bezüglich der Opex, die eingepreist werden müssen. Diese Reduktion wird von uns nicht gesondert als weiterer positiver Effekt des Iberdrola-Vorschlags quantifiziert.

⁵⁹ So ist die Zahl der Spezialschiffe für die Installation von Turbinen größer als 10 MW derzeit begrenzt. Siehe Carbon Trust and others (Jun 2025): RAF134/2223 Energy Innovation Needs Assessment: Offshore Renewable Energy, S.49, [Link](#). Zudem haben in der Vergangenheit Anstiege im Ölpreis die Nachfrage nach bestimmten Schiffen, die auch im Öl- und Gassektor verwendet werden, und damit die entsprechenden Raten beeinflusst.

⁶⁰ NERA verwendet hier die Datenreihe GP19-281124 – Windgetriebene Stromerzeugungsaggregate, die von Destatis bereitgestellt wird. Destatis Kommunikation mit NERA (06.03.26): "Zu Ihrer Frage [...] können wir Ihnen mitteilen, dass bei den windgetriebenen Stromerzeugungsaggregaten keine Unterscheidung zwischen Offshore- und Onshore-Anlagen erfolgt. In unseren Erhebungen werden beide Anlagentypen zusammengefasst, da die Datenlage eine getrennte Auswertung nicht zulässt."

⁶¹ Nick Ferris/ Energy Monitor (25.04.23) Data insight: the cost of a wind turbine has increased by 38% in two years, [Link](#).

⁶² BloombergNEF (09.03.26) Chinese Turbine Suppliers Seize the Spotlight as Global Wind Power Installations Hit All-Time High, BloombergNEF Report Shows, [Link](#).

⁶³ Handelsblatt (25.08.25) Luxcara entscheidet sich doch gegen Windturbinen aus China, [Link](#).

⁶⁴ Enerdata (18.01.24) Evolution of the Wind Turbine Manufacturers' Market Share, [Link](#).

- **Strompreisentwicklungen und -risiken:** Die empirische Analyse nimmt vereinfachend an, dass zukünftige OWPs in Deutschland über 20 Jahre einen Festpreis – in Höhe ihres Gebotswerts – für ihre Stromerzeugung erhalten und damit nur im letzten Drittel der Projektlebenszeit eine Vermarktung über PPAs oder den Großhandelsmarkt stattfindet (siehe Abschnitt 3.3.1). Ohne CfDs mit fixem anzulegendem Wert ist die Risikoreduktion durch das Iberdrola-Modell folglich noch größer als hier dargestellt.

Aufgrund der skizzierten, nicht modellierten Volatilitäten stellt die geschätzte senkende Wirkung der Straffung des Zeitplans auf die Abbruchquote von mehr als 30% eine konservative Schätzung dar. Die tatsächlichen Preis- und Kostenrisiken, denen Entwickler auch in den kommenden Jahren ausgesetzt sein werden, können durch die Lieferkettenengpässe um 2030 sowie geopolitische Risiken weiter erhöht werden, was wiederum die Wirkung der hier diskutierten Vorschläge noch verstärken würde.

4. Überlegungen zur Implementierung

Grundsätzlich zeigen Beispiele aus anderen europäischen Ländern, dass schnellere FIDs nach dem Erhalt der Zuschläge für Entwickler durchführbar sind (siehe Abschnitt 3.2). Gerade Beispiele aus den Niederlanden verdeutlichen, dass selbst eine FID bei Erhalt des Zuschlags machbar sind, wenn die Vorbereitungen seitens der Behörden und Betreiber entsprechend vorangeschritten sind.

Eine vollständige Bewertung der planerischen und operativen Anforderungen zur Umsetzung von Iberdrolas Vorschlag Gebotsabgabe beziehungsweise Zuschlag und FID zeitlich zusammenzuführen liegt außerhalb des Rahmens dieses Berichts. Mindestens die folgenden praktischen Konsequenzen für Behörden, Entwickler und die Lieferkette sind allerdings zu beachten:

- Der Vorschlag bedarf einer **Verlagerung von Entwicklungsschritten** auf die Phase vor der Ausschreibung. Eine sehr kurze Frist von Gebotsabgabe bis zur FID setzt voraus, dass wesentliche Planungs- und Genehmigungsschritte bereits vor der Ausschreibung abgeschlossen sind. Standortuntersuchungen, Umweltverträglichkeitsprüfungen, und zentrale öffentlich-rechtliche Genehmigungen müssten so weit fortgeschritten sein, dass die Investitionsentscheidung mit dem Zuschlag möglich ist. Damit müssten die Behörden, insbesondere das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) eine umfassendere Projektvorbereitung durchführen, die mit einem etwas höheren Personal- und Ressourcenbedarf verbunden ist. Die aktuelle Voruntersuchung des BSH für voruntersuchte Flächen bietet hierfür nach Erfahrung von Iberdrola bereits eine gute und etablierte Basis. Diese müsste auf alle Flächen ausgeweitet werden. Zudem müssten die Informationen der Voruntersuchung, insbesondere Standortuntersuchungsergebnisse den Bietern frühestmöglich, nach Schätzungen Iberdrolas idealerweise 18, mindestens aber 12 Monate vor Gebotsabgabe, zur Verfügung gestellt werden. Gleichzeitig sollte die Standort- bzw. Baugrunduntersuchung detaillierter erfolgen, so dass die Bieter in die Lage versetzt werden, auf Basis dieser Informationen den OWP so weit vorzuplanen, dass sie unmittelbar nach Zuschlag eine FID treffen können. Hierdurch rückt die Phase der Ausführungsplanung weitestgehend vor die Ausschreibung.
- Um sicherzustellen, dass die Vorentwicklung durch die Behörden alle für die Bieter relevanten Daten erhebt, um eine FID mit dem Zuschlag zu ermöglichen, bietet sich ein strukturierter und ausreichend früher **Austausch zwischen den Behörden und interessierten Bietern** an.

Beispielsweise in Frankreich sind solche Dialogrunden fester Teil des Ausschreibungssystems (Dialogue Concurrentiel).

- Der Vorschlag erfordert nach dem Eingang der Gebote eine **schnelle Prüfung und Bezuschlagung durch die Bundesnetzagentur** (BNetzA), um das Risiko unvorhergesehener Kostenanstiege durch Verzögerungen zwischen Gebotserstellung und FID zu reduzieren. Wie die Analyse zeigt, erhöht bereits eine sechsmonatige Frist zwischen Gebotsabgabe und FID das Risiko eines Projektabbruchs (Szenario 2). Bei den vergangenen Ausschreibungen nach dem bestehenden WindSeeG 2022 erfolgte die Bezuschlagung in der Regel relativ schnell nach der finalen Gebotsabgabe. Diese Praxis sollte unbedingt fortgeführt werden.
- Der Vorschlag erfordert nach Einschätzung Iberdrolas eine Anpassung der Zeitpläne für die Entwicklung der Netzanschlussstermine. Laut Iberdrola muss der Netzanschlussstermin zum Zeitpunkt der Auktion bereits verbindlich sein, damit die OWP-Entwickler ihre Verträge mit Herstellern und ihre Gebote entsprechend vorbereiten können.

Die mit Iberdrolas Vorschlag einhergehende umfangreichere Voruntersuchung durch das BSH kann neben den **positiven Wirkungen auf die Realisierungswahrscheinlichkeit** auch **kostenseitig volkswirtschaftlich sinnvoll** sein. Dem grundsätzlich höheren Personal- und Ressourcenbedarf der Behörden steht ein geringerer Bedarf an Voruntersuchungen gegenüber, die der erfolgreiche Bieter nach Zuschlag leisten muss. Das BSH kann wie ansonsten die Entwickler, die Aufträge für Voruntersuchungen wettbewerblich vergeben und hätte als größerer Auftraggeber potenziell eine stärkere Verhandlungsmacht als einzelne Entwickler mit einer möglicherweise begrenzten Zahl an Projekten. Im Ergebnis würden die Kosten wie unter dem bestehenden System für voruntersuchte Flächen, an die bezuschlagten Bieter durchgereicht und von diesen getragen.⁶⁵ Eine allgemeine Steigerung der Kosten für die Vorentwicklung nur aufgrund ihrer Verschiebung vor die Ausschreibung erscheint unwahrscheinlich. Die Behörden würden in einem Modell, wo die Kosten an die erfolgreichen Bieter weitergereicht werden, auch keine Risiken für die Projektentwickler übernehmen, sondern lediglich eine Vorleistung erbringen deren Kosten letztlich von den Entwicklern getragen werden.⁶⁶

Da durch eine zeitliche Straffung keine weiteren Entwicklungsschritte entstehen, ist grundsätzlich nicht zu erwarten, dass eine Umstellung die Inbetriebnahme von Projekten verzögert. Der längere Zeitraum für die staatliche Vorentwicklung bis zur Auktion wird durch die kürzere Frist zwischen Auktion und FID wieder ausgeglichen.

Um Verzögerungen aufgrund der einmaligen Einführung des von Iberdrola vorgeschlagenen Ansatzes zu vermeiden, könnte seitens der Behörden auf bestehende Flächen zurückgegriffen werden. Aktuell kann eine solche Verzögerung vermieden werden indem in der Übergangsphase kann der **Überhang an bereits vorentwickelten Projekten** von rund 4 GW⁶⁷ genutzt werden, der

⁶⁵ Die Kosten für die Voruntersuchungen hängen dabei insbesondere von der Flächengröße und der Lage ab. Beispielsweise lagen die Kosten für die 2025 ausgeschriebenen voruntersuchten Flächen bei 37,4 MEUR für N-10.1 (2.000 MW) und 9,8 MEUR für N-10.2 (500 MW). Siehe: Bundesnetzagentur (26.02.25) Bekanntmachung Ausschreibungen für die zentral voruntersuchten Flächen N-10.1 und N-10.2, S.4, [Link](#).

⁶⁶ Die Weitergabe vor Vorentwicklungskosten könnte auch Kosten anderer Flächen enthalten, die im Rahmen der Voruntersuchung für nicht bebaubar befunden wurden. So ließe sich auch dieses Risiko vom BSH weitergeben.

⁶⁷ Hierbei handelt es sich um die Flächen N-10.1 (2.000 MW), N-10.2 (500 MW), N-13.1 (500 MW) und N-13.2 (1.000 MW), die als voruntersuchte Flächen 2027 ausgeschrieben werden sollen. Hinzu kommt noch die voruntersuchte

durch das Scheitern der August-Auktion 2025 und die Verschiebung der Ausschreibungen 2026 entstanden ist. Sollten die Rechte an weiteren Projekten in den kommenden Jahren zurückgegeben werden könnten diese Projekte ebenfalls vom BSH (weiter) voruntersucht, der angelaufene Genehmigungsprozess fortgesetzt werden und zeitnah zur Ausschreibung gebracht werden.

Ausgehend von diesen mindestens 4 GW an bestehenden Flächen könnte ein überarbeitetes Ausschreibungssystem mit stärkerer Vorentwicklung und darauf basierend einem strafferen Zeitplan zwischen Gebotsabgabe und FID eingeführt werden, ohne dass es zu Verzögerungen kommt.

Fläche N-6.8 (2,000 MW), deren Ausschreibung von 2027 auf 2028 verlegt werden soll. Siehe BSH (30.01.2026) Änderung des Flächenentwicklungsplans 2025, S. 15-16, [Link](#).

Anhang A. Modellierungsannahmen

Die folgende tabellarische Übersicht fasst die wesentlichen Annahmen, die unserer Modellierung zugrunde liegen zusammen.

Tabelle A.1: Wesentliche Annahmen der Modellierung

Parameter	Annahme	Quelle/ Anmerkung
WACC (vor Steuern)	6,6%	75% Verschuldungsgrad, 10% EKZ nach Steuern basierend auf Fraunhofer ⁶⁸ (zzgl. 30% KSt+GewSt); 4,1% FKZ auf Basis LSEG Datastream Euro Corporate Non-Financial Benchmark BBB für 10J 25.02.2026
Kapazität OWP	1 Gigawatt (GW)	NERA Annahme
Auslastungsfaktor	40%	UK Guide to an Offshore Wind Farm - Fraunhofer ⁶⁹ ; Annahme nach Fraunhofer und verbesserter Flächennutzung
Errichtungskosten (CAPEX) (2024-Preise)	2,9 Mrd. EUR	UK Guide to an Offshore Wind Farm ⁷⁰ und Inflation basierend auf den gewählten Preisindizes für WEA und BOP (siehe Anhang B)
Voruntersuchungskosten (2024-Preise)	180 MEUR	UK Guide to an Offshore Wind Farm und Inflation basierend auf den gewählten Preisindizes für Installation und Inbetriebnahme (siehe Anhang B)
Rückbaukosten (2024-Preise)	500 MEUR	UK Guide to an Offshore Wind Farm und Inflation basierend auf VPI
Opex (2024-Preise)	101 MEUR/ Jahr	UK Guide to an Offshore Wind Farm und Inflation basierend auf VPI
Bauphase	2 Jahre	Iberdrola ⁷¹
CfD-Laufzeit	20 Jahre	EEG 2027 Entwurf (inoffiziell)

⁶⁸ Fraunhofer, Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, S. 13.07.24. [Link](#).

⁶⁹ Fraunhofer, Stromgestehungskosten erneuerbare Energien, S. 15.07.24. [Link](#).

⁷⁰ Die in Euro ausgewiesenen Werte aus der Quelle „UK Guide to an Offshore Wind Farm“ wurden durch Umrechnung der ursprünglich in britischen Pfund (GBP) angegebenen Beträge mit einem Wechselkurs von 0,85 EUR/ GBP ermittelt. Dieser Wert entspricht dem durchschnittlichen Jahresmittelkurs für 2024; das Preisniveau 2024 bildet zugleich die Preisbasis der in der Studie verwendeten Kostenschätzungen.

⁷¹ Iberdrola, Everything you'd like to know about offshore wind farm construction. [Link](#).

Parameter	Annahme	Quelle/ Anmerkung
Betriebsphase	35 Jahre	NERA-Annahme
Gewichtete durchschnittliche Capex-Basisinflation p.a.	2,2%	Gewichteter langfristiger Durchschnitt der einzelnen Preisreihen (Siehe Anhang B und Anhang C)
Opex-Inflation p.a.	2,0%	Erwartung VPI
Strike-Preis-Indexierung	Nein	Annahme basierend auf Aussagen des BMW E und des geleakten EEG 2027 Entwurfs
Merchant-Preis (nach 20 Jahren CfD)	70,2 EUR/ MWh	EEX German Power Base Year Future für letzte verfügbare Lieferperiode per 25 Feb 2026. (Stilisierte Annahme, um fallenden Capture-Price anzudeuten)
FID	Mitte 2032	Mitte 2027 + 5 Jahre
Pönale	200 MEUR in allen Szenarien	Ausgehend von Regelungen für voruntersuchte Flächen nach dem WindSeeG
CfD-Preis ohne Abbruchoption	Lösung des CfD-Preises, der zu NPV = 0 führt (i.e. keine Option auf Projektabbruch)	
CfD-Preis mit Abbruchoption	Lösung des CfD-Preises, bei der der Erwartungswert von max (NPV – Abbruchkosten) = 0 ist	
Risiko Finanzierungskosten	Zufallsziehungen aus Normalverteilung mit Mittelwert = Base-FK-Annahme (4,1%), Standardabweichung = Basiszinsrisiko auf Basis X-jähriger rollierender historischer Volatilität von 10J-Bund-Renditen	
Risiko Capex	Zufallsziehungen aus Normalverteilung mit Mittelwert = langfristige historische Inflationsrate der jeweiligen Capex-Preisreihe, Standardabweichung = X-jährige rollierende historische Volatilität der jeweiligen Capex-Preisreihe	

Quelle: NERA.

Anhang B. Verwendete Datenreihen

Die folgende Tabelle fasst die Datenreihen zusammen, die die Grundlage der in Abschnitt 3.3.2 beschriebenen Volatilitätsanalyse bilden.

Tabelle B.1: Verwendete Datenreihen und Quellen für wesentliche Investitions- und Finanzierungskostenkomponenten

Komponente	Unterkomponente	NERA Vorschlag Datenreihe ⁷²
A. WEA	Turbine und Gondel	EZP; GP19-281124 – Windgetriebene Stromerzeugungsaggregate (Windturbine)

⁷² Die Abkürzungen entsprechen den folgenden Indizes: EZP (Destatis monatlicher Erzeugerpreisindex), EUROSTAT (Eurostat monatlicher Erzeugerpreisindex in der Industrie), EINF (Destatis monatlicher Index der Einfuhrpreise), AKI (Destatis quartalsweiser Arbeitskostenindex)

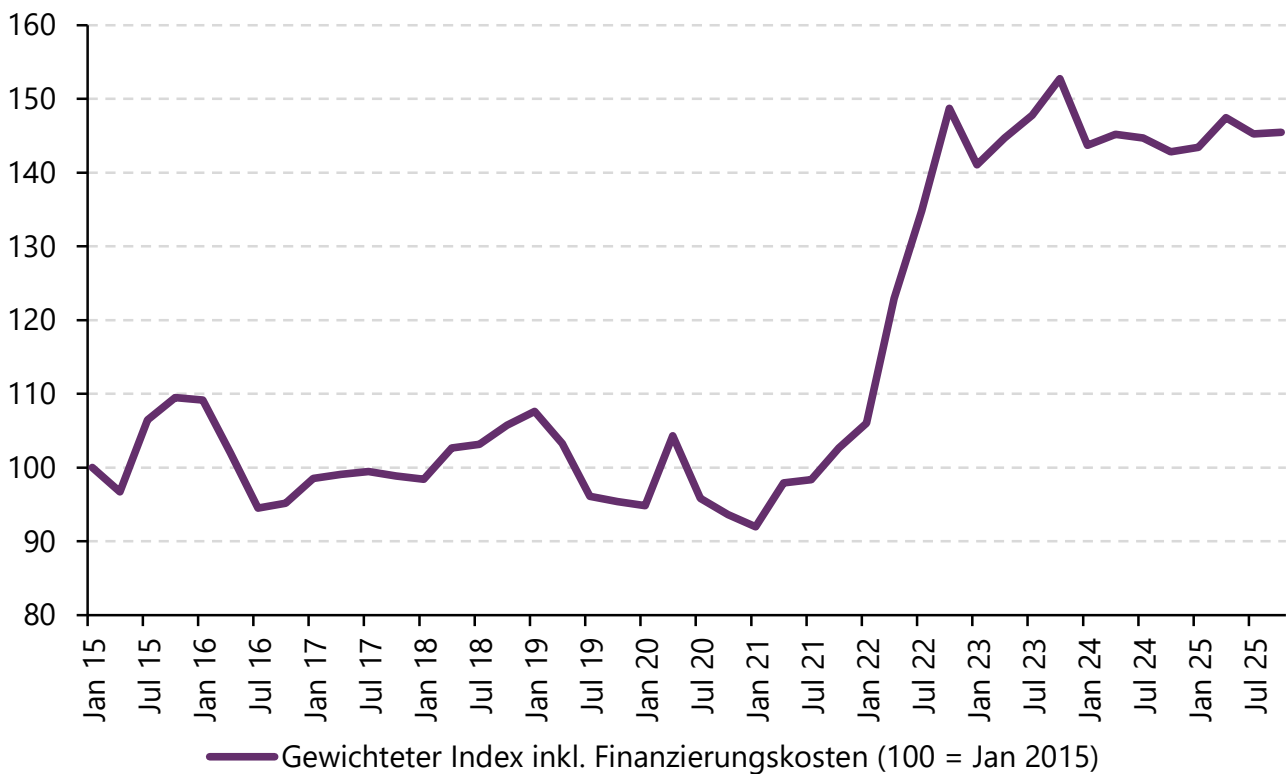
	Rotor	EZP; GP19- 222991107 – Techn. Teile aus anderen Kunststoffen für Maschinenbauerzeugnisse
	Turm	EZP; GP19-24105 – Flacherzeugnisse a. Stahl, plattiert/ überzogen
B. Balance of Plant	Kabel	EUROSTAT; C273 – Manufacture of wiring and wiring devices
	Turbinenfundament	
	Monopile	EZP; GP19-24105 – Flacherzeugnisse a. Stahl, plattiert/ überzogen
	Übergangsstück	EINF: GP19-2511 – Metallkonstruktionen
C. Installation und Inbetriebnahme	Seeschifffahrt	EZP: WZ08-502 Güterbeförderung in der See- und Küstenschifffahrt
	Dienstleistungskosten	AKI: WZ08-C – Verarbeitendes Gewerbe
D. Entwicklung und Projektmanagement	Dienstleistungskosten	AKI: WZ08-N – Erbringung von wissenschaftlichen und technischen Dienstleistungen
E. Finanzierung		LSEG Datastream; Euro Corporate Non-Financial Benchmark BBB für 10J
F. Residualwerte		Monatlicher VPI (Destatis)

Quelle: NERA.

Anhang C. Historische Entwicklung der Investitions- und Finanzierungskosten

Die gewichtete historische Entwicklung der ausgewählten Preisindizes reflektiert die durch Marktbeobachter beschriebene Preisentwicklung insbesondere seit Ende 2021 (siehe Kapitel 1). Unter Berücksichtigung der Finanzierungskosten und der Inflation bei den verschiedenen Investitionskosten sind die geschätzten Kosten für die Entwicklung und den Bau von OWPs in den letzten fünf Jahren um 40-50% gestiegen und stagnieren auf diesem erhöhten Niveau (siehe Abbildung C.1). Zu berücksichtigen ist, dass bei dieser stilisierten Untersuchung relevante Preisentwicklungen, beispielsweise für Spezialschiffe, nicht vollständig abgebildet werden können, da für diese keine öffentlich verfügbaren Indizes existieren (siehe Abschnitt 3.4). Aufgrund der skizzierten, nicht modellierten Volatilitäten stellen die geschätzten Auswirkungen der Straffung des Zeitplans auf die Abbruchquote eine konservative Schätzung dar. Die tatsächlichen Preis- und Kostenrisiken, denen Entwickler auch in den kommenden Jahren ausgesetzt sein werden, können durch die Lieferkettenengpässe um 2030 sowie geopolitische Risiken weiter erhöht werden, was wiederum die Wirkung der hier diskutierten Vorschläge noch verstärken würde.

Abbildung C.1: Historische Entwicklung der ausgewählten Investitions- und Finanzierungskostenindizes (kumuliert und inklusive Basisinflation)

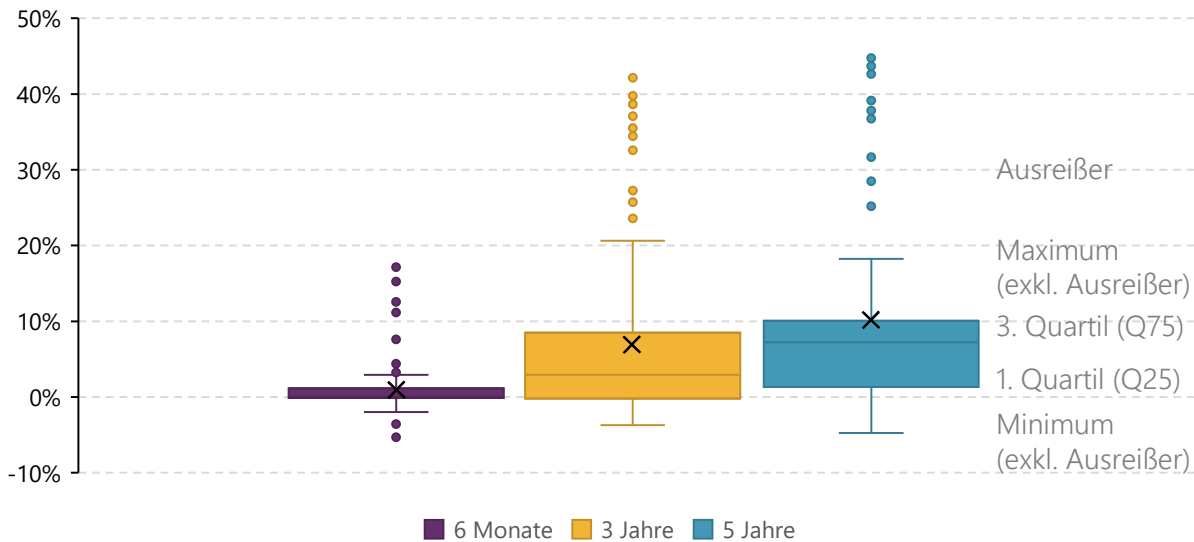


Quelle: NERA-Analyse.

Anhang D. Volatilitäten unterscheiden sich zwischen den Preisreihen

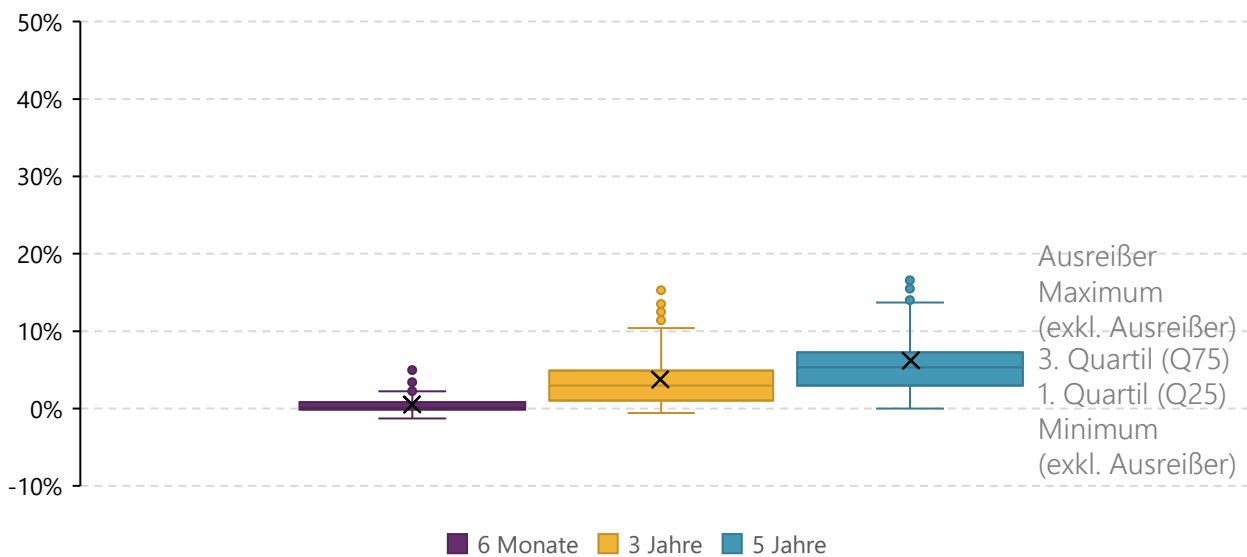
Während die Volatilität der Preisreihen grundsätzlich mit zunehmendem zeitlichem Abstand zwischen Gebotsabgabe und FID steigt, unterscheidet sich die Stärke der Volatilität zwischen den Reihen. Die Boxplot-Verteilungen in Abbildung D.1 und Abbildung D.2 illustrieren dies anhand der simulierten, nicht-vorhersehbaren Preisentwicklung („Schock“) relativ zur erwarteten Preisentwicklung (Durchschnittliche historische Inflation) zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe für zwei exemplarische Preisindizes.

Abbildung D.1: Historische Preisentwicklung von Gebotsabgabe bis FID für den Preisindex für Windturbinen (GP19-281124) [%]



Quelle: NERA-Analyse.

Abbildung D.2: Historische Preisentwicklung von Gebotsabgabe bis FID für den Preisindex für Rotoren (GP19-2229911007) [%]



Quelle: NERA-Analyse.

QUALIFIZIERUNG, ANNAHMEN UND VORBEHALTE

Dieser Bericht dient ausschließlich der Verwendung durch den in dem Bericht genannten Kunden von NERA. Dieser Bericht wird nicht zu Gunsten irgendwelcher Dritter erstellt. NERA 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 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 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, einen qualifizierten Experten zu kontaktieren.

NERA
Unter den Linden 14
D-10117 Berlin
www.nera.com

Geschäftsführer:
Tomas Haug, Dr. Emmanuel Llinares, Nick Studer, Dr. Lawrence Wu
Registergericht München
Handelsregister-Nr. HRB 150661