

**Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines
Erfahrungsberichts gem. § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz
(EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben ‚Windenergie
an Land‘**

Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2025

Dieser Bericht wurde erstellt durch:

Deutsche WindGuard

Silke Lüers
Merle Heyken
Anna-Kathrin Wallasch
Bärbel Eichler

Bericht vom 2. Dezember 2025

Vorhabens-Konsortium:



Deutsche WindGuard GmbH
Oldenburger Straße 65 A
26316 Varel



Zentrum für Sonnenenergie- und
Wasserstoff-Forschung Baden-
Württemberg (ZSW)
Meitnerstr. 1
70563 Stuttgart



Nefino GmbH
Andreaestraße 2a
30159 Hannover

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	VI
1. Kostenstruktur	8
1.1. Datengrundlage	8
1.2. Hauptinvestitionskosten	10
1.3. Investitionsnebenkosten	18
1.4. Finanzierung	22
1.5. Betriebskosten	25
2. Stromgestehungskosten im Förderzeitraum	31
2.1. Methodik der Stromgestehungskostenberechnung	32
2.2. Eingangsparameter und mittlere Stromgestehungskosten	34
2.3. Sensitivitätsanalysen	36
2.4. Bandbreite zu erwartender Stromgestehungskosten	46
3. Resultierende erforderliche Gebotswerte in der Ausschreibung	52
Abkürzungsverzeichnis	55
Literatur- und Quellenverzeichnis	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2025 nach Leistungsklasse und Gesamthöhe	9
Abbildung 2:	Verteilung der Projektdatenbasis für den (erwarteten) Inbetriebnahmezeitraum von 2025 bis 2028 hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen.....	10
Abbildung 3:	Spezifische Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament (netto) im Jahr 2025 mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Gesamthöhe	11
Abbildung 4:	Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten 2025 in €/kW in Abhängigkeit von der Nennleistung, der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe	13
Abbildung 5:	Mögliche Ersparnis je WEA durch Erhöhung der WEA-Bestellmenge.....	14
Abbildung 6:	Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort für die Anlagenauswahl aus 2025 in Abhängigkeit von der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe.....	16
Abbildung 7:	Mittlere nominale spezifische Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament in €/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration	17
Abbildung 8:	Mittlere reale spezifische Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament in € 2025/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration.....	18
Abbildung 9:	Spezifische Investitionsnebenkosten (netto) in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2025 bis 2028	19
Abbildung 10:	Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW (nominal) im Zeitverlauf.....	21
Abbildung 11:	Spezifische Investitionsnebenkosten in € 2025/kW (real) im Zeitverlauf.....	22
Abbildung 12:	Entwicklung der Zinssätze im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / 3 tilgungsfreie Anlaufjahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse A	24
Abbildung 13:	Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in € 2025/kW (real) sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2025 bis 2028 (netto)	26
Abbildung 14:	Spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer) in €/kW (nominal) im Zeitverlauf	30

Abbildung 15: Spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer bezogen auf das jeweilige IBN-Jahr) in € 2025/kW (real) im Zeitverlauf	30
Abbildung 16: Standortgüte von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2023.....	32
Abbildung 17: Mittlere Stromgestehungskosten 2025-2028 nach Standortgüte	36
Abbildung 18: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Gesamthöhenklassen, Nennleistungsklassen und Klassen der spezifischen Flächenleistung.....	39
Abbildung 19: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei hohen fixen und hohen variablen Anteilen der Betriebskosten.....	41
Abbildung 20: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Fremdkapitalzinsen	42
Abbildung 21: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlicher Anlagenanzahl im Projekt.....	43
Abbildung 22: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlicher Entwicklung negativer Spotmarktpreise	45
Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter	46
Abbildung 24: Mittlere Stromgestehungskosten und 75 % und 90 %-Bandbreiten sowie (gesetzlichem) Höchstwert im Jahr 2025 und 2026 nach Standortgüte.....	50
Abbildung 25: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten mit IBN von 2025-2028 im deutschen Markt	51
Abbildung 26: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten und resultierende erforderliche Gebotswerte für Windenergieprojekte mit IBN von 2025-2028	52

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Grundannahmen zur Stromgestehungskostenberechnung.....	35
Tabelle 2:	Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Technologiegruppen im Jahr 2025 in Betrieb genommener und genehmigter Windenergieanlagen	37
Tabelle 3:	Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Anteile fixer und variabler Betriebskosten	40
Tabelle 4:	Wahrscheinlichkeit mit der das erforderliche Gebot von potenziellen Windenergievorhaben kleiner oder gleich unterschiedlicher (fiktiver) Höchstwerte ist.....	53

Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2025

Die Deutsche WindGuard ist gemeinsam mit den Unterauftragnehmern Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) und Nefino durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (heute: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE)) mit der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben ‚Windenergie an Land‘ beauftragt. Das Vorhaben hat eine Laufzeit von April 2024 bis April 2028 und dient der Unterstützung des BMWE hinsichtlich der Evaluation des EEG in Bezug auf die Windenergie an Land.

Der vorliegende Bericht zur Kostensituation der Windenergie an Land mit Stand Oktober 2025 ist der zweite im aktuellen Beratungsvorhaben erstellte Bericht zu diesem Thema. Er baut auf den Erkenntnissen des ersten Berichts aus Oktober 2024 sowie auf Erkenntnissen aus früheren Vorhaben auf. Seit einigen Jahren werden jeweils zum Jahresende Berichte zur Kostensituation [DWG 2022, 2023, 2024] veröffentlicht.

Im Rahmen der Analyse der Kostensituation der Windenergie an Land werden die einzelnen Kostenkomponenten bei Branchenakteuren abgefragt und anonymisiert ausgewertet. Aus den übermittelten Daten, Auswertungen und ergänzenden Recherchen werden Stromgestehungskosten ermittelt. Die Auswirkung der Veränderung einzelner Eingangsannahmen wird in Rahmen von Sensitivitätsanalysen untersucht. Abschließend wird aus den zu erwartenden Stromgestehungskosten ermittelt, welche Gebotshöhe in einer Ausschreibung nach dem EEG erforderlich ist, um die betrachteten Anlagen wirtschaftlich zu betreiben.

1. Kostenstruktur

Die Grundlage für die Analyse der Kostensituation der Windenergie an Land sind die bei Branchenakteuren erhobenen sowie weitere recherchierten Daten zur Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten. Im Folgenden ersten Kapitel wird die genutzte Datengrundlage näher beschrieben und die Ergebnisse der Datenauswertung dargestellt. Hierbei werden die Bereiche Hauptinvestitionskosten, Investitionsnebenkosten, Finanzierung und Betriebskosten unterschieden. Die Ergebnisse der Kostendatenerhebung fließen in die im zweiten Kapitel folgende Berechnung und Analyse der Stromgestehungskosten ein.

1.1. Datengrundlage

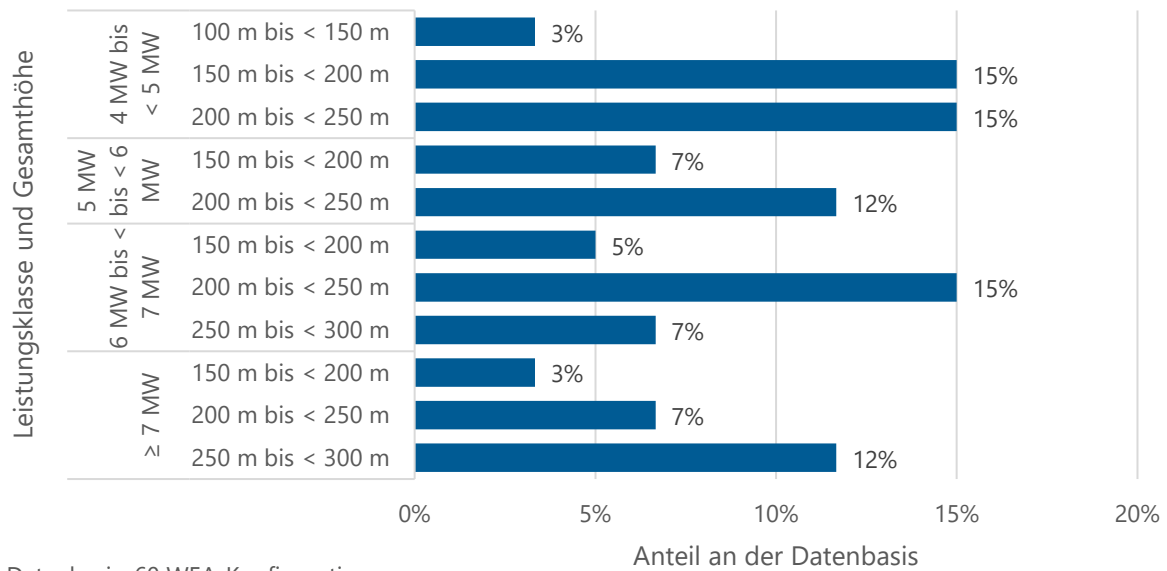
Die Grundlage für die Analyse der Kostensituation der Windenergie an Land bildet die Befragung von Branchenakteuren. Neben den bei Projektentwicklern, Betreibern und Anlagenherstellern erhobenen Kosten fließen auch Daten aus ergänzenden Recherchen in die Analysen ein. Insbesondere für die Betrachtung der historischen Verläufe werden auch Daten aus Vorgängervorhaben genutzt.

Die Hauptinvestitionskosten für Windenergieanlagen (WEA) werden im Rahmen einer Herstellerbefragung ermittelt. Die Gesamtinvestitionskosten, Finanzierungsparameter sowie Betriebskosten von aktuellen Windenergieprojekten werden durch Erhebungen bei Projektentwicklern und Betreibern erfasst. Im Folgenden wird ein Überblick über den Umfang und die Art der erzielten Datenrückläufe im Rahmen der Erhebungen bei den unterschiedlichen Branchenakteuren gegeben.

Befragung der Hersteller

Im Rahmen der Erhebung der Hauptinvestitionskosten bei Anlagenherstellern wurden im Sommer 2025 aktuelle Anlagenpreise abgefragt. Es wurden von fünf Herstellern von großen Multi-Megawatt-Anlagen Daten geliefert. Die Hersteller, die sich an der Datenerhebung beteiligt haben, stehen gemeinsam für 95 % des Marktes, gemessen am Zubau im Jahr 2025 und allen zum Berichtszeitpunkt bereits im Marktstammdatenregister (MaStR) gemeldeten genehmigten Anlagen.

Auf Basis der Datenerhebung konnten Kostenangaben für 60 Anlagenkonfigurationen gesammelt werden. Die einzelnen Anlagenkonfigurationen werden auf Basis der jeweiligen Anlagenleistung und der Gesamthöhe (GH) der Anlage verschiedenen Anlagenklassen zugeordnet. Die folgende Abbildung 1 gibt nähere Hinweise zur Verteilung der vorhandenen Datensätze auf unterschiedliche Leistungsklassen und Gesamthöhen.



Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 1: Verteilung der erhaltenen Kostendaten für Windenergieanlagen an Land im Jahr 2025 nach Leistungsklasse und Gesamthöhe

In Ergänzung zu der Erhebung für die großen Multi-Megawatt-Anlagen wurden bei Anbietern von kleineren Anlagen (0,25 bis 2 MW) ebenfalls Kostendaten abgefragt. Zwei Hersteller haben entsprechende Rückmeldungen zu insgesamt 12 Anlagenkonfigurationen gegeben. Aufgrund der kleinen Stichprobe wird auf eine klassenspezifische Aufschlüsselung der Ergebnisse verzichtet. Im vorliegenden Bericht liegt der Fokus jedoch weiterhin auf den Multi-Megawatt-Anlagen, die den Großteil des Ausbaus ausmachen.

Befragung der Projektentwickler

Im Sommer 2025 wurde eine Kostendatenerhebung bei Projektentwicklern von Windenergieprojekten durchgeführt. Die Rücklaufquote bezogen auf die Anzahl der kontaktierten Unternehmen betrug 27 %. Der Datenbasis wurden zudem Projekte mit geplanter Inbetriebnahme (IBN) im Betrachtungszeitraum hinzugefügt, die bereits in früheren Erhebungen erfasst wurden. Weiterhin wurden Informationen zur Kostensituation von Projekten mit Inbetriebnahme im Betrachtungszeitraum aus öffentlich zugänglichen Quellen erfasst und der Datenbasis hinzugefügt.

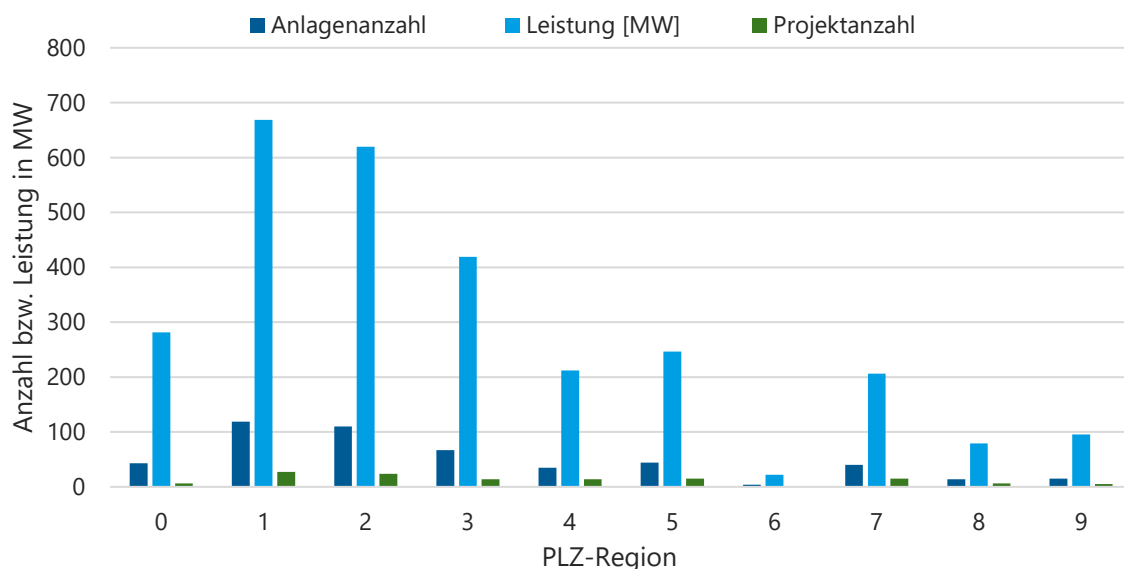
Im Ergebnis umfasst die Datenbasis für die (erwarteten) Inbetriebnahmejahre 2025 bis 2028 insgesamt 491 WEA mit einer Leistung von 2.851 MW in 127 Projekten. Das entspricht einem Anteil von rund 8 % an den zum Berichtszeitpunkt im Jahr 2025 installierten sowie bereits genehmigten Windenergieanlagen. Für alle erfassten Datensätze sind mindestens die Gesamtinvestitionskosten oder die jährlichen Betriebskosten auswertbar. Die meisten Datensätze umfassen darüber hinaus noch detailliertere Informationen zu den Anteilen unterschiedlicher Kostenpositionen. Die Datensätze werden so aggregiert, dass möglichst viele der übermittelten Informationen in die Analyse einfließen können.

Die Projekte in der Datenbasis verteilen sich über ganz Deutschland. Die größte Datenbasis besteht mit jeweils über 600 MW für die Postleitzahlgebiete (PLZ) 1 und 2, mehr als 400 MW umfasst die Datenbasis für die PLZ-Region 3. In den PLZ-Regionen 0, 4, 5 und 7 wurden für mindestens 200 MW

Windenergieleistung Kostendaten erfasst. Eher wenige Daten beziehen sich hingegen auf die PLZ-Regionen 6, 8 und 9.

Der erzielte bzw. erwartete Zubau verteilt sich im Betrachtungszeitraum ebenfalls nicht gleichmäßig über die Postleitzahlgebiete. Projekte mit Inbetriebnahme ab 2025 sowie zum Berichtszeitpunkt bereits erteilte Genehmigungen häufen sich in den PLZ-Regionen 1, 2, 3 und 5 mit jeweils 15 bis 21 % der installierten Leistung. In der PLZ-Region 4 befinden sich 12 % der Leistung und in den PLZ-Regionen 0 und 9 6 % der Leistung. Die Regionen 6, 7 und 8 weisen jeweils nur 1 bis 3 % der installierten Leistung auf. Entsprechend zeigt der Vergleich der Kostendatenbasis mit den Inbetriebnahmen und Genehmigungen ab 2025 eine relativ gute Übereinstimmung. Größere Abweichungen (> 5 %-Punkte) der Datenbasis vom erwarteten Zubau liegen insbesondere für die PLZ-Region 1, die in der Kostendatenbasis überrepräsentiert ist, und für die PLZ-Region 3 und 5, die in der Datenbasis eher unterrepräsentiert sind, vor.

Da die Datenbasis naturgemäß nur einen kleineren Teil des Realzubaues abdeckt, bewegen sich die genannten Abweichungen hinsichtlich der Verteilung auf die PLZ-Regionen in einem erwartbaren Rahmen. Abbildung 2 gibt nähere Informationen zur geografischen Verteilung der vorhandenen Datensätze für die (erwarteten) Inbetriebnahmejahre 2025 bis 2028.



Datenbasis: 491 WEA, 2.851 MW, 127 Projekte

Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 2: Verteilung der Projektdatenbasis für den (erwarteten) Inbetriebnahmezeitraum von 2025 bis 2028 hinsichtlich Anlagenanzahl, Leistung sowie Projektanzahl auf Postleitzahlregionen

1.2. Hauptinvestitionskosten

Die Hauptinvestitionskosten umfassen alle Komponenten der Windenergieanlage (Rotor, Gondel, Turm und Fundament), die Logistik- und Transportkosten der Anlagen zum jeweiligen Projektstandort sowie die Installationskosten. Üblicherweise werden Logistik und Installation vom Hersteller übernommen und in die Anlagenpreise einkalkuliert.

Ergebnisse der Datenerhebung

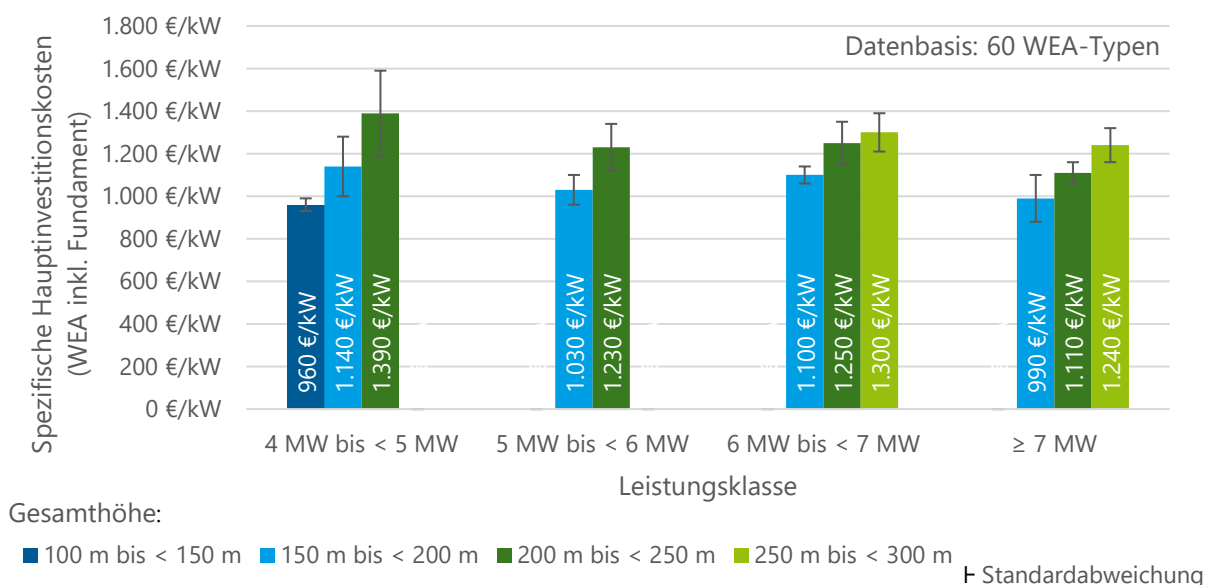
Die Hauptinvestitionskosten wurden auf Basis einer Abfrage bei den auf dem deutschen Markt aktiven Herstellern von Windenergieanlagen erhoben. Zu den Bestandteilen der

Hauptinvestitionskosten zählen die Windenergieanlage (inkl. Rotor, Gondel und Turm), das Standard-Fundament sowie Transport und Installation. Auf Basis der Herstellermeldungen, bei denen die einzelnen Kostenbestandteile separat ausgewiesen wurden (27% der Datenbasis), konnte eine typische Verteilung der Kostenkomponenten ermittelt werden. Die Komponenten stellen im Mittel die folgenden Anteile an den gesamten Hauptinvestitionskosten:

Windenergieanlage	67%
Standard-Fundament	7%
Transport und Installation	26%

Die ermittelten durchschnittlichen Hauptinvestitionskosten je Kilowatt installierter Leistung sowie die Standardabweichung der Kosten innerhalb einer Klasse werden in Abbildung 3 differenziert nach je vier Leistungs- und Gesamthöhenklassen dargestellt. Die Gesamthöhe setzt sich aus der Nabenhöhe und dem halben Rotordurchmesser (Rotorradius) zusammen. Steigende Gesamthöhen resultieren folglich entweder aus steigenden Nabenhöhen, steigenden Rotordurchmessern oder einer Kombination beider Aspekte. Innerhalb einer Leistungsklasse variiert insbesondere die Nabenhöhe, während die Rotordurchmesser ähnlich bleiben. Mit steigender Leistungsklasse steigt auch der mittlere Rotordurchmesser.

Die Kostenunterschiede zwischen den unterschiedlichen Anlagenkonfigurationen sind in der Darstellung in Abbildung 3 insbesondere hinsichtlich der Gesamthöhe sichtbar. Mit zunehmender Gesamthöhe steigen die spezifischen Hauptinvestitionskosten innerhalb einer Leistungsklasse. Der Skaleneffekt, der sinkenden spezifischen Kosten bei steigender Leistung verursacht und in vergangenen Erhebungen festgestellt wurde, ist in der aktuellen Datenerhebung nicht mehr so deutlich erkennbar. Dies wird auf die sinkende prozentuale Leistungssteigerung von einer zur nächsten Leistungsklasse zurückgeführt. Die Standardabweichung der Kosten innerhalb der einzelnen Gesamthöhen- und Leistungsklassen liegt zwischen 3 und 14 %.



Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 3: Spezifische Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament (netto) im Jahr 2025 mit Standardabweichung nach Leistungsklasse und Gesamthöhe

Abhängigkeit der Anlagenkosten von der Anlagenkonfiguration

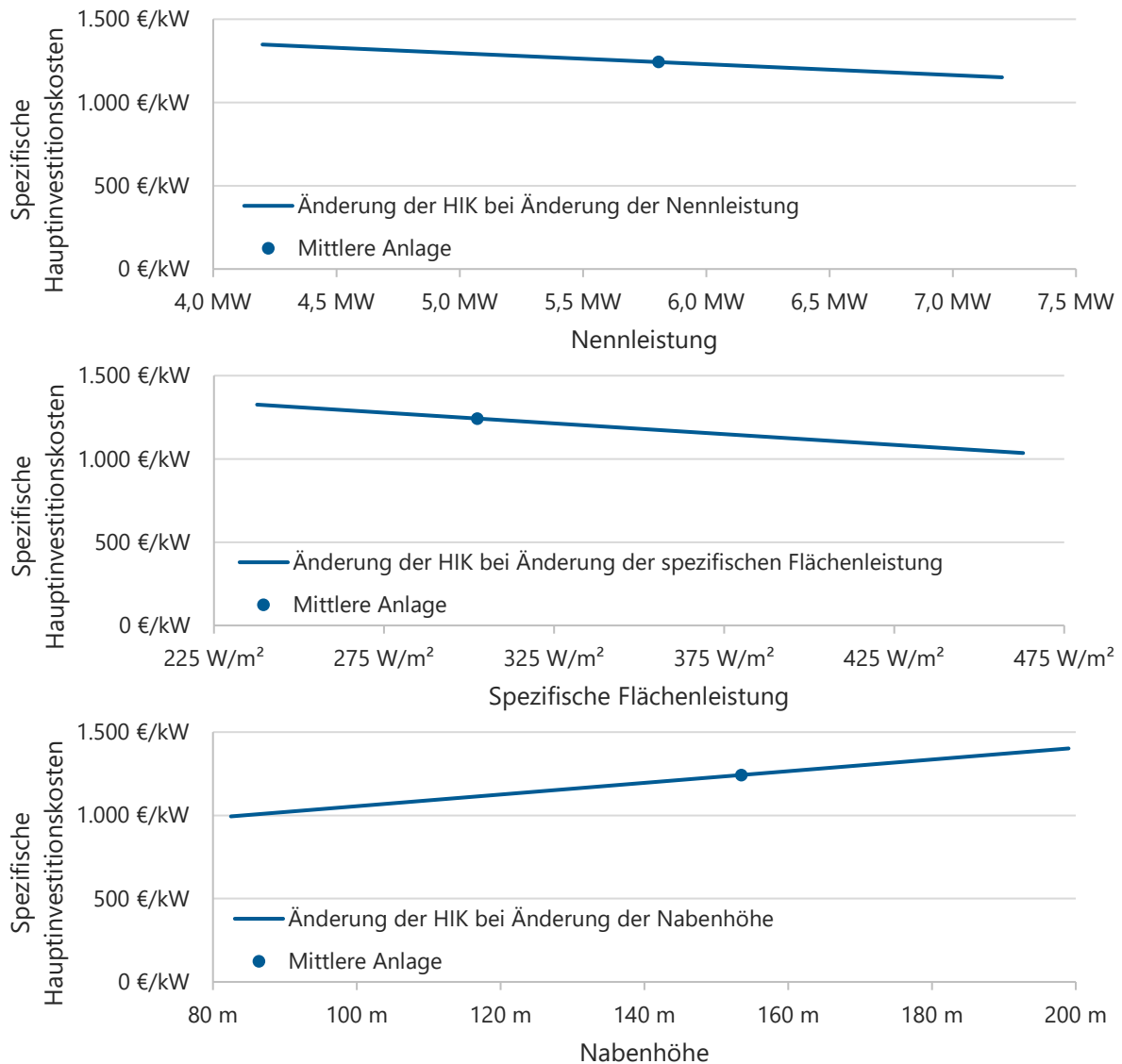
Die Preise für Windenergieanlagen, die vom Hersteller aufgerufen werden, lassen sich nicht ausschließlich über die Anlagenkonfiguration erklären. Neben der Konfiguration können viele weitere Einflussfaktoren, wie beispielsweise die Höhe der Entwicklungskosten oder die Wirkung von Skaleneffekten durch hohe Produktionsmengen, die Preise beeinflussen. Mittels einer Regressionsanalyse hinsichtlich der gängigen Konfigurationsparameter einer Windenergieanlage wurden Parameterabhängigkeiten im Hinblick auf die Hauptinvestitionskosten (HIK) ermittelt. Hierbei wurde ein adjustiertes Bestimmtheitsmaß von 62 % mit den drei signifikanten Parametern Nennleistung, spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe erreicht. Die Hauptinvestitionskosten lassen sich auf Basis der folgenden Formel für unterschiedliche Konfigurationen herleiten. Die Formel zur Abschätzung der Hauptinvestitionskosten sollte ausschließlich für Anlagen nahe dem Konfigurationsbereich der zugrundeliegenden Datenbasis werden. Die Hauptinvestitionskosten von WEA mit z. B. deutlich niedrigerer Nennleistung können nicht aus der HIK-Formel abgeleitet werden.

$$HIK = 1.476,19 \frac{\text{€}}{\text{kW}} - 65,62 \frac{\text{€}}{\text{kW} * \text{MW}} * P - 1,29 \frac{\text{€} * \text{m}^2}{\text{kW} * \text{W}} * SFL + 3,50 \frac{\text{€}}{\text{kW} * \text{m}} * NH$$

Dabei ist:

<i>HIK</i>	Spezifische Hauptinvestitionskosten in €/kW
<i>P</i>	Nennleistung in MW
<i>SFL</i>	spezifische Flächenleistung in W/m ²
<i>NH</i>	Nabenhöhe in m

In Abbildung 4 sind die Abhängigkeiten der spezifischen Hauptinvestitionskosten von den Parametern Nennleistung, spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe bei jeweils unveränderter übriger Konfiguration dargestellt. Zur Einordnung werden die jeweils für den Zeitraum 2025-2028 ausgewählten mittleren Konfigurationen hervorgehoben. Diese basieren auf den zum Berichtszeitpunkt im Jahr 2025 bereits installierten und den zum Berichtszeitpunkt genehmigten Windenergieanlagen an Land in Deutschland.



Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 4: Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten 2025 in €/kW in Abhängigkeit von der Nennleistung, der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe

Wie die Trendlinien in Abbildung 4 zeigen, nehmen die spezifischen Hauptinvestitionskosten mit steigender Nennleistung und steigender spezifischen Flächenleistung ab. Mit zunehmender Nabenhöhe nehmen die spezifischen Hauptinvestitionskosten hingegen zu. Die Abweichung der von den Herstellern gemeldeten einzelnen Kostendaten beträgt gemessen an den mittels Trendlinien erzeugten Kostendaten bei Berücksichtigung der Nennleistung, der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe der Anlagen etwa 8 %.

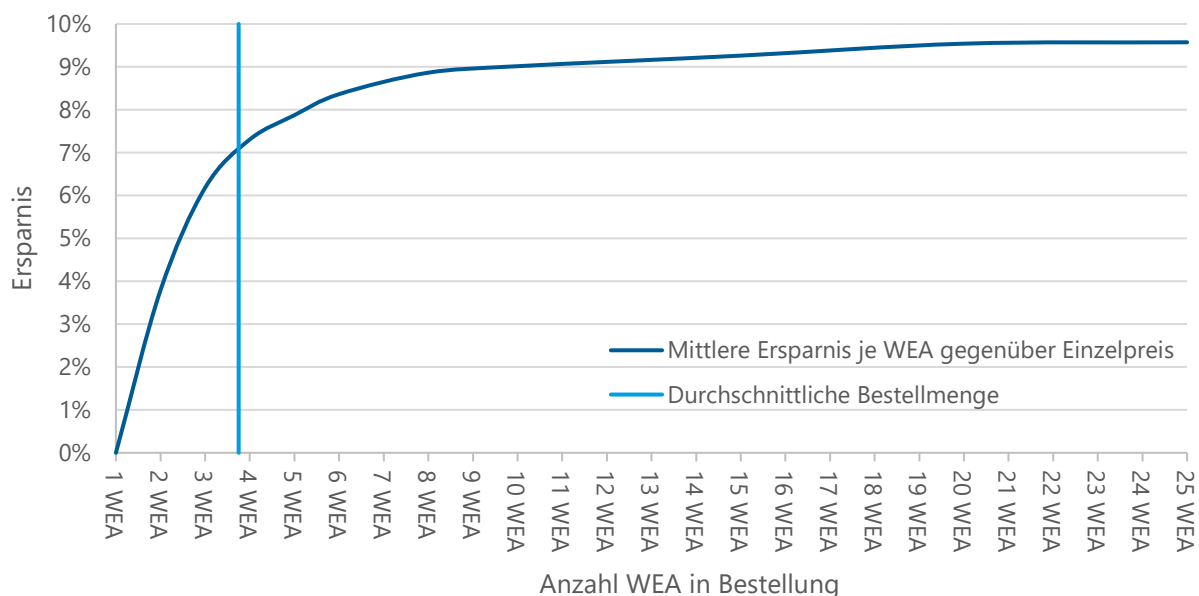
Da sich anhand der Trendlinien der Herstellerangaben mittlere Hauptinvestitionskosten für beliebige Anlagenkonfigurationen ermitteln lassen, ist auf dieser Basis ein Abgleich mit den durch die Projektentwickler gemeldeten Projektdaten möglich. Dieser Abgleich wurde auf Basis der Daten zu Projekten mit erwarteter Inbetriebnahme in den Jahren 2025 bis 2028 durchgeführt. Die Abweichung der auf Basis der Herstellerdaten hergeleiteten Hauptinvestitionskosten von den projektspezifisch gemeldeten Kostendaten der Projektentwickler liegt im Mittel bei 10 %. Dabei liegen die Angaben der befragten Projektentwickler im Schnitt um 4 % unter den berechneten Werten. Die Abweichungen liegen insgesamt im zu erwartenden Rahmen und können z. B. durch unterschiedlich

stark repräsentierte Hersteller und Anlagentypen sowie -spezifikationen, unterschiedliche Abnahmemengen bzw. unterschiedliche Verhandlungspositionen bedingt sein. Da die Herstellerdaten einen größeren Marktanteil abdecken als die Stichprobe der projektspezifischen Daten werden diese für weitere Berechnungen verwendet.

Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Kapitel 2 werden die auf Basis der Herstellerdaten berechneten Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit von der Nennleistung, der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe genutzt, um detaillierte Annahmen für die mittleren Kosten einer Windenergieanlage mit definierter Konfiguration zu treffen.

Abhängigkeit der Anlagenkosten von der Projektgröße

Die Projektgröße ist neben der Anlagenkonfiguration ein weiterer Parameter, der die Anlagenkosten beeinflusst. Im Rahmen der Datenerhebung bei den Herstellern wurden Daten zu möglichen Kostenersparnissen in Abhängigkeit von der bestellten Anzahl an WEA erfasst. Die Ergebnisse in Abbildung 5 zeigen, dass bereits ab einer Bestellmenge von drei Anlagen eine Ersparnis von 6 % je Anlage gegenüber dem Einzelpreis möglich ist. Ab einer Bestellmenge von zehn Anlagen können Projektentwickler im Mittel 9 % einsparen. Darüber hinaus führen höhere Bestellmengen nicht zu deutlich höheren Ersparnissen, bei einer Bestellmenge von 20 WEA ist eine Ersparnis von 9,5 % möglich. Die durchschnittliche Bestellmenge liegt in der aktuellen Erhebung bei 3,8 WEA. Bei einer Bestellmenge in dieser Höhe sind ca. 7 % Ersparnis gegenüber dem Preis für eine einzelne Anlage möglich.



Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 5: Mögliche Ersparnis je WEA durch Erhöhung der WEA-Bestellmenge

Volllaststunden am Referenzstandort

Für jeden Windenergieanlagentyp können auf Basis der Leistungskurve in Verbindung mit den im EEG definierten Windverhältnissen am Referenzstandort Angaben zu den kalkulierten Volllaststunden am

Referenzstandort¹ gemacht werden. Diese Annahme ist für die spätere Stromgestehungskostenermittlung entscheidend, da hierdurch der erzielbare Energieertrag in Abhängigkeit von der Standortgüte bestimmt wird. Die Herleitung einer Annahme für die mittleren Volllaststunden am Referenzstandort muss technologieabhängig erfolgen. Sie wird auf Basis der verwendeten Anlagenkonfigurationen in Abhängigkeit von den Parametern spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe bestimmt. Die Nennleistung der Windenergieanlagen wird bei der Herleitung der Volllaststunden am Referenzstandort nicht berücksichtigt, da sie nicht ausschlaggebend für die relativen Energieerträge (Volllaststunden), sondern für den absoluten Energieertrag ist. Die Volllaststunden am Referenzstandort lassen sich ebenfalls nicht vollständig, aber weitestgehend über die Anlagenkonfiguration der Anlagen in der betrachteten Stichprobe ableiten. So wurde für die Anlagentypen in der Datenbasis ein adjustiertes Bestimmtheitsmaß von 97 % mit den beiden signifikanten Parametern spezifische Flächenleistung und Nabenhöhe erreicht. Die Volllaststunden am Referenzstandort lassen sich auf Basis der folgenden Formel für unterschiedliche Konfigurationen innerhalb der betrachteten Bandbreiten näherungsweise bestimmen.

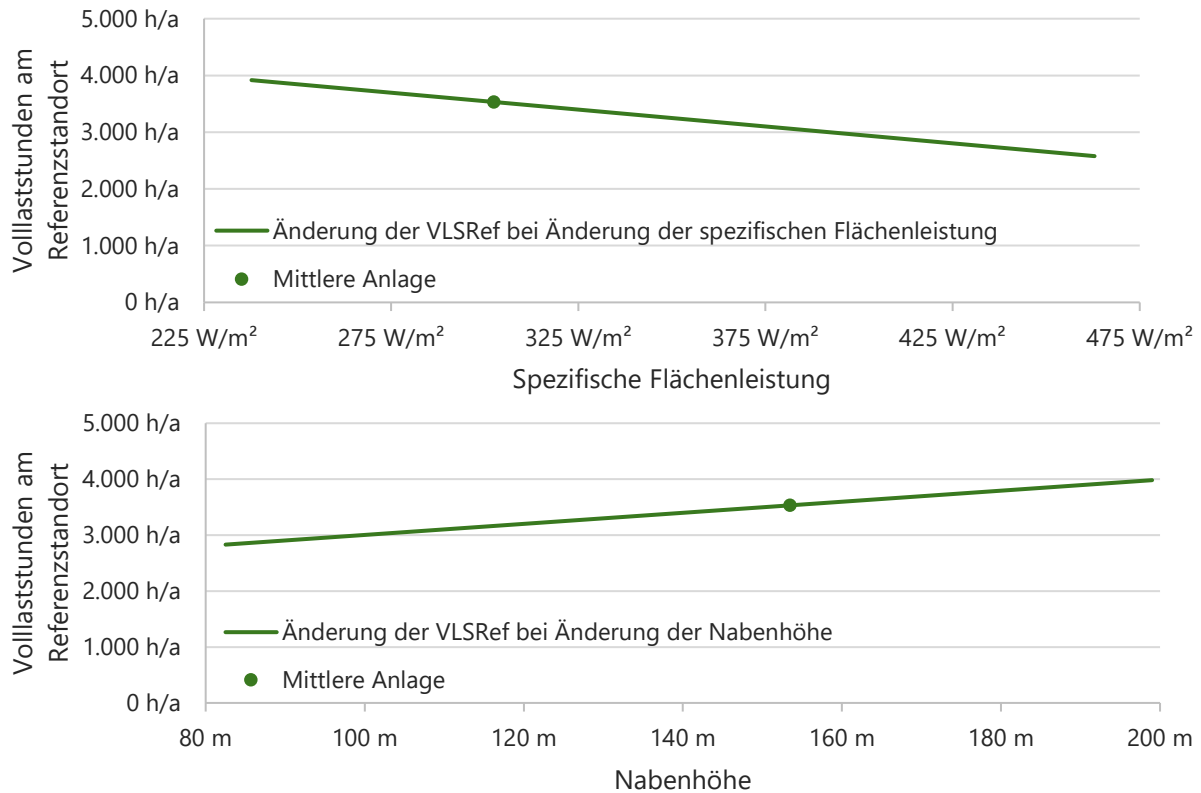
$$VLS_{Ref} = 3.812,76 \frac{h}{a} - 5,95 * \frac{h * m^2}{a * W} * SFL + 9,89 \frac{h}{a * m} * NH$$

Dabei ist:

VLS_{Ref}	Volllaststunden am Referenzstandort in h/a
SFL	spezifische Flächenleistung in W/m ²
NH	Nabenhöhe in m

Die Volllaststunden am Referenzstandort sinken mit zunehmender spezifischer Flächenleistung und steigen mit zunehmender Nabenhöhe. Die entsprechenden Abhängigkeiten von einem Parameter, bei im Übrigen gleichbleibender Konfiguration, sind in Abbildung 6 graphisch dargestellt. Die mittlere Abweichung der tatsächlichen Volllaststunden am Referenzstandort für die einzelnen Anlagentypen von den berechneten Werten unter Berücksichtigung von der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe der Anlagen beträgt etwa 2 %.

¹ Der Referenzstandort ist ein im EEG definierter fiktiver Standort mit im Vergleich zu realen Projekten überdurchschnittlich hohem Energieertrag bzw. Volllaststunden (vgl. Kapitel 2).



Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 6: Trendlinien der Volllaststunden am Referenzstandort für die Anlagenauswahl aus 2025 in Abhängigkeit von der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe

Tendenziell ist der Anstieg der Volllaststunden am Referenzstandort größer als der Anstieg der Hauptinvestitionskosten. Somit werden im Allgemeinen Mehrkosten von höheren Anlagen mit größeren Rotoren durch höhere Energieerträge ausgeglichen, so dass sich die zusätzlichen Investitionskosten für entsprechende Konfigurationen lohnen (vgl. hierzu Abschnitt 2.3). In der Praxis ist dieser allgemeine Effekt einer Einzelfallprüfung zu unterziehen, da die tatsächlich zu erwartenden Energieerträge durch unterschiedliche Windverhältnisse oder die Ertragssteigerungen durch vom Referenzstandort abweichende Höhenprofile beeinflusst werden.

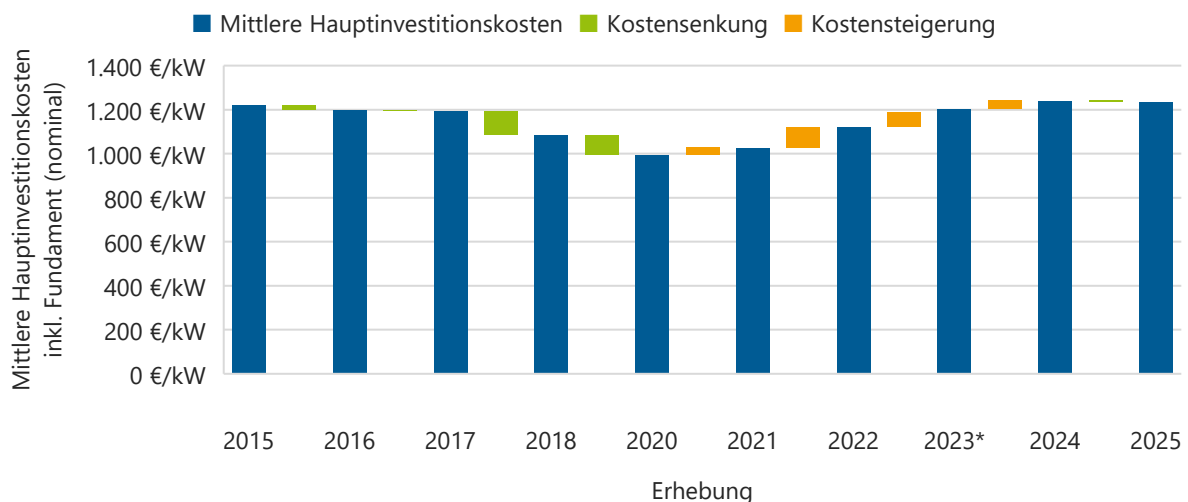
Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Kapitel 2 werden die in Abhängigkeit von der spezifischen Flächenleistung und der Nabenhöhe berechneten Volllaststunden am Referenzstandort genutzt, um detaillierte Annahmen für die mittleren Volllaststunden am Referenzstandort bei einer vordefinierten Konfiguration zu treffen. Die entsprechende Konfigurationsauswahl für die Stromgestehungskostenberechnung ist in Abbildung 6 hervorgehoben.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

In Abbildung 7 wird die nominale Entwicklung der spezifischen Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament für die im jeweiligen Jahr durchschnittliche Anlagenkonfiguration dargestellt. Die spezifischen Hauptinvestitionskosten sind in der Vergangenheit im Zeitverlauf von 2015 bis 2020 regelmäßig gesunken. Von 2015 bis 2020 wurde im Mittel bezogen auf die jeweils mittlere installierte Konfiguration eine Kostensenkung von 4 % pro Jahr erreicht. Zwischen 2017 und 2018 wurde dabei die größte Kostensenkung festgestellt. Diese lag bei 9 %. In den zwei Jahren zwischen 2018 und 2020 wurden weitere Kostensenkungen festgestellt. In diesem Zeitraum sanken die Zubaumengen deutlich ab und die Ausschreibungsrunden für die Windenergie an Land waren unterzeichnet. Der

Wettbewerb zwischen den verschiedenen auf dem deutschen Markt aktiven Herstellern um die wenigen Projekte wuchs. Im Betrachtungszeitraum wurden die niedrigsten nominalen Hauptinvestitionskosten 2020 beobachtet.

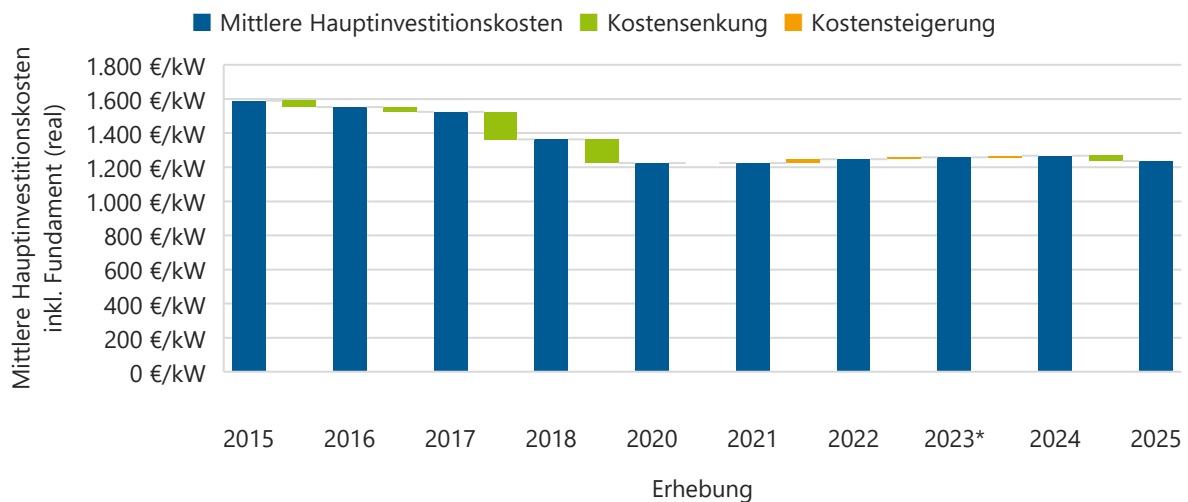
Von 2020 auf 2021 wurde eine nominale Erhöhung der Kosten festgestellt. Nach einer nominalen Kostensteigerung von 2020 auf 2021 (+3 %), stiegen die Kosten von 2021 auf 2022 zunächst um 9 % an. Die erneute Erhebung zum Jahresende 2022 (mit Fokus auf Inbetriebnahme in den kommenden Jahren) ergab eine weitere Steigerung um 7 %. Bereits 2021 hatte eine Herstellerbefragung ergeben, dass Kostensteigerungen aufgrund von steigenden Kosten auf den Rohstoffmärkten und im Bereich Logistik aufgetreten waren und künftig verstärkt durch die Anlagenpreise widergespiegelt werden würden. Der Anfang 2022 durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine ausgelöste Schock auf die Märkte verstärkte diese Entwicklungen erheblich. Die Erhebung im Jahr 2024 zeigte eine weitere Steigerung der Kosten um 3%. Die aktuelle Erhebung im Jahr 2025 zeigt eine Stabilisierung der Kosten auf dem Niveau der Erhebung des Vorjahres, die Kosten sind erstmals seit 2021 wieder geringfügig, nominal um 1%, gesunken.



Datengrundlage: [DWG 2015; DWG & ZSW 2019; DWG 2021; DWG et al. 2022; DWG 2023, 2024; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Hauptinvestitionskosten früherer Auswertungen zuzüglich des mittleren Fundamentpreises, *Erhebung in Q4 2022
Abbildung 7: Mittlere nominale spezifische Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament in €/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration

Die in Abbildung 8 dargestellten realen spezifischen Hauptinvestitionskosten inklusive Fundament sind im Zeitraum 2015 bis 2020 regelmäßig gesunken. Die reale Kostensenkung im Zeitraum 2015 bis 2020 lag im Schnitt bei 5 % jährlich. Seit 2020 haben sich die realen Hauptinvestitionskosten kaum verändert. Nach Abzug der durch die Inflation verursachten Kostensteigerungen wurde im Zeitraum von 2020 bis 2024 im Mittel nur eine Steigerung der Kosten um 1 % pro Jahr beobachtet. Für das Jahr 2025 konnte erstmals wieder eine Kostensenkung um etwa 3 % festgestellt werden.



Datengrundlage: [BMWE 2025; DESTATIS 2025; DWG 2015; DWG & ZSW 2019; DWG 2021; DWG et al. 2022; DWG 2023, 2024; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Hauptinvestitionskosten früherer Auswertungen zuzüglich des mittleren Fundamentpreises, *Erhebung in Q4 2022
Abbildung 8: Mittlere reale spezifische Hauptinvestitionskosten inkl. Fundament in € 2025/kW für die im jeweiligen Erhebungsjahr durchschnittliche installierte Anlagenkonfiguration

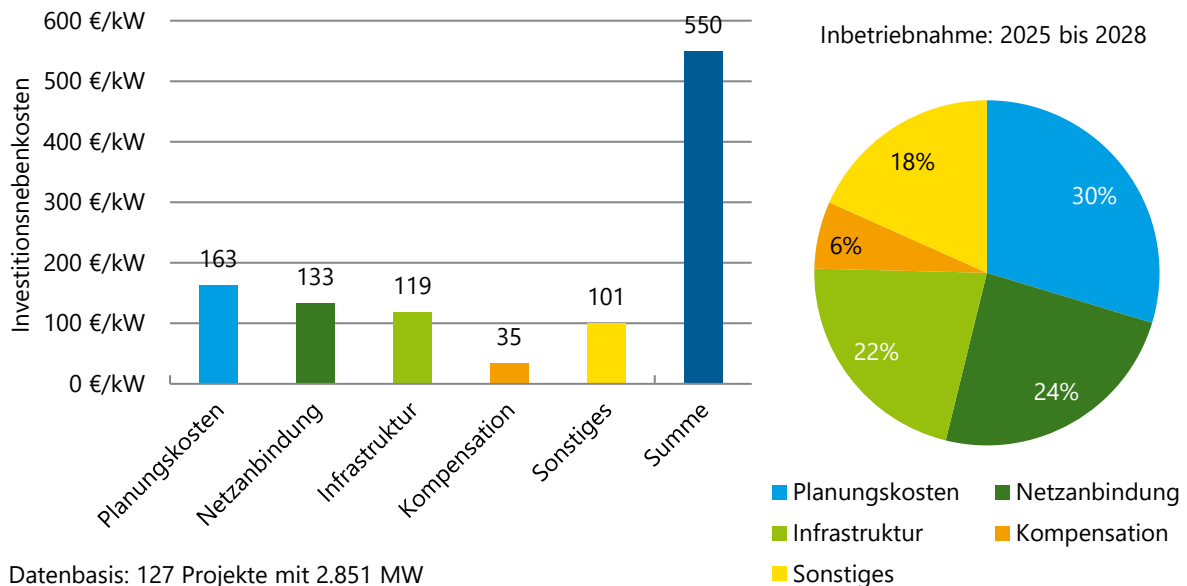
1.3. Investitionsnebenkosten

Die Investitionsnebenkosten beinhalten alle Kosten, die neben den Hauptinvestitionskosten für die Anlage selbst bei der Umsetzung eines Windenergieprojektes anfallen. Dazu zählen die Planungskosten, Kosten für die Netzanbindung, Erschließungskosten (Infrastruktur), Kosten für Kompensationsmaßnahmen und Sonstiges. Unter den sonstigen Kosten werden verschiedene Posten zusammengefasst, die durch die Befragten nicht eindeutig einer der Kategorien zugeordnet werden konnten.

Ergebnisse der Datenerhebung

Die Investitionsnebenkosten wurden auf Basis einer Befragung von Projektentwicklern von Windenergieprojekten erhoben. In Abbildung 9 sind die spezifischen Investitionsnebenkosten für Projekte mit Inbetriebnahme in den Jahren 2025 bis 2028 dargestellt. Aufgrund des in die Zukunft gerichteten Betrachtungszeitraums beruhen die Angaben der Projektentwickler auf erwarteten Kosten und nicht auf rückblickend festgestellten und bereits gesicherten Investitionskosten. Teilweise wurden in diesen Fällen entsprechende Puffer für unerwartete Ausgaben eingeplant. Für andere Projekte könnten unerwartete Ereignisse oder ungeplant notwendig werdende zusätzliche Gutachten zu nachträglich erhöhten Kosten führen. Verzerrungen könnten auftreten, wenn Kostenabschätzungen auf Basis der Erfahrung der Projektentwickler kurzfristige Veränderungen der Kosten nicht abbilden.

Die für Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme zwischen 2025 und 2028 ermittelten Investitionsnebenkosten (ohne Fundament) liegen bei 550 € je kW. Mit einem Anteil von 30 % sind die Planungskosten der größte Posten innerhalb der Investitionsnebenkosten. Darauf folgen Netzanbindungskosten mit 24 %, Infrastrukturkosten mit 22 % und sonstige Kosten mit 18 %. Die Kompensationsmaßnahmen stellen mit 6 % der Investitionsnebenkosten die kleinste separat ausgewiesene Position dar. Die Standardabweichung ist bei den zu den Investitionsnebenkosten gemeldeten Daten sehr hoch und beträgt 32 %.



Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 9: Spezifische Investitionsnebenkosten (netto) in €/kW sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Investitionsnebenkosten bei Inbetriebnahme von 2025 bis 2028

Details zu den Kostenbestandteilen der einzelnen Kategorien der Investitionsnebenkosten werden im Folgenden erläutert.

Planungskosten

Die Planungskosten beinhalten eine Vielzahl unterschiedlicher Kostenpositionen, die bei der Vorbereitung und Umsetzung von Windenergieprojekten anfallen. Der (interne) Personalaufwand für die Projektentwicklung stellt den größten Posten der Planungskosten dar. Hohe Kosten fallen weiterhin für verschiedene Gutachten an. Untersucht werden im Rahmen der Projektentwicklung verschiedene Sachverhalte, die teilweise zur Auswahl der besten Technologie (Wind- und Turbulenzgutachten) dienen, die für die Genehmigung der Windenergieanlage erforderlich sind (z. B. Schallgutachten, ökologische Gutachten) oder um die wirtschaftlichen Aussichten des Vorhabens zu beurteilen (z. B. Ertragsprognosen, Standortgutachten). Weitere Kosten fallen im Zusammenhang mit der Änderung von B- oder F-Plänen, mit der Erteilung einer Genehmigung nach BImSchG oder für rechtliche Beratung und Vertretung im Rahmen der Projektumsetzung an. Auch Posten wie der Erwerb von Projektrechten werden teilweise in der Position Planungskosten abgebildet, wenn der realisierende Projektentwickler das Projekt nicht von Anfang an begleitet hat. Kosten für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren sind ebenfalls den Planungskosten zugerechnet.

Die Planungskosten insgesamt machen mit 30 % der Investitionsnebenkosten die größte Position aus. Dies begründet sich auch durch die langen Zeiträume, die für die Projektentwicklung notwendig sind. Kosten der Projektentwicklung fallen – bis zu einem gewissen Grad – auch in den Fällen an, in denen das Projekt nach einiger Zeit wieder verworfen wird, weil keine Genehmigungsfähigkeit oder kein wirtschaftlicher Betrieb hergestellt werden kann.

Netzanbindung

Die Kosten für die Netzanbindung beinhalten die Kosten für alle zum Netzanschluss notwendigen Kabelarbeiten (einschließlich der parkinternen Verkabelung) sowie die anfallenden Kosten für die

häufig notwendige Errichtung von Umspannwerken oder Übergabestationen für das jeweilige Projekt. Projekte, die als Erweiterungen zu bestehenden Projekten geplant sind oder als Repoweringprojekt realisiert werden, können teilweise bestehende Strukturen nutzen oder erweitern und sehen dadurch leichte Kostenvorteile. Auf der anderen Seite werden beispielsweise beim Neubau eines Umspannwerks Reserven für mögliche spätere Projekterweiterungen eingeplant und sind entsprechend in den hier angegebenen Kosten enthalten. Auf Basis aktueller Umfrageergebnisse treten bei langwierigen Netzanschlussverfahren teilweise erhebliche Wartezeiten auf. Mehr als die Hälfte der Befragten nannten dabei mangelhafte Kommunikation bzw. das Fehlen eines konkreten Ansprechpartners als Hauptursache dieser Verzögerung. Die Netzanbindungskosten, inklusive der internen Parkverkabelung und ggf. anfallenden Kosten für Umspannwerke etc., werden durch die Projektentwickler im Mittel mit 133 €/kW beziffert. Netzkosten ab dem Umspannwerk liegen nicht bei den Projektentwicklern, sondern werden vom Netzbetreiber getragen und auf die Stromkunden umgelegt. Diese sind nicht in den erfassten Kosten enthalten.

Infrastruktur

In den Infrastrukturkosten sind vorrangig die Aufwendungen zur Erschließung der Windparkflächen enthalten. Insbesondere ist hier der Wegebau bzw. die Wegeerweiterung für den Zugang zum Anlagenstandort sowie die Vorbereitung von Kranstellflächen und Montageflächen zur Errichtung der Anlagen nennenswert. Für Green-Field-Planungen, bei denen bisher unbebaute Standorte genutzt werden, muss die Infrastruktur erstmalig angelegt werden. Bei Repoweringvorhaben oder Parkerweiterungen kann teilweise bestehende Infrastruktur genutzt werden. Bei Projekten, die im Wald liegen, können zusätzlich Kosten für die Rodung benötigter Flächen anfallen.

Kompensationsmaßnahmen

Eingriffe in Natur und Landschaft sind gemäß dem Bundesnaturschutzgesetz möglichst zu vermeiden. Ist dies nicht (vollumfänglich) möglich, müssen Ausgleichs- oder Ersatzmaßnahmen ergriffen werden, um den Eingriff zu kompensieren. Mögliche Maßnahmen sind Pflanzungen von Gehölzen in Form von Hecken, Streuobstwiesen und Baumalleen, Aufforstungen von Wäldern, Abriss- und Entsiegelungsarbeiten, Anlegen von Gewässern, Ausbringen von künstlichen Nistkästen oder Ersatzhorsten (Nester) etc. [Busse 2016]. Können keine geeigneten Maßnahmen ergriffen werden, um einen Eingriff zu kompensieren, gibt es die Möglichkeit, stattdessen eine Ersatzzahlung zu leisten. In einigen Bundesländern gibt es für die Berechnung des Ersatzgeldes Vorgaben [FA Wind 2016]. In der Kostenposition Kompensationsmaßnahmen sind diese Ersatzzahlungen ebenfalls beinhaltet. Neben den in den Investitionsnebenkosten erfassten Kosten können Kompensationsmaßnahmen auch laufende Kosten verursachen. Diese sind in den Betriebskosten unter den sonstigen Kosten erfasst (siehe Abschnitt 1.5).

Sonstige Investitionskosten

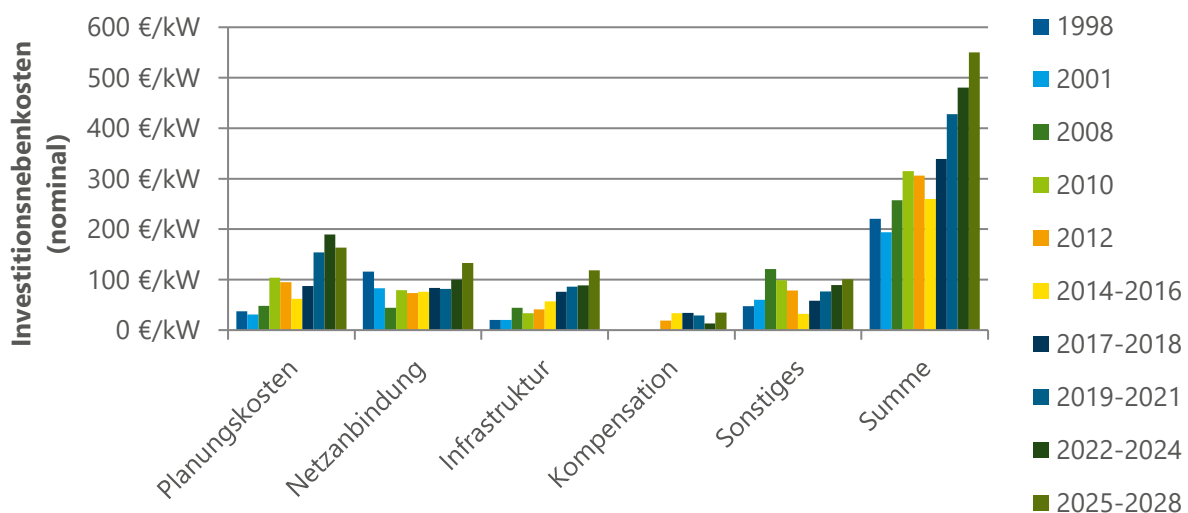
Als sonstige Investitionsnebenkosten werden alle verbleibenden Posten gewertet, die von den befragten Akteuren keiner der anderen Kategorien zugeordnet werden konnten. In dieser Kostenkategorie werden beispielsweise Kosten für Entschädigungen in der Bauphase, die Übernahme von Altanlagen im Rahmen von Repoweringprojekten oder das Sicherheitsmanagement des Projekts geführt. Weiterhin werden auch Bankgebühren und Kosten der Vor- oder Zwischenfinanzierung unter sonstige Investitionskosten gelistet. Projektspezifisch variieren die als sonstige Kosten deklarierten Posten stark. Nicht alle dieser Posten fallen bei allen Projekten an. Bei

der Zuordnung können zudem inhaltliche Überschneidungen zu den anderen Kategorien entstehen, wenn die jeweilige Kostenposition von den Befragten unterschiedlich eingeordnet wurde.

Kostenentwicklung im Zeitverlauf

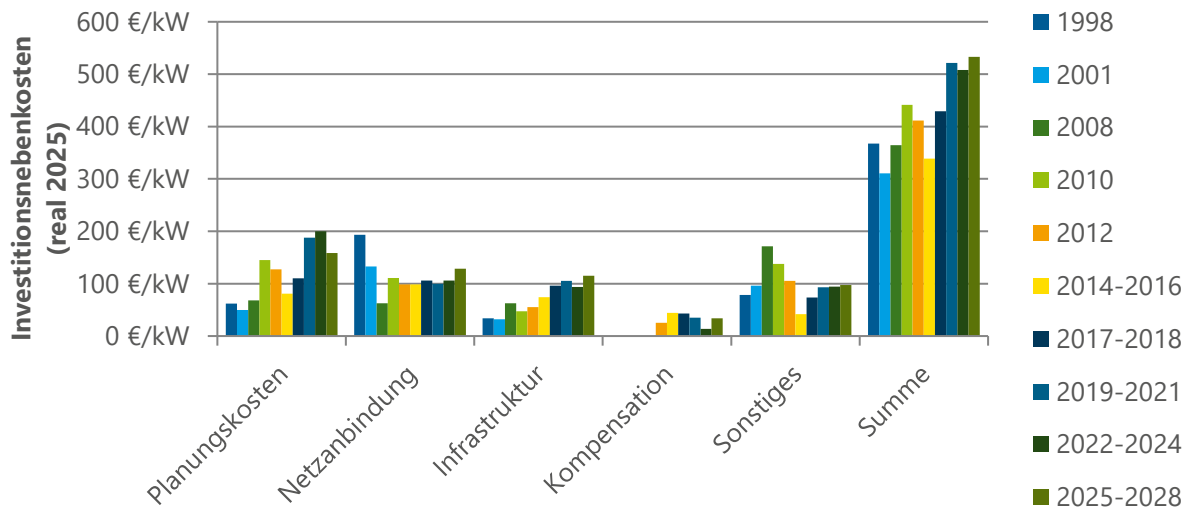
Im Folgenden werden die spezifischen Investitionsnebenkosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet und die Kostenentwicklung zwischen 1998 bis zur aktuellen Erhebung betrachtet. Abbildung 10 stellt die nominale und Abbildung 11 die reale Preisentwicklung der Investitionsnebenkosten im Zeitverlauf dar. Die Kostenposition Kompensationsmaßnahmen wurde erst ab 2012 erhoben und ist zuvor in der Position Sonstiges enthalten.

Die nominalen Investitionsnebenkosten sind trotz Schwankungen insgesamt über die Jahre deutlich gestiegen. Getrieben wurde dieser Anstieg in der Vergangenheit insbesondere durch steigende Planungskosten. Auch die Infrastrukturkosten sind im Zeitverlauf nominal regelmäßig gestiegen. Die Netzananschlusskosten weisen in den letzten Jahren zunehmend steigende Kosten auf. Im aktuellen Erhebungszeitraum liegen die Planungskosten zwar weiterhin auf einem hohen Niveau, die gestiegenen nominalen Investitionsnebenkosten sind jedoch auf Kostensteigerungen im Bereich der restlichen Kostenpositionen zurückzuführen. Die Positionen Netzanbindung, Infrastruktur, Kompensation und Sonstiges weisen allesamt deutlich höhere Kosten als noch in der vorherigen Erhebung auf. Bei den sonstigen Kosten ist anzumerken, dass diese aufgrund der variierenden Bestandteile im Zeitverlauf schwanken, sodass keine verlässliche Aussage über ihre Entwicklung möglich ist.



Datengrundlage: [DWG 2008, 2011, 2013, 2015; DWG & ZSW 2019; DWG 2023; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung
Abbildung 10: Spezifische Investitionsnebenkosten in €/kW (nominal) im Zeitverlauf

Die reale Kostenentwicklung, also die inflationsbereinigte Betrachtung, weist ebenfalls langfristig einen steigenden Trend der Investitionsnebenkosten auf. Die Kostensteigerungen der nominalen Kosten im Betrachtungszeitraum 2025 bis 2028 gegenüber den Erhebungsergebnissen für 2022 bis 2024 zeigt sich auch in der Betrachtung der realen Kosten.



Datengrundlage: [DWG 2008, 2011, 2013, 2015; DWG & ZSW 2019; DWG 2023; BMW 2025; DESTATIS 2025; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 11: Spezifische Investitionsnebenkosten in € 2025/kW (real) im Zeitverlauf

1.4. Finanzierung

Hinsichtlich der Finanzierung werden im Vorhaben insbesondere Eigen- und Fremdkapitalanteile von Windenergieprojekten sowie anzunehmende Fremdkapitalzinssätze und Tilgungsdauern betrachtet. Um aktuelle Entwicklungen im Bereich der Fremdkapitalzinsen mit aufzunehmen, wurden zusätzlich die aktuellen Kreditkonditionen der KfW-Bank herangezogen [KfW 2025]. Aus den verschiedenen Quellen wurde für die Stromgestehungskostenberechnung (siehe Abschnitt 2.2) ein typisches Finanzierungsszenario generiert. Grundsätzlich ist jedoch anzumerken, dass projektspezifisch auch die Finanzierungsparameter vom durchschnittlichen Fall abweichen können.

Für die Finanzierung können sowohl Hausmittel der Banken genutzt werden als auch auf verschiedene Förderbanken (zum Beispiel KfW oder landwirtschaftliche Rentenbank) zurückgegriffen werden. Die Anteile variieren dabei bei den unterschiedlichen Banken und hängen unter anderem von der individuellen Marktlage und den individuellen Kundenwünschen der Windparkbetreiber hinsichtlich der Finanzierungsbedingungen ab. Neben der üblichen Projektfinanzierung von Windparks mit entsprechenden Finanzierungskonzepten über Eigen- und Fremdkapitalanteile werden Windenergieprojekte teilweise auch über eine Unternehmensfinanzierung abgewickelt.

Eigen- und Fremdkapitalanteil

Die in einem Windenergieprojekt erforderlichen Eigenkapitalanteile hängen von den projektspezifischen Gegebenheiten ab. Banken bewerten die Projektwirtschaftlichkeit und das Risiko auf Basis der jeweiligen Investitionskosten, erwarteten Betriebskosten und Erlöse, der Ertragsunsicherheiten am Standort sowie der Professionalität der jeweiligen Akteure.

Gemäß der Befragung der Projektentwickler bewegen sich die Eigenkapitalanteile der Windenergieprojekte mit Inbetriebnahme zwischen 2025 und 2028 in einer Bandbreite zwischen einer Finanzierung ohne Eigenkapital bis zu Eigenkapitalanteilen von über 50 %. Ausgenommen sind hierbei Projekte mit einer Unternehmensfinanzierung, für die die dahinterliegende Finanzierungsstruktur unbekannt ist. Im Mittel über die einzelnen Projekte mit Inbetriebnahme von 2025 und 2028 liegt der Eigenkapitalanteil bei 15 %. Der Fremdkapitalanteil liegt entsprechend im Mittel bei 85 %. Es

wurde kein signifikanter Zusammenhang zwischen der Standortgüte und der Höhe der Eigenkapitalfinanzierung festgestellt. In der folgenden Berechnung der Stromgestehungskosten wird entsprechend für alle Standortgüten bei einem mittleren Projekt dieselbe Verteilung von Eigen- und Fremdkapital angenommen.

Eigenkapitalverzinsung

Die erwartete Eigenkapitalverzinsung hängt entscheidend von den Erlösen ab, die ein Windenergieprojekt erzielen kann. Diese ergeben sich vorrangig aus dem Zuschlagswert in der Ausschreibung, den Energieerträgen und der resultierenden Standortgüte des Vorhabens. Dem gegenüber stehen die zu deckenden Kosten. Die Eigenkapitalverzinsung ergibt sich aus der nach Tilgung des Fremdkapitals zur Ausschüttung verbleibenden Differenz zwischen Kosten und Erlösen. Sie hängt unter anderem von den jeweiligen Eigenkapitalanteilen ab und kann bei geringem Eigenkapitalanteil maximiert werden. Die Eigenkapitalverzinsung muss dabei versunkene Kosten für weitere Projektplanungen, die nicht realisiert werden konnten, abfangen und das mit dem Beginn der Projektentwicklung eingegangene Risiko auffangen. Wird ein Projekt erst zu einem späteren Zeitpunkt von einem Projektentwickler oder späteren Betreiber übernommen, sinkt das damit verbundene Risiko und analog die erforderliche Eigenkapitalverzinsung, die entsprechende Risikovergütung wird jedoch im Verkaufspreis eines Projekts oder einer Projektpipeline eingepreist.

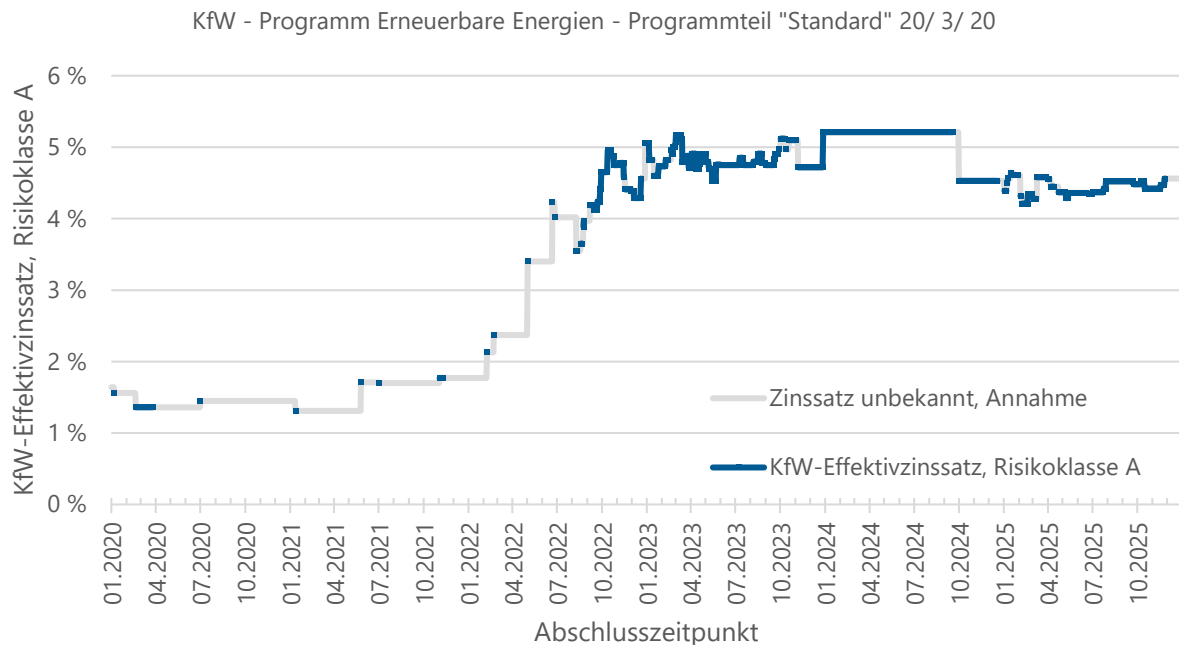
In der vorliegenden Analyse wird über alle Standortgüten eine erforderliche Eigenkapitalverzinsung von 8 % angenommen. Diese wird durch die kalkulierten Stromgestehungskosten abgedeckt. Abhängig von den erzielbaren Erlösen aus Marktwert und EEG-Förderung und den tatsächlichen Projektkosten können abweichende Verzinsungen erzielt werden. Bei geringem Wettbewerb und hohen Zuschlagswerten kann eine erhöhte Eigenkapitalverzinsung einen zusätzlichen Anreiz bieten, Projekte schnellstmöglich zu realisieren. Mit steigendem Risiko oder lukrativen alternativen Investitionsoptionen kann eine höhere Eigenkapitalverzinsung erforderlich werden.

Fremdkapitalzinsen

Die Situation an den Finanzmärkten hat sich durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine, die dadurch ausgelöste Energiekrise und die folgende Steigerung der Inflation auf ein Maß deutlich über dem Ziel der Europäischen Zentralbank (EZB), signifikant verändert. Im Verlauf des Jahres 2022 wurde der Leitzins der EZB als Reaktion auf die steigende Inflation mehrfach erhöht und auch 2023 folgten weitere Erhöhungen. 2025 liegt das Zinsniveau wieder unter dem von 2024, jedoch immer noch deutlich über den Zinsen im Zeitraum vor 2022 als aufgrund der Marktsituation mit wenigen zu finanzierenden Windenergieprojekten (verglichen mit Rekordjahren) und niedrigen Marktzinsen insgesamt sehr vorteilhafte Finanzierungsbedingungen für ein Windenergieprojekt abgeschlossen werden konnten. Der damalige Wettbewerb zwischen den Banken um die Finanzierung der Projekte sowie der geringe Wettbewerb in den Ausschreibungen um die EEG-Förderung begünstigten dies.

Die Projektentwickler finanzieren ihre Projekte häufig mit einer Zinsbindungsfrist von 10 Jahren (bei 20-jähriger Laufzeit), wobei die Zinssicherheit für die letzten 10 Jahre der Laufzeit über SWAP-Geschäfte (Tausch der Zahlungsverpflichtung zur Fixierung des Zinses gegen Gebühr) abgesichert wird. Kosten und Zinssätze sind dabei nicht bekannt, sodass als Indikator für die Höhe der Zinsen, zu denen Fremdkapital für Erneuerbare-Energien-Projekte aktuell zur Verfügung steht, weiterhin das KfW-Programm 270 herangezogen wird. Abweichend zu vorhergehenden Veröffentlichungen wird auf den Zins für die Risikoklasse A statt Risikoklasse B abgestellt. Rücksprachen mit Banken und der

Abgleich mit den von Projektentwicklern erwarteten Fremdkapitalzinsen weisen auf eine sehr gute Risikoeinstufung von Windenergieprojekten in Deutschland hin und rechtfertigen somit die Nutzung der Risikoklasse A. Es wird eine 20-jährige Laufzeit und Zinsbindung angesetzt. Abbildung 12 verdeutlicht den schnellen und erheblichen Zinsanstieg nach einer mehrjährigen Phase von Zinsen um 1,5 % ab Anfang 2020 auf Werte um 5 % ab Herbst 2022. 2024 stagnierte der Wert lange bei 5,2 und sank im Herbst 2024 auf etwa 4,5 %. Der KfW-Zins in der Risikoklasse A für EE-Projekte bewegt sich seither – mit Schwankungen – auf einem Niveau um 4,5 %.



Datengrundlage: [KfW 2025]. Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 12: Entwicklung der Zinssätze im KfW-Programm Erneuerbare Energien, Programmteil Standard, Laufzeit 20 Jahre / 3 tilgungsfreie Anlaufjahre / Zinsbindung 20 Jahre, Risikoklasse A

Angelehnt an die Entwicklung des KfW-Zinses in den ersten drei Quartalen des Jahres 2025 wird im Folgenden für die Stromgestehungskostenberechnung der Fremdkapitalzins im Mittel auf eine Höhe von 4,4 % festgelegt. Der für die Stromgestehungskostenberechnung gewählte Zinssatz gilt dabei für eine Laufzeit von 20 Jahren. Im KfW-Programm sind zudem drei tilgungsfreie Anlaufjahre festgelegt, diese werden in der Stromgestehungskostenberechnung nicht berücksichtigt. Die Annahmen wurden in Gesprächen mit drei Banken verifiziert, die über Erfahrung in der Finanzierung von Windenergieprojekten verfügen. Diese gehen von der Finanzierung mit Zinssätzen in Höhe der KfW-Zinssätze oder leicht darunter aus. Es wurden Bandbreiten von 3,9 % bis 4,5 % für aktuelle Projekte genannt.

In der Datenerhebung bei den Projektentwicklern gehen diese im Mittel von etwas niedrigeren Fremdkapitalzinsen aus, als die aktuellen Konditionen der KfW erwarten lassen. Im Mittel liegt der erwartete Zinssatz bei 4,2 %. Dies deutet an, dass nicht immer auf die Finanzierungsoptionen der KfW zurückgegriffen wird, sondern anderweitig günstigeres Fremdkapital beschafft werden kann oder weitere Zinssenkungen bis zum Zeitpunkt der finalen Festlegung der Finanzierung erwartet werden. Von den Annahmen abweichende Zinsentwicklungen können erheblichen Einfluss auf die Stromgestehungskosten haben, entsprechend ist der Effekt eines veränderten Zinssatzes in den

Sensitivitätsberechnungen zur Stromgestehungskostenanalyse dargestellt (vgl. Abschnitt 2.3). Insgesamt liegen die Zinserwartungen der Entwickler für 90 % der gemeldeten Projekte mit IBN zwischen 2025 und 2028 jedoch in einer Bandbreite von 3,6 bis 4,8 % und bestätigen somit grundsätzlich die Annahme auf Basis der KfW-Zinsen.

Tilgungsdauer

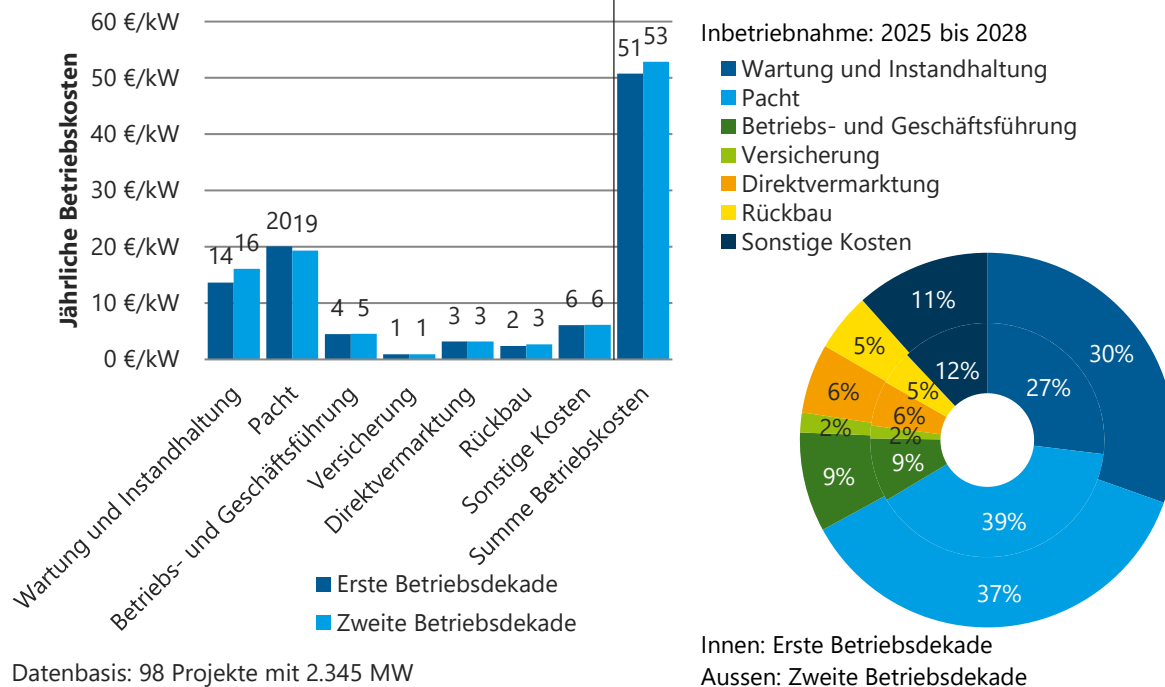
Die Finanzierungsdauer wird im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung vereinfachend auf 20 Jahre festgelegt. Die langen Finanzierungszeiträume wurden auch für aktuelle Projekte mit Inbetriebnahme zwischen 2025 und 2028 durch die Projektdaten bestätigt, in denen im Mittel eine Tilgungsdauer von 19 Jahren angegeben wird. Die typische projektspezifische Bandbreite lag dabei zwischen 15 und 20 Jahren Tilgungsdauer.

1.5. Betriebskosten

Bei den Betriebskosten handelt es sich um die Kosten, die nicht im Rahmen der Investition, sondern zur Aufrechterhaltung des Betriebs der Windenergieanlage regelmäßig anfallen. Dazu gehören Wartung und Instandhaltung, Pacht, Betriebs- und Geschäftsführung, Versicherungskosten, Rücklagen für den Rückbau sowie sonstige Betriebskosten. Auch die Direktvermarktungskosten werden im Folgenden zu den Betriebskosten gezählt. Die Kosten wurden bei Windenergieprojektierern für aktuelle Projekte erhoben. Dabei wurden die Betriebskosten sowohl für die erste als auch für die zweite Betriebsdekade von den Befragten abgeschätzt.

Ergebnisse der Datenerhebung

Die zusammengefassten Ergebnisse zu den Betriebskosten für Projekte mit (erwarteter) Inbetriebnahme in den Jahren 2025 bis 2028 sind in Abbildung 13 dargestellt. Zum einen werden die durchschnittlichen Kosten in €/kW jeweils für die erste und zweite Betriebsdekade (D1 und D2) aufgezeigt und zum anderen werden die Anteile der jeweiligen Kostenpositionen an den Betriebskosten aufgeführt, ebenfalls unterschieden nach Betriebsdekaden. Inflationsbedingte Kostensteigerungen sind in den mittleren Kosten je Dekade nicht enthalten und werden zur Berechnung der Stromgestehungskosten aufgeschlagen. Die Analyse der Kostendaten erfolgt gewichtet nach der installierten Leistung der betrachteten Projekte.



Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.
Abbildung 13: Durchschnittliche spezifische Betriebskosten in € 2025/kW (real) sowie durchschnittliche Anteile der Kostenpositionen an den gesamten Betriebskosten nach Dekaden bei (erwarteter) Inbetriebnahme von 2025 bis 2028 (netto)

Die für Anlagen mit (geplanter) Inbetriebnahme in den Jahren 2025 bis 2028 ermittelten durchschnittlichen jährlichen Betriebskosten liegen bei 51 €/kW in der ersten und 53 €/kW in der zweiten Betriebsdekade. Die Standardabweichung der erhobenen Werte liegt bezogen auf die Gesamtbetriebskosten bei 24 % in beiden Betriebsdekaden.

Die Pachten weisen im Betrachtungszeitraum mit 39 % in der ersten und 37 % in der zweiten Dekade den größten Anteil an den Betriebskosten auf. Die Kosten für Wartung und Instandhaltung stellen in der ersten Dekade einen Anteil von 27 % und steigen in der zweiten Betriebsdekade auf 30 % an. Die nächstgrößere Position der Betriebskosten ist die Betriebs- und Geschäftsführung, die über die Betriebszeit einen Anteil von etwa 9 % ausmacht und damit deutlich weniger ins Gewicht fällt. Die nachfolgenden Positionen der Versicherungen, Direktvermarktungskosten und Rückbau nehmen vergleichsweise kleine Anteile ein. In den sonstigen Kosten vereint werden weitere Positionen erfasst, die nicht unter die Hauptposten fallen oder projektspezifische Besonderheiten reflektieren. Die sonstigen Kosten belaufen sich im Mittel auf einen Anteil von 11 bis 12 % der Betriebskosten.

Im Folgenden werden die einzelnen Kostenpositionen der Betriebskosten im Detail erläutert.

Wartung und Instandhaltung

Der Aufwand für Wartung und Instandhaltung ist neben den Pachten der größte Posten der Betriebskosten einer Windenergieanlage. Wartung und Instandhaltung beinhaltet die Kosten für Wartung/Service, Reparatur/Instandsetzung und Inspektion. Die Kosten für die regelmäßige Wartung sowie anfallende Reparaturen der Anlagen werden vorwiegend in Vollwartungsverträgen geregelt, die oftmals direkt von den Herstellern angeboten werden. Nach Angaben der Projektentwickler für einen Großteil der Projekte ist eine Betreuung durch Vollwartungsverträge für den gesamten Förderzeitraum über 20 Jahre vorgesehen. Die Vertragsausgestaltung kann dabei sowohl für den

gesamten Zeitraum bereits bei Inbetriebnahme abgeschlossen und ggf. mit Kündigungsoption versehen werden als auch für kürzere Zeiträume fixiert und mit Verlängerungsoptionen kombiniert werden. So wird nach einer gewissen Bindungsdauer an den Hersteller ein Anbieterwechsel zu herstellerunabhängigen Dienstleistern oder einer internen Wartungsabteilung, beispielsweise nach 15 Jahren, ermöglicht. Die Vollwartungsverträge umfassen normalerweise neben den erforderlichen Wartungen auch Reparaturen und Instandsetzungen von allen Anlagenbestandteilen inklusive der Großkomponenten. Großkomponenten können bei zunehmendem Anlagenalter auch aus den Verträgen ausgeschlossen werden. Einige Projektentwickler geben bereits heute an, im Falle eines Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus weiter auf Vollwartungskonzepte setzen zu wollen. Vorteil von Vollwartungsverträgen gegenüber getrennter Wartung und Instandhaltung sind die planbaren Kosten über die Anlagenlebensdauer. Ein Vollwartungsvertrag dient entsprechend auch der für gute Finanzierungsbedingungen erforderlichen Risikominimierung. Inbegriffene Verfügbarkeitsgarantien erhöhen dabei zusätzlich die Ertragssicherheit der Anlagen. Hinsichtlich der Kosten sind Vollwartungsverträge oftmals mit einem pauschalen und einem variablen Anteil festgelegt.

Pacht

Pachtzahlungen stellen zusammen mit dem Aufwand für Wartung und Instandhaltung den wichtigsten Bestandteil der Betriebskosten dar. Flächen für die Windenergienutzung sind nur begrenzt verfügbar und entsprechend haben die Eigentümer solcher Flächen eine sehr gute Verhandlungsposition. Flächeneigentümer schließen sich teilweise zu Eigentümergemeinschaften zusammen und treten potenziellen Projektentwicklern in der Verhandlung entsprechend professionalisiert gegenüber. Für die Ausgestaltung der Pachtverträge sind je nach Anforderungen und Strukturen der Eigentümer sehr unterschiedliche Konzepte möglich. Diese reichen von Einmalpachten zu Beginn der Vorhabenslaufzeit über Festpreise je Anlage oder installierter Leistung bis zu erlösabhängigen Werten. Im Fall von erlösabhängigen Pachtzahlungen profitieren die Verpächter bei steigenden Strommarktwerten und die dadurch generierten Einnahmen. Die Kosten für die Betreiber steigen in solchen Fällen. Auch sind Mischformen möglich oder unterschiedlich ausgestaltete Verträge bei unterschiedlichen Eigentümern der Flächen, auf denen das Windenergieprojekt entsteht. Häufig wird eine fixe Mindestpacht mit einer erlösabhängigen Komponente kombiniert. Die Mindestpachten greifen in ertragsschwachen Jahren, in denen der Energieertrag deutlich unter dem erwarteten Mittel liegt. Der Anteil an den Erlösen, der dabei als Pacht gezahlt wird, variiert projektspezifisch deutlich und hängt unter anderem von den jeweiligen Ertragserwartungen, den standortbedingten Wettbewerbsbedingungen und den parallel festgelegten Mindestwerten ab. Neben der Pacht für den Projektstandort selbst, beinhalten die Pachtzahlungen teilweise auch Entgelte für Ausgleichsflächen, Zuwegungsflächen oder Baulasten auf benachbarten Grundstücken.

Betriebs- und Geschäftsführung

Bestandteile der Betriebs- und Geschäftsführung sind die technische und kaufmännische Betriebsführung sowie die Geschäftsführung. Die technische Betriebsführung von Windenergieanlagen umfasst unter anderem die Betriebsüberwachung, Betriebsdatenerfassung, technische Dokumentation, Störungsbehebung sowie Überwachung und Begleitung von Wartung und Reparatur. Weiterhin können beispielsweise auch das Monitoring der Einhaltung von Richtlinien und Rahmenbedingungen, die z. B. in der Genehmigung der Anlagen festgeschrieben sind oder die Berechnung von Ertragsausfällen der technischen Betriebsführung zugerechnet werden. Bei der

kaufmännischen Betriebsführung sind Aufgaben wie die Erstellung der laufenden Finanzbuchhaltung, Liquiditätsüberwachung oder die Durchführung des Zahlungsverkehrs etc. zu berücksichtigen. Außerdem sind Vergütungen für die Geschäftsführung und für die Haftungsübernahme der Komplementärin Bestandteil der Betriebs- und Geschäftsführungskosten. Wenn ein Anlagenbetreiber die Aufgaben der Betriebs- und Geschäftsführung nicht selbst übernimmt, wird hierzu häufig ein entsprechender Dienstleister beauftragt. Oftmals werden technische und kaufmännische Betriebsführung dabei zusammen an denselben Dienstleister vergeben. Auch bei der Betriebs- und Geschäftsführung gibt es sowohl pauschale als auch erlösabhängige Ausgestaltungen.

Versicherungskosten

Ein weiterer, jedoch verhältnismäßig kleiner Bestandteil der Betriebskosten sind die Versicherungskosten. Zur Absicherung von Risiken werden durch die Betreiber entsprechende Versicherungen abgeschlossen. So entstehen Kosten für die Haftpflichtversicherungen (z. B. Betreiberhaftpflichtversicherung, Umwelthaftpflichtversicherung, Managerhaftpflichtversicherung) und verschiedene Zusatzversicherungen (z. B. Maschinenversicherung und Maschinenbetriebsunterbrechungsversicherung), die vor allem Schäden an den Anlagen und Nebeneinrichtungen und deren wirtschaftliche Folgen abdecken sollen, die nicht durch die Vollwartungsverträge abgedeckt sind. Weiterhin können Kosten für z. B. Rechtsschutzversicherungen anfallen. Die Versicherungskosten fallen in der Regel pauschal an.

Direktvermarktung

Die Direktvermarktung von Strom aus Windenergieanlagen wurde mit der EEG-Novelle 2014 verpflichtend. Verschiedene Dienstleister bieten die Direktvermarktung des Windstroms an der Strombörse an. Größere Betreiber können die Direktvermarktung teilweise auch selbst übernehmen. Abhängig vom jeweiligen Einspeiseprofil der Windenergieanlagen und den jeweiligen Preisen an der Strombörse kann gegenüber dem durchschnittlichen Marktwert von Wind an Land ein zusätzlicher Gewinn erzielt werden. Entsprechend können projektspezifisch durch die Vermarktung entstehende Kosten in einigen Fällen durch die erzielten Einnahmen gedeckt werden, in anderen Fällen fallen Kosten für die Direktvermarktung an.

Rückbau

Am Ende der Betriebszeit einer Windenergieanlage steht der Rückbau. Bereits in der Genehmigung muss eine Verpflichtung zum späteren Rückbau eingegangen werden. Um den späteren Rückbau garantieren zu können, sind durch die Betreiber entsprechende Sicherheiten zu hinterlegen. Neben dem in der Genehmigung festgelegten Rückbau hat auch der Eigentümer der Flächen ein berechtigtes Interesse an einem vollständigen Rückbau der Windenergieanlagen. Hierzu können entsprechend weitere Regelungen im Pachtvertrag angelegt werden [BWE 2018]. Die Mittel für den Rückbau werden üblicherweise über die Betriebsdauer der Anlagen angespart. Zu den eigentlichen Ansparungen kommen teilweise Kosten für die Erteilung der Bürgschaften (Rückbauavale) hinzu, über die der spätere Rückbau bereits zum Vorhabensbeginn gewährleistet werden kann. Die im Zusammenhang mit dem Rückbau anfallenden Kosten und Rückstellungen werden als Teil der Betriebskosten erfasst, wenngleich die eigentlichen Ausgaben erst zum Ende des Vorhabens anfallen.

Sonstiges

Als sonstige Betriebskosten werden alle übrigen Kostenpositionen, die keiner der zuvor aufgeführten Kategorien zugeordnet werden konnten, sowie die einkalkulierten Kosten für unvorhergesehene Betriebskosten geführt. Beispielsweise werden laufende Kosten für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen und Kosten für den Strombedarf der Windenergieanlagen zu den sonstigen Kosten gezählt. Hinzu kommen beispielsweise regelmäßig anfallende Posten wie Telekommunikationskosten sowie projektspezifische Posten wie das Monitoring von Fledermäusen und Avifauna oder Kosten für die Nutzung fremder Infrastruktur. Auch werden für die Flächenpflege sowie verschiedene Beiträge und Gebühren als sonstige Kosten genannt. Bei der Zuordnung kann es zu Überschneidungen mit den übrigen Kategorien kommen – so finden sich auch Kosten für Jahresabschluss, Steuerberatung und Prüfungen der Anlagen in den sonstigen Kosten, die in anderen Projekten der Betriebs- und Geschäftsführung zugeordnet wurden.

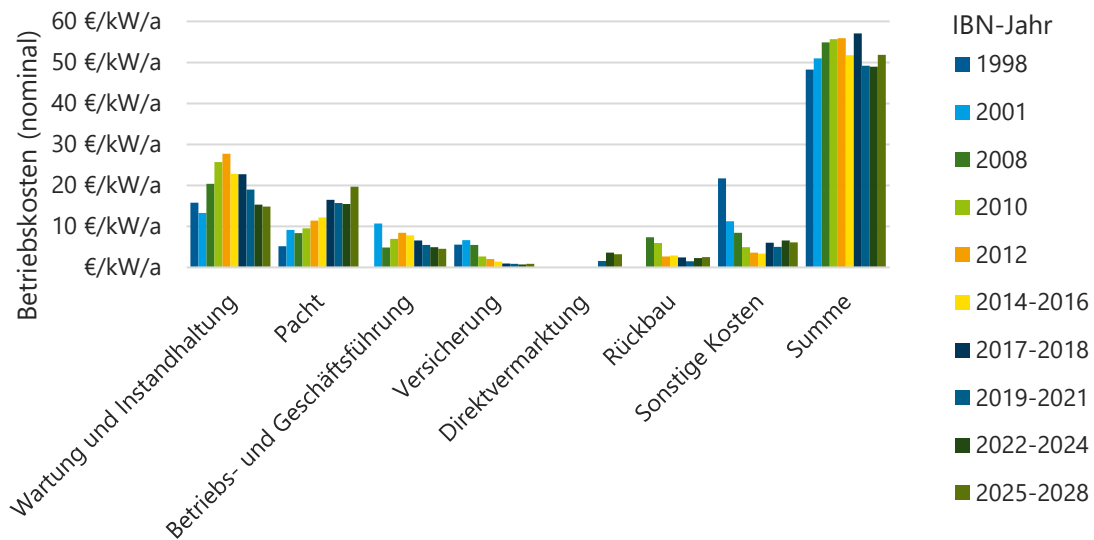
Fixe und variable Anteile der Betriebskosten

Die Betriebskosten, die oben als jährliche Zahlungen je kW installierter Leistung ausgewiesen sind, sind nicht immer tatsächlich als feste regelmäßige Zahlungen definiert. Abhängig von den vertraglichen Ausgestaltungen können verschiedene Kostenpositionen vom Energieertrag bzw. den erzielten Erlösen abhängen. Auch treten Mischformen mit fix definierten Mindestbeträgen pro Jahr und variablen Aufschlägen ab einem projektspezifisch definierten Schwellenwert auf. Die fixen und variablen Anteile der Betriebskosten variieren dabei über die Projekte stark. Für den Zeitraum 2025 bis 2028 wurde im Mittel über alle Betriebsjahre ein fixer Betriebskosten-Anteil von 55 % und ein ertrags- bzw. erlösabhängiger Anteil von 45 % für einen mittleren Standort in der Datenbasis ermittelt. Im Rahmen der Stromgestehungskostenberechnung in Abschnitt 2.2 werden entsprechend für alle Standortgüten in der ersten Betriebsdekade fixe Betriebskosten in Höhe von jährlich 28 €/kW und variable Betriebskosten in Höhe von 9,0 €/MWh angesetzt. In der zweiten Dekade werden jährlich 29 €/kW sowie 9,3 €/MWh angesetzt. Abhängig von der Standortgüte und den damit verbundenen Energieerträgen je Anlage und den jeweils erreichten Energieerträgen verschiebt sich das Verhältnis variabler zu fixen Kosten an den Gesamtbetriebskosten.

Die projektspezifisch vielfältigen vertraglichen Ausgestaltungsmöglichkeiten der Betriebskosten resultieren in einer großen Spannweite von variablen und fixen Betriebskosten. 80 % der Datensätze zu fixen und variablen Kosten bewegen sich in einem Spektrum von 35 % fixen zu 65 % variablen Kosten bis zu 81 % fixen zu 19 % variablen Kosten. Diese Bandbreiten werden in einer Sensitivitätsanalyse in Abschnitt 2.3 betrachtet.

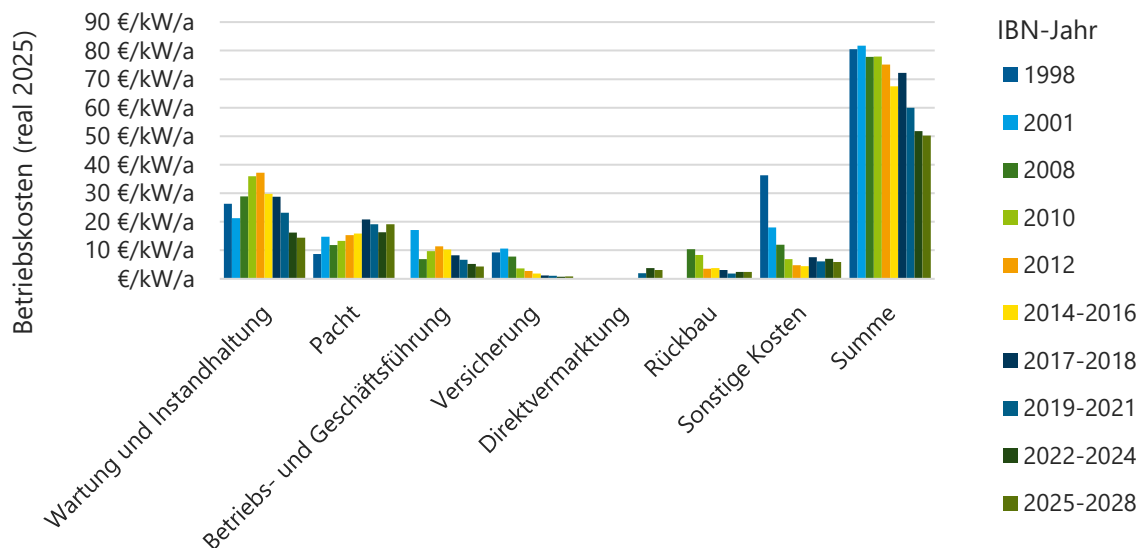
Kostenentwicklung im Zeitverlauf

Im Folgenden werden die Betriebskosten in einen längerfristigen Zeitverlauf eingeordnet. Abbildung 14 stellt die nominalen auf des jeweilige IBN-Jahr bezogenen und Abbildung 15 die realen Betriebskosten zwischen 1998 und 2025-2028 dar. Die erfassten nominalen Betriebskosten weisen über den betrachteten Zeitraum sowohl Phasen mit sinkenden als auch Phasen mit steigenden Kosten auf. Sowohl die Kosten für Wartung und Instandhaltung als auch die Kosten für Betriebs- und Geschäftsführung und Versicherung sind seit mehreren Jahren nominal stets gesunken. Die Pachten hingegen sind in der Vergangenheit regelmäßig gestiegen. Die erwarteten jährlichen Betriebskosten für Inbetriebnahmen im Zeitraum 2025 bis 2028 sind nominal gegenüber dem vorhergehenden Zeitraum (IBN 2024-2026) leicht angestiegen.



Datengrundlage: [DWG 2008, 2011, 2013, 2015; DWG & ZSW 2019; DWG 2023; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung
Abbildung 14: Spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer) in €/kW (nominal) im Zeitverlauf

In der Betrachtung der Betriebskosten unter Berücksichtigung der Inflation, kann eine deutliche Kostensenkung im Zeitverlauf festgestellt werden. Diese wird neben Senkungen in anderen Bereichen insbesondere durch die gesunkenen Wartungs- und Instandhaltungskosten getrieben.



Datengrundlage: [DWG 2008, 2011, 2013, 2015; DWG & ZSW 2019; DWG 2023; BMW 2025; DESTATIS 2025; Eigene Erhebung]. Quelle: Eigene Darstellung
Abbildung 15: Spezifische Betriebskosten (Mittel über 20 Jahre Betriebsdauer bezogen auf das jeweilige IBN-Jahr) in € 2025/kW (real) im Zeitverlauf

2. Stromgestehungskosten im Förderzeitraum

Die Stromgestehungskosten stellen das Verhältnis zwischen den über die gesamte Nutzungsdauer einer Windenergieanlage anfallenden Kosten (Investitions- und Betriebskosten) und dem am Standort erzielbaren Energieertrag dar. Das heißt, sie weisen den im gesamten Lebenszyklus entstandenen Aufwand je erzeugter Kilowattstunde aus. Entsprechend werden die Stromgestehungskosten im Folgenden in ct/kWh ausgewiesen. Hinsichtlich der Anlagenlebensdauer werden vereinfachend 20 Jahre – entsprechend dem EEG-Förderungszeitraum und der Entwurfslebensdauer vieler Anlagentypen – angenommen. Zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme heutiger Projekte wird teilweise bereits mit einer Betriebsdauer von 25 Jahren oder sogar 30 Jahren gerechnet. Die tatsächliche Entscheidung bezüglich des Betriebs über 20 Jahre hinaus hängt jedoch von den Rahmenbedingungen sowie dem technischen Zustand der Anlage nach 20 Jahren Betriebsdauer ab und wird zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme in der Regel noch nicht final getroffen.

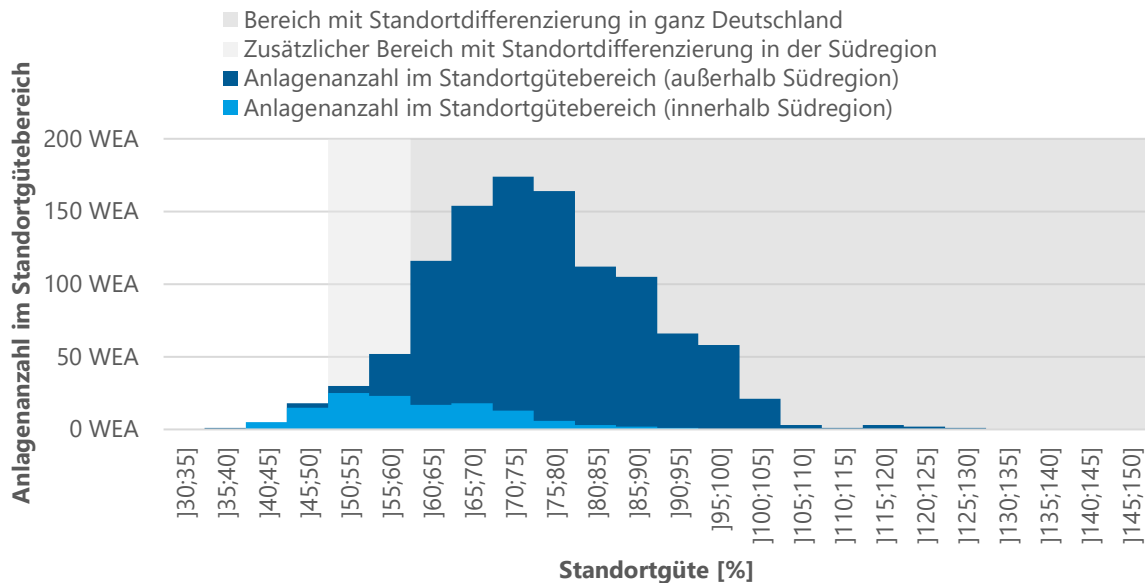
Ziel der Berechnungen ist es, einen möglichst repräsentativen Durchschnitt der Stromgestehungskosten darzustellen. Aufgrund der beträchtlichen Anzahl verschiedenster Projekte kann jedoch nie die gesamte Bandbreite der Projektkonstellationen im Markt abgebildet werden. Die erzielbaren Erträge variieren beispielsweise mit der angenommenen Technologie, aber vor allem mit den zugrunde gelegten Standortbedingungen. Da diese deutschlandweit sehr unterschiedlich ausfallen, erfolgen Berechnungen für unterschiedliche Standortgüten (gemäß Definition des Referenzstandorts ab EEG 2017). Für alle Standortgüten werden durchschnittliche Kostenannahmen, teilweise variierend je nach Standortgüte, zugrunde gelegt. Trotz all dieser Maßnahmen zur Annäherung an die Realität ist stets einschränkend zu beachten, dass die Stromgestehungskosten stark projektspezifisch sind, und somit die ausgewiesenen durchschnittlichen Ergebnisse durch eine hohe Streuung gekennzeichnet sind. In den ergänzenden Sensitivitäts- sowie Bandbreitenbetrachtungen wird dies adressiert.

Verteilung der Standortgüte

Die Stromgestehungskosten werden jeweils für verschiedene Standortgüten berechnet. Die Standortgüte ist der Quotient aus dem Standortertrag und dem Referenzertrag einer Windenergieanlage. Die Standortgüte wird anfangs auf Basis von Ertragsprognosen berechnet und anschließend auf Basis der tatsächlichen Erträge alle fünf Jahre überprüft. Die Standortgüte wird bei Inbetriebnahme einer Windenergieanlage an das MaStR gemeldet. Zur Ermittlung der Förderhöhe werden die anzulegenden Werte aus den in der Ausschreibung erzielten Zuschlagswerten mittels unterschiedlicher Korrekturfaktoren ermittelt. Diese sind in Abhängigkeit von der Standortgüte im EEG definiert und werden zwischen 60 % bzw. 50 % innerhalb der Südregion und 150 % Standortgüte differenziert.

In Abbildung 16 ist dargestellt, welche Standortgüteangaben für Anlagen und Inbetriebnahmen ab 2023 gemacht wurden. Weiterhin ist der Standortdifferenzierungsbereich innerhalb und außerhalb der Südregion hervorgehoben. Projekte mit einer Standortgüte unter 50 %, und damit unterhalb des durch das Referenzertragsmodell abgedeckten Bereichs, treten hingegen gemäß Marktstammdatenregister mit einem Anteil von 6 % an den Inbetriebnahmen ab 2023 auf. Die in den tatsächlich aktuell installierten Projekten erreichte maximale Standortgüte liegt deutlich unter dem Maximalwert dieser Bandbreite. Deutlich wird, dass die Differenzierung im Bereich sehr hoher Standortgüten kaum mehr einen Effekt hat, da Standorte mit einer Standortgüte über 120 % in

Deutschland kaum vorkommen. So weisen nur 0,3 % der betrachteten Windenergieanlagen eine Standortgüte über 120 % und höher auf. Auch eine Standortgüte oberhalb von 100 % wird nur von lediglich 2,2 % der betrachteten Standorte erreicht. Der Großteil der Projekte (74 %) liegt im Differenzierungsbereich zwischen 60 und 90 % Standortgüte.



Datengrundlage: [MaStR 2025]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 16: Standortgüte von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab 2023

In den Betrachtungen der Stromgestehungskosten in den folgenden Abschnitten wird entsprechend des tatsächlichen Zubaus und der vorhandenen Definitionen im EEG ein Bereich von 50 % bis 150 % Standortgüte abgebildet. Zur Verdeutlichung, dass Projekte mit Standortgüte deutlich über 100% in der Realität kaum auftreten, ist der Bereich zwischen 120 % und 150 % Standortgüte als nicht relevanter Bereich gekennzeichnet. In Fällen, in denen nur eine Standortgüte betrachtet wird, wird im Folgenden beispielhaft auf einen Standort mit 74 % Standortgüte abgestellt. Dies entspricht der durchschnittlichen Standortgüte einer zwischen 2023 und 2025 installierten Windenergieanlage an Land in Deutschland.

2.1. Methodik der Stromgestehungskostenberechnung

Im Folgenden wird die grundlegende Methodik zur Berechnung der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten an Land näher erläutert. Die Höhe der Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten hängt maßgeblich von folgenden Parametern ab:

- Technologie (Leistung, Rotordurchmesser und Nabenhöhe der Windenergieanlage)
- Energieertrag (Windhöflichkeit des Standorts, Verfügbarkeit, genehmigungsrechtliche Abregelungen -> Standortgüte)
- Investitionskosten (Hauptinvestitionskosten (Windenergieanlage inkl. Fundament und Installation), Investitionsnebenkosten)
- Betriebskosten über die gesamte Nutzungsdauer von 20 Jahren
- Finanzierungsbedingungen (Anteil von Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung, Finanzierungslaufzeit, Fremdkapitalzins)

Einige der Parameter beeinflussen sich dabei gegenseitig. So beeinflusst beispielsweise die Technologieauswahl den späteren Energieertrag und die Investitions- und Betriebskosten hängen teilweise vom Energieertrag ab.

Für die genannten Parameter müssen möglichst repräsentative Annahmen definiert werden, um zu einer Aussage bezüglich typischer Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten innerhalb einer 20-jährigen Betriebszeit zu gelangen. Die Anlagentechnologie in Zusammenhang mit den vorausgesetzten Windbedingungen eines Beispielstandorts führt zu einer Annahme für den erzielbaren jährlichen Energieertrag, der dann über die 20-jährige Betriebsdauer zugrunde gelegt wird. Gleichzeitig spielt die gewählte Anlagentechnologie eine entscheidende Rolle bei den Annahmen im Bereich der Hauptinvestitionskosten. Diese werden aus der Datenerhebung für die entsprechende Technologie abgeleitet. Die Investitionsnebenkosten und die Betriebskosten (sowohl Gesamthöhe als auch die Verteilung variable und fixer Anteile) werden aus den von den Projektentwicklern übermittelten Daten für Projekte mit (erwarteter) Inbetriebnahme zwischen 2025 und 2028 hergeleitet. Weiterhin wird eine Standard-Annahme der jährlichen Preissteigerung (2 %) getroffen. Auf Basis der Kapitalwertmethode können im Folgenden für unterschiedlich windhöfliche Standorte (charakterisiert durch ihre Standortgüte) durchschnittliche Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten bestimmt werden. Die Berechnung von Stromgestehungskosten basiert hierbei auf der folgenden grundlegenden Formel:

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

Dabei ist:

<i>StGK</i>	Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Gesamtnutzungsdauer [€/MWh]
<i>I₀</i>	Gesamtinvestition [€]
<i>A_t</i>	Betriebskosten zum Zeitpunkt t [€]
<i>M_{el}</i>	jährlicher Energieertrag [MWh]
<i>i</i>	kalkulatorischer Zinssatz [%]
<i>n</i>	Nutzungsdauer in Jahren
<i>t</i>	Jahr der Nutzungsdauer

Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten im Kontext der EEG-Förderung und aufgrund der technologiespezifischen Kostenaspekte der Windenergie an Land sind im Modell einige Anpassungen vorgenommen worden, die es erlauben, zusätzliche Details der Kostenstrukturen zu berücksichtigen. Um die im Fördersystem implementierte nicht inflationierte Einnahmenseite zu reflektieren, erfolgt eine Diskontierung der Erlöspotenziale. Bei der Betrachtung der Betriebskosten wird zwischen leistungsabhängig fixen und ertragsabhängigen, variablen Kostenbestandteilen unterschieden. Zudem erfolgt eine differenzierte Annahme für die Betriebskosten in der ersten und zweiten Betriebsdekade. Sollte dies zukünftig wieder notwendig werden, können im Modell zudem eine verkürzte Tilgungsdauer des Fremdkapitals und verkürzte Zinsbindungszeiträume angenommen werden. Abhängig von den Annahmen zur Stromgestehungskostenberechnung können diese zusätzlichen Einflussfaktoren einkalkuliert werden. Die jeweils getroffenen Annahmen werden dabei im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

2.2. Eingangsparmeter und mittlere Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden mittlere Stromgestehungskosten für eine mittlere Windenergieanlage mit Inbetriebnahme im Jahr 2027 ermittelt. Die Auswahl der **Anlagentechnologie** beruht dabei auf tatsächlich im Betrachtungszeitraum 2025 bis 2028 installierten bzw. genehmigten Anlagenkonfigurationen. Aus diesen Windenergieanlagen wurde ein mittlerer Anlagentyp ermittelt, der vereinfachend im Basisszenario über die gesamte Bandbreite an Standorten eingesetzt wird. Zwischen der Standortgüte und der Konfiguration der Anlagen wurde kein ausreichend großer Zusammenhang ermittelt, der eine Variation der Anlagentechnologie über die Standortgüte rechtfertigen würde. Insgesamt gilt, dass an jeder Standortgüte aus verschiedenen Gründen vom Durchschnitt abweichende Technologien installiert werden könnten. Vom Basisszenario abweichende Anlagenkonfigurationen werden in den Sensitivitätsbetrachtungen in Abschnitt 2.3 adressiert.

Die **Hauptinvestitionskosten** werden gemäß der in Abschnitt 1.2 dargestellten Ergebnisse der Datenerhebung aus den Trendlinien der spezifischen Hauptinvestitionskosten in Abhängigkeit der Nennleistung, der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung abgeleitet. Über alle Standortgüten wird eine mittlere Anlagenkonfiguration angesetzt.

Die **Energieerträge** ergeben sich in Abhängigkeit von der Nabenhöhe und der spezifischen Flächenleistung entsprechend der in der Kostendatenerhebung berücksichtigten Technologien. Der Referenzertrag der mittleren Anlagenkonfiguration wird abgeleitet und auf die unterschiedlichen Standortgüten umgerechnet. Somit sind die angegebenen Energieerträge als jene Erträge zu verstehen, die für die mittlere Anlage bei dieser Standortgüte tatsächlich generiert werden (inkl. fiktiver Erträge z. B. aus Zeiten mit Redispatch 2.0). Zu beachten ist, dass sich der mögliche Ertrag und somit die Standortgüte nicht allein aus dem Windpotential eines Standorts ableitet. Abregelungen, die beispielsweise aus genehmigungsrechtlichen Gründen erfolgen, senken sowohl den Energieertrag als auch die Standortgüte. Die angegebene Standortgüte bildet damit den Standort nach entsprechenden Abregelungen ab. Anders verhält es sich mit aus dem Redispatch 2.0 resultierenden Abregelungen. Diese werden entschädigt und als fiktive Strommengen auf den tatsächlichen Energieertrag aufgeschlagen. Sie wirken sich somit nicht senkend auf die Standortgüte aus. Energieerträge, die aufgrund negativer Strompreise am Markt nicht erzeugt werden, sind im Basisszenario enthalten. In einer Sensitivitätsanalyse wird die Auswirkungen negativer Strompreise auf die Stromgestehungskosten dargestellt.

Zu den **Investitionsneben- und Betriebskosten** liegen Daten aus der Erhebung bei den Projektentwickler und ergänzenden Recherchen, wie in den Abschnitten 1.3 und 1.5 dargestellt, vor. Die Investitionsnebenkosten werden über alle Standortgüten identisch angesetzt. Die Betriebskosten werden hinsichtlich variabler und fixer Bestandteile im jeweils ermittelten Verhältnis von fixem und variablem Anteil bezogen auf den mittleren Standort in der Datenbasis angesetzt. So ergeben sich aus den mittleren Betriebskosten fixe Anteile je installiertem Kilowatt und variable Anteile, die in Abhängigkeit vom jeweiligen Energieertrag der Windenergieanlagen an Gewicht gewinnen oder verlieren. Das Verhältnis verändert sich entsprechend je nach betrachteter Standortgüte in der Stromgestehungskostenanalyse.

Die **Finanzierungsannahmen** für den Basisfall sind entsprechend der Angaben in Abschnitt 1.4 festgelegt. Die angenommenen Eigen- und Fremdkapitalanteile, sowie Eigen- und

Fremdkapitalverzinsung werden nicht mit der Standortgüte variiert. Als Tilgungs- und auch Zinsbindungsdauer für das Fremdkapital werden 20 Jahre angenommen. Die angenommenen mittleren Fremdfinanzierungskonditionen werden aus den aktuellen Zinssätzen der KfW abgeleitet.

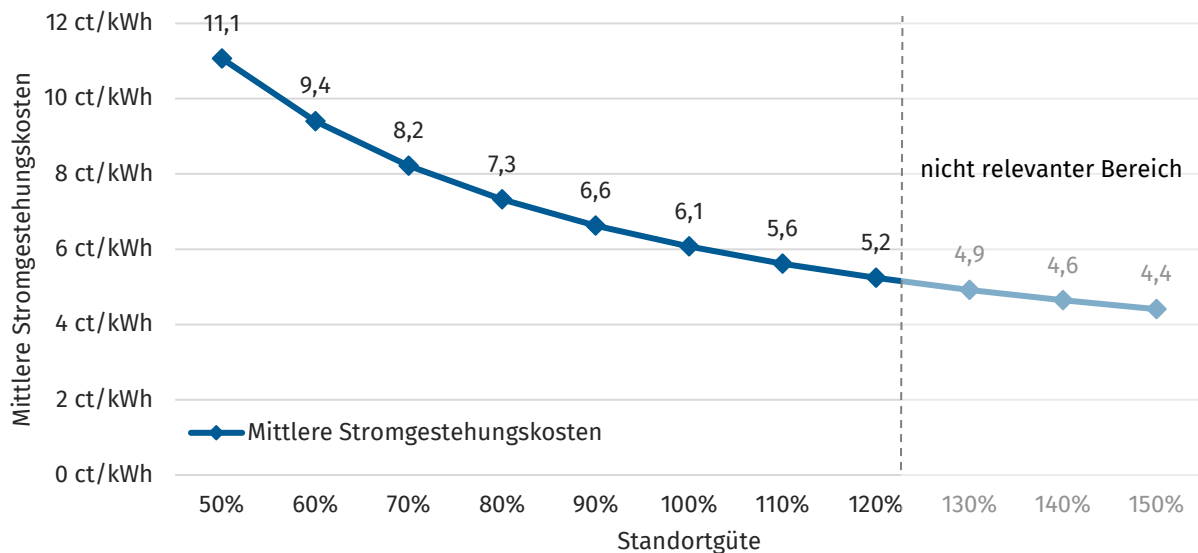
Die Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung sind in Tabelle 1 aufgeführt. Abweichungen für die Sensitivitätsanalyse sind in den entsprechenden Kapiteln dargestellt oder prozentual ausgehend von den hier definierten Eingangsparametern angenommen.

Tabelle 1: Grundannahmen zur Stromgestehungskostenberechnung

Mittlere Anlagenkonfiguration:	Annahme im Basisszenario
Nennleistung*:	5,8 MW
Rotordurchmesser:	153 m
Nabenhöhe:	156 m
Gesamthöhe*:	232 m
Spezifische Flächenleistung:	302 W/m ²
Investitionskosten und Volllaststunden:	
Hauptinvestitionskosten	1.243 €/kW
Investitionsnebenkosten	550 €/kW
Volllaststunden am Referenzstandort	3.532 h
Betriebskosten:	
Fixe jährliche Betriebskosten - 1. Dekade	28 €/kW/a
Variable Betriebskosten - 1. Dekade	9,0 €/MWh
Fixe jährliche Betriebskosten - 2. Dekade	29 €/kW/a
Variable Betriebskosten - 2. Dekade	9,3 €/MWh
Finanzierungsannahmen:	
Eigenkapitalanteil	15%
Fremdkapitalanteil	85%
Eigenkapitalverzinsung	8%
Fremdkapitalzinssatz	4,4%
Tilgungsdauer FK	20 Jahre

** Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung der angenommenen Windenergieanlage.*

In Abbildung 17 werden die ermittelten Stromgestehungskosten der Windenergie an Land entsprechend den oben erläuterten Eingangsparametern und der in Abschnitt 2.1 beschriebenen Methodik dargestellt. Die Stromgestehungskosten sinken mit der Standortgüte deutlich. Durch den einheitlich verwendeten Anlagentyp entspricht die Steigerung der Standortgüte im gleichen Maße einer Steigerung der Energieerträge am jeweiligen Standort. Entsprechend verteilen sich die anfallenden Kosten bei höherer Standortgüte auf höhere Energieerträge, und die spezifischen Kosten je erzeugter Kilowattstunde sinken.



Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 17: Mittlere Stromgestehungskosten 2025-2028 nach Standortgüte

Unter Annahme der oben beschriebenen Eingangsparameter ergeben sich für den Referenzstandort mit 100 % Standortgüte, bei dem es sich bereits um einen überdurchschnittlich guten Standort handelt, im Mittel Stromgestehungskosten von 6,1 ct/kWh für Anlagen mit Inbetriebnahme im Zeitraum 2025 bis 2028 mit einer Betriebsdauer von 20 Jahren. Die mittleren Kosten liegen bei den weiter verbreiteten, niedrigeren Standortgüten (vgl. Abschnitt 2.1) entsprechend höher und steigen z. B. am 60 %-Standort auf 9,4 ct/kWh.

Gegenüber der letzten Veröffentlichung zu den Stromgestehungskosten der Windenergie an Land mit dem Betrachtungszeitraum 2024 bis 2026 [vgl. DWG 2024] wurde eine geringe nominale Senkungen der Kosten am 100 %-Standort um 3 % festgestellt. An Standorten mit höherer Standortgüte sind die Kosten gegenüber der letzten Analyse etwas weniger gesunken, für Standorte mit Standortgüte unter 100 % nimmt die Kostensenkung zu und steigt auf knapp 5 % am 50 %-Standort. Dies ist auf veränderte fixe und variable Anteile an den Betriebskosten zurückzuführen.

Grundsätzlich handelt es sich bei allen Berechnungen bei den angegebenen Werten um mittlere Stromgestehungskosten. Abhängig von den jeweils projektspezifischen Gegebenheiten können die tatsächlichen Werte teils deutlich abweichen. In den Sensitivitätsanalysen sowie einer Bandbreitenbetrachtung in den folgenden Abschnitten wird betrachtet, wie sich die Stromgestehungskosten unter anderen Projektgegebenheiten verändern können.

2.3. Sensitivitätsanalysen

Im Folgenden werden für verschiedene Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Diese weisen auf den jeweiligen Einfluss eines einzelnen Parameters hin, alle weiteren Parameter bleiben dabei unverändert.

Sensitivitätsanalysen zur installierten Anlagenkonfiguration

Die Analyse des aktuellen Zubaus und der bereits genehmigten bzw. bezuschlagten Windenergieanlagen an Land in Deutschland zeigt eine erhebliche Bandbreite hinsichtlich der gewählten Anlagenkonfigurationen. Da die Hauptinvestitionskosten und Energieerträge (dargestellt als

Volllaststunden am Referenzstandort) zwischen einzelnen Anlagenkonfigurationen erheblich variieren, wird im Folgenden eine Sensitivitätsanalyse hinsichtlich der Anlagenkonfiguration durchgeführt. Berücksichtigt werden unterschiedliche Gesamthöhenklassen, Leistungsklassen sowie Klassen der spezifischen Flächenleistung, die sich im tatsächlichen Zubau 2025 und bei den bis zum Berichtszeitpunkt genehmigten Windenergieanlagen zeigen. Neben den mittleren verwendeten Konfigurationen der Windenergieanlagen in einer Klasse ist in Tabelle 2 jeweils der Anteil von Anlagen dieser Klasse an den insgesamt betrachteten Anlagen ausgewiesen. Das Gesamtbild der verwendeten mittleren Konfigurationen in den Technologiegruppen verdeutlicht, wie steigende Nennleistung, Nabenhöhe und Rotordurchmesser sowie sinkende spezifische Flächenleistung miteinander korrelieren. Entsprechend der tatsächlichen Entwicklung der Anlagen spiegelt die Sensitivitätsbetrachtung somit wider, dass zwischen den einzelnen Konfigurationsstellschrauben Zusammenhänge bestehen und am Markt nicht jede Kombination aus Anlageneigenschaften verfügbar ist. Die Sensitivitäten stellen entsprechend auch nicht die Extremwerte der verfügbaren Technologie dar, sondern das jeweilige Mittel in einer Technologiegruppe.

Tabelle 2: Eingangsparmeter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Technologiegruppen im Jahr 2025 in Betrieb genommener und genehmigter Windenergieanlagen

Mittlere Anlagenkonfiguration:	GH ≤ 150	GH > 150 und ≤ 200	GH > 200 und ≤ 250	GH ≥ 250	4 MW-Klasse	5 MW-Klasse	6 MW-Klasse	≥ 7 MW-Klasse	SFL < 275 W/m²	275 W/m² ≤ SFL < 325 W/m²	SFL ≥ 325 W/m²
Nennleistung*:	3,7 MW	5,2 MW	5,8 MW	7,1 MW	4,4 MW	5,6 MW	6,3 MW	7,2 MW	5,3 MW	5,8 MW	6,0 MW
Rotordurchmesser:	111 m	146 m	159 m	173 m	137 m	157 m	165 m	168 m	162 m	159 m	149 m
Nabenhöhe:	85 m	119 m	163 m	180 m	137 m	151 m	159 m	168 m	154 m	161 m	141 m
Gesamthöhe*:	140 m	193 m	242 m	266 m	205 m	230 m	242 m	252 m	236 m	240 m	216 m
Spezifische Flächenleistung:	383 W/m²	310 W/m²	296 W/m²	302 W/m²	299 W/m²	291 W/m²	297 W/m²	323 W/m²	258 W/m²	292 W/m²	344 W/m²

Hauptinvestitionskosten und Volllaststunden

Volllaststunden am Referenzstandort:	2.374 h	3.150 h	3.667 h	3.800 h	3.383 h	3.576 h	3.623 h	3.550 h	3.806 h	3.665 h	3.162 h
Hauptinvestition:	1.038 €/kW	1.152 €/kW	1.282 €/kW	1.254 €/kW	1.279 €/kW	1.261 €/kW	1.237 €/kW	1.177 €/kW	1.334 €/kW	1.283 €/kW	1.134 €/kW

Anteil an Leistung im Betrachtungszeitraum (WEA mit IBN in 2025 und zum Berichtszeitpunkt genehmigte WEA)

Anteil:	3%	21%	63%	13%	15%	28%	32%	20%	17%	51%	31%
---------	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

* Nennleistung und Gesamthöhe resultieren aus Nabenhöhe, Rotordurchmesser und spezifischer Flächenleistung der angenommenen Windenergieanlage.
Datengrundlage: [MaStR 2025; Eigene Erhebung; Eigene Berechnung].

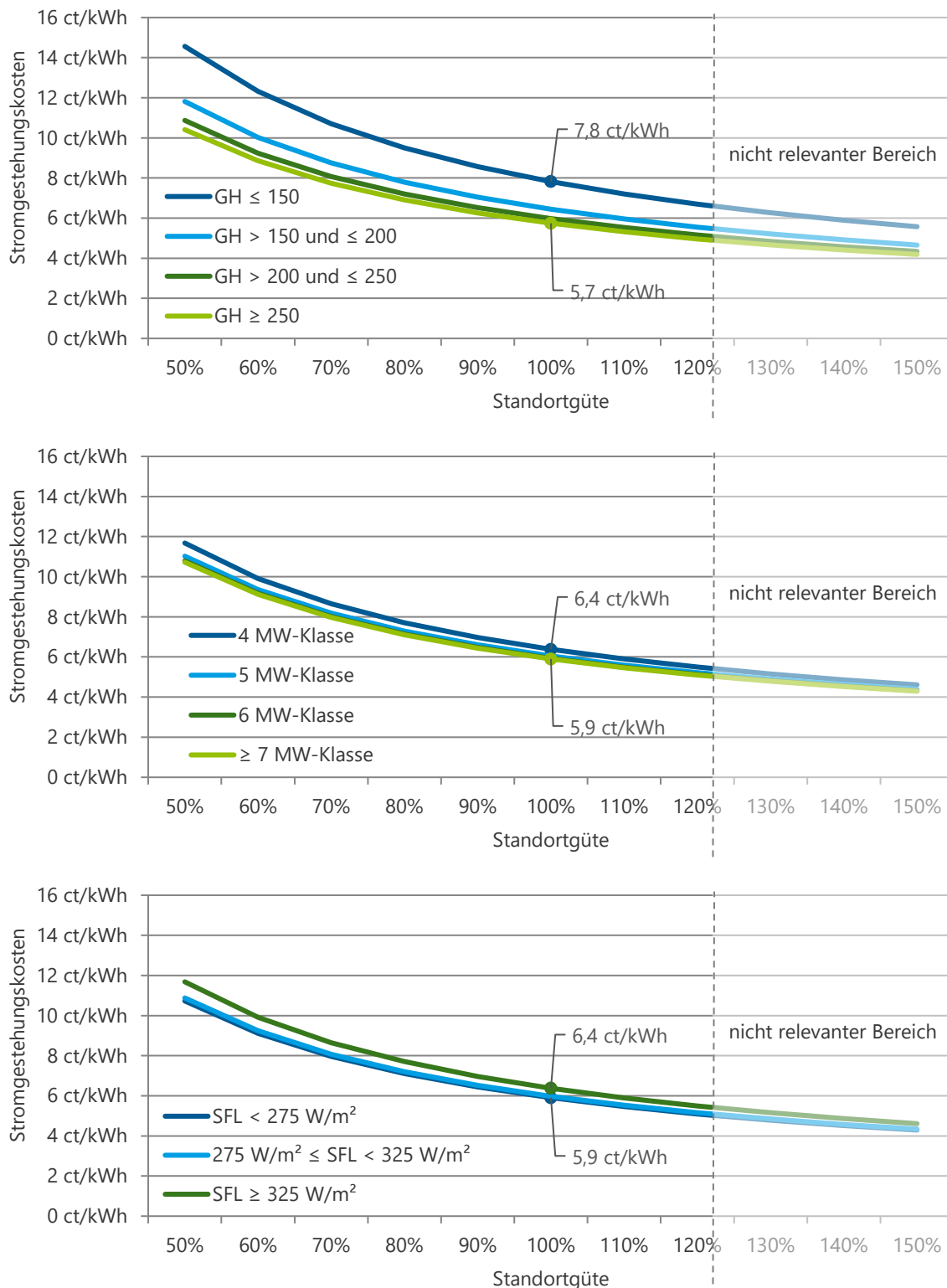
Für die unterschiedlichen in Tabelle 2 dargestellten Technologiegruppen wurden im Folgenden unter gleichbleibenden Annahmen zu Investitionsnebenkosten, Betriebskosten und Finanzierungsparametern die jeweiligen mittleren Stromgestehungskosten errechnet.

In Abbildung 18 ist dargestellt, wie sich die Stromgestehungskosten für unterschiedliche Technologiegruppen darstellen. Es zeigt sich, dass die mittleren Stromgestehungskosten für Technologien mit geringen Gesamthöhen deutlich über jenen höherer Anlagen liegen. Verglichen mit den mittleren Stromgestehungskosten bezogen auf den Gesamtzubau liegen die Kosten für Anlagen

mit einer Gesamthöhe von unter 150 m um 29 % höher (am 100%-Standort). Wird eine Windenergieanlage mit einer Gesamthöhe zwischen 150 und 200 m errichtet, liegen die Kosten am durchschnittlichen Standort immer noch um 6 % über den durchschnittlichen Kosten einer mittleren Windenergieanlage. Kann hingegen eine Anlage mit über 250 m Gesamthöhe installiert werden, liegen die Kosten um 5 % unter den durchschnittlichen Stromgestehungskosten im Gesamtzubau.

Auch die Leistungsklasse wirkt sich auf die Stromgestehungskosten aus. Eine mittlere Anlage der 4-MW-Klasse weist am durchschnittlichen Standort um 5 % über dem Durchschnitt liegende Stromgestehungskosten auf. Bei einer mittleren Anlage der Anlagenklasse ab 6 MW hingegen liegen die Stromgestehungskosten 2 % unter dem Durchschnitt und bei der Anlageklasse ab 7 MW sind es 3 % unter dem Durchschnitt. Ähnliches gilt für die jeweils mittleren Anlagen mit unterschiedlicher spezifischer Flächenleistung: Bei einer spezifischer Flächenleistung unter 275 W/m² liegen die Werte 3 % unter dem Durchschnitt und bei einer spezifischen Flächenleistung über 325 W/m² erhöhen sich die Stromgestehungskosten um 5 %.

Bei Sensitivitätsanalysen dieser Art ist darauf hinzuweisen, dass durchschnittliche tatsächlich installierte oder genehmigte Anlagen mit der jeweiligen Klasseneigenschaft berücksichtigt wurden. Zwischen den einzelnen Eigenschaften gibt es Korrelationen, Anlagen mit größerer Gesamthöhe haben tendenziell eine größere Nennleistung und Anlagen mit einer größeren Nennleistung tendieren zu höheren spezifischen Flächenleistungen. Die kostentreibenden oder -senkenden Effekte der einzelnen Parameter wirken sich somit sowohl auf die Hauptinvestitionskosten als auch auf die Ertragspotentiale (Volllaststunden am Referenzstandort) aus.



Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 18: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Gesamthöhenklassen, Nennleistungsklassen und Klassen der spezifischen Flächenleistung

In der Realität kann der Vergleich zwischen unterschiedlichen Technologien nicht allein auf Basis der Standortgüte erfolgen. An einem Standort, an dem das Windprofil von dem im EEG definierten Referenzstandort abweicht, können aus der Auswahl unterschiedlicher Anlagenkonfigurationen auch unterschiedliche Standortgüten resultieren. Zudem ist ein Projektentwickler nicht immer frei in der

Auswahl einer bestimmten Anlagentechnologie. Beispielsweise können am Standort beschränkende Faktoren vorliegen, die Anlagen über eine bestimmte Gesamthöhe hinaus nicht zulassen (z. B. durch an die Anlagenhöhe gekoppelte Abstandsregelungen). Für jedes Projekt wird unter Berücksichtigung vieler Faktoren die bestmögliche Anlagentechnologie ausgewählt.

Es ist zudem darauf hinzuweisen, dass für alle betrachteten Technologieklassen projektspezifische Unterschiede hinsichtlich aller weiteren Kostenparameter auftreten. Diese beeinflussen projektspezifische Stromgestehungskosten und können je nach Fallkonstellation dazu führen, dass ein Projekt mit nachteiliger Anlagenkonfiguration aufgrund insgesamt vorteilhafter Kostenstrukturen dennoch günstiger ist als ein Projekt mit Anlagen der modernsten und größten Anlagengeneration.

Sensitivitätsanalysen zu fixen und variablen Betriebskosten

Die Betriebskosten von Windenergieanlagen weisen sowohl fixe als auch variable Bestandteile auf. Die projektspezifische Ausgestaltung der Verträge, die die Betriebskosten bestimmen, obliegt dabei den jeweiligen Vertragspartnern (Projektentwickler/Betreiber und Verpächter/Betriebsführer/Wartungsunternehmen etc.). Dabei können neben fixen und ertrags- oder erlösabhängigen variablen Kosten auch Mischformen definiert werden, in denen zum Beispiel Mindestwerte definiert sind. Projektspezifisch ergeben sich folglich unterschiedliche Verteilungen zwischen fixen und variablen Kosten. In der folgenden Sensitivitätsbetrachtung wird das Verhältnis zwischen fixen und variablen Kosten bezogen auf den mittleren Standort variiert. Die Gesamthöhe der Betriebskosten an eben diesem Standort verbleibt konstant. Somit sind auch die Stromgestehungskosten bei unveränderten weiteren Eingangsparametern identisch mit dem Basisfall. Bei höherem Energieertrag sinken die Stromgestehungskosten bei größerem Fixkostenanteil. Größere variable Kostenbestandteile sind vorteilhaft für Standorte mit niedrigeren Energieerträgen.

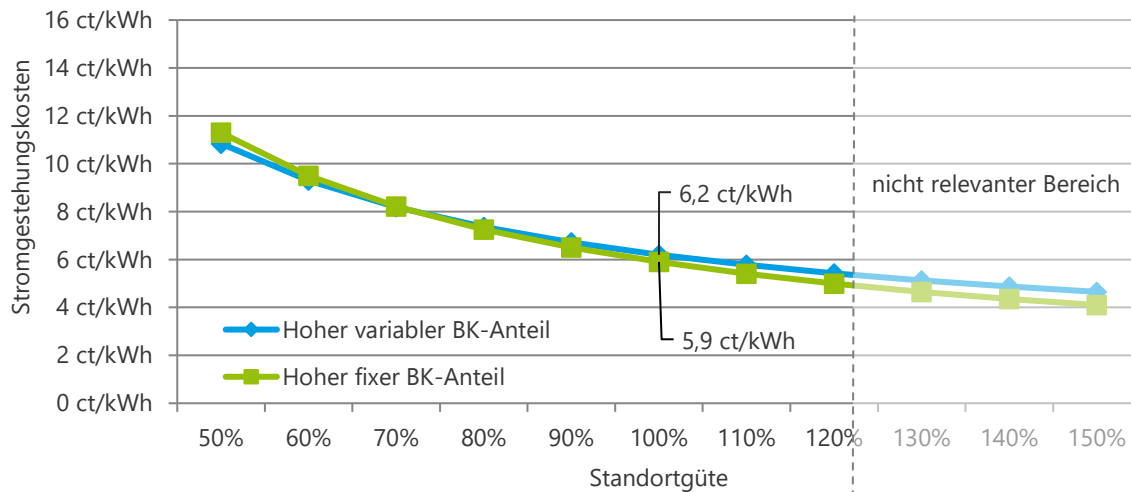
Die Bandbreite der angenommenen fixen und variablen Anteile an den Betriebskosten orientiert sich an der Bandbreite, die für 80 % der Standorte von den Projektentwicklern angegeben wurde, und reicht von einem variablen Anteil von 19 % bis 65 % beziehungsweise einem fixen Anteil von 35 % bis 81 % an den Betriebskosten. Die resultierenden Betriebskostenannahmen sind in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Eingangsparameter zur Stromgestehungskostenberechnung für unterschiedliche Anteile fixer und variabler Betriebskosten

	Hoher variabler BK-Anteil	Hoher fixer BK-Anteil
Anteil fix am mittleren Standort	35%	81%
Anteil variabel am mittleren Standort	65%	19%
Fixe Betriebskosten - 1. Dekade	17 €/kW	41 €/kW
Variable Betriebskosten - 1. Dekade	13,0 €/MWh	3,8 €/MWh
Fixe Betriebskosten - 2. Dekade	18 €/kW	43 €/kW
Variable Betriebskosten - 2. Dekade	13,5 €/MWh	3,9 €/MWh

Datengrundlage: [Eigene Erhebung; Eigene Berechnung].

In Abbildung 19 wird deutlich, wie sich der Verlauf der Stromgestehungskosten über die Standortgüten bei geänderten Annahmen zu fixen und variablen Kosten verändert und die Kurve bei einem höheren variablen Anteil abflacht. Relativierend muss berücksichtigt werden, dass bei realen Projekten im Rahmen der Verhandlung von Verträgen zu den Betriebskosten die erwarteten Energieerträge bekannt sind und somit auch in den vereinbarten Werten Berücksichtigung finden können. Variable Kostenanteile verringern dabei das Risiko hoher absoluter Kosten in ertragsschwachen Jahren, während definierte Mindestanteile den Vertragspartner nach unten hin absichern.



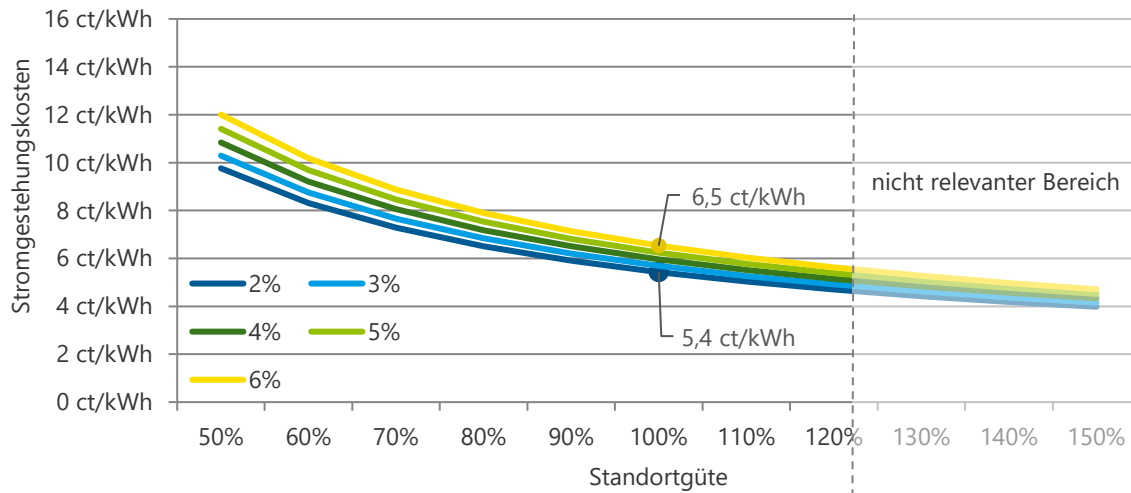
Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 19: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei hohen fixen und hohen variablen Anteilen der Betriebskosten

Sensitivitätsanalysen zu Fremdkapitalzinsen

Nach einer langen Nullzinsphase des Leitzinses der Europäischen Zentralbank, die die sehr kostengünstige Finanzierung von Windenergieprojekten im Rahmen der stark Fremdkapitalgeprägten Projektfinanzierung ermöglicht hat, sind die Zinsen ab Mitte 2022 innerhalb kurzer Zeit deutlich gestiegen. Der Anstieg der Leitzinsen hat auch die für Windenergieprojekte angebotenen Finanzierungsprogramme, wie zum Beispiel der KfW, erheblich ansteigen lassen. Seit Juni 2024 kehrt sich der Trend um und die Leitzinsen wurden mehrfach gesenkt, jedoch spiegeln sich diese Senkung noch nicht erheblich in den von der KfW angebotenen Finanzierungsätzen für Erneuerbare-Energien-Projekte (EE-Projekte) wider. In den ersten drei Quartalen 2025 sank der von der KfW angebotene Zins für Erneuerbare-Energien-Projekte mit 20-jähriger Zinsbindung in der niedrigsten Risikoklasse um rund 0,8 Prozentpunkte unter den Maximalwert, welcher 2024 erreicht wurde.

In Abbildung 20 sind die Stromgestehungskosten bei Fremdkapitalzinsen von 2 % bis 6 % dargestellt. Mit jedem Prozentpunkt, um den die Fremdkapitalzinsen steigen, steigen die Stromgestehungskosten um etwa 5 %. Die Sensitivitätsberechnungen wurden unter alleiniger Veränderung der Fremdkapitalzinssätze durchgeführt. Alle weiteren Faktoren sind gleichbleibend. Das schließt die angesetzte Eigenkapitalverzinsung ein. Tatsächlich verändern sich mit den Zinsen am Markt auch die Renditeerwartungen von Investoren. Dies kann zu zusätzlichen Kostensteigerungen führen, die im Folgenden nicht ausgewiesen sind.



Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

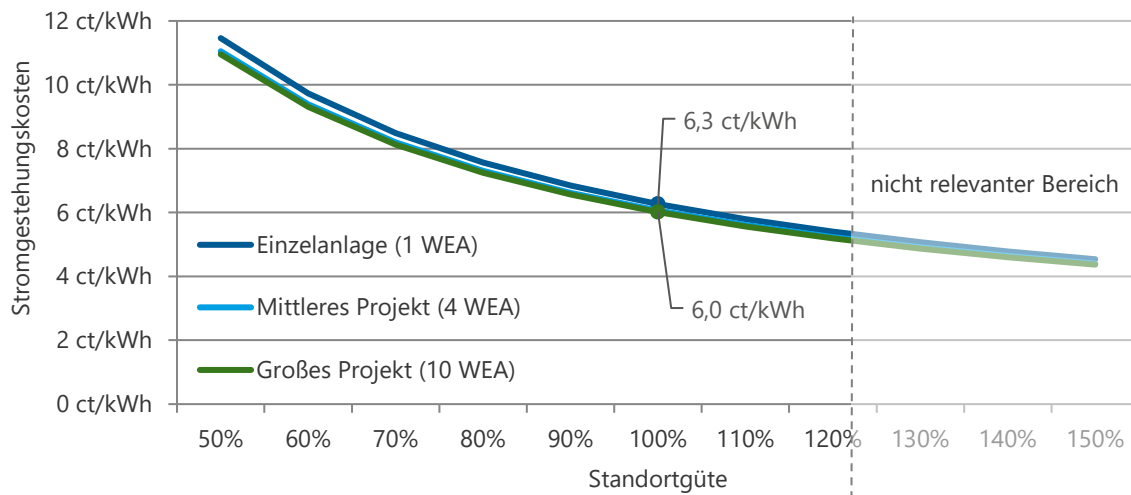
Abbildung 20: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlichen Fremdkapitalzinsen

Sensitivitätsanalysen zur Projektgröße

Im Rahmen der folgenden Sensitivitätsbetrachtung wird der Einfluss der Projektgröße auf die Stromgestehungskosten betrachtet. Auf Basis der Herstellerbefragung (vgl. Abschnitt 1.2) kann dargestellt werden, wie sich die Hauptinvestitionskosten bei Reduktion oder Steigerung der Anlagenanzahl verhalten. Ausgehend von einem mittleren Projekt, das laut den Herstellerangaben über rund vier Anlagen verfügt, kann für eine Einzelanlage von um 7 % höheren Hauptinvestitionskosten ausgegangen werden. Für ein Projekt mit zehn Anlagen wären hingegen um 2 % reduzierte Hauptinvestitionskosten zu erwarten.

Weiterhin wurden die Kostendaten der Projektentwickler hinsichtlich einer Korrelation zwischen den Investitionsnebenkosten bzw. den Betriebskosten und der Projektgröße untersucht. Bei den Investitionsnebenkosten ergab sich ausschließlich für die Kostenbestandteile Planung und Kompensation ein signifikanter Zusammenhang mit der Projektgröße. Während die Planungskosten mit steigender Projektgröße leicht sinken, steigt der Kompensationsaufwand leicht mit der Größe des Projekts. Bezogen auf die Gesamt-Investitionsnebenkosten konnten auf Basis der von den Projektentwicklern gemeldeten Kostendaten keine signifikanten Effekte in Bezug auf die Projektgröße festgestellt werden. Auch bei der Untersuchung der Korrelation zwischen Betriebskosten und der Projektgröße konnte kein signifikanter Zusammenhang festgestellt werden.

In der in Abbildung 21 dargestellten Auswertung wird folglich nur der festgestellte Zusammenhang zwischen Projektgröße und Hauptinvestitionskosten berücksichtigt. Die Stromgestehungskosten steigen bei ansonsten gleichen Eingangsannahmen im Fall einer Einzelanlage aufgrund der im Vergleich zum durchschnittlichen Projekt (vier Anlagen) höheren Hauptinvestitionskosten um 3 %. Bei großen Projekten mit zehn WEA sinken die Kosten am 100 %-Standort um 1 % gegenüber einem mittleren Projekt mit vier WEA.



Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 21: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlicher Anlagenanzahl im Projekt

Sensitivitätsanalysen zu negativen Strompreisen

Die folgende Sensitivitätsanalyse betrachtet die Auswirkungen von negativen Strompreisen auf die Stromgestehungskosten. Negative Strompreise entstehen, wenn an der Strombörse das verfügbare Angebot größer ist als die Nachfrage. Sie treten beispielsweise in Zeiten auf, in denen die Einspeisung aus Windenergie- oder Photovoltaik-Anlagen hoch und die Nachfrage vergleichsweise gering ist. Im EEG ist in § 51 geregelt, dass die Vergütung für Strom aus Windenergieanlagen in Phasen negativer Spotmarktpreise auf 0 Cent sinkt und somit keine Marktpremie gezahlt wird. Hierdurch wird ein Anreiz geschaffen, die Anlagen in den entsprechenden Phasen abzuregeln.

Um den negativen Effekt der Abregelung auszugleichen, greifen im EEG zwei Effekte. Gemäß § 51a erfolgt eine Verlängerung des Vergütungszeitraums als Ausgleich für Zeiten, in denen aufgrund von negativen Preisen keine Vergütung gezahlt wurde. Der Zeitraum wird an den ursprünglichen Förderzeitraum angehängt. In der Stromgestehungskostenrechnung ist eine entsprechende Verlängerung nicht berücksichtigt. Weiterhin werden bei der Ermittlung der Marktwerte von Windenergie an Land auch die Phasen mit negativen Preisen mit einbezogen, auch wenn die Anlagen abgeregelt wurden (Anlage 1 EEG). Statt der tatsächlichen Einspeisung wird bei der Marktwertermittlung der erwartete Erzeugungswert gemäß der sogenannten Online-Hochrechnung zugrunde gelegt, in der die mögliche Reduktion der Einspeiseleistung der Anlage durch den Netzbetreiber oder Direktvermarkter nicht berücksichtigt wird. Der ermittelte Marktwert wird somit trotz einer Abregelung der Anlagen in Phasen mit negativen Strompreisen durch die negativen Preise verringert. Dadurch erfolgt eine Erhöhung der anlagenspezifischen Marktpremie (Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktwert). Wie stark der Marktwert durch die Phasen mit negativen Stunden sinkt, hängt insbesondere davon ab, wie stark negativ die Preise sind. Bei den weiteren Sensitivitätsanalysen und bei der Ermittlung des benötigten Höchstwertes wird angenommen, dass die Ausgleichsmechanismen im EEG, die verlängerte Förderdauer und die erhöhte Marktpremie, die Kostensteigerungen je erzeugter Kilowattstunde kompensieren, somit fließt die in diesem Abschnitt dargestellte Abhängigkeit der Stromgestehungskosten vom Auftreten negativer Preise nicht in die weiteren Sensitivitätsanalyse ein.

Die Sensitivitätsanalyse zu negativen Strompreisen zeigt, wie sich die Stromgestehungskosten bezogen auf den eingespeisten Strom erhöhen, wenn in Phasen negativer Preise eine Abregelung der Anlage erfolgt. Hierzu wurden Annahmen dazu getroffen, wie viele Stunden mit negativen Preisen im Verlauf der zugrunde gelegten 20-jährigen Betriebsphase auftreten und wie hoch die Erzeugung der betrachteten Anlage in diesen Phasen gewesen wäre. Die tatsächliche Entwicklung der Anzahl negativer Stunden in den kommenden 20 Jahren ist sehr unsicher und hängt von vielerlei Faktoren, wie z. B. dem künftigen EE-Ausbau, der Entwicklung der Nachfrage und der Flexibilisierung des Stromnetzes ab².

Grundlage für die Sensitivitätsrechnung ist die zukünftige Häufigkeit von negativen Stunden. Im Folgenden werden zum einen die Annahmen zur Anzahl negativer Stunden³ aus der im Auftrag des BMW-E erstellten Marktwertberechnung für den Zeitraum 2025 bis 2045 [Prognos 2025] verwendet. Die erwartete Anzahl negativer Stunden im Szenario liegen bereits im Jahr 2030 unterhalb des heute beobachteten Umfangs und gehen in den Folgejahren weiter zurück. Zum anderen wird auf ein Szenario mit höherer Anzahl negativer Stunden abgestellt. Die zugrunde gelegte Anzahl negativer Stunden basiert auf enervis European Power Market Outlook Q4 2025- Current Efforts Szenario [enervis 2025] und steigt vom Status quo bis 2034 auf über 1.300 Stunden. Etwa 2045 wird das Ausgangsniveau wieder erreicht. Aus den Marktprognosen wurde jeweils nur die Anzahl der negativen Stunden und nicht die von negativen Preisen betroffenen Erzeugungsmenge entnommen.

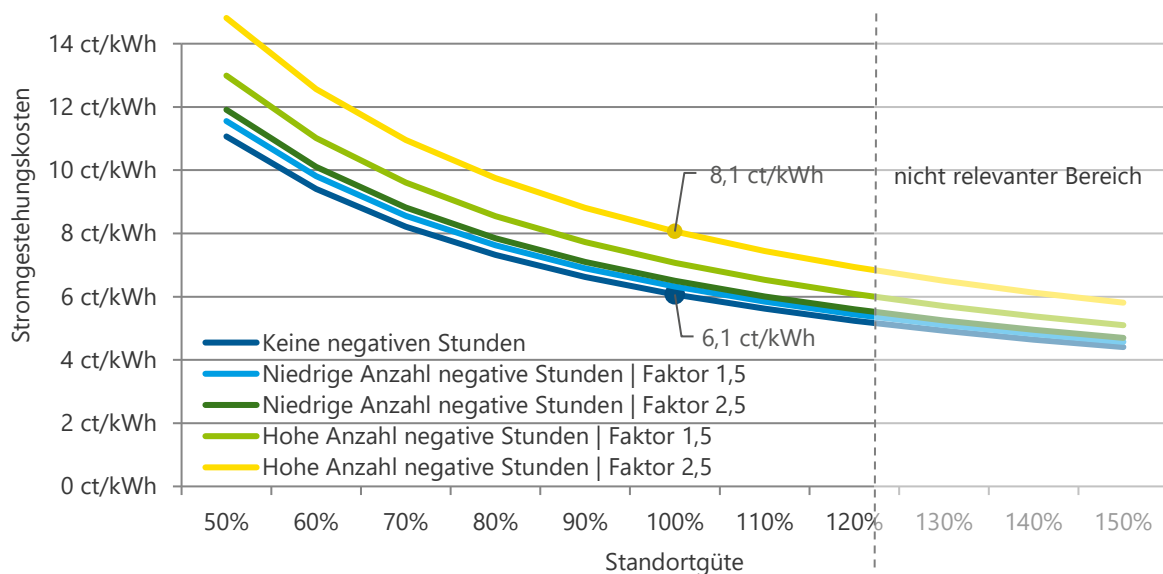
Die betroffene Erzeugungsmenge hängt davon ab, wie das Auftreten der negativen Stunden mit der Windenergieerzeugung korreliert. Eine Auswertung der Korrelation der jeweils niedrigsten Marktpreise und der erwarteten Erzeugung des Windenergieanlagenbestands in den Jahren 2021 bis 2024 [Netztransparenz.de 2025a, 2025b] zeigt eine große Variation des Zusammenhangs in Abhängigkeit vom betrachteten Betriebsjahr sowie der betrachteten Anzahl von Stunden. Insbesondere bei einer sehr geringen Anzahl von Stunden variiert der Faktor zwischen energetischem und zeitlichem Anteil über die betrachteten Jahre zwischen 1 und 3. Mit zunehmender betrachteter Stundenanzahl sinkt die Bandbreite. In den 500 Stunden mit niedrigstem Preis liegt der energetische Anteil um das etwa 1,5 bis 2,5 fache über dem zeitlichen Anteil. Die Bandbreite sinkt weiter mit zunehmender betrachteter Stundenanzahl. Im Folgenden wird der Zusammenhang vernachlässigt - Unabhängig von der Anzahl der negativen Stunden wird in der Sensitivitätsanalyse von einem Faktor zwischen energetischem zeitlichen Anteil von 1,5 beziehungsweise 2,5 in allen Betriebsjahren ausgegangen. Realität ist von abweichenden Werten über die Betriebsjahre auszugehen - zudem kann projektspezifisch in Abhängigkeit vom jeweiligen einspeise Profil ein erheblich vom Mittelwert über den Gesamtbestand abweichender Faktor vorliegen. Eine Veränderung des Zusammenhangs zwischen Windenergieeinspeisung und negativen Preisen in der Zukunft - zum Beispiel durch Veränderungen im Energiemix - wurde ebenfalls nicht berücksichtigt.

In Abbildung 21 wird dargestellt, wie sich die mittleren Stromgestehungskosten ohne notwendige Abregelung aufgrund negativer Stunden (entspricht dem Basisszenario) und in den vier unterschiedlichen Varianten mit Abregelung in Phasen negativer Marktpreise verhalten könnten. In

² Eine Vielzahl möglicher Entwicklungspfade der Anzahl negativer Stunden in Abhängigkeit verschiedenen Einflussparametern – unter anderem auch der Wirkung des § 51 zeigt Montel in einem aktuellen Papier auf [Schmitt et al. 2025].

³ Ergänzende Annahmen: Lineare Interpolation zwischen den Stützwerten für die Jahre 2025, 2030, 2035, 2040 und 2045. Absenkungen auf 0 h bis 20250.

den Szenarien mit Abregelung bei negativen Preisen steigen die Stromgestehungskosten an, da sich die Fixkosten des Projekts auf eine reduzierte Strommenge verteilen. Im Szenario mit niedrigerer Anzahl negativer Stunden steigen die Kosten am 100 %-Standort abhängig vom Verhältnis des energetischen zum zeitlichen Anteil der erwarteten Einbußen um 4 % bis 7 %. Im Szenario mit deutlich erhöhter Anzahl negativer Stunden steigen die Kosten für je kWh, die in den Zeiträumen mit positiven Preisen erzeugt werden, deutlich stärker. Bei einem Faktor von energetischem zu zeitlichem Anteil von 1,5 um 16% bzw. um 33 % bei Faktor 2,5 zu. Folglich kann die Entwicklung des Anteils negativer Preise auf dem Strommarkt die Stromgestehungskosten erheblich beeinflussen. Die dargestellten Sensitivitätsrechnungen stellen keine Prognose möglicher Entwicklungen ab, sondern sollen lediglich die Zusammenhänge verdeutlichen. Direkte Auswirkungen der negativen Preise auf resultierenden Erlöse, da die negativen Preise auch die Einnahmeseite (veränderte Referenzmarktwerte, veränderte Förderdauer) beeinflussen. Es ist weiterhin davon auszugehen, dass die Projektentwickler ihre Erwartungen bezüglich der Entwicklung negativer Preise bei der Kalkulation der Gebotswerte berücksichtigen. Das Risiko einer abweichenden Entwicklung trägt dabei der spätere Betreiber der Anlage, sofern er es nicht über entsprechende Vermarktungsverträge absichern kann.



Datengrundlage: [Prognos 2025; enervis 2025; Eigene Annahmen; Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.
Abbildung 22: Mittlere Stromgestehungskosten nach Standortgüte bei unterschiedlicher Entwicklung negativer Spotmarktpreise

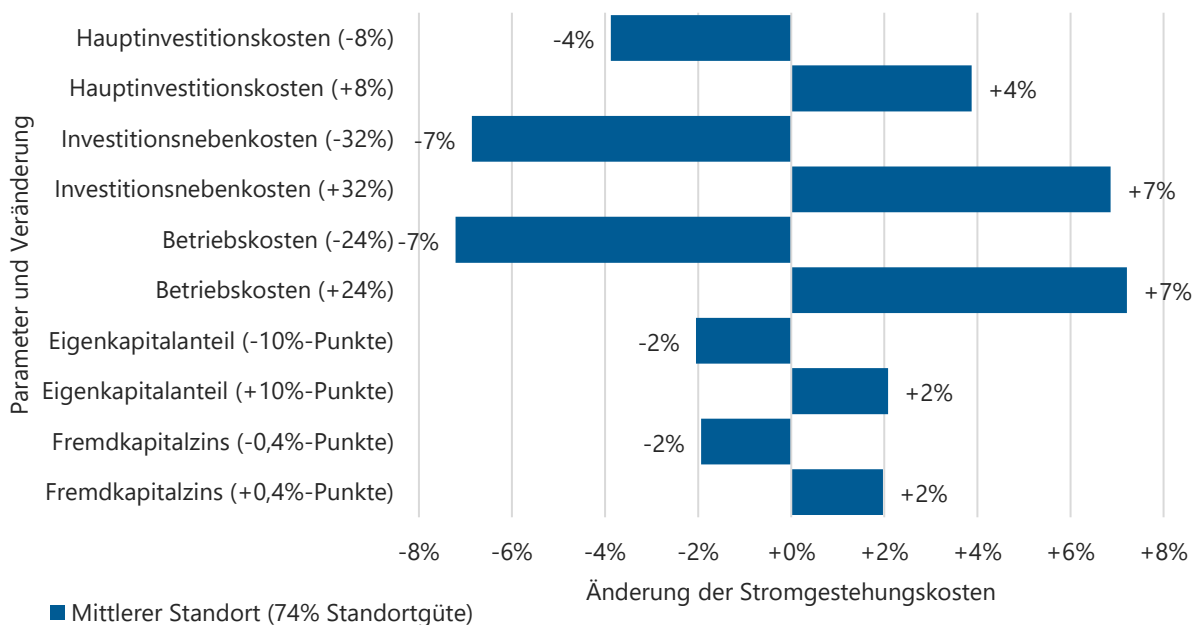
Sensitivitätsanalysen zu weiteren Parametern

In der Sensitivitätsbetrachtung werden weitere Eingangsparameter der Stromgestehungskostenberechnung variiert. Die ausgewählte Technologie und die entsprechenden Energieerträge bleiben dabei unverändert, während jeweils ein Parameter nach oben und unten angepasst wird. Die Investitions- und Betriebskostenparameter werden jeweils einzeln in Höhe der Standardabweichung variiert, die im Rahmen der Kostendatenerhebung ermittelt wurde (vergleiche Kapitel 1). Im Bereich der Finanzierungsbedingungen (Eigenkapitalanteil und Fremdkapitalzins) werden Variationen durchgeführt, die in heutigen Projekten auftreten können. Im Detail erfolgt die Sensitivitätsberechnung für folgende einzeln veränderte Eingangsparameter:

- Hauptinvestitionskosten ($\pm 8\%$)

- Investitionsnebenkosten ($\pm 32 \%$)
- Betriebskosten ($\pm 24 \%$)
- Eigenkapitalanteil ($\pm 10 \%$ -Punkte)
- Fremdkapitalzins ($\pm 0,4 \%$ -Punkt)

Die Ergebnisse diese Sensitivitätsanalysen werden in Abbildung 23 beispielhaft für den durchschnittlichen Standort mit einer Standortgüte von 74 % dargestellt. An Standorten mit besserer oder schlechterer Standortgüte kann es zu leichten Abweichungen der Wirkung der Eingangsparameter kommen.



Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse der mittleren Stromgestehungskosten hinsichtlich der Variation verschiedener Eingangsparameter

Der stärkste Effekt ist mit einer Änderung der Stromgestehungskosten um $\pm 7 \%$ bei den um die Höhe der Standardabweichung variierten Betriebskosten zu beobachten. Der Einfluss der Variation der Investitionsnebenkosten um die ebenfalls vergleichsweise hohe Standardabweichung bewegt sich mit knapp $\pm 7 \%$ in einer ähnlichen Größenordnung. Die Hauptinvestitionskosten wirken sich weniger auf die Stromgestehungskosten aus als die variierten Investitionsnebenkosten. Dies ist auf die deutlich höhere Standardabweichung der erhobenen Investitionsnebenkosten zurückzuführen, die somit trotz der absolut geringeren Höhe projektspezifisch einen erheblichen Einfluss haben können. Der Einfluss der Zinsentwicklung ist hoch – schon die Veränderung des Fremdkapitalzins um 0,4 Prozentpunkte führt zu einer Änderung der Stromgestehungskosten von $\pm 2 \%$. Die Anpassung des Eigenkapitalanteils um 10 Prozentpunkte führt zu einer vergleichbaren Änderung der Stromgestehungskosten.

2.4. Bandbreite zu erwartender Stromgestehungskosten

Es ist wichtig zu beachten, dass im Rahmen der oben dargestellten Sensitivitätsanalysen die betrachteten Parameter einzeln variiert wurden. In der Realität können Projekte in einer Vielzahl von Aspekten vom definierten Ausgangsfall abweichen. Dies wird besonders anschaulich, wenn

beispielsweise ein kleiner Akteur, der in mehreren Jahren ein Projekt plant, mit einem großen Entwicklungsunternehmen verglichen wird: Der große Akteur kann verbesserte Konditionen mit dem Anlagenhersteller aushandeln und auch im Bereich der Investitionsneben- und Betriebskosten Synergien zwischen verschiedenen Projekten erzielen, ebenso hat er andere Spielräume und Konditionen bei der Projektfinanzierung. Derartige Effekte sind bei der Interpretation der ermittelten Durchschnittswerte für die Stromgestehungskosten stets zu berücksichtigen. Auf der anderen Seite können sich auch aufhebende Effekte ergeben. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn als Bestandteil besonders hoher Investitionsnebenkosten Projektflächen erworben wurden, die die Betriebskosten im Vorhabensverlauf aufgrund reduzierter Pachtzahlungen senken.

Um das mögliche Zusammenspiel der verschiedenen Kostenbestandteile bei einer Vielzahl unterschiedlicher Projekte abzuschätzen, wird im Folgenden eine Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Die Monte-Carlo-Simulation ist ein probabilistisches Modell mit dem primären Ziel, Wahrscheinlichkeitsverteilungen für Zufallsvariablen experimentell zu ermitteln. Ausgehend von den Eingangsannahmen und ihren Wahrscheinlichkeitsverteilungen können mögliche Ergebnisse simuliert werden. Um eine plausible und praktikable Abschätzung des gesamten Risikoumfangs zu erhalten, werden in der Monte-Carlo-Simulation eine Vielzahl möglicher Ergebnisvarianten berechnet und zu Wahrscheinlichkeitsverteilungen zusammengefasst. Die Methodik eignet sich, um aus den ermittelten Kostenbestandteilen mit parameterabhängigen Unsicherheiten unter Berücksichtigung stochastischer Zusammenhänge eine mögliche Verteilung der tatsächlichen Stromgestehungskosten zu ermitteln.

Bei der Anwendung der Monte-Carlo-Simulation wird für die einzelnen Eingangsparameter auf Basis der in Kapitel 1 dargestellten Kostendatenbasis für jeden Parameter eine zu erwartende Verteilung angenommen. Abweichend von vorhergehenden Veröffentlichungen wurden Extremwerte in den Verteilungen gekappt, um die Über- oder Unterschätzung der Kosten zu vermeiden. Neben der Verteilung der einzelnen Parameter wird dabei der Zusammenhang einzelner Parameter berücksichtigt. In der vorliegenden Monte-Carlo-Simulation werden die Technologieauswahl, die Hauptinvestitionskosten, die Investitionsnebenkosten, die Betriebskosten und der Fremdkapitalzinssatz als variable Parameter berücksichtigt. Weitere Eingangsannahmen werden statisch mit ihrem mittleren Wert angesetzt. Für die relevanten variablen Eingangsparameter werden zudem Korrelationsanalysen auf Basis der verfügbaren Kostendaten mit Inbetriebnahme seit dem Jahr 2023 durchgeführt. Im Folgenden werden die betreffenden Annahmen näher beschrieben.

Technologieauswahl

Die Technologieauswahl kann die Stromgestehungskosten eines Projektes teils erheblich beeinflussen. Der Einfluss der Technologieauswahl als alleinstehender Faktor wurde in Abschnitt 2.3 dargestellt. Auch für die Betrachtung der Gesamtbandbreite muss die Technologieauswahl berücksichtigt werden. Dabei wird auf die Technologieklassen aus der vorhergehenden Einzelfaktoren-Analyse zurückgegriffen. Abgestellt wird auf die Gesamthöhe, die oftmals der begrenzende Faktor in der Technologieauswahl ist. In der Monte-Carlo-Simulation werden dabei die vier Gesamthöhenklassen (≤ 150 m, 150 m bis ≤ 200 m, 200 m bis ≤ 250 m sowie ≥ 250 m) genutzt. Die Wahrscheinlichkeit des Auftretens der vier Klassen entspricht dabei dem Anteil der Klasse an den berücksichtigten Windenergieanlagen im Betrachtungszeitraum (siehe Tabelle 2).

Die Technologieauswahl beeinflusst insbesondere die Höhe der Hauptinvestitionskosten sowie die am Referenzstandort erwarteten Energieerträge. Die Energieerträge werden für jede Technologiegruppe einzeln festgelegt und statisch beibehalten. Die Höhe der Hauptinvestitionskosten wird abhängig von der Technologieauswahl festgelegt und zudem variabel angelegt. Alle weiteren Parameter werden als unabhängig von der Technologieauswahl angenommen.

Hauptinvestitionskosten

Die von der gewählten Technologiekonfiguration unabhängige Abweichung der erhobenen mittleren Hauptinvestitionskosten liegt bei 8 % (siehe Abschnitt 1.2). Diese Abweichung berücksichtigt nicht die in der Realität von den Herstellern für einzelne Anlagen aufgerufenen Preise, die zum Beispiel abhängig von der eingekauften Anlagenanzahl oder den individuellen Lieferwegen und Standortbedingungen darüber hinaus variieren können. Im Übrigen wird angenommen, dass die Hauptinvestitionskosten für die vier oben beschriebenen Technologieklassen jeweils mit einer Standardabweichung von 8 % um den jeweiligen Mittelwert normalverteilt sind, wobei Extremwerte nach oben und unten gekappt werden.

Investitionsnebenkosten

Die Investitionsnebenkosten weisen, wie in Abschnitt 1.3 gezeigt, eine erhebliche Standardabweichung auf. In der untersuchten Stichprobe liegt diese bei 32 %. Im Folgenden wird angenommen, dass die Investitionsnebenkosten normalverteilt mit der entsprechenden Standardabweichung auftreten. Zur Vermeidung unrealistischer Ausprägungen werden Extremwerte beidseitig begrenzt. Die Investitionsnebenkosten wurden zudem hinsichtlich einer Korrelation zu den Hauptinvestitionskosten untersucht – eine signifikante Korrelation konnte dabei nicht festgestellt werden.

Betriebskosten

Auch für die Betriebskosten wird im Folgenden eine um die Extremwerte gekappte Normalverteilung mit der in der Datenbasis ermittelten Standardabweichung von 24 % angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass Projekte, die in der ersten Betriebsdekade besonders hohe Betriebskosten aufweisen, auch in der zweiten Dekade durch hohe Kosten gekennzeichnet sind. Die Korrelationsanalyse bestätigt einen signifikanten Zusammenhang mit einem Korrelationskoeffizienten von 0,82. Entsprechend wird in der Monte-Carlo-Simulation angenommen, dass die Höhe der Betriebskosten in der ersten Dekade mit den Betriebskosten in der zweiten Dekade korreliert. Weiterhin wurde untersucht, ob die Höhe der Betriebskosten in einem Zusammenhang mit der Höhe der Kosten der Windenergieanlage steht – es wurde kein signifikanter Zusammenhang festgestellt. Die Verteilung der Betriebskosten auf fixe und variable Bestandteile bleibt bezogen auf die mittlere Standortgüte statisch.

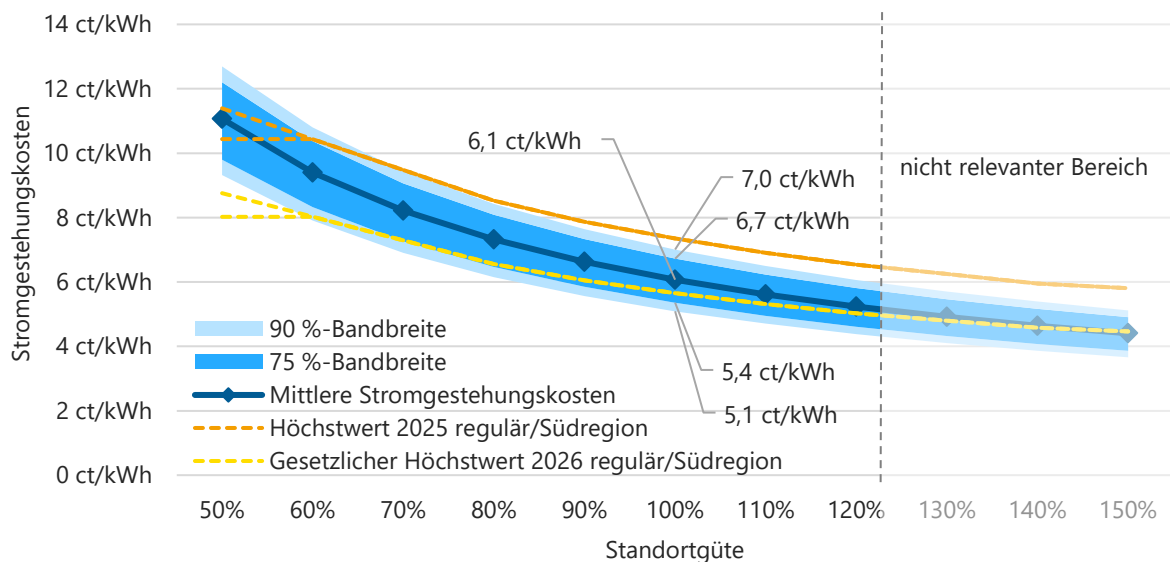
Fremdkapitalzinsen

Die von der KfW veranschlagten Zinsen für eine Finanzierung mit 20-jähriger Zinsbindung liegen für die ersten 9 Monate des Jahres 2025 bei 4,4 %. Banken geben an, dass teilweise zu niedrigeren Zinsen finanziert werden kann. Dies wird bestätigt durch die Projektentwickler-Angaben, die im Mittel von günstigerem Fremdkapital in zukünftigen Projekten ausgehen. Um die Bandbreite möglicher Finanzierungskonditionen in der Monte-Carlo-Simulation zu berücksichtigen, wurden die

Fremdkapitalzinsen mittels einer Dreiecksverteilung definiert. Dabei wird der im Basisszenario (siehe Abschnitt 2.1) angesetzte Wert als wahrscheinlichster Wert angenommen. Als Maximal- und Minimalwerte wird die 90 %-Bandbreite der von den Projektentwicklern erwarteten Zinssätze angesetzt. Diese reicht von 3,6 % bis 4,8 % Fremdkapitalzinsen. Es wird keine Korrelation zu einem anderen Eingangsparameter angenommen, wenngleich davon auszugehen ist, dass mit steigenden Kapitalmarktzinsen auch die Erwartungen an erzielbare Eigenkapital-Renditen steigen können.

Monte-Carlo-Simulation

Auf Basis der oben beschriebenen Auswertungen und Annahmen wird die Monte-Carlo-Simulation durchgeführt. Dabei werden in 10.000 Iterationen die variablen Eingangsparameter unter Berücksichtigung der beschriebenen Wahrscheinlichkeiten und Korrelationen zufällig gesetzt. Für jede der 10.000 Zufallskombinationen werden die Stromgestehungskosten für alle betrachteten Standortgüten ermittelt. Aus der resultierenden Verteilung der einzelnen Ergebniswerte lässt sich für jede Standortgüte eine Häufigkeitsverteilung möglicher Stromgestehungskosten ermitteln. Hieraus ergeben sich entsprechende Bandbreiten von Stromgestehungskosten, die sich mit einer bestimmten prozentualen Wahrscheinlichkeit an einem Standort mit einer definierten Standortgüte ergeben können. In Abbildung 24 ist die jeweilige Bandbreite dargestellt, in der die Stromgestehungskosten für Windenergieanlagen mit der jeweiligen Standortgüte mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % bzw. 90 % liegen. In der Grafik sind ebenfalls die aus den 2025 gültigen Höchstwerten am 100 % Standort resultierenden anzulegenden Werte je Standortgüte dargestellt. Für Standortgüten oberhalb von 80 % liegen die anzulegenden Werte bei Höchstpreisgeboten über der Bandbreite der Kosten, die mit 90-prozentiger Wahrscheinlichkeit für Projekte mit der jeweiligen Standortgüte anfallen. Bei Standortgüten zwischen 60 und 80 % liegt der aus dem Höchstwert resultierende anzulegende Wert über der 75 % Bandbreite. Standorte unter 60 % Güte sind selbst bei Höchstpreisgeboten nur mit einer geringeren Wahrscheinlichkeit wirtschaftlich. Dabei sind Projekte innerhalb der Südregion gemäß EEG aufgrund des für sie geltenden höheren Korrekturfaktors bessergestellt und können bei 50 % Standortgüte mit einer Wahrscheinlichkeit von knapp über 50 % ein wirtschaftliches Gebot abgeben. Für Standorte außerhalb der Südregion liegt die Wahrscheinlichkeit unter 50 %.

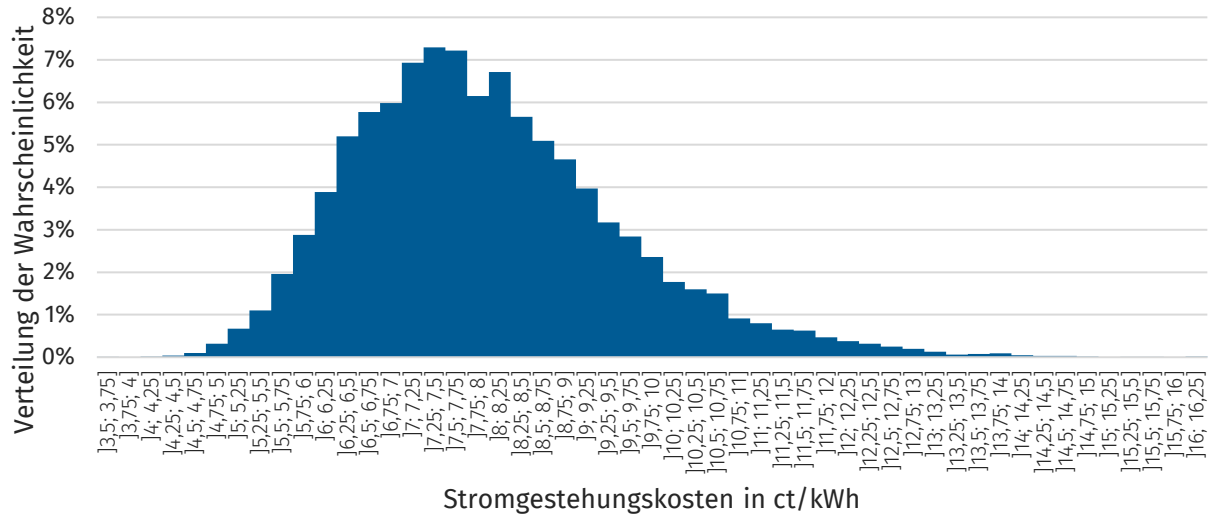


Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 24: Mittlere Stromgestehungskosten und 75 % und 90 %-Bandbreiten sowie (gesetzlichem) Höchstwert im Jahr 2025 und 2026 nach Standortgüte

Der Darstellung in Abbildung 24 ist nicht zu entnehmen, mit welcher Wahrscheinlichkeit im Markt Stromgestehungskosten unterhalb des aktuellen maximal anzulegenden Wertes auftreten, da dies von den Anteilen unterschiedlicher Standortgüten in den tatsächlichen Projekten abhängt. Um diesen ergänzenden Aspekt abzubilden, wird eine weitere Monte-Carlo-Simulation mit der Standortgüte als zusätzliche Variable durchgeführt. Die Verteilung der Standortgüte wurde entsprechend der an das Marktstammdatenregister gemeldeten Standortgüte von Windenergieanlagen mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2023 gewählt. Es wird angenommen, dass sich diese in der Zukunft entsprechend fortschreibt. Dabei wird somit bspw. nicht berücksichtigt, dass die mittlere Standortgüte von Windenergieanlagen bei einem vermehrten Zubau im Süden des Landes sinken könnte.

In Abbildung 25 ist das Ergebnis der zweiten Monte-Carlo-Simulation dargestellt. Die sich ergebende Häufigkeitsverteilung der möglichen Stromgestehungskosten für Windenergieprojekte in Deutschland reicht von 3,6 ct/kWh bis 16,2 ct/kWh. Die Stromgestehungskosten sind dabei tendenziell für Windenergieanlagen mit niedrigerer Standortgüte höher. Allerdings können die Kosten für ein besonders günstiges Projekt mit niedrigerer Standortgüte durchaus auch über denen eines windhöflicheren Standorts mit überdurchschnittlichen Kosten liegen.



Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

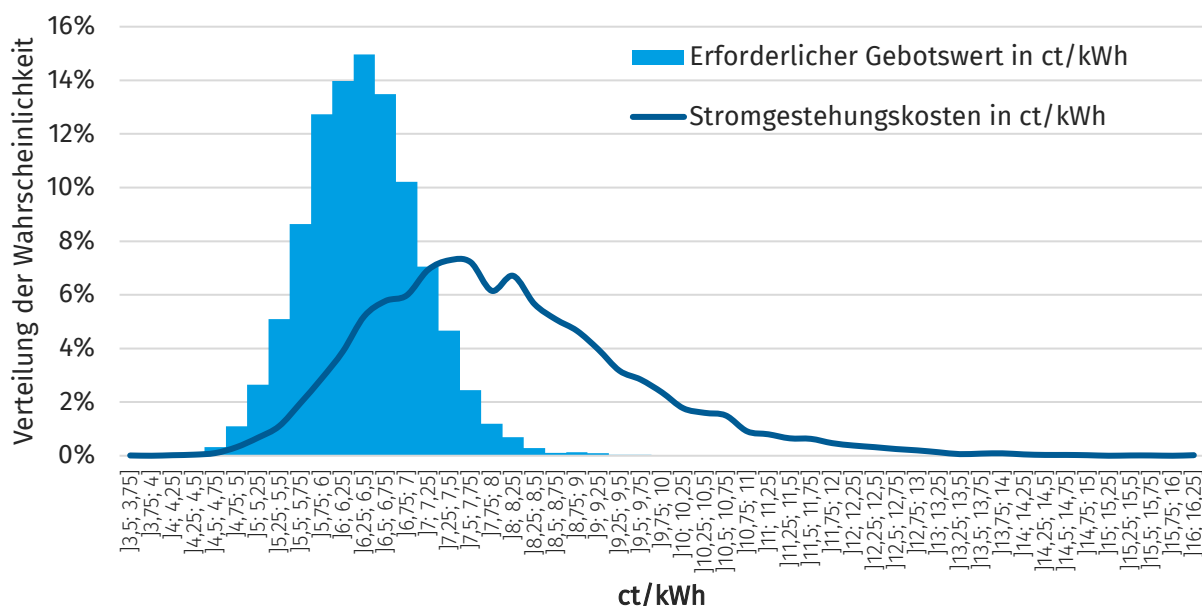
Abbildung 25: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten von Windenergieprojekten mit IBN von 2025-2028 im deutschen Markt

Im Rahmen der Förderung über das EEG wird durch die Anwendung des Referenzertragsmodells und durch die Anpassung der Zuschlagswerte mittels der Korrekturfaktoren der Einfluss der Standortgüte auf die Kosten teilweise aufgehoben. Eine vollständige Aufhebung der durch die Standortgüte bedingten Kostenunterschiede erfolgt nicht, da ein Anreiz, bessere Standorte auszubauen und die genehmigungsrechtlich bedingten Abregelungen am Anlagenstandort zu minimieren, erhalten werden soll. Im folgenden Abschnitt werden aus den dargestellten erwarteten Kosten die erforderlichen Gebotswerte abgeleitet.

3. Resultierende erforderliche Gebotswerte in der Ausschreibung

Das aktuelle Förderregime im EEG gleicht Standortunterschiede mittels des Referenzertragsmodells aus. Standorte mit niedrigerer Standortgüte (Standortertrag/konfigurationsspezifischer Referenzertrag) erhalten bei gleichem Zuschlagswert in der Ausschreibung eine höhere Förderung als Windenergieprojekte mit besserer Standortgüte. Es wird davon ausgegangen, dass das Gebot in der Ausschreibung vollständig aus den erwarteten Stromgestehungskosten ermittelt wird und keine darüberhinausgehenden Erlösquellen einbezogen werden.

Um aus den zu erwartenden Kosten erforderliche Gebotshöhen abzuleiten, müssen die für die jeweiligen Standortgüte geltenden Kosten mit dem zugehörigen Korrekturfaktor auf die theoretische Gebotshöhe am 100 %-Standort umgerechnet werden. Bei der Umrechnung auf den erforderlichen Höchstwert wurde vereinfachend angenommen, dass alle Standorte mit einer Standortgüte von unter 60 % in der Südregion liegen und dass entsprechend die erhöhten Korrekturfaktoren angewendet werden können. Weiterhin wird kein Aufschlag auf die Gebotswerte aufgrund möglicher Zeiträume mit negativen Preisen am Strommarkt angesetzt, da angenommen wird, dass die Marktprämiensteigerungen und Förderzeitraumverlängerungen diese ausgleichen und kein erhöhtes Gebot erforderlich machen. Die Ergebnisse der zweiten Monte-Carlo-Simulation wurden entsprechend der jeweils angenommenen Standortgüte in die erforderlichen Gebotswerte umgerechnet und sind in Abbildung 26 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass aufgrund der Verteilung der im Markt vorhandenen Standortgüten (im Mittel 74 %) und der für diese geltenden Korrekturfaktoren (weitestgehend >1) die Werte der erwartbaren Gebote niedriger ausfallen als jene der Stromgestehungskosten.



Datengrundlage: [Eigene Berechnung]. Quelle: Eigene Darstellung.

Abbildung 26: Wahrscheinlichkeitsverteilung für erwartete Stromgestehungskosten und resultierende erforderliche Gebotswerte für Windenergieprojekte mit IBN von 2025-2028

Auf Basis der Monte-Carlo-Simulation mit Berücksichtigung der Verteilung der Standortgüte ist in Tabelle 4 für unterschiedliche (fiktive) Höchstwerte dargestellt, mit welcher Wahrscheinlichkeit ein Windenergieprojekt mit den jeweiligen erwarteten Kosten ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann. Beispielsweise liegt die Wahrscheinlichkeit, dass ein potenzielles Windenergieprojekt unter den

getroffenen Annahmen zum ursprünglich im EEG festgelegten Höchstwert für das Jahr 2025 in Höhe von 5,76 ct/kWh (5,88 ct/kWh abzüglich 2 % Degression gemäß § 36 b EEG 2023) ein wirtschaftliches Gebot abgeben kann, bei nur 18 %. Der Großteil aktueller Vorhaben könnte zu diesem Höchstwert somit nicht realisiert werden. Mit dem in den Ausschreibungsjahren 2023 bis 2025 aufgrund des Eingreifens der der BNetzA angesetzten Höchstsatz von 7,35 ct/kWh wird die Wahrscheinlichkeit, mit der ein wirtschaftliches Gebot für ein aktuelles Projekt abgegeben werden kann, auf 93 % erhöht.

Tabelle 4: Wahrscheinlichkeit mit der das erforderliche Gebot von potenziellen Windenergievorhaben kleiner oder gleich unterschiedlicher (fiktiver) Höchstwerte ist

Fiktiver Höchstwert	Wahrscheinlichkeit: erforderliches Gebot $\leq$ fiktivem Höchstwert	Hinweis
5,65 ct/kWh	14%	Gesetzlicher Höchstwert 2026
5,76 ct/kWh	18%	Gesetzlicher Höchstwert 2025 (nicht angewendet)
5,88 ct/kWh	24%	Höchstwert 2022
6,00 ct/kWh	31%	
6,25 ct/kWh	45%	
6,50 ct/kWh	60%	
6,64 ct/kWh	67%	Maximaler Zuschlagswert WIN25-3
6,75 ct/kWh	73%	
7,00 ct/kWh	83%	
7,25 ct/kWh	90%	
7,35 ct/kWh	93%	Höchstwert 2023-2025 (durch BNetzA Eingriff)
7,50 ct/kWh	95%	
7,75 ct/kWh	97%	
8,00 ct/kWh	99%	
8,50 ct/kWh	100%	
9,00 ct/kWh	100%	
10,00 ct/kWh	100%	

Datengrundlage: [Eigene Berechnung] - Ausgewählte Werte aus der Monte-Carlo-Simulation

Um die Ausbauziele des Bundes zu erreichen, ist es erforderlich, dass die Ausschreibungsvolumina ausgeschöpft werden und ein Großteil der vorhandenen bezuschlagten Projekte realisiert wird. Ohne ein erneutes Eingreifen der BNetzA fiel der zulässige Höchstwert für Gebote in den Ausschreibungsrunden 2026 zurück auf den gesetzlich festgelegten Höchstwert einschließlich der jährlichen Absenkung gemäß § 36 b EEG 2023 um 2 % auf 5,65 ct/kWh. Die Wahrscheinlichkeit, dass zu diesem Höchstwert ein wirtschaftliches Gebot abgegeben werden kann, liegt bei der angenommenen Kostenstruktur bei 14 %. Auch unter Berücksichtigung des aktuell vorliegenden Wettbewerbs in den Ausschreibungsrunden wäre dieser Wert voraussichtlich nicht ausreichend, um das Ausschreibungsvolumen im Jahr 2026 auszuschöpfen.

Die Ausschreibungsrunden des Jahres 2025 waren im Gegensatz zu den vorherigen Jahren durch Wettbewerb um Erteilung der Zuschläge geprägt, was zu einer Senkung der durchschnittlichen Zuschlagswerte führte. In der zum Berichtszeitpunkt letzten Ausschreibungsrunde lag der höchste noch bezuschlagte Gebotswert bei 6,64 ct/kWh. Zu diesem Gebotswert liegt laut den obenstehenden Analysen die Wahrscheinlichkeit, ein wirtschaftliches Gebot abgeben zu können, bei 67 %. Abhängig davon, ob der Wettbewerb in den Ausschreibungen auf einem mit dem bisherigen Verlauf des Jahres 2025 vergleichbaren Niveau bleibt, ist auch bei einem Höchstwert von z.B. 7 ct/kWh (83 % Wahrscheinlichkeit für ein wirtschaftliches Gebot) von deutlich darunter liegenden Zuschlagswerten auszugehen. Projekte mit höheren Kosten werden erst bezuschlagt, wenn nicht ausreichend neue Genehmigungen von Projekten mit niedrigeren Kosten nachfolgen, um die erforderlichen Ausschreibungsmengen auszuschöpfen.

Zukünftige Marktentwicklungen, die von den bei der Stromgestehungskostenermittlung getroffenen Abnahmen abweichen, können die erforderlichen Gebotswerte beeinflussen. Entsprechend ist trotz der gesunkenen Bedeutung des Höchstwerts bei bestehendem Wettbewerb um die Förderung nach EEG weiterhin eine regelmäßige Überprüfung der Angemessenheit des Höchstwertes in den Ausschreibungen für die Windenergie an Land erfolgt.

Abkürzungsverzeichnis

€	Euro
a	Jahr
A _t	Betriebskosten zum Zeitpunkt t
BMWE	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
bzw.	beziehungsweise
ct	Cent (Eurocent)
D ₁	Erste Betriebsdekade
D ₂	Zweite Betriebsdekade
DWG	Deutsche WindGuard
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EZB	Europäische Zentralbank
ggf.	Gegebenenfalls
GH	Gesamthöhe
GW	Gigawatt
h	Stunden
HIK	Hauptinvestitionskosten
i	Kalkulatorischer Zinssatz [%]
I _o	Gesamtinvestition [€]
IBN	Inbetriebnahme
inkl.	Inklusive
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
m	Meter
m ²	Quadratmeter
MaStR	Marktstammdatenregister nach § 111e des Energiewirtschaftsgesetzes
M _{el}	Jährlicher Energieertrag [MWh]
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
n	Nutzungsdauer in Jahren
NH	Nabenhöhe
P	Nennleistung
PLZ	Postleitzahl
Q ₄	Viertes Quartal
Ref	Referenzstandort
SFL	Spezifische Flächenleistung
StGK	Durchschnittliche Stromgestehungskosten in Gesamtnutzungsdauer [€/MWh]
t	Jahr der Nutzungsdauer
vgl.	Vergleiche
VLS	Volllaststunden
W	Watt
WEA	Windenergieanlage
z. B.	Zum Beispiel
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Literatur- und Quellenverzeichnis

- BMWE, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2025). *Binnenwirtschaftliche Belebung in schwierigem Umfeld - Bundesministerin Katherina Reiche stellt die Herbstprojektion der Bundesregierung vor.*
https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/binnenwirtschaftliche-belebung-in-schwierigem-umfeld.pdf?__blob=publicationFile&v=32
- Busse, Verena. (2016, September 7). Fachbeitrag - Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen bei Windenergievorhaben. *Blog ErneuerbareEnergien.NRW.*
<https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/ausgleichs-und-ersatzmassnahmen-bei-windenergievorhaben/>
- BWE, Bundesverband Windenergie e.V. (2018). *Rückbauverpflichtung bei Windenergieanlagen* [Hintergrundpapier]. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). https://www.windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/hintergrundpapiere-oeffentlich/themen/Technik/20180611_bwe_hintergrundpapier_rueckbau.pdf
- DESTATIS, Statistisches Bundesamt. (2025, August 6). *Verbraucherpreisindex: Deutschland, Jahre* [Text]. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?operation=abrufabelleBearbeiten&levelindex=1&levelid=1680071992926&auswahloperation=abrufabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=61111-0001&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf#abreadcrumb>
- DWG, Deutsche WindGuard. (2008). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2007 gemäß § 20 EEG – Kapitel 6: Stromerzeugung aus Windenergie.*
- DWG, Deutsche WindGuard. (2011). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG.*
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2011/Vorbereitung%20und%20Begleitung%20der%20Erstellung%20des%20Erfahrungsberichtes%202011%20gem%C3%A4%C3%9F%20%C2%A7%2065%20EEG.pdf
- DWG, Deutsche WindGuard. (2013). *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Beauftrag durch BWE und VDMA Power Systems.*
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2013/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland.pdf
- DWG, Deutsche WindGuard. (2015). *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland - Update.*
https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2015/Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land%20in%20Deutschland%20-%20Update.pdf
- 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. (2022). *Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land.*
https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kurzfristanalyse-zur-kostensituation-der-windenergie-an-land.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- DWG, Deutsche WindGuard. (2023). *Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2023* (Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land). https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-eb-wal-kostensituation-20231123.pdf?__blob=publicationFile&v=6

- DWG, Deutsche WindGuard. (2024). *Kostensituation der Windenergie an Land - Stand 2024* (SP24011A1). https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/eeg-eb-wal-kostensituation-2024.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- DWG, Deutsche WindGuard, & ZSW, Zentrum für Sonnenenergie-und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. (2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II e): Wind an Land* [Wissenschaftlicher Bericht]. <https://www.zsw-bw.de/uploads/media/deutsche-windguard-vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-eeg.pdf>
- DWG, Deutsche WindGuard, ZSW, Zentrum für Sonnenenergie-und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, BioConsult SH, & SUER, Stiftung Umweltenergierecht. (2022). *Zweiter wissenschaftlicher Zwischenbericht zur Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben Windenergie an Land (nicht veröffentlicht)*.
- enervis, enervis energy advisors GmbH. (2025). *Anzahl negativer Preise basierend auf enervis European Power Market Outlook Q4 2025- Current Efforts Szenario* [Data set].
- FA Wind, Fachagentur Windenergie an Land. (2016). *Kompensation von Eingriffen in das Landschaftsbild durch Windenergieanlagen im Genehmigungsverfahren und in der Bauleitplanung* (S. 20). Fachagentur Windenergie an Land. https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/FA_Wind_Hintergrundpapier_Kompensation_Eingriffe_Landschaftsbild_durch_WEA_o6-2016.pdf
- KfW. (2025). *Konditionenübersicht für Endkreditnehmer in den Förderprogrammen der KfW Bankengruppe Konditionenübersicht für Endkreditnehmer, diverse Stände, keine vollständige Erfassung aller Entwicklungsstufen*. <https://www.kfw-formularsammlung.de/Konditionenanzeiger/Net/KonditionenAnzeiger?ProgrammNameNr=270>
- MaStR, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2025). *Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur (BNetzA) mit diversen eigenen Datenkorrekturen und Ergänzungen mit unterschiedlichen Daten- und Korrekturständen*. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2025a). *Hochrechnung Windenergie 2021-2024* [Data set].
- Netztransparenz.de, Informationsplatzform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (2025b). *Stündliche Spotmarktpreise 2021-2024* [Data set].
- Prognos. (2025). *Modellierung von hoch-aufgelösten Verbraucherpreisen für Strom für den Zeitraum 2025 bis 2045, Prognos, im Auftrag des BMWF, Marktwertberechnung vom 19.09.2025; Endkundenstrompreise vom 20.08.2025 - nicht veröffentlicht* [Data set].
- Schmitt, Dr Alex, Steppat, Josephine, & Montel AS. (2025). *No reasons to be so negative*. <https://info.montel.energy/negative-strompreise-sind-in-europa-mit-voller-wucht-zur%C3%BCck#lead-form>