

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines  
Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz  
(EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben  
Windenergie an Land

## Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land

Dieser Bericht wurde erstellt durch:

**Deutsche WindGuard GmbH**

Silke Lüers  
Dr. Knud Rehfeldt  
Merle Heyken

Bericht vom 29. November 2022  
(redaktionell überarbeitet und ergänzt am 20. Dezember 2022)

**Vorhabens-Konsortium:**



**Deutsche WindGuard  
GmbH**  
Oldenburger Straße 65A  
26316 Varel



**Zentrum für Sonnen-  
energie- und Wasser-  
stoff-Forschung Baden-  
Württemberg (ZSW)**  
Meitnerstr. 1  
70563 Stuttgart



**BioConsult SH GmbH &  
Co. KG**  
Schobüller Str. 36  
25813 Husum



**Stiftung Umwelt-  
energierecht (SUER)**  
Ludwigstraße 22  
97070 Würzburg

## Einleitung

Die Deutsche WindGuard ist gemeinsam mit den Unterauftragnehmern Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), BioConsult SH und Stiftung Umweltenergierecht (SUER) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz mit der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017)<sup>1</sup> zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land beauftragt. Die Kooperationspartner Deutsche WindGuard und das ZSW vereinen fachspezifische Kenntnisse der Windenergiebranche und umfassende Kompetenzen im Bereich der Evaluierung und Weiterentwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Der Projektpartner BioConsult SH bringt Expertise zum Natur- und Artenschutz ein und durch den Partner SUER werden juristische Fragestellungen adressiert. Das Vorhaben hat eine Laufzeit von Ende 2019 bis Mitte 2023 und dient der Unterstützung des BMWK hinsichtlich der Evaluation des EEG in Bezug auf die Windenergie an Land.

Der vorliegende Kurzbericht thematisiert dabei ausschließlich den Bereich der Kostensituation der Windenergie an Land. Es wird dabei auf die Ergebnisse der beiden Zwischenberichte des Vorhabens, des Berichts zur Markt- und Kostensituation der Windenergie sowie bis zum Stichtag 29. November 2022 neu erhobenen Daten aufgebaut.

## Kostensituation

Im Rahmen der Beratung des BMWK zum EEG-Erfahrungsbericht erhebt die Deutsche WindGuard regelmäßig Kostendaten für die Windenergie an Land bei Projektentwicklern, Herstellern und Banken. Vor dem Hintergrund deutlicher Unterzeichnungen bei vergangenen Ausschreibungen und Berichten über stark gestiegene Stromgestehungskosten bei Windenergie an Land wurde eine Aktualisierung der Kostendaten angestoßen. Die mit diesem Bericht vorgelegten Analysen erfolgten mit den bis zum 29.11.2022 eingegangenen Datenmeldungen. Weitere Daten, die nach diesem Zeitpunkt eingetroffen sind bzw. noch eintreffen, werden im Laufe des Vorhabens verarbeitet und in die Ergebnisse des Endberichts eingehen, der planmäßig Mitte 2023 vorgelegt wird. Im Folgenden wird somit auf Basis der bereits vorliegenden Daten und ergänzenden Annahmen ein Zwischenstand dargestellt.

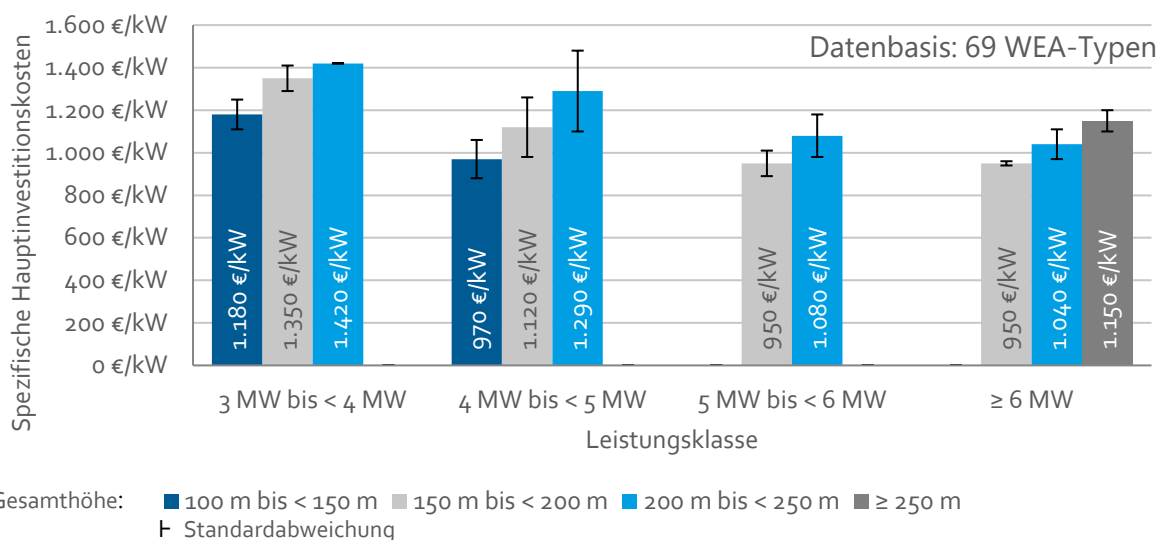
Bei der Betrachtung der Kostensituation wird im Folgenden auf ein durchschnittliches Projekt abgestellt, das einen Zuschlag in den Ausschreibungen im Jahresverlauf 2023 erhalten und im Jahr 2025 in Betrieb gehen könnte – vorausgesetzt die wirtschaftliche Einschätzung von Entwicklern und Finanzierern lässt dies zu. Auf die Betrachtung der Höhe der einzelnen Kostenbestandteile und der resultierenden Stromgestehungskosten folgt eine Gegenüberstellung zu Werten, die für das Inbetriebnahmejahr 2021 ermittelt wurden.

---

<sup>1</sup> Aktuelle Regelungen zum Erfahrungsbericht finden sich in § 99 EEG 2021.

## Hauptinvestitionskosten

Die Hauptinvestitionskosten basieren auf einer Befragung der im deutschen Markt maßgeblich vertretenen Windenergieanlagenhersteller. Es liegen Rückmeldungen von fünf Herstellern vor. Die gemeldeten Anlagentypen werden gleichgewichtet in die Analyse aufgenommen, eine Gewichtung nach der erwarteten Installationshäufigkeit erfolgt nicht. Abbildung 1 stellt die durchschnittlichen spezifischen Hauptinvestitionskosten differenziert nach Leistungsklassen sowie Gesamthöhen dar. Aufgrund der sich aktuell dynamisch entwickelnden Marktsituation können Hersteller die Preise nicht langfristig garantieren. Die aktuelle Erhebung bildet den Stand bei kurzfristigem Vertragsabschluss im Q4 2022 ab. Herstellerangaben zufolge erfolgt der Vertragsabschluss und die Aktivierung zumeist im zeitlichen Zusammenhang mit dem jeweiligen Ausschreibungstermin.



Datengrundlage: Eigene Erhebung und Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung  
Abbildung 1: Spezifische Hauptinvestitionskosten im Q4 2022 differenziert nach Leistungsklassen und Gesamthöhenklassen in €/kW

Für die Stromgestehungskostenberechnung ist eine spezifische Anlagentechnologie zugrunde gelegt – je nachdem, welche Anlagen an einem Standort errichtet werden können, entstehen abweichende Kosten und Energieerträge. Im Folgenden wird von einer Windenergieanlage mit einer installierten Leistung von rund 4,6 MW, mit einer Gesamthöhe von 216 m (Nabenhöhe = 146 m, Rotordurchmesser = 140 m) und einer spezifischen Flächenleistung von 298 W/m<sup>2</sup> ausgegangen. Dies entspricht der durchschnittlichen, Anfang November 2022 an das MaStR gemeldeten, noch nicht bezuschlagten Windenergieanlage (MaStR 2022). Mittels dieser Konfiguration und den vorliegenden Preisangaben der Anlagenhersteller lässt sich dieser durchschnittlichen Anlage ein Preis von 1.159 €/kW und 3.343 Volllaststunden am 100 %-Standort (Referenzstandort gemäß EEG) zuordnen. Dabei wurden abweichend von der Darstellung in Abbildung 1 neben der Gesamthöhe und der Leistung die Nabenhöhe bzw. die spezifische Flächenleistung berücksichtigt. Die aktuell erhobenen Kosten weisen dabei eine erhebliche Steigerung gegenüber dem 2021 ermittelten Wert für die damals angesetzte, durchschnittliche Anlagenkonfiguration 2021 auf, die bei 958 €/kW lagen (vgl. Abschnitt „Veränderung seit 2021“).

Im Folgenden wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die im vierten Quartal 2022 angebotenen Preise für weitere Monate gehalten werden können und Anlagen, die im Jahr 2023 in die Ausschreibungen gehen, zu diesen Werten angesetzt werden können. Zu weiteren Steigerungen kann

es je nach Marktentwicklung auch weiterhin kommen, abhängig davon, wann der Vertragsabschluss getroffen wird und ob vertraglich nachträgliche Preisanpassungen möglich sind. Folglich gilt es, die weitere Marktentwicklung zu beobachten und ggf. Anpassungen vorzunehmen.

## Investitionsnebenkosten

In der Vergangenheit wiesen die Investitionsnebenkosten anders als die Hauptinvestitionskosten eine steigende Tendenz auf. Aufgrund zunehmenden Aufwands insbesondere im Bereich der Planung und Entwicklung nahmen die Investitionsnebenkosten, die neben der Planung z.B. das Fundament, die Netzanbindung und die Infrastruktur beinhalten, zu.

Die in der Datenerhebung bis zum Berichtszeitpunkt von den Projektentwicklern erfassten Daten zukünftiger Projekte reichen nicht aus, um eine stichhaltige vollständige Auswertung durchzuführen. Entsprechend müssen die vorliegenden Daten mit inflationskorrigierten Daten älterer Projekte zusammengefasst werden. Die Inflation kommender Jahre wird dabei auf Basis der BMWK-Prognose (vgl. BMWK 2022b) mit 8 % im Jahr 2022, 7 % im Jahr 2023 und 2,4 % im Jahr 2024 angenommen. Ab dem Jahr 2025 wird von Erreichen der Ziel-Inflation der EZB in Höhe von 2 % ausgegangen.

Die Kosten für das Fundament der Anlagen können aus den von den Herstellern übermittelten Daten abgeleitet werden und belaufen sich auf 83 €/kW. Weitere Investitionsnebenkostenbestandteile werden aus den Angaben der Projektentwickler für frühere und aktuell geplante Vorhaben (soweit zum Berichtszeitpunkt vorliegend) abgeleitet. Investitionsnebenkosten von in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen werden hinsichtlich der Inflation angepasst, um mit zukünftigen Planungen vergleichbar zu werden. Zuzüglich zu den Fundamentkosten ergeben sich so weitere Kosten von 554 €/kW – die gesamten Investitionsnebenkosten belaufen sich auf 637 €/kW. Diese Größenordnung wird durch die vorliegenden Daten für die Inbetriebnahmejahre 2023-2025 bestätigt.

## Betriebskosten

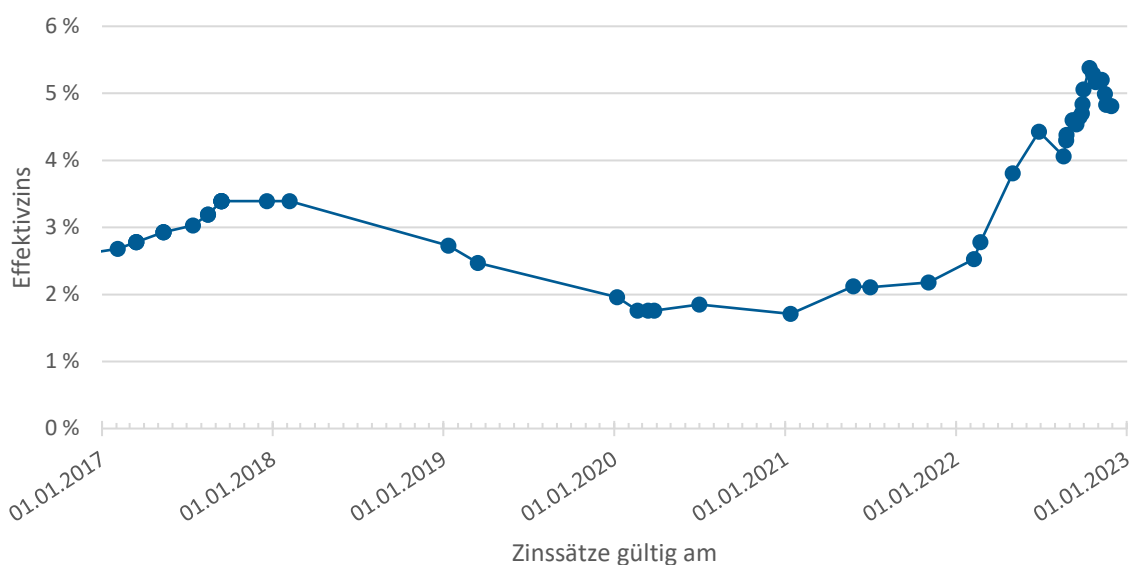
Hinsichtlich der Betriebskosten über 20 Jahre Betriebsdauer besteht aktuell eine große Unsicherheit. Die oftmals an Erlöse gekoppelten Betriebskostenkomponenten entwickeln sich mit den Markterlösen, andere Betriebskostenbestandteile sind an Indizes gekoppelt und steigen entsprechend der Entwicklung dieser Indizes. In der vorliegenden Analyse wird ab dem Jahr 2025 von einer Ziel-Inflation der EZB von 2 % ausgegangen, analog wird angenommen, dass die Betriebskosten nicht übermäßig im Zeitverlauf steigen.

Die in der Datenerhebung bis zum Berichtszeitpunkt erfassten Daten zukünftiger Projekte reichen nicht aus, um eine stichhaltige vollständige Auswertung durchzuführen. In der Vergangenheit konnten hinsichtlich der Betriebskosten regelmäßig reale Kostensenkungen beobachtet werden. Diese konnten auf Basis der vorliegenden Daten zu geplanten Projekten nicht bestätigt werden. Zur Darstellung der Betriebskosten für ein Windenergieprojekt werden Betriebskosten von Projekten mit Inbetriebnahme ab 2019 auf das Jahr 2025 hochgerechnet. Zu den Anteilen fixer und variabler Kostenbestandteile liegen keine neuen Erkenntnisse bezogen auf Veränderungen gegenüber bereits in Betrieb befindlichen Anlagen vor. Im Mittel über alle Inbetriebnahmejahre ab 2019 wurde ein fixer Betriebskosten-Anteil von 64 % und ein ertrags- bzw. erlösabhängiger Anteil von 36 % für einen mittleren Standort in der Datenbasis ermittelt.

Somit ergibt sich in der ersten Betriebsdekade ein fixer Betriebskostenanteil von 33 €/kW und ein variabler Anteil von 0,7 ct/kWh. In der zweiten Dekade werden 43 €/kW und 0,9 ct/kWh erwartet. Diese Werte gilt es durch eine Verbesserung der Datenbasis zu verifizieren und vor dem Hintergrund der sich dynamisch entwickelnden Marktsituation regelmäßig zu hinterfragen.

## Finanzierungskonditionen

Die Finanzierungskonditionen für Windenergieprojekte haben sich kurzfristig erheblich verschlechtert. In Abbildung 2 ist beispielhaft eine Variante des KfW-Programms Erneuerbare Energien, Programmteil Standard dargestellt, die die Entwicklung des Effektivzinssatzes zeigt. Der tatsächlich gültige Zins wird jeweils erst zum Zusagezeitpunkt der Finanzierung festgelegt. Abweichende Zinsen fallen bei anderer Laufzeit oder anderer Risikoeinschätzung an. Projektentwickler bestätigten in den Zwischenergebnissen der jüngsten Datenerhebung für Projekte mit geplanter Inbetriebnahme nach 2022 eine Fremdkapitalverzinsung von über 4 %, teils über 5 %. Im Folgenden wird ein KfW-Zins in Höhe von 4,81 % (Stand 29.11.2022) in der dargestellten Klasse (KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / tilgungsfreie Anlaufjahre 3 Jahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse B, vgl. Abbildung 2) angesetzt. Vereinfachend wird eine Tilgungsdauer von 20 Jahren, über die gesamte Betriebszeit angenommen. Mit zunehmendem Zinsniveau steigen auch die Renditeanforderungen der Eigenkapitalgeber. Im Folgenden wird die bisher auf 8 % fixierte Eigenkapitalrendite um 25 % auf 10 % erhöht.



Datengrundlage: (KfW 2022). Quelle: Eigene Darstellung. Stand: 29.11.2022

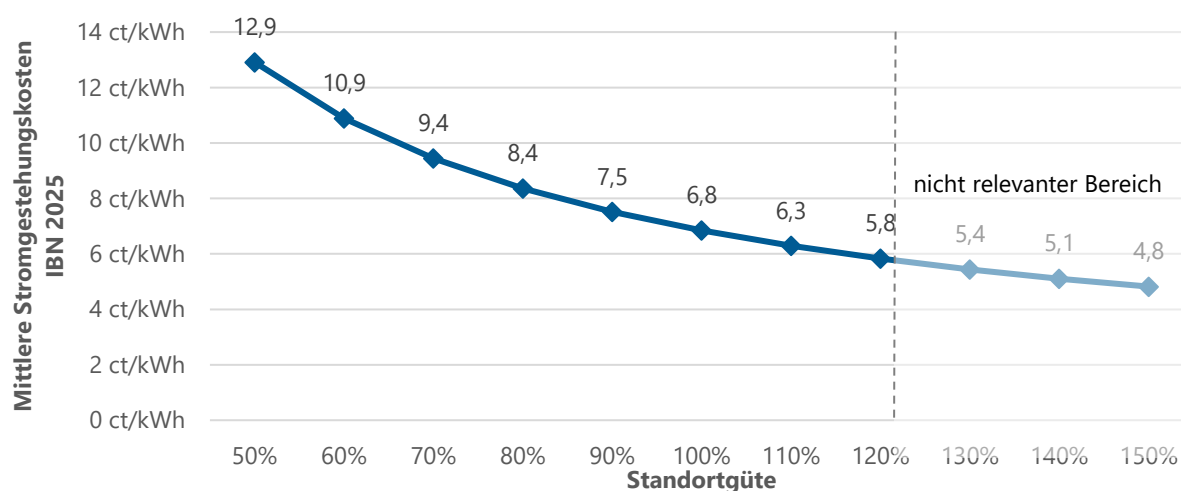
Abbildung 2: Entwicklung der Zinssätze im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / tilgungsfreie Anlaufjahre 3 Jahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse B

Weiterhin weisen Branchenakteure darauf hin, dass Banken bei der Finanzierung nicht auf die aktuellen bzw. prognostizierten hohen Marktwerte abstellen und dass Eigenkapitalanteile bei steigenden Kosten und damit sinkender Wirtschaftlichkeitsprognose angehoben werden müssen, um den erforderlichen Kapitaldienstdeckungsgrad zu erreichen (vgl. z.B. Angaben beim Fachgespräch des BMWK 2022a). In der Datenerhebung konnten dabei nur Angaben mit einer großen Bandbreite ermittelt werden. Im Folgenden wird angenommen, dass der Eigenkapitalanteil um 25 % steigt. Aufgrund der in der jüngeren Vergangenheit sehr niedrigen Eigenkapitalanteile steigt der Anteil dem zufolge zum

Beispiel am 100 %-Standort von 14 % auf 18 %. Bei niedrigeren Standortgüten ist der Eigenkapitalanteil etwas höher. Die Ergebnisse der aktuellen Datenerhebung weisen auf eine noch größere Steigerung der Eigenkapitalanteile hin – das führt zu weiter zunehmenden Kosten. Es ist zu berücksichtigen, dass bei einer Anpassung der anzulegenden Werte die Grundlage der Finanzierungsauslegung geändert wird und der Eigenkapitalanteil in der Folge wieder sinken kann. Entsprechend wurde eine vergleichsweise moderate Erhöhung gewählt. Zur Klärung der unter sich verändernden Rahmenbedingungen zu erwartenden Eigenkapitalanteile sind für die finalen Ergebnisdarstellungen im Endbericht des Gesamtvorhabens noch Abfragen bei Banken vorgesehen.

## Stromgestehungskosten

Aus den oben dargestellten Eingangsparametern zur Technologieauswahl und Kostenerwartung können Stromgestehungskosten ermittelt werden. In Abbildung 3 sind die Kosten für das angenommene Durchschnittsprojekt mit Bezuschlagung im Jahr 2023 und Inbetriebnahme im Jahr 2025 dargestellt.



Datengrundlage: Eigene Erhebung und Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 3: Erwartete Stromgestehungskosten der Windenergie an Land bei IBN in 2025

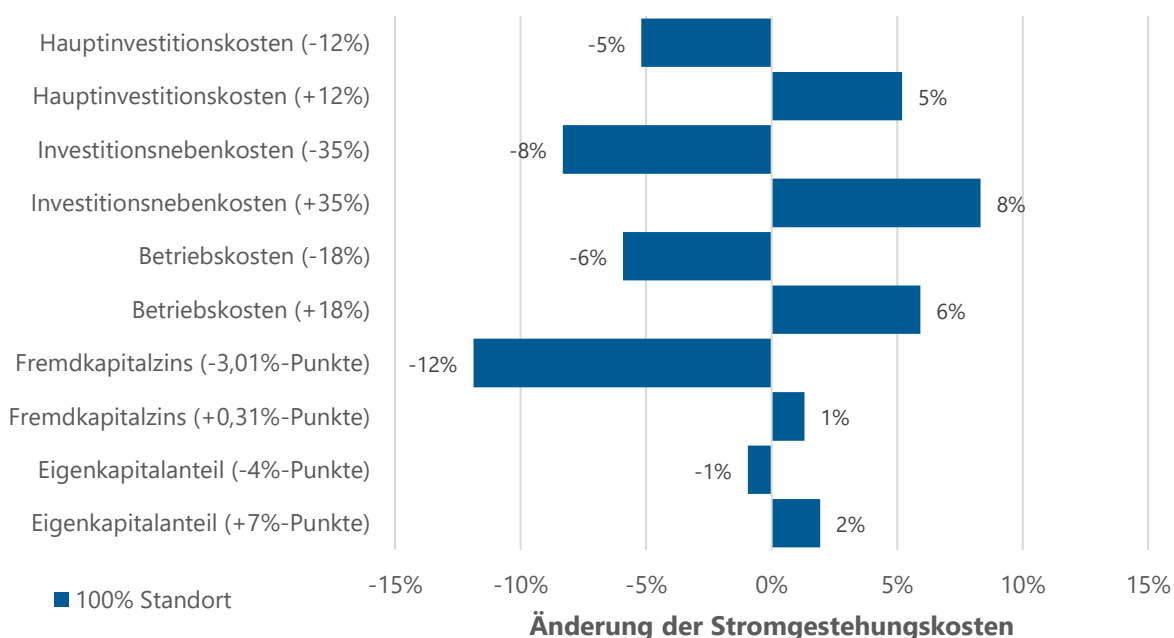
Die Stromgestehungskosten repräsentieren die mittleren Kosten je erzeugter Kilowattstunde und somit die erforderliche mittlere Vergütung über eine Laufzeit von 20 Betriebsjahren. Projektspezifisch können die Kosten teils erheblich abweichen, da alle Kostenbestandteile relevante Standardabweichungen aufweisen. Das bedeutet, dass Projekte sowohl Stromgestehungskosten über als auch unter den dargestellten Werten ausweisen können.

## Sensitivitätsanalyse

Die mittleren Stromgestehungskosten repräsentieren einen durchschnittlichen Standort. Abhängig davon, wie sehr sich ein Projekt hinsichtlich seiner Kostenstruktur vom Durchschnitt unterscheidet, können sich projektspezifisch abweichende Stromgestehungskosten ergeben. Im Folgenden wird für einige Parameter eine Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten durchgeführt. Berücksichtigt werden dabei teils ermittelte Abweichungen, teils auf Annahmen basierende Werte, die mögliche Bandbreiten abbilden.

Für die Hauptinvestitionskosten wurde in den von Herstellern übermittelten Daten unter Berücksichtigung der Nabhöhe, der spezifischen Flächenleistung und der Nennleistung eine

Abweichung von 12 % von der zugrunde gelegten Trendlinie ermittelt. Diese wird als Abweichung nach oben und unten in der Sensitivität berücksichtigt. Hinsichtlich der Investitionsnebenkosten und Betriebskosten wird im Folgenden auf die in der vorhergehenden Erhebung für den Zeitraum 2019-2021 festgestellten Standardabweichungen von 35 % für die Investitionsnebenkosten und 18 % für die Betriebskosten abgestellt, da die Größe der vorläufigen Datenbasis (Stand 29.11.2022) für zukünftige Projekte keine ausreichende Grundlage zur Ermittlung der typischen Abweichung bildet. Hinsichtlich der Finanzierungsparameter erfolgen zwei Sensitivitätsbetrachtungen – zum Fremdkapitalzins und zum Eigenkapitalanteil. In den Betrachtungen wird statt der Ausgangswerte (4,81 % Fremdkapitalzins bzw. 18 % Eigenkapitalanteil am 100 % Standort) zum einen die Annahme aus dem Jahr 2021 (1,8 % Fremdkapitalzins bzw. 14 % Eigenkapitalanteil am 100 % Standort) und zum anderen eine weitere Steigerung auf einen Eigenkapitalanteils auf 25 % bzw. des Fremdkapitalzins auf 5,12 % (KfW-Risikoklasse C statt B) angesetzt. Dargestellt wird für die beschriebenen Fälle jeweils die Veränderung der Stromgestehungskosten bezogen auf einen 100 % Standort.



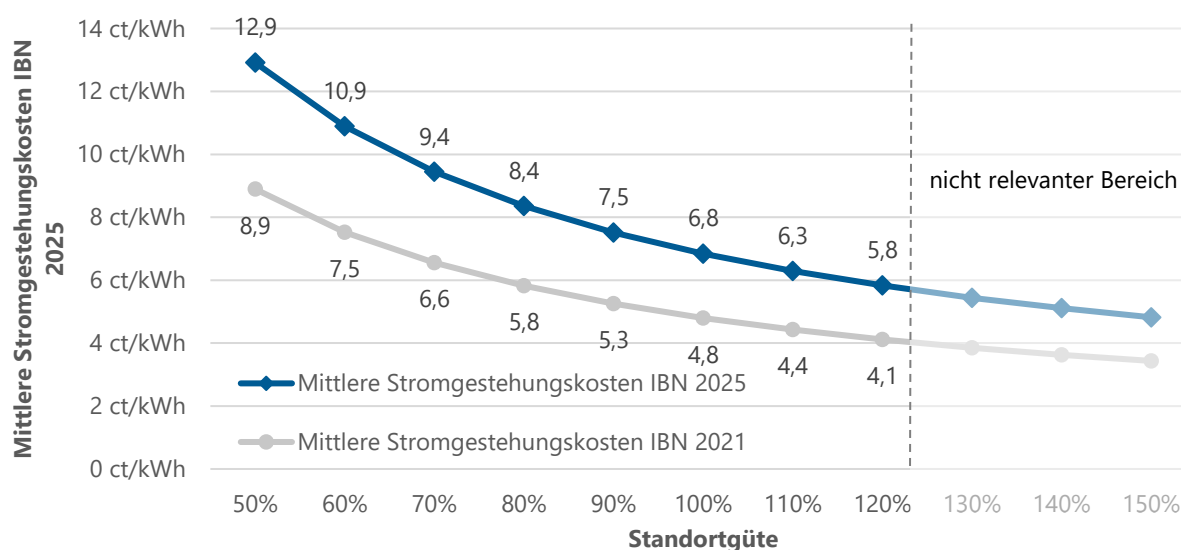
Datengrundlage: Eigene Erhebung und Berechnungen. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 4: Sensitivitätsanalyse zu verschiedenen Parametern

## Veränderung seit 2021

Bereits bei der Kostenerhebung 2021 wurde eine Stagnation der Kostensenkungen beobachtet, die in den Kostenerhebungen der Vorjahre noch regelmäßig festgestellt wurden (vgl. z.B. DWG und ZSW 2019). Mit dem Ukrainekrieg und dem folgenden Anstieg des Preisniveaus stellen die aktuellen Kostensteigerungen eine erhebliche Erschwernis für den Windenergiezubau dar. Im Folgenden werden die für kommende Ausschreibungsrunden ermittelten Kosten mit den Werten aus 2021 gegenübergestellt. Im Mittel steigen die zu erwartenden Stromgestehungskosten zwischen den Inbetriebnahmejahren 2021 und 2025 um 42-45 % (siehe Abbildung 5).





Datengrundlage: (DWG 2021), eigene Erhebung und Berechnungen . Quelle: Eigene Darstellung  
Abbildung 5: (Erwartete) Stromgestehungskosten der Windenergie an Land bei IBN in 2021 und 2025

Die Steigerung der Stromgestehungskosten resultiert dabei aus den Steigerungen mehrerer Eingangsparameter. In Tabelle 1 sind diese zusammenfassend für einen 100 %-Standort<sup>2</sup> aufgeführt. Die verbesserte Technologieauswahl (größere Nennleistung, höhere Nabenhöhe, größerer Rotor) führt zu einem höheren erwarteten Energieertrag am 100 %-Standort. Die deutlichen Kostensteigerungen, die für alle Kostenbestandteile zu berücksichtigen sind, können durch den Mehrertrag jedoch nicht aufgefangen werden, sodass eine deutliche Steigerung der Stromgestehungskosten resultiert.

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Eingangsparameter 2021 und 2025 für einen 80 % Standort

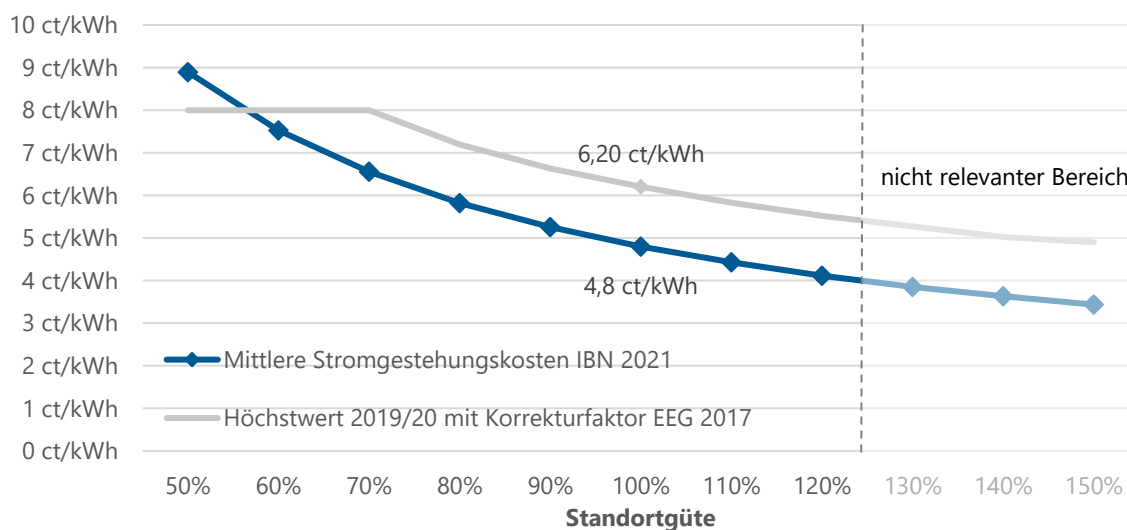
Inbetriebnahmejahr	2021	2025	Erwartete nominale Veränderung
<b>Standortgüte</b>	100 %	100 %	
<b>Anlagenleistung</b>	4.317 kW	4.573 kW	+6 %
<b>Nabenhöhe</b>	140 m	146 m	+4 %
<b>Rotordurchmesser</b>	138 m	140 m	+1 %
<b>Jährlicher Energieertrag</b>	14.666 MWh/a	15.287 MWh/a	+4 %
<b>Eigenkapitalanteil</b>	14 %	18 %	+25 %
<b>Fremdkapitalanteil</b>	86 %	82 %	-5 %
<b>Eigenkapitalzinssatz</b>	8 %	10 %	+25 %
<b>Fremdkapitalzinssatz</b>	1,80 %	4,81 %	+167 %
<b>Hauptinvestitionskosten</b>	958 €/kW	1.159 €/kW	+21 %
<b>Investitionsnebenkosten</b>	488 €/kW	637 €/kW	+31 %
<b>Betriebskosten - erste Dekade – fix, jährlich</b>	28 €/kW	33 €/kW	+19 %
<b>Betriebskosten - erste Dekade – variable</b>	0,6 ct/kWh	0,7 ct/kWh	+18 %

<sup>2</sup> Der 100 % Standort repräsentiert den im EEG verankerten Referenzstandort, ein durchschnittlicher Standort in Deutschland weist eine deutlich geringere Standortgüte auf. Die mittlere Standortgüte von Windenergieanlage mit Inbetriebnahme seit 2019 liegt bei 76 % (vgl. MaStR 2022).

Inbetriebnahmejahr	2021	2025	Erwartete nominale Veränderung
<b>Betriebskosten - zweite Dekade - fix, jährlich</b>	35 €/kW	43 €/kW	+22 %
<b>Betriebskosten - zweite Dekade - variable</b>	0,8 ct/kWh	0,9 ct/kWh	+22 %
<b>Stromgestehungskosten</b>	<b>4,8 ct/kWh</b>	<b>6,8 ct/kWh</b>	<b>+43 %</b>

## Höchstwert in der Ausschreibung

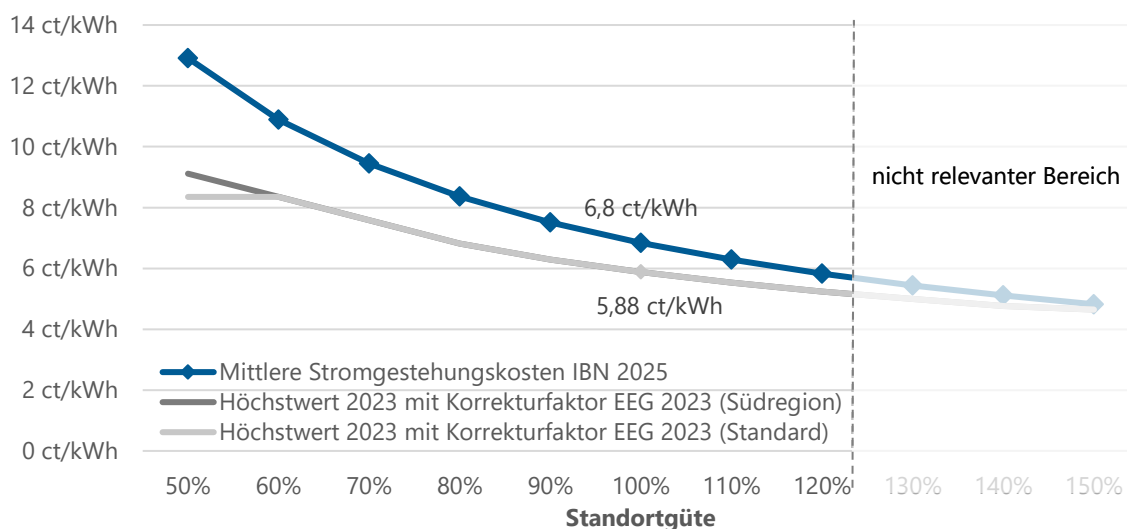
Die über 20 Jahre gesicherte Vergütungsgrundlage für Windenergieprojekte stellt der anzulegende Wert dar – dieser entspricht dem in der Ausschreibung erzielten Zuschlagswert multipliziert mit dem Korrekturfaktor der jeweiligen Standortgüte. Für die Ausschreibungsrunden in 2023 soll zurzeit ein Höchstwert von 5,88 ct/kWh gelten. Projekte, die in 2021 in Betrieb gegangen sind und noch deutlich niedrigere Stromgestehungskosten auswiesen, konnten in den Ausschreibungsrunden in 2019 und 2020 noch bis zu einem Höchstwert von 6,2 ct/kWh bieten. In Abbildung 6 und Abbildung 7 wird die Situation bei Inbetriebnahme 2021 und 2025 dargestellt. Gezeigt werden die jeweiligen durchschnittlichen Stromgestehungskosten und der zwei Jahre zuvor erwartete Höchstwert. Es wird deutlich, dass 2019/20 noch ein deutlicher Gebotsspielraum bestand, der auch Projekten mit Kosten über dem Durchschnitt erlaubte ein wirtschaftliches Gebot abzugeben. Bezogen auf den 100 %-Standort, an dem der Höchstwert definiert wird, lag dieser 1,4 ct/kWh bzw. rund 29 % über den mittleren Stromgestehungskosten.



Datengrundlage: (DWG 2021), eigene Erhebung und Berechnungen . Quelle: Eigene Darstellung  
Abbildung 6: Stromgestehungskosten der Windenergie an Land bei IBN in 2021 und maximaler anzulegender Wert bei Ausschreibungsteilnahme 2019/20

Die Situation bei den erwarteten Stromgestehungskosten 2025 und den zurzeit vorgesehenen Höchstwerten macht deutlich, dass es unter diesen Voraussetzungen nur für Projekte mit deutlich

unterdurchschnittlichen Kosten möglich ist, ein wirtschaftliches und finanzierbares Gebot abzugeben<sup>3</sup>. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten liegen für alle Standortgüter über den anzulegenden Werten bei zulässigem Höchstwert.



Datengrundlage: (DWG 2021), eigene Erhebung und Berechnungen . Quelle: Eigene Darstellung  
Abbildung 7: (Erwartete) Stromgestehungskosten der Windenergie an Land bei IBN in 2025 und maximaler anzulegender Wert bei Ausschreibungsteilnahme 2023 mit Höchstwert gemäß EEG 2023 vom 20. Juli 2022

Eine Erhöhung des Höchstwertes kann die Situation der Windenergieprojekte erheblich verbessern. Die gestiegenen Investitions- und Betriebskosten sowie Zinsen führen bei durchschnittlichen Kosten zu nicht wirtschaftlichen Projekten, solange die auf einem Höchstwert von 5,88 ct/kWh basierenden anzulegenden Werte die Erlösgrundlage bilden. Vor dem Hintergrund der hohen Zubauziele sollte auch Projekten mit über dem Durchschnitt liegenden Kosten ein wirtschaftlicher Betrieb und damit die Teilnahme an Ausschreibungen ermöglicht werden. Entsprechend ist eine Anpassung des Höchstwertes über das Niveau der mittleren Stromgestehungskosten hinaus empfehlenswert. Dabei muss auch berücksichtigt werden, dass die Korrekturfaktoren des Referenzertragsmodells die Unterschiede der Stromgestehungskosten von Standorten mit unterschiedlichen Standortgütern nicht vollständig ausgleichen. Der Höchstwert sollte sich entsprechend an den um den Korrekturfaktor korrigierten Stromgestehungskosten von repräsentativen Standortgütern zwischen 70 und 80 % orientieren.

<sup>3</sup> Es wird davon ausgegangen, dass zur Ermittlung der erwarteten Wirtschaftlichkeit durch Entwickler und Finanzierer die anzulegenden Werte als gesichertere Erlösquelle zugrunde gelegt werden.

## Quellenverzeichnis

- BMWK. 2022a. Fachgespräch zu weiteren Maßnahmen zur Beschleunigung und Vereinfachung des Ausbaus der Windenergie an Land.
- . 2022b. „Herbstprojektion der Bundesregierung zur wirtschaftlichen Entwicklung: Schwerer Winter für die deutsche Volkswirtschaft.“ Gutachten. Schlaglichter. [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Schlaglichter/2022/11/03-im-fokus-download.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Infografiken/Schlaglichter/2022/11/03-im-fokus-download.pdf?__blob=publicationFile&v=4).
- DWG, Deutsche WindGuard. 2021. „Markt- und Kostensituation der Windenergie an Land, Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land, vom 1. September 2021 (zuletzt überarbeitet am 06. Oktober 2021), nicht veröffentlicht.“
- DWG, Deutsche WindGuard, und Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg ZSW. 2019. „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II e): Wind an Land“. Wissenschaftlicher Bericht. [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf;jsessionid=149C09595388E0A84583D9F90C0AC1D7?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf;jsessionid=149C09595388E0A84583D9F90C0AC1D7?__blob=publicationFile&v=7).
- KfW. 2022. „Konditionenübersicht für Endkreditnehmer, diverse Stände, keine vollständige Erfassung alle Entwicklungsstufen“. <https://www.kfw-formularsammlung.de/KonditionenanzeigerINet/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270>.
- MaStR, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. 2022. „Marktstammdatenregister (MaStR) mit diversen eigenen Datenkorrekturen und Ergänzungen“. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheiteneuebersicht>.