

Atmendes Nutzungsentgelt:

Wie Projektentwickler auf sinkende Zuschlagswerte und neue Marktlogiken reagieren können

Aktuelle Einordnung für Projektentwickler

Voraussichtlichen
Zeitplan EEG/EnWG:

03. Juni:	Kabinett
26. Juni:	1. Lesung Bundestag
8. Juli:	Ausschuss Bundestag
10. Juli:	1. Lesung Bundesrat
7. September:	Anhörung Ausschuss Bundesrat
23. September:	Abschluss Ausschussberatungen
25. September:	2/3 Lesung Bundestag
16. Oktober:	2. Runde Bundesrat

Inhalt

1. Stand Novellierung EEG2027, EnWG mit Netzpaket
2. Marktentwicklung Zuschlagswerte, Maßnahmen
3. Caeli Fair Value mit atmenden Nutzungsentgelten
4. Live-Vorstellung Auction: Anwendung der atmenden Nutzungsentgelte

1. Stand Novellierung EEG2027, EnWG mit Netzpaket

1. Stand Novellierung EEG2027, EnWG mit Netzpaket

Gesetzesnovelle	Kerninhalt der Neuregelung
EEG-Novelle 2027 (Entwurf)	- Einführung Differenzverträge (CfD), Clawback Mechanismus schöpft Erlöse über Marktwert ab - nur einmaliger Wechsel aus dem EEG-Vergütungssystem, kein Weg zurück 10 GW jährliche Ausschreibungsvolumen, jedoch gemindert um im MStR registrierte WEA außerhalb des EEG-Vergütungssystem (z.B. WEA mit PPA Versorgung Rechenzentren) Streichung BNetzA-Flexibilität zur Volumenerhöhung (30%)
Netzanschlusspaket (Entwurf EnWG-E)	Einmalige regionale differenzierte Baukostenzuschüsse Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete für bis zu 10 Jahren, d.h. no-go-Area in den die Verpflichtung zum bedarfsgerechten Netzausbau faktisch aufgehoben wird keine Redispatchvergütung
AgNes-Prozess (Laufendes Festlegungsverfahren; gültig ab ca. 2029)	Dynamisches Entgelt (variabler ¼h-Preis, bis $\pm 0,10$ €/kWh, nur in Redispatch-Fällen) Kapazitätspreis (jährliche Zahlung, ca. 4–7 €/kW/a installierter Leistung) Baukostenzuschuss (BKZ) - Kein Wegfall der Redispatch-Vergütung (Unterschied zu Netzpaket)

Konsequenzen
Kein Upside aus Marktentwicklung, keine Chance der Kompensation Entwicklung Mindererträge, Mehrkosten - Diszipliniertes, rationales Verhalten der Marktteilnehmer erforderlich: Mehrkosten und Mindererlöse (negative Stunden) müssen hinreichend eingepreist werden Asynchronitäten zwischen EEG-Gebot und zuwachsenden, unsicheren Kosten ausschließen Wirkung veränderter Kostenstruktur auf Bestandsanlagen (erteilte Zuschläge) muss ausgeschlossen werden Verändertes Rendite-Risikoprofil wird Kapitalmarkt-anforderungen treiben, final mehr EK erfordern
Anstieg der Zuschlagswerte (grobe Indikation bei 75% Standortgüte, bei 58 Euro/MWh)
7 Euro/kW Einspeiseentgelt $\Leftrightarrow$ + 2 Euro/MWh Zuschlagswert 5 % Mindererlös $\Leftrightarrow$ 3 Euro/MWh Zuschlagswert 25 Bps Zinsaufwand $\Leftrightarrow$ 0,8 Euro/MWh Zuschlagswert

2. Marktentwicklung Zuschlagswerte, Maßnahmen

2. Marktentwicklung Zuschlagswerte, Maßnahmen Schlussfolgerungen und politische Forderungen

1. Kosten & Wirtschaftlichkeit

- **LCOE aller Projekte steigen** durch neue Kostenarten
- Sinkende Zuschlagswerte bei gleichzeitig steigenden Kosten **komprimieren Projektmenge**
- **Südstandorte strukturell benachteiligt**
 - Aktueller Korrekturfaktor bildet Fixkosten falsch ab und kompensiert geringere Erträge nicht ausreichend
 - EEG 2027: CfD/Clawback als Fixpreis lässt keine Kompensation windschwacher Jahre zu
- **Nutzungsentgelte** werden durch Projektwert nach oben **begrenzt**, Nutzungsentgelte müssen **Kapitalmarktfähigkeit gewährleisten**

2. Finanzierung & Risiko

- **Mehr EK erforderlich:** Closing-Bedingungen und Earn-Outs bei Projektverkäufen neu kalkulieren
- **Asynchrone Novellierungen** erzeugen Unsicherheit bei Gebotskalkulation und Projekt-Closing
- **Ausschreibungsvolumen:** Zu geringe Mengen für Energieautonomie-Ziele; keine Anrechnung von Projekten ohne EEG (Nachfrage durch Rechenzentren sollte einbezogen werden)

3. Netz & Standort

- **Redispatch-Risiko** verbleibt beim Erzeuger
- **No-go-Areas** entstehen regional; Projektpipeline muss auf Redispatch-Exposition geprüft werden
- **Bedarfsnahe Erzeugung** im Süden ist effizienter als **erhöhter Trassenneubau** und Ausbau im Norden
- Ohne Südausbau droht eine eigene **Strompreiszone Süddeutschland**

Der Energiemarkt ist ein Geschöpf der Rechtsordnung. Seit 2005 liegt es in den Händen von Netzbetreibern, Politik und Behörden, den Netzausbau gemeinsam zu steuern und die bestehende Ausbaupflicht umzusetzen.

Politische Forderungen

- Kostenfolgen bei Novellierungen systematisch prüfen
- Synchronisation der Gesetzesänderungen sicherstellen
- CfD mit Collar nicht fixieren
- Aufteilung in **zwei Ausschreibungsgebiete** und Anpassung des Korrekturfaktors auf Kehrwert
- Keine zusätzlichen Netzkosten

2. Entwicklung der Zuschlagswerte seit 2020

Folgen der Entwicklung des Ausschreibungswettbewerbs um EEG-Entgelte

Der **Genehmigungsstau** aufgrund langer BlmSchG-Genehmigungsverfahren für Windprojekte hat **in der Vergangenheit** dazu geführt, dass die **ausgeschriebenen Mengen regelmäßig unterzeichnet** wurden, was Zuschläge nahe am Höchstwert zur Folge hatte.

Seit Sommer 2024 wächst das Volumen genehmigter Windprojekte deutlich an, wodurch sich ein **Überzeichnungsvolumen aufbaut**.

Die Folge ist ein **erheblicher Wettbewerb** innerhalb der Ausschreibungen, der zu stark gesunkenen Zuschlagswerten führt:

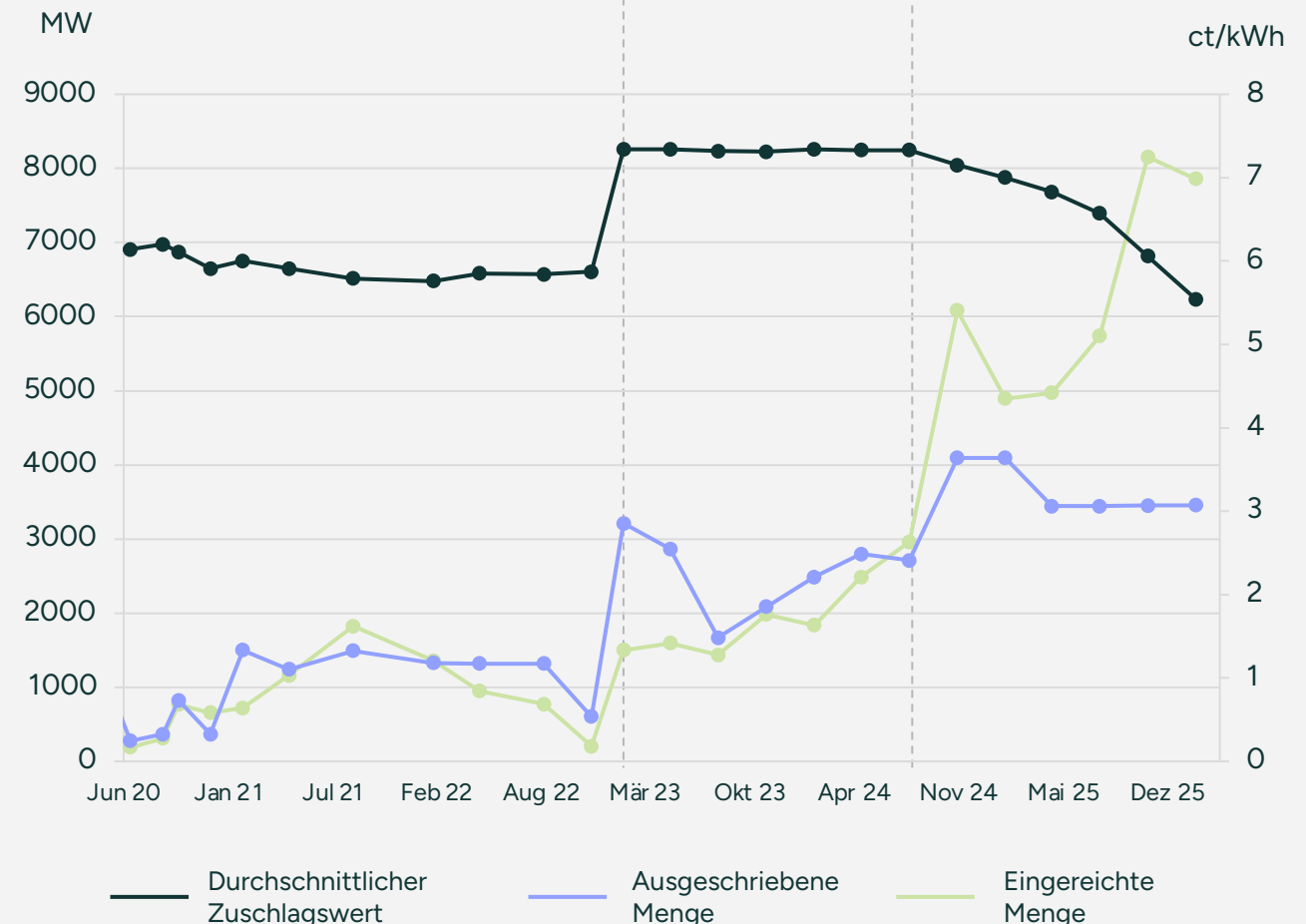
- Anfang 2024 noch Zuschläge von 73,5 €/MWh
- durchschnittliche Wert November 2025 60,6 €/MWh

Es ist **offen, wie sich Nachfrage** (politische Ziele, Regelungen in der kommenden EEG-Novelle) **und weiteres Angebot** (Abbau des Genehmigungsstaus) **zukünftig entwickeln** werden.

Solange es Überzeichnungen gibt wird intensiver Wettbewerb anhalten.

Angepasste Höchstwerte zur Kompensierung gestiegener Capex und Zinsen

Vielzahl an Genehmigungen führt zu Überangebot; Verkäufermarkt wird zu Käufermarkt



2. Letzte Ausschreibung Februar 2026 Was bedeutet das für die Südregion?

35%

des deutschen
Strombedarfs
entstehen in
Süddeutschland

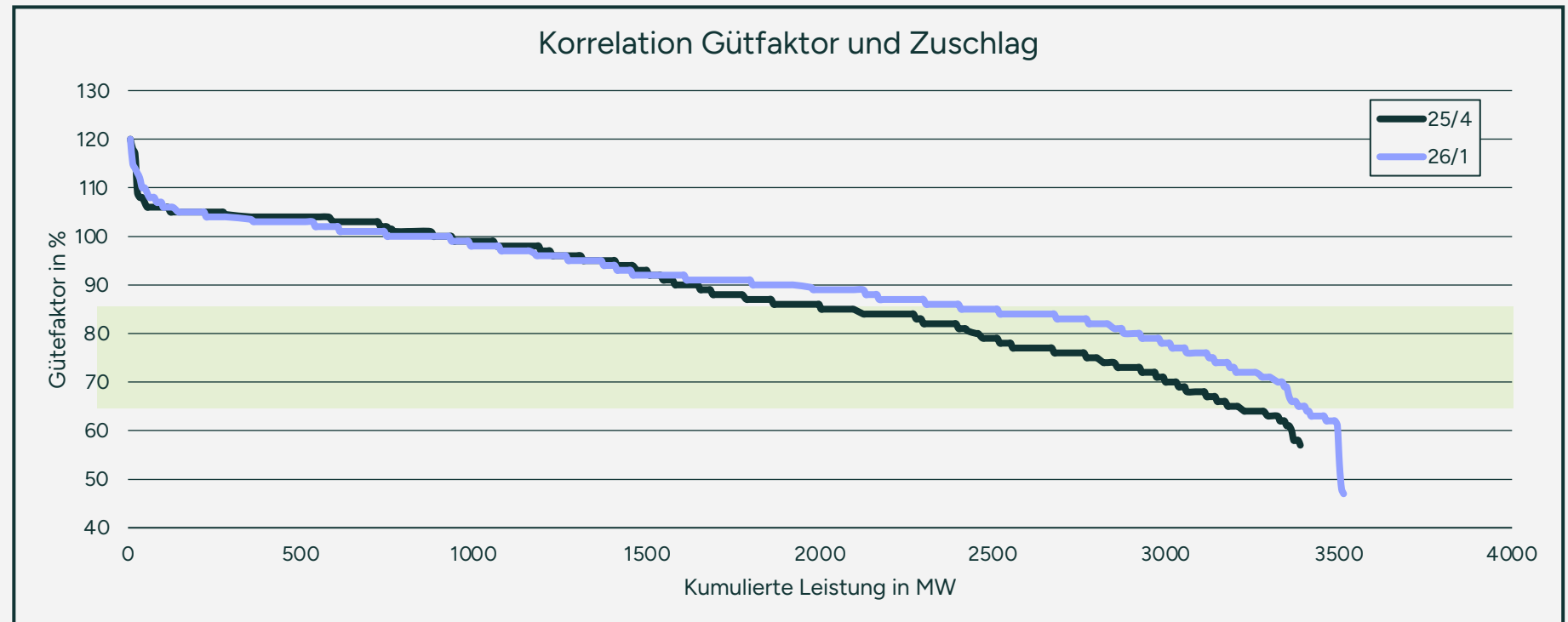
14%

des deutschen
Windstroms wird in
Süddeutschland
erzeugt

≈20.000 MW
Windenergie-
Ausbaulücke in
Süddeutschland

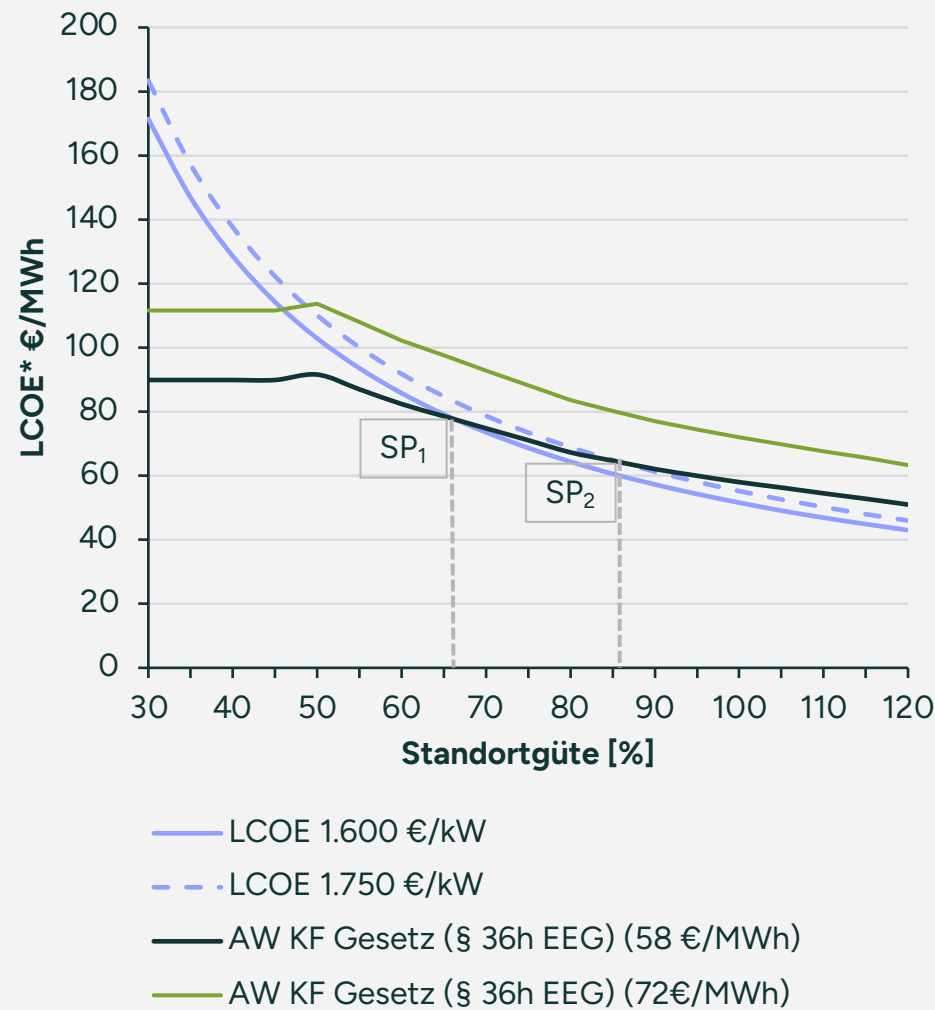
Schlussfolgerungen

1. Bei aktuellen Zuschlagswerten sind **süddeutschen Standorte nicht** mehr **wettbewerbsfähig** (Standortgüte oft <70 %).
2. Mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen kann das bestehende **Ungleichgewicht** (Ausbaulücke) zwischen Nord- und Südregion **nicht abgebaut** werden.
3. Aufgrund der **geringen Zuschlagsquote** für die Südregion **wächst das Ungleichgewicht** weiter.



2. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

LCOE vs. Anzulegender Wert - Grenze der wirtschaftlichen Kostendeckung



Die Vergütungssystematik des §36h EEG 2023 bilden das **Risikoprofil** eines fixkostendominierten Geschäftsmodells nicht immer optimal ab. In der Grafik zeigt die Vergütung über den Anzulegenden Wert mit dem Korrekturfaktor gemäß der Gesetzgebung.

Dabei gilt:

- Anzulegender Wert (AW) = Zuschlagswert*Korrekturfaktor
- Standortgüte < 50 %: Korrekturfaktor = 1,55 (pauschal, Südregion)
- Angenommener Zuschlagswert = 58 €/MWh

Die Schnittpunkte zeigen die Grenze der wirtschaftlichen Kostendeckung bei angenommenen Zuschlagswert.

	Bei CAPEX 1.600 €/kW (SP ₁)	Bei CAPEX 1.750 €/kW (SP ₂)
Standortgüte (%)	66,5	85,8
Korrekturfaktor _{gesetzl.}	1,336	1,107
AW / LCOE (€/MWh)	77,5	64,2

Die Grafik macht deutlich, dass **alle Standorte unterhalb 86 % Standortgüte strukturell nicht kostendeckend** vergütet werden. Alle Standorte zwischen **66-86%** können **nur bei niedrigen Kosten** vergütet werden, während alle Projekte mit einer **Standortgüte unter 66% unwirtschaftlich** sind.

2. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

Den Süden nicht aufgeben - Wettbewerbsfähigkeit in regionaler Verteilung

Über den Windatlas von anemos, hat Caeli für alle Vorranggebiete (rechtskräftig oder im Entwurf) deutschlandweit die Standortgüte ermittelt. Zusätzlich wurden auf den Vorranggebieten deutschlandweit Windparks geplant, um die installierbare Leistung zu bestimmen.

Die Karte zeigt, dass durch die angewandte Vergütungssystematik des EEG 2023 **fast alle Standorte in der Südregion** und darüber hinaus **nicht wirtschaftlich** sind, da bei angenommenen Zuschlagswert **keine Kostendeckung durch die Stromgestehungskosten erfolgt**.

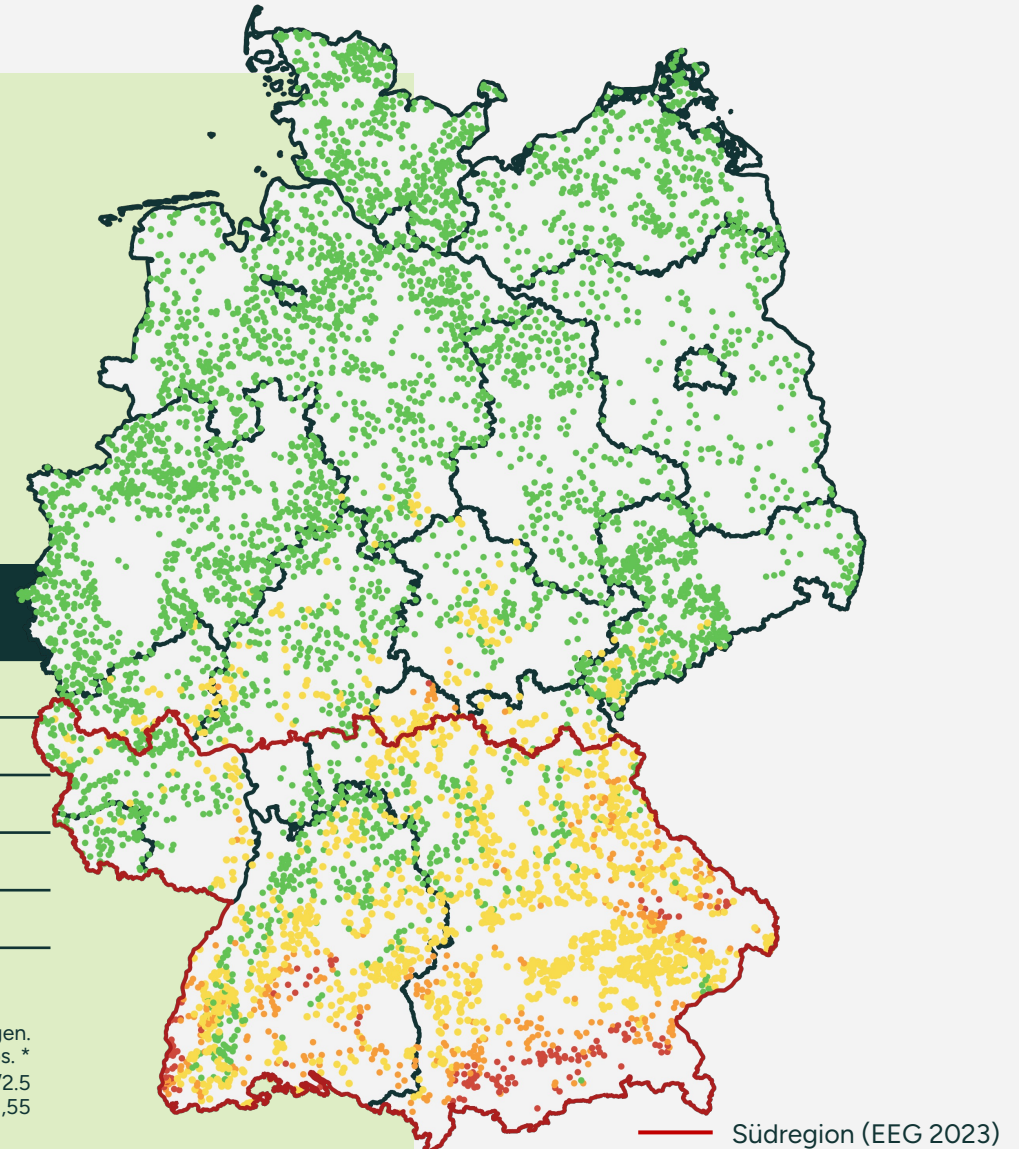
Status quo: Korrekturfaktor nach EEG 2023

Capex in €/kW	Standortgüte	Anteil Installierte Leistung*
<= 1.600	< 40%**	9.540 MW
<= 1.600	>= 40% und < 50%	21.348 MW
<= 1.600	>=50% und < 66%	79.905 MW
> 1.600	>= 66%	301.126 MW
Summe:		411.919 MW

*Analysebasis: rd. 14.000 Flächen der Regionalplanungen, 4.200 erstellte Windparks ohne Bestandsanlagen.
Standortgüte ermittelt über Windatlas anemos. *

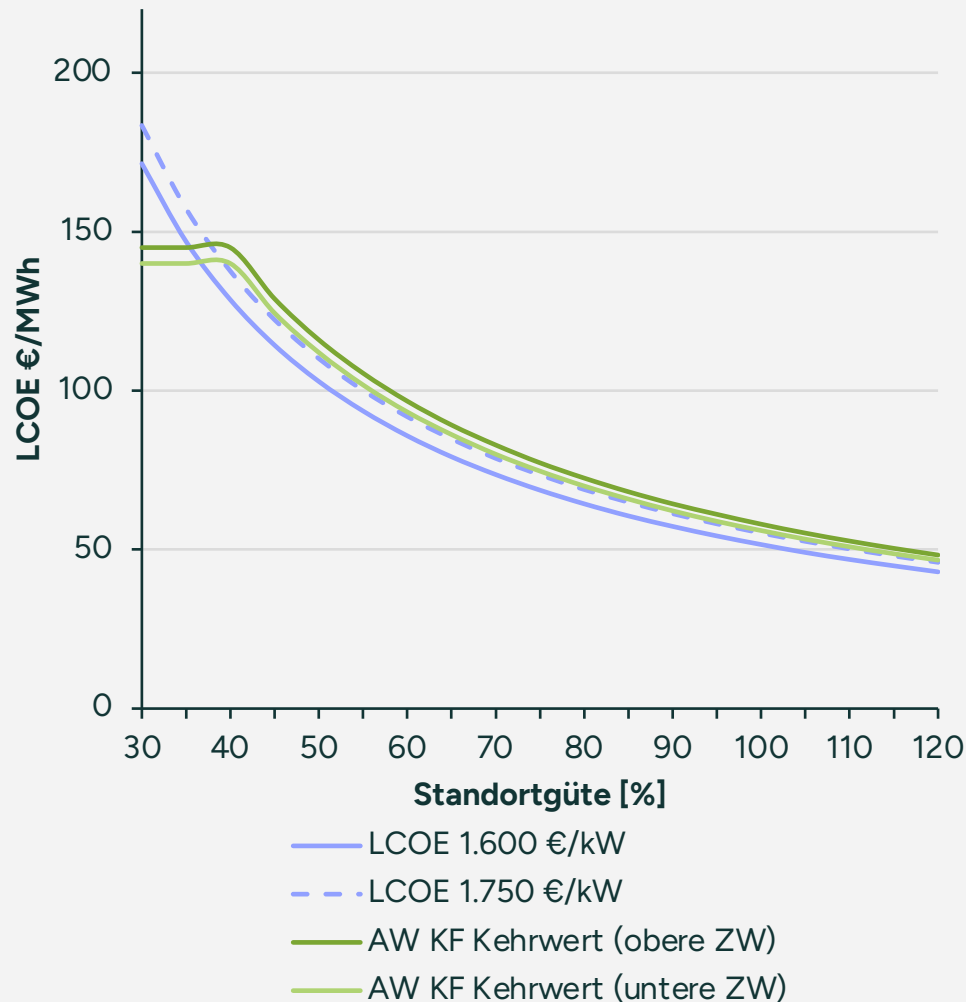
Geplant mit Vestas V172 auf 175m Nabenhöhe und Verschattungsparametern von 4/2.5

**inklusive angewandter Korrekturfaktor Südregion EEG 2023 <50 % Standortgüte = 1,55



2. Die Ursache: Der Korrekturfaktor

Korrekturfaktor Gesetz vs. Korrekturfaktor Kehrwert (1/Gütefaktor)



Bildet man den **Korrekturfaktor nach dem Kehrwert der Standortgüte (1/Gütefaktor)** entstehen abhängig vom angenommenen Zuschlagswert die grünen Kurven in der Grafik.

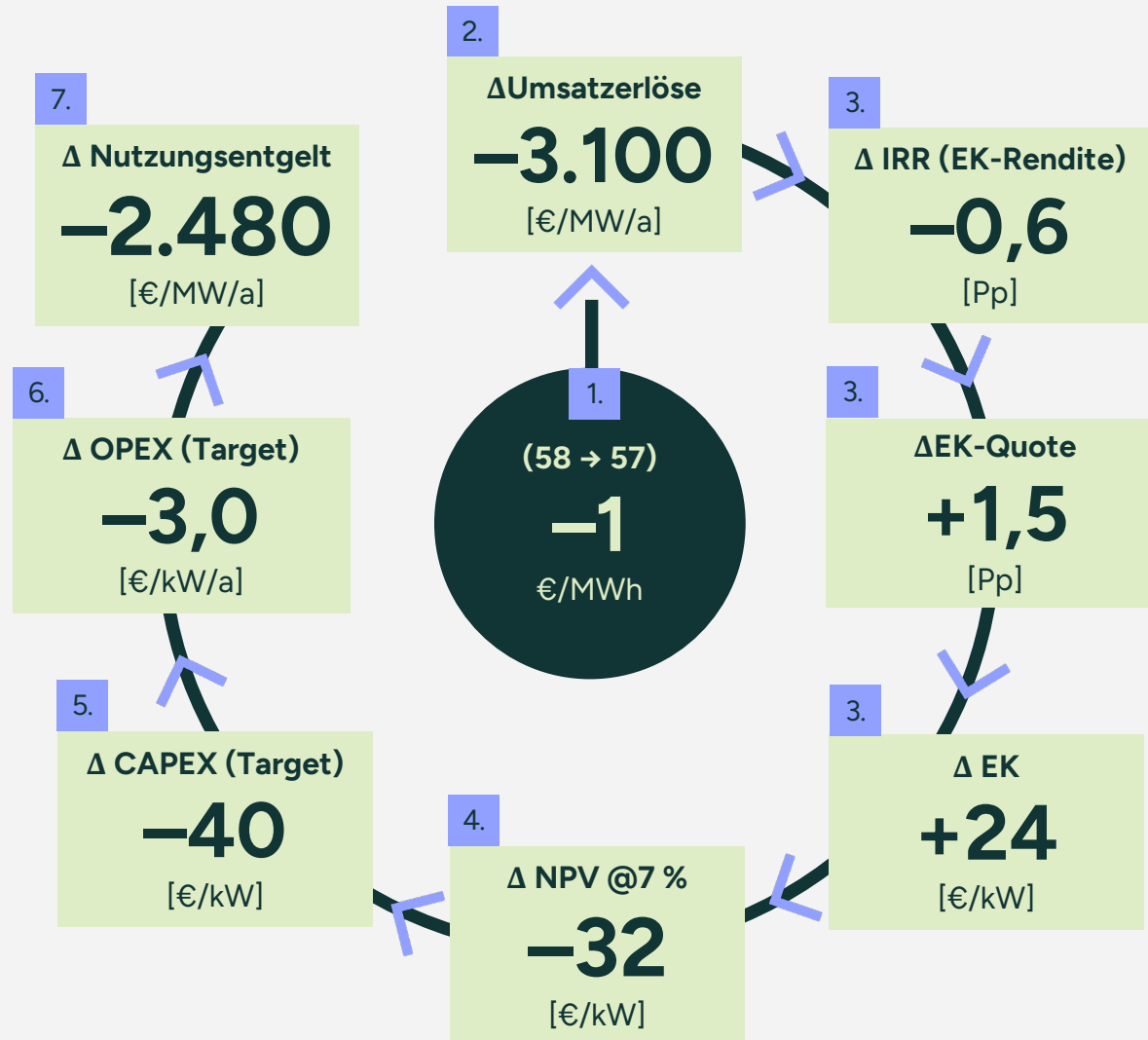
- Angenommene **Zuschlagswerte** :
 - 56 €/MWh (hellgrüne Kurve),
 - 58 €/MWh (dunkelgrüne Kurve)
- Der **untere Grenzwert** der Standortgüte wurde auf **40 %** abgesenkt, so dass die Erschließung ausgewiesener Vorrangflächen in der Südregion wirtschaftlich möglich wird.

Der neue Korrekturfaktor (Kehrwert) bildet **99,6 % Fixkosten mathematisch korrekt ab** und deckt die **Stromgestehungskosten** auch **unter 66%** Standortgüte

- Eine Kostendeckung ab ≥ 40 % Standortgüte würde mit angepassten Korrekturfaktor robust gegen CAPEX-Variationen laufen
- Zusätzlich findet keine Überkompensation bei Standortgüte > 100 % statt

2. Analytik und Ergebnisse

Was kostet 1 €/MWh weniger Zuschlag?



1. Die Grafik zeigt **indikativ**, welche **Wirkung 1 €/MWh niedrigerer Zuschlagswert** in einer EEG-Ausschreibung auf ein Projekt hat. Sie dient als grobe Orientierung.
 2. **Erlösrückgang**: Ein niedrigerer Zuschlagswert reduziert die jährlichen Umsatzerlöse pro MW
Rendite- & Kapitalwirkung: Der Erlösrückgang wirkt sich unmittelbar auf die Projektökonomie aus:
 3. Die EK-Rendite sinkt,
3. der EK-Bedarf steigt,
 4. In Summe sinkt der Kapitalwert (NPV) des Projekts erheblich.
- Target Costing als Kompensation:** Der Erlösrückgang lässt sich durch Reduktionen bei 5. CAPEX und 6. OPEX über die Kostenseite auffangen.
7. Der Wert des Standorts sinkt und dadurch sinkt auch der Wert des Nutzungsentgeltes, das ausgeschüttet werden kann.

Standortgüte 75 % | Korrekturfaktor: 1,225 | Vbh 2.507 h/a | FtE-Modell | CAPEX 1.600 €/kW | DSCR 1,2 | FK 4,25 % | GewSt 14 %

Caelis Fair Value Konzept und der Wettbewerb um Standorte

Folgen der Entwicklung des Ausschreibungswettbewerbs um EEG-Entgelte

Das Konzept „atmender Nutzungsentgelte“

- Diese Präsentation stellt die Grundprinzipien des Caeli Fair Value und das Konzept der „atmenden Nutzungsentgelte“ dar. In der Anlage ist eine Konkretisierung in Form eines Termsheets beigefügt.
- Die Präsentation adressiert sich an Projektentwickler und Flächeneigentümer und lädt zum Dialog ein.

3. Caeli Fair Value mit atmenden Nutzungsentgelten

Caelis Fair Value Konzept und der Wettbewerb um Standorte

Caelis Grundüberzeugung ist: Der **innere Wert** eines **Windenergiestandortes** ist **fair** zwischen dem **Projektentwickler** und dem **Flächeneigentümer** zu teilen. Wie der Wert geteilt wird, soll im Wettbewerb um den Standort entschieden werden.

Bedingung ist, dass ein **Windenergieprojekt** hinreichend wirtschaftlich ist, damit es **kapitalmarktfähig** wird, das heißt: Eigen- und Fremdkapital marktgerecht bereit gestellt werden können. Nicht finanzierbare Projekte können nicht realisiert werden.

Der **Caeli Fair Value** eines Projekts gibt Flächeneigentümern und Projektentwicklern eine **Indikation** für den **inneren Wert des Projekts**. Das Investorenrationale des Projektentwicklers ist, dass der **Einnahmeüberschuss nach Deckung der operativen und der Kapitalkosten** das **tragfähige Nutzungsentgelt** für den Standort **darstellt**. Die Tragfähigkeit steigt, wenn die tatsächlichen Erlöse höher sind als die ursprünglich prognostizierten Erlöse.

Aus der Grundüberzeugung und dem Caeli Fair Value Konzept leitet sich das **feste Basisentgelt** und der **Umsatzbonus** bei realisierten Mehrerlösen ab.

Im Wettbewerb ist es dem **Projektentwickler überlassen, wie er die Entgelte bemisst**, d.h. welche kalkulatorischen Annahmen er selbst trifft, wenn er sein Angebot legt.

Folgen der Entwicklung des Ausschreibungs- wettbewerbs um EEG-Entgelte

Der **Genehmigungsstau** (BlmSchG) für Onshore-Windprojekte hat in den letzten Jahren regelmäßig zu **Unterzeichnungen** der durch die **Bundesnetzagentur** **ausgeschriebenen EEG-Mengen** geführt. Folge waren regelmäßig Zuschläge für EEG-Vergütungen nahe dem zulässigen Höchstwert.

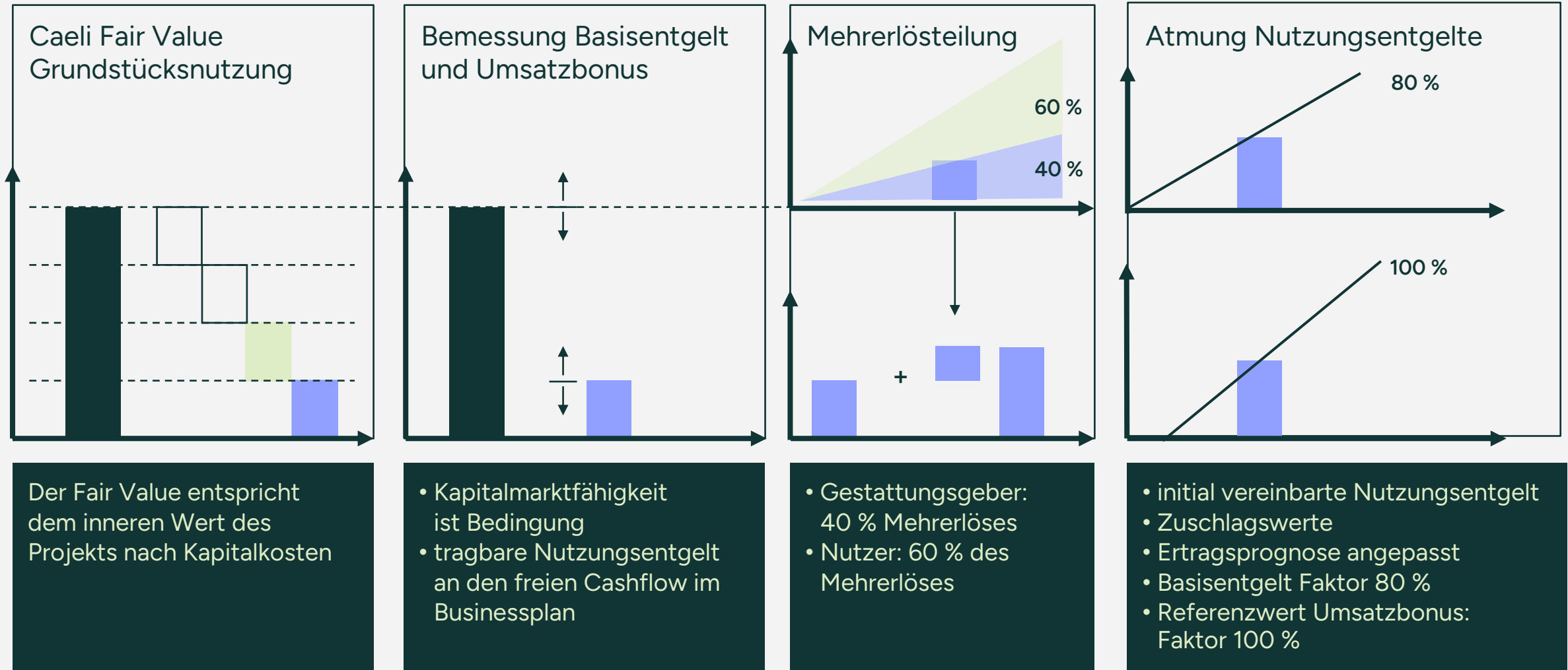
Seit Sommer 2024 wächst das Volumen genehmigter Projekte, es **baut sich ein Überzeichnungsvolumen auf**. Dies führt **zu erheblichem Wettbewerb** in den Ausschreibungen und zu **stark gesunkenen Zuschlagswerten**. Es ist **offen**, wie sich **Nachfrage** (politische Ziele, Regelungen in der kommenden EEG-Novelle) und weiteres **Angebot** (Abbau des Genehmigungsstaus) **zukünftig entwickeln** werden. Solange es Überzeichnungen gibt wird intensiver Wettbewerb anhalten.

Das Konzept „atmender Nutzungs- entgelte“

Die stark **gesunkenen EEG-Entgelte** wirken sich **unmittelbar** auf die Wirtschaftlichkeit und damit die **Kapitalmarktfähigkeit** der Finanzierung der Projekte aus. Eine Reihe von **Projektentwicklern** kommt auf Eigentümer zu und **fordern eine Anpassung der Nutzungsentgelte** an die veränderten Marktbedingungen.

Um solche **ungeregelten Vertragsanpassungen** zu vermeiden, wird Caeli zukünftig **das Konzept "atmender Nutzungsentgelte"** als Ausschreibungsstandard einführen. Dabei soll durch eine **eindeutige Formel** das **initial im Vertrag vereinbarte Nutzungsentgelt** entsprechend des **tatsächlichen Zuschlagswertes** und der auf Windmessungen basierenden **Ertragsprognosen** (TR 6 Gutachten) **einmalig angepasst werden**.

3. Caeli-Konzept Nutzungsentgelte: vom Fair Value der Grundstücksnutzung zum atmenden Nutzungsentgelt



3. Anlage: Grundmodell "Atmende Nutzungsentgelte" Entwurf 13.04.2026



Windpark		
1. Leistung	MW	18,6
2. Stromertrag ^{Vertrag} je Megawatt Anlagenleistung (($\S$... GestV))	h/a	2.077
3. Zuschlagswert ^{Vertrag} (§ 32 EEG)	Euro/MWh	62,5
4. Korrekturfaktor ^{Vertrag} Standortgüte (§ 36 h EEG)	Faktor	1,40
5. Anlagentyp		V162 119 m 6 MW
6. Referenzwert Umsatzerlöse ^{Vertrag}	Euro/MW	143.313
7. Mindestwert für Basisentgelt	Euro/MW	-
8. Basisentgelt ^{Vertrag} (§7 GestV)	Euro/MW	22.000

Prozentuale Erlösänderung bei +/- Zuschlagswert & Volllaststunden

Erlös in €/MW bei 0 +/- Zuschlagswerte & Volllaststunden			181.481																			
			7. Mindestwert für Basisentgelt																Euro/MW		-	
			8. BasisentgeltVertrag (§7 GestVI)																Euro/MW		22.000	
Änderung Zuschlagswert			Euro/MWh		-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	
Angepasster Zuschlagswert			Euro/MWh		54,5	55,5	56,5	57,5	58,5	59,5	60,5	61,5	62,5	63,5	64,5	65,5	66,5	67,5	68,5	69,5	70,5	
Änderung Volllaststunden	Angepasster Korrekturfaktor	Angepasste Volllaststunden																				
-400	1,42	1.677	-28,5%	-27,2%	-25,9%	-24,6%	-23,2%	-21,9%	-20,6%	-19,3%	-18,0%	-16,7%	-15,4%	-14,1%	-12,7%	-11,4%	-10,1%	-8,8%	-7,5%			
-350	1,42	1.727	-26,4%	-25,0%	-23,7%	-22,3%	-20,9%	-19,6%	-18,2%	-16,9%	-15,5%	-14,2%	-12,8%	-11,5%	-10,1%	-8,8%	-7,4%	-6,1%	-4,7%			
-300	1,42	1.777	-24,2%	-22,8%	-21,4%	-20,1%	-18,7%	-17,3%	-15,9%	-14,5%	-13,1%	-11,7%	-10,3%	-8,9%	-7,5%	-6,1%	-4,8%	-3,4%	-2,0%			
-250	1,42	1.827	-22,1%	-20,7%	-19,2%	-17,8%	-16,4%	-14,9%	-13,5%	-12,1%	-10,7%	-9,2%	-7,8%	-6,4%	-4,9%	-3,5%	-2,1%	-0,6%	0,8%			
-200	1,42	1.877	-20,0%	-18,5%	-17,0%	-15,6%	-14,1%	-12,6%	-11,1%	-9,7%	-8,2%	-6,7%	-5,3%	-3,8%	-2,3%	-0,9%	0,6%	2,1%	3,5%			
-150	1,42	1.927	-17,8%	-16,3%	-14,8%	-13,3%	-11,8%	-10,3%	-8,8%	-7,3%	-5,8%	-4,3%	-2,7%	-1,2%	0,3%	1,8%	3,3%	4,8%	6,3%			
-100	1,42	1.977	-15,7%	-14,1%	-12,6%	-11,1%	-9,5%	-8,0%	-6,4%	-4,9%	-3,3%	-1,8%	-0,2%	1,3%	2,9%	4,4%	6,0%	7,5%	9,1%			
-50	1,42	2.027	-13,7%	-12,1%	-10,6%	-9,0%	-7,4%	-5,8%	-4,2%	-2,6%	-1,1%	0,5%	2,1%	3,7%	5,3%	6,9%	8,4%	10,0%	11,6%			
0	1,40	2.077	-12,8%	-11,2%	-9,6%	-8,0%	-6,4%	-4,8%	-3,2%	-1,6%	-	1,6%	3,2%	4,8%	6,4%	8,0%	9,6%	11,2%	12,8%			
50	1,38	2.127	-11,9%	-10,3%	-8,7%	-7,1%	-5,5%	-3,9%	-2,2%	-0,6%	1,0%	2,6%	4,2%	5,8%	7,5%	9,1%	10,7%	12,3%	13,9%			
100	1,36	2.177	-11,1%	-9,5%	-7,9%	-6,2%	-4,6%	-3,0%	-1,3%	0,3%	1,9%	3,6%	5,2%	6,8%	8,4%	10,1%	11,7%	13,3%	15,0%			
150	1,34	2.227	-10,4%	-8,7%	-7,1%	-5,4%	-3,8%	-2,2%	-0,5%	1,1%	2,8%	4,4%	6,1%	7,7%	9,4%	11,0%	12,6%	14,3%	15,9%			
200	1,32	2.277	-9,7%	-8,0%	-6,4%	-4,7%	-3,1%	-1,4%	0,3%	1,9%	3,6%	5,2%	6,9%	8,5%	10,2%	11,9%	13,5%	15,2%	16,8%			
250	1,30	2.327	-9,0%	-7,4%	-5,7%	-4,0%	-2,4%	-0,7%	1,0%	2,6%	4,3%	6,0%	7,6%	9,3%	11,0%	12,6%	14,3%	16,0%	17,7%			
300	1,28	2.377	-8,5%	-6,8%	-5,1%	-3,4%	-1,8%	-0,1%	1,6%	3,3%	5,0%	6,6%	8,3%	10,0%	11,7%	13,4%	15,0%	16,7%	18,4%			
350	1,26	2.427	-8,0%	-6,3%	-4,6%	-2,9%	-1,2%	0,5%	2,2%	3,9%	5,6%	7,2%	8,9%	10,6%	12,3%	14,0%	15,7%	17,4%	19,1%			
400	1,24	2.477	-7,5%	-5,8%	-4,1%	-2,4%	-0,7%	1,0%	2,7%	4,4%	6,1%	7,8%	9,5%	11,2%	12,9%	14,6%	16,3%	18,0%	19,7%			

% Pachtänderung bei +/- Zuschlagswert & Volllaststunden in €/MW
Absolute Pachtänderung +/- Zuschlagswert & Volllaststunden in €/MW

Mindestbeträge: Zum Abschluss des Gestattungsvertrag werden Mindestbeträge (in EUR/MW) vereinbart. Sollte die Nutzungsentgeltanpassung zur Unterschreitung der Mindestbeträge führen, gelten die Mindestbeträge als vereinbart.

Gegenstand	Regelung
Zweck	• Die wirtschaftliche Grundlage für den Betrieb des Windparks ist die Höhe der zukünftigen Erlöse aus dem Stromverkauf. Diese ist wesentlich durch die Höhe des spezifischen Stromerlöses für den erzeugten Strom nach dem EEG bestimmt. • Die Höhe der spezifischen Erlöse (Zahlungsanspruch auf die Marktprämie nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 und § 20 EEG) entspricht dem anzulegenden Wert nach § 36h EEG. Der anzulegende Wert ist von der Standortgüte der Windenergieanlagen abhängig und wird auf Basis des Zuschlagswertes nach § 32 EEG bestimmt. Zum Zeitpunkt des Abschlusses des Gestattungsvertrages ist die tatsächliche Höhe des Zuschlagswertes nicht bekannt. • Zum Zeitpunkt des Abschlusses des Gestattungsvertrages, liegen die zwei für die Finanzierung erforderlichen Windgutachten gemäß TR 6 der FGW e.V. noch nicht vor, so dass die zu erwartenden Stromerträge noch nicht verlässlich bestimmt sind. • Grundlage des vereinbarten Nutzungsentgeltes nach § 7 im Gestattungsvertrag ist ein angenommener Zuschlagswert in Höhe von x Cent, der vom Nutzer anzugeben ist sowie anzunehmender Stromertrag je Megawatt Anlagenleistung in Höhe von x h/a auf Basis von vorläufigen Windertragsgutachten • Zweck dieser Anpassungsregelung ist es, das Nutzungsentgelt entsprechend der tatsächlich erteilten Zuschlagswerte und der prognostizierten Winderträge (Mittelwert der P50-Nettoerträge über den Gesamtpark aus den 2 TR 6-Gutachten, die gemäß Standard für die Projektfinanzierung erstellt wurden) anhand der Bausteine des Nutzungsentgeltes, dem Basisentgelt (§ 7.1.1) und dem Umsatzbonus mit seinem Referenzwert (§ 7.1.2 und Anlage 7.1.2), anzupassen.

Gegenstand	Regelung
Stromerlösparameter als Vertragsgrundlage und Minderungsfaktor	Das vereinbarte Nutzungsentgelt basiert auf folgenden, den spezifischen Stromerlös je Megawatt Anlagenleistung abschätzenden Parametern: • Basisentgelt_{Vertrag} (§ 7.1.1 GestV) [...] Euro/MW • Referenzwert Umsatzbonus_{Vertrag} (§ 7.1.2 i. V. m. Anlage 7.1.2 GestV) [...] Euro/MW • Zuschlagswert_{Vertrag} (§ 32 EEG) in Höhe von [...] ct/kWh • Korrekturfaktor_{Vertrag} Standortgüte (§ 36 h EEG) [...] • Stromertrag_{Vertrag} je Megawatt Anlagenleistung [...] h/a • Minderungsfaktor – Aufnahme eines Minderungsfaktors mit dem Ziel die Folgen der Wertminderung des Windparks durch geringere Erlöse zwischen den Vertragsparteien zu verteilen, dies im Verhältnis 80 % zu Lasten des Eigentümers und 20 % zu Lasten des Nutzers
Anpassungsformel Basisentgelt	• $\text{Basisentgelt}_{\text{Vertrag}} - (\text{Zuschlagswert}_{\text{Vertrag}} * \text{Korrekturfaktor}_{\text{Vertrag}} * \text{Stromertrag}_{\text{Vertrag}} - \text{Zuschlagswert}_{\text{Ist}} * \text{Korrekturfaktor}_{\text{Ist}} * \text{Stromertrag}_{\text{Ist}}) * \text{Minderungsfaktor} [0,8] = \text{Basisentgelt}_{\text{Ist}}$

Gegenstand	Regelung
Anpassungsformel Referenzwert Umsatzbonus	Referenzwert Umsatzerlöse_{Vertrag} – (Zuschlagswert_{Ist} * Korrekturfaktor_{Ist} * Stromertrag_{Ist}) = Referenzwert Umsatzerlöse_{Ist} (Sofern ein Clawback-Mechanismus eingeführt wird, ist dieser beim Referenzwert Umsatzerlöse_{Ist} umsatzmindernd zu berücksichtigen)
Verfahren	Mitteilung Stromvermarktung Der Nutzer informiert den Eigentümer, ob er an einer EEG Ausschreibung (§ 29 EEG) teilnimmt oder ob er auf Basis einer anderen Vermarktungsform den Strom veräußern will. Mitteilung Stromertrag Der Nutzer informiert den Eigentümer über das Vorliegen von 2 Windgutachten gem. TR 6 und es wird der Mittelwert verwendet. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die 2 TR 6 Gutachten für die Anpassungsregelung relevant sind, die auch der Bank für die Projektfinanzierung vorgelegt werden. Innerhalb von 6 Wochen nach Vorliegen sowohl des Zuschlagsschreibens der BNetzA als auch der finalen 2 TR 6-Gutachten wird der Nutzer dem Eigentümer - durch Vorlage des Zuschlagsschreibens der BNetzA den Eigentümer über die Höhe des erteilten Zuschlages informieren. - die in den 2 TR6-Gutachten ermittelten Stromerträge an den Eigentümer zu übersenden. - Die Vertragsparteien werden einen Nachtrag zum Gestattungsvertrag abschließen, der das Basisentgelt und den Umsatzbonus aufgrund des konkreten EEG-Zuschlagwertes und der prognostizierten Volllaststunden (Stromerträge aus den 2 TR 6-Gutachten) regelt. Mindestbeträge Als Mindestbeträge gelten: - für das Basisentgelt [...] Euro/MW - für den Referenzumsatz Umsatzbonus [...] Euro/MW Sollte die Nutzungsentgeltanpassung zur Unterschreitung der Mindestbeträge führen, gelten die Mindestbeträge als vereinbart.

Gegenstand	Regelung
Alternative Stromvermarktung	Sollte der im Windpark erzeugte Strom ohne eine Vergütung nach den Regelungen des EEG oder ohne gültiges TR6-Gutachten über andere vertragliche Regelungen des Betreibers ganz oder teilweise vermarktet werden, zum Beispiel über langfristige Stromlieferverträge (Power Purchase Agreement – PPA), werden die Parteien den hier vereinbarten Anpassungsmechanismus äquivalent gestaltet anpassen und anwenden.
Änderung rechtlicher Rahmen	Ändert sich der gesetzliche Rahmen insoweit, dass dieser Anpassungsmechanismus nicht mehr durchführbar ist, werden die Parteien diesen entsprechend seines ursprünglichen Zwecks anpassen. Dabei ist das ursprüngliche Vertragsgleichgewicht zu erhalten und keine Partei darf relativ zur anderen Partei wirtschaftlich bessergestellt werden.

4. Live-Vorstellung Auction: Anwendung der atmenden Nutzungsentgelte



Komfortabler Workflow im Angebots-Wizard
alle relevanten Werte zentral im Angebots-Wizard erfassbar

Echtzeit-Vorschau
jede Änderung wird sofort visuell sichtbar,
ohne manuelles Nachrechnen

Flexible Staffellung
Entgelte können in Jahresintervallen individuell
konfiguriert werden



Ben Schlemmermeier

Geschäftsführer

+49 172 30 73 126

ben.schlemmermeier@caeli-wind.de



Marten von Horsten

Leiter Beratung

+49 173 341 90 41

marten.vonhorsten@caeli-wind.de