

EEG-Zuschlagswerte #Wirklichkrass

Was die Mai-Ausschreibung für
den Windenergiemarkt bedeutet

Vertraulichkeit und Nutzung

Sämtliche in diesem Dokument zusammengestellten Informationen, Prognosen und Berechnungen sind streng vertraulich zu behandeln. Die Nutzung ist nur zum Zweck der Grundstücksvermittlung über Caeli Wind gestattet. Eine Weitergabe jeglicher Inhalte an Dritte ist nicht gestattet.

Haftungsausschluss

Die Inhalte wurden mit der größtmöglichen Sorgfalt von Caeli Wind GmbH erstellt. Die inhaltliche Richtigkeit kann insbesondere bei vorwärtsblickenden Themen nicht gewährleistet werden. Caeli Wind GmbH empfiehlt daher der Empfänger:in dieser Unterlage, sich über diese Themen eine eigene Meinung zu bilden, die auf unabhängigen Quellen beruht. Caeli Wind GmbH lehnt jede Haftung in diesem Zusammenhang ab.

Aus dieser Unterlage kann kein verbindliches Angebot von Caeli Wind GmbH abgeleitet werden (weder gegenüber privaten Wirtschaftssubjekten noch gegenüber öffentlichen Körperschaften).

Die **EEG-Ausschreibung für Windenergie an Land** mit Gebotstermin

1. Mai 2026 zeigt eine **deutlich veränderte Wettbewerbssituation**.

Ein **wachsendes Volumen** genehmigter Projekte trifft auf **sinkende Zuschlagswerte**, eine auffällige Spannweite der bezuschlagten Gebotswerte und eine weiterhin **ungleiche regionale Verteilung** der Zuschläge.

Diese Präsentation ordnet die Ergebnisse der Mai-Ausschreibung ein und zeigt, was daraus für Markt, Projektbewertung und Standortökonomie folgt.

Im Fokus stehen die Entwicklung von **Angebotsmengen und Zuschlagswerten**, die **regionale Verteilung** der Zuschläge, die Wirkung niedrigerer Zuschlagswerte auf Projektwert und Nutzungsentgelte sowie die Bedeutung von **Standortgüte, Korrekturfaktor** und möglicher **Marktintegration**.

Gliederung

1. Wie haben sich die Angebotsmengen und Zuschlagswerte entwickelt?
2. Zuschläge in den Segmenten: Deutschland, Regionen, Projektentwickler
3. Analytik
Zuschlagswerte versus Windaufkommen, Gütefaktor, Korrekturfaktor, CAPEX und Projektwerte, Barwert des EBITDA vs. CAPEX
4. Werttreiber vs. Zuschlagswert
5. Fazit zur Entwicklung der Zuschlagswerte
6. Caeli Wind-Portfolioverkäufe
7. Erforderlicher Maßnahmen - Novelle EEG 2027

Wie haben sich die
Angebotsmengen und
Zuschlagswerte entwickelt?

1. Wie haben sich die Angebotsmengen und Zuschlagswerte entwickelt?

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

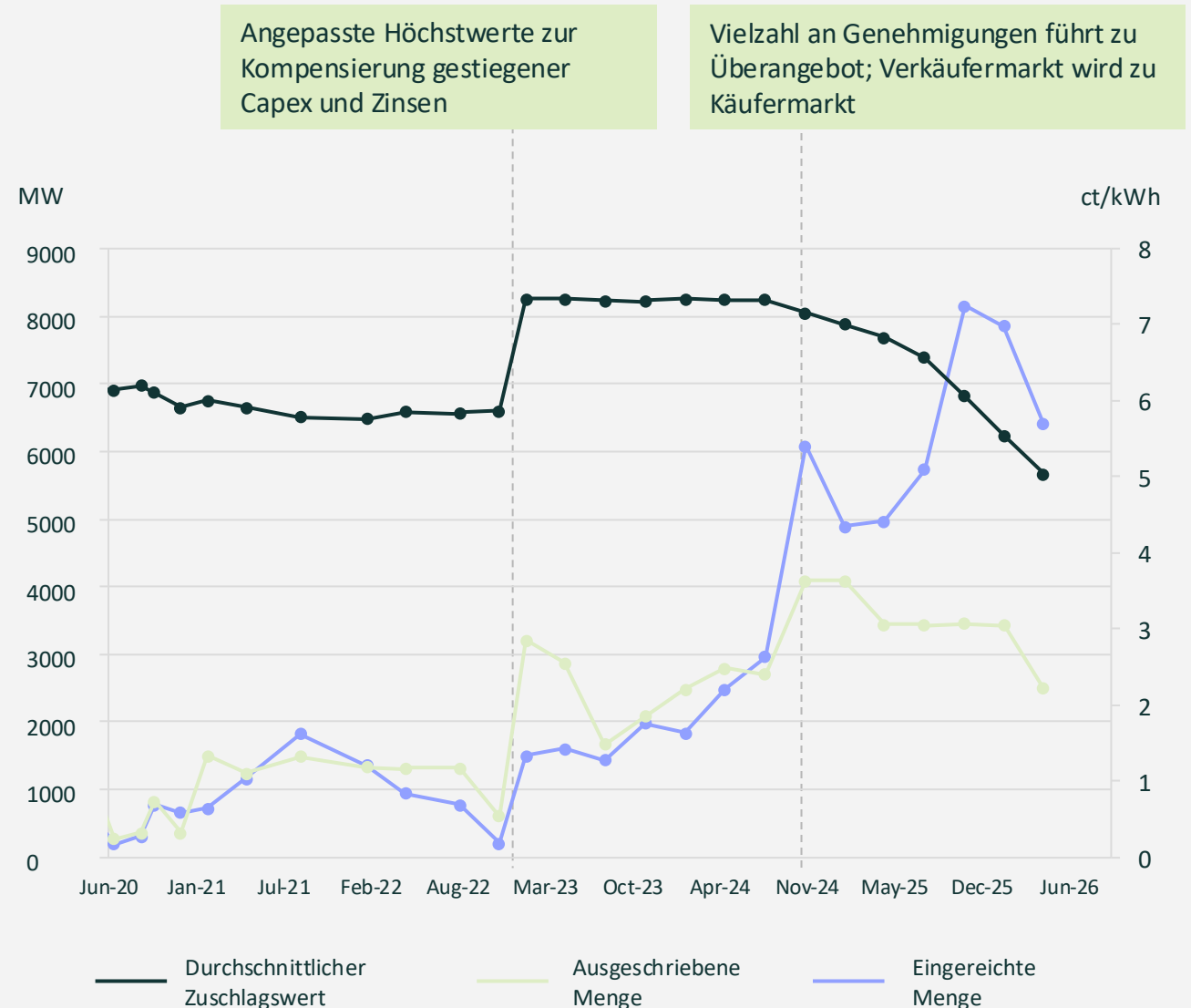
Seit Sommer 2024 wächst das Volumen genehmigter Windprojekte deutlich an, wodurch sich ein **Überzeichnungsvolumen aufbaut**.

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

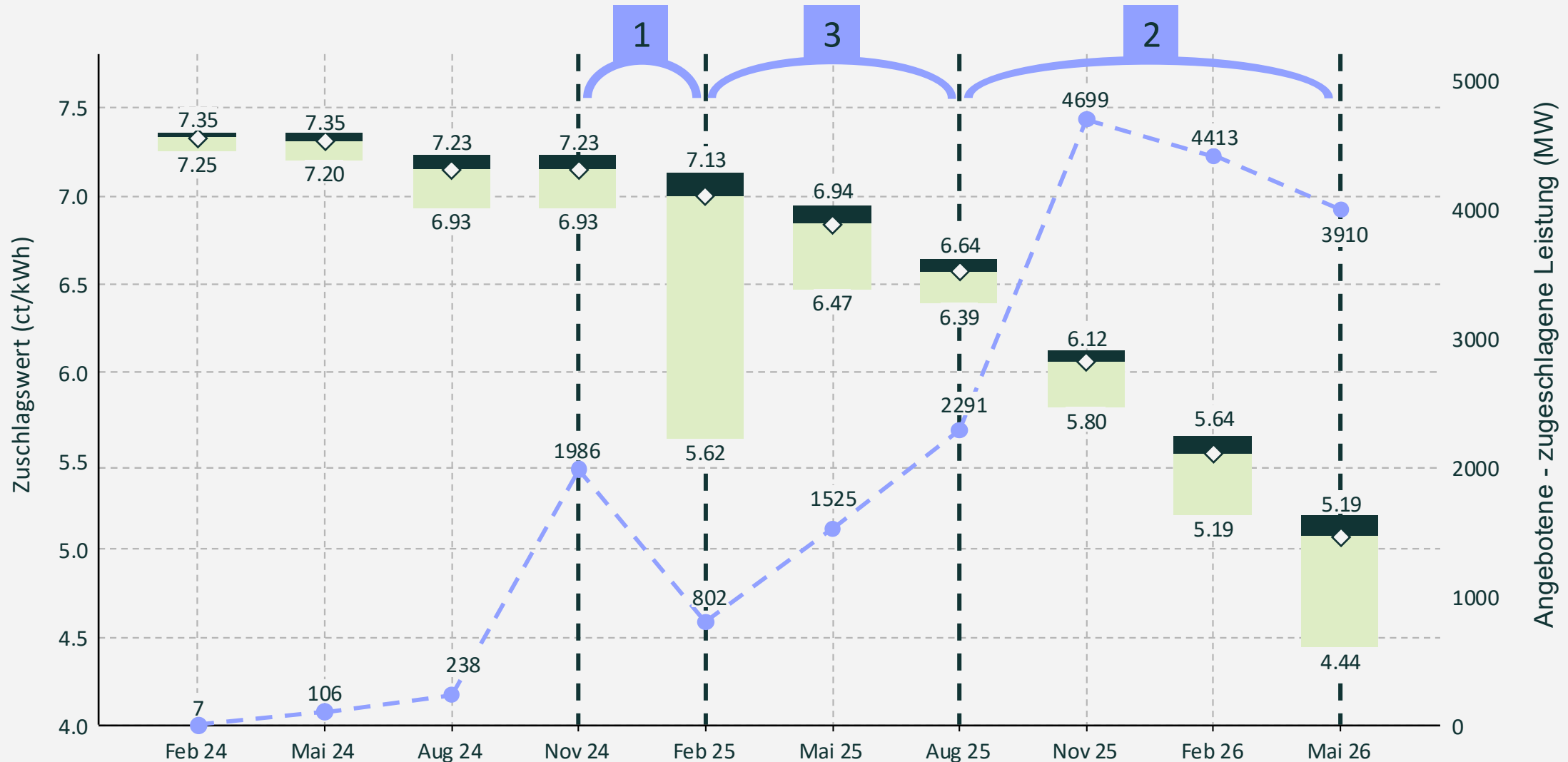
- Anfang 2024 noch Zuschläge von 7,34 €/MWh
- durchschnittliche Wert Mai 2026 5,06 €/MWh

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.

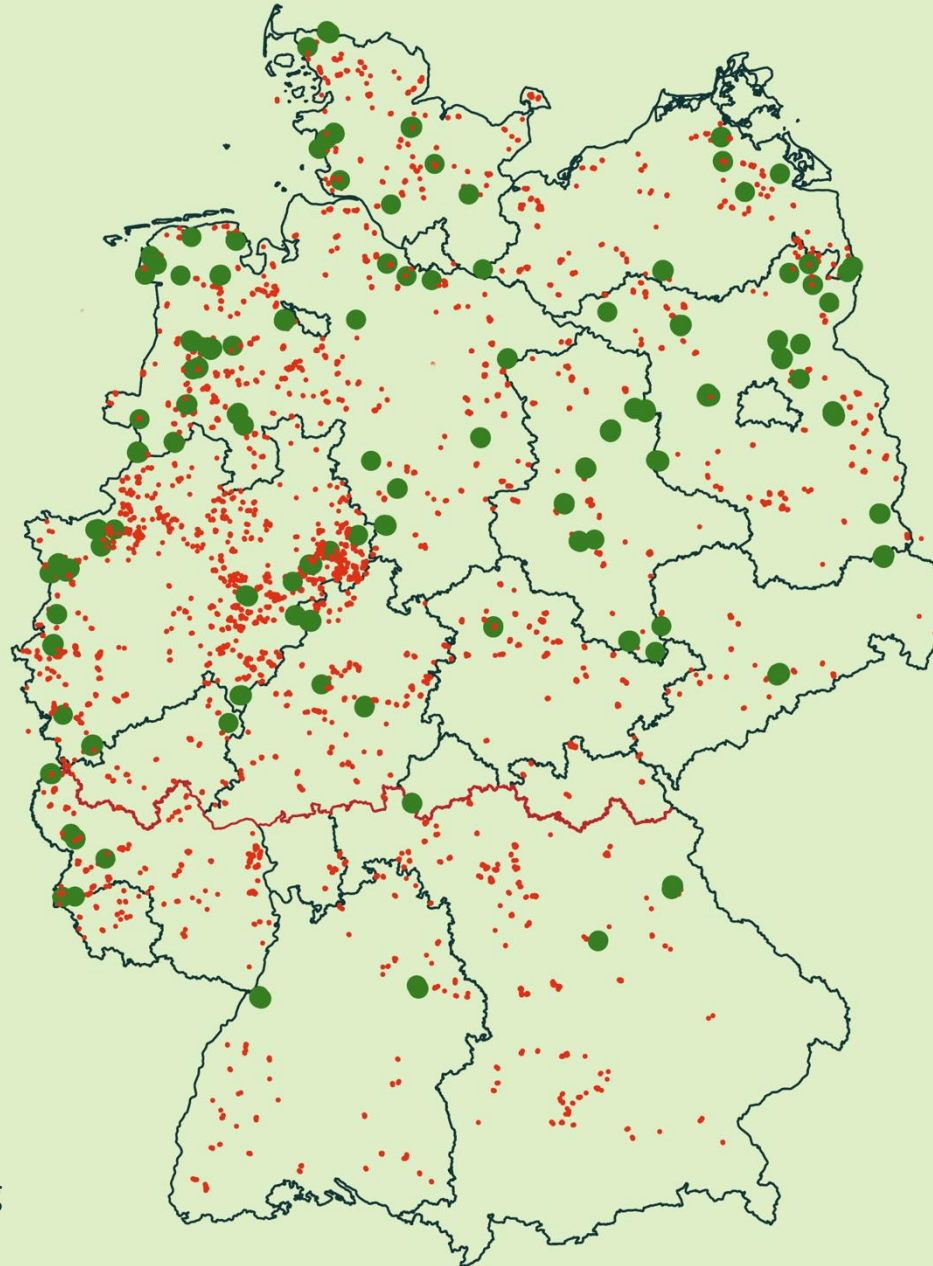


1. Wie haben sich die Angebotsmengen und Zuschlagswerte entwickelt? Spread der Zuschlagswerte (Min->Mittel->Max) und Überzeichnung je Gebotstermin Wind an Land, BNetzA, 02/2024 - 05/2026



Zuschläge in den Segmenten:
Deutschland, Regionen,
Projektentwickler

2. Zuschläge in den Segmenten: Deutschland, Regionen, Projektentwickler



-  Zuschlag in der Mai EEG-Ausschreibung erhalten
-  Anlagen mit BImSchG-Genehmigung, ohne EEG-Zuschlag

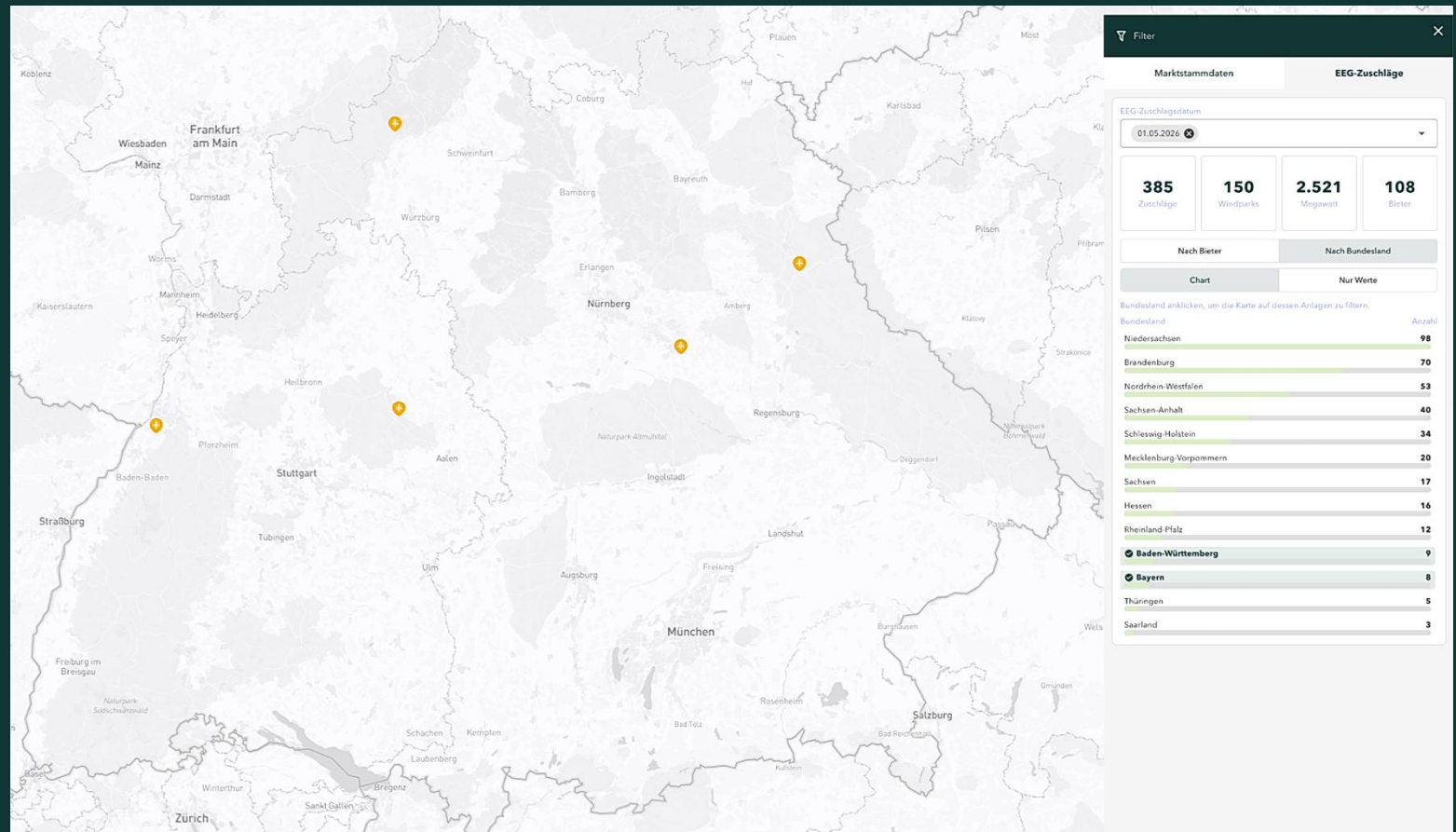
2. Zuschläge in den Segmenten: Deutschland, Regionen, Projektentwickler Zuschläge in Bayern und Baden-Württemberg

In **Bayern** und **Baden-Württemberg** erhielten **fünf Parks** mit insgesamt **17 Anlagen** mit **115 MW** einen **EEG-Zuschlag** in der **Mai Ausschreibung**.

Insgesamt sind in dieser EEG-Ausschreibung **44 Gebote** mit einer Gebotsmenge von **752 MW** aus Bayern und Baden-Württemberg eingegangen.

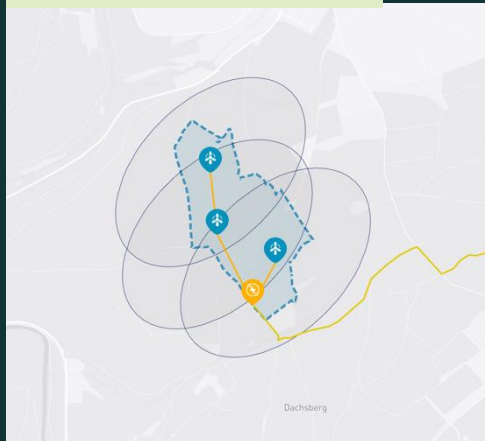
Es verbleiben **481 WEAs** mit einer **BImSchG-Genehmigung** seit 01.01.2024 und einer geplanten Leistung von **3.151 MW** ohne **EEG-Zuschlag** in den beiden Bundesländern.

Damit **hinkt** der **Ausbau** in der **Südregion** weiterhin gegenüber der Nordregion **hinterher**.



2. Zuschläge in den Segmenten: Deutschland, Regionen, Projektentwickler Sechs Beispielcases

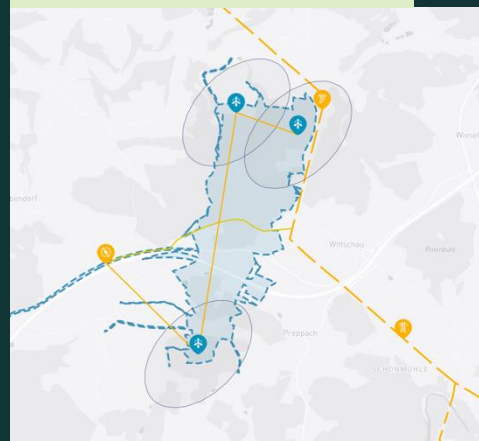
Bayern - Wartmannsroth



Bierrational nicht erkennbar:

- niedrige Standortgüte
- langer Netzanschluss
- Kleiner Windpark ohne Skalenvorteile

Bayern - Wernberg-Köblitz



Bierrational erkennbar:

- niedrige Standortgüte
- 110 kV Infrastruktur direkt anliegend
- Repowering on site
- Bieter mit besonderen Fähigkeiten des Kostenmanagements

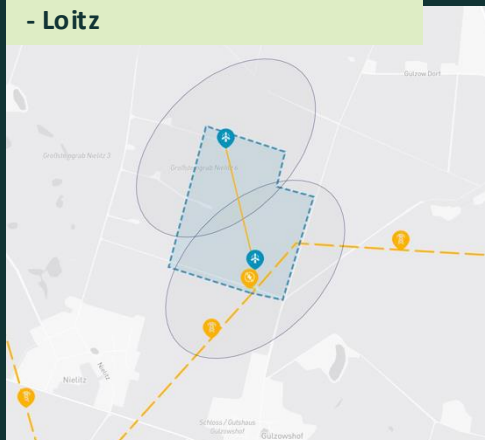
Baden-Württemberg – Durmersheim



Bierrational nicht erkennbar:

- niedrige Standortgüte
- enges Parklayout
- 110 kV Infrastruktur direkt anliegend
- Weitere Standortvorteile nicht erkennbar

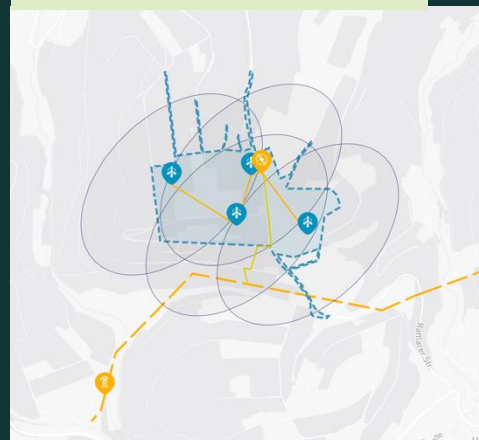
Mecklenburg-Vorpommern - Loitz



Bierrational top Standort:

- Hohe Standortgüte
- 110 kV Infrastruktur direkt anliegend
- Repowering near/onsite

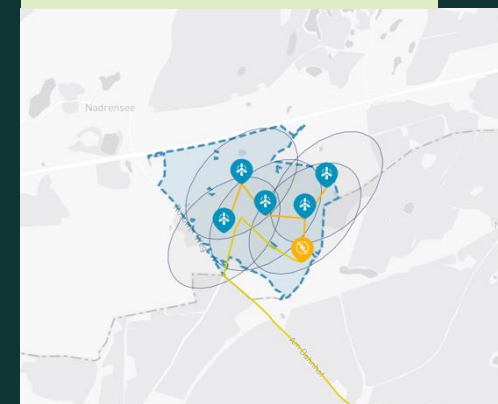
Hessen - Willingen (Upland)



Bierrational guter Standort:

- hohe Standortgüte
- 110 kV Infrastruktur direkt anliegend

Mecklenburg-Vorpommern Nadrensee



Bierrational guter Standort:

- hohe Standortgüte
- 110 kV Infrastruktur weit entfernt
- Repowering onsite

Analytik

Zuschlagswerte versus
Windaufkommen, Gütefaktor,
Korrekturfaktor, CAPEX und
Projektwerte

3. Analytik

Windaufkommen, Gütefaktor, Korrekturfaktor

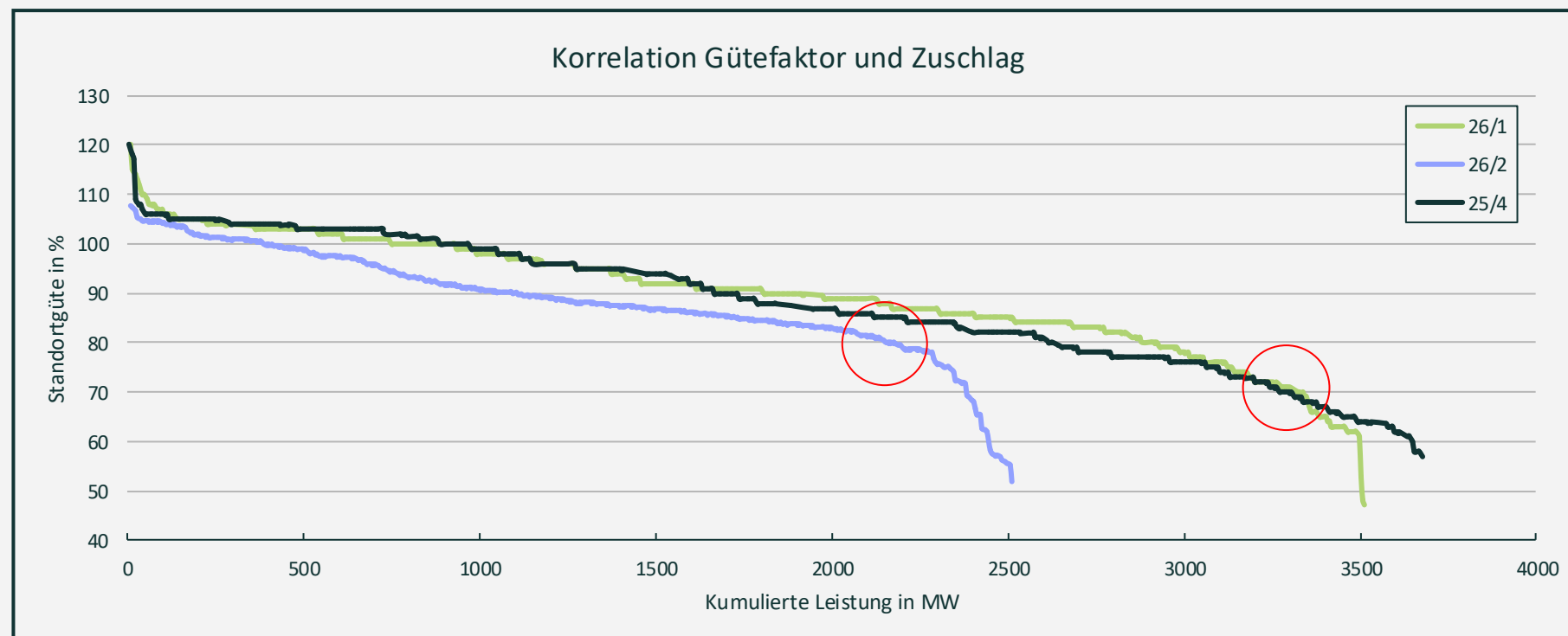
Die **Standortgüte** entscheidet zunehmend über die **Zuschlagschancen** bei steigender Gebotsmenge

Unter 80% Standortgüte sinkt die Zuschlagswahrscheinlichkeit bei rationalem Gebotspricing deutlich

Kapitalmarktfähigkeit kann aus fundamentalen Windparkparametern bei Standortgüte < 80 % **nicht abgeleitet werden**

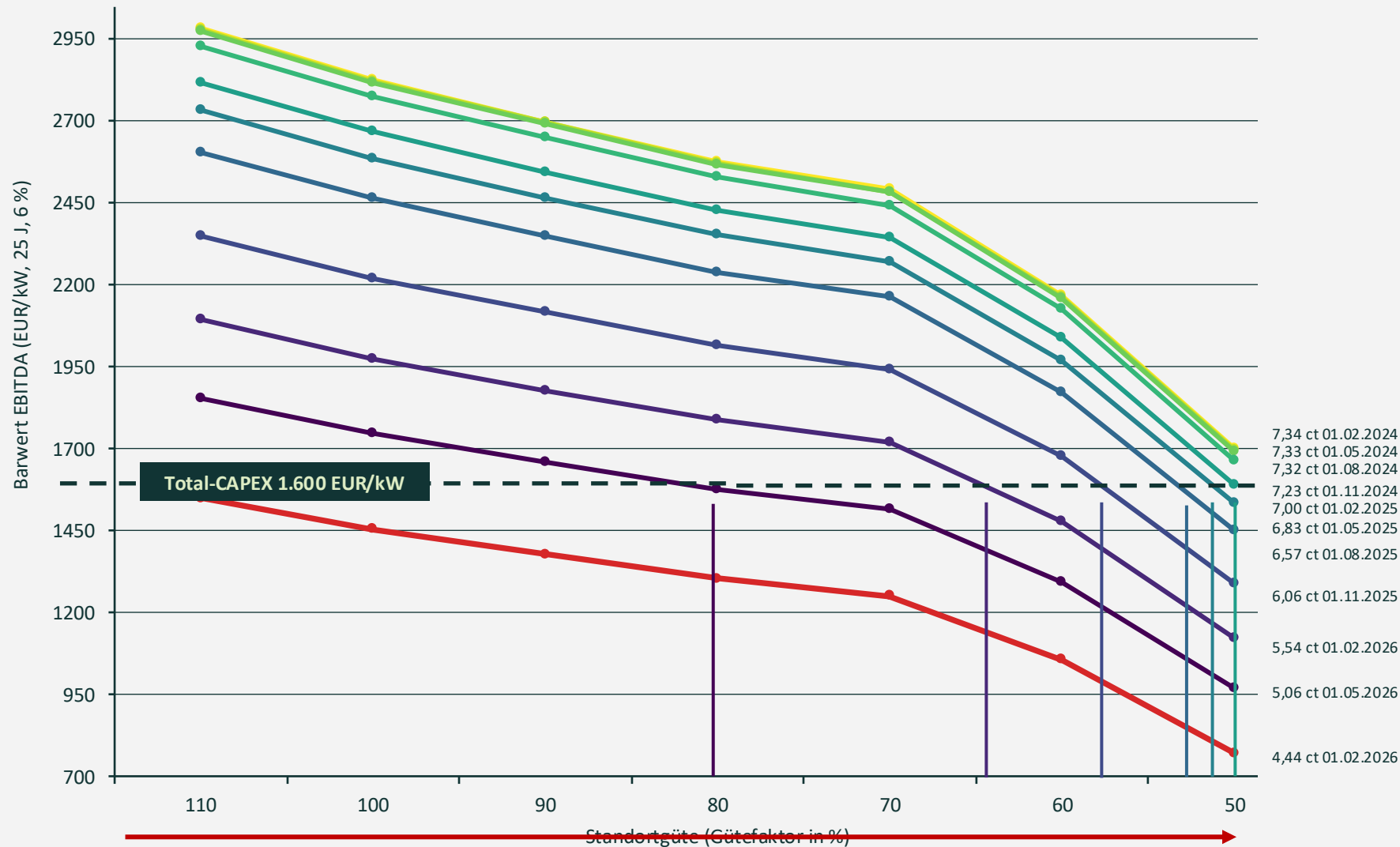
Schlussfolgerungen

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.



3. Analytik

Indikative Analyse Barwert des EBITDA vs. CAPEX



Der falsch parametrisierte Korrekturfaktor diskriminiert Standorte mit niedriger Güte. Zwei Knickpunkte bei < 70 % und bei < 60 % verschärfen den Effekt.

Gemessen an den Stromgestehungskosten bei typischer CAPEX iHv 1.600 Euro/kW nimmt der Break-Even Gütefaktor für eine Zuschlag in der Ausschreibung zu.

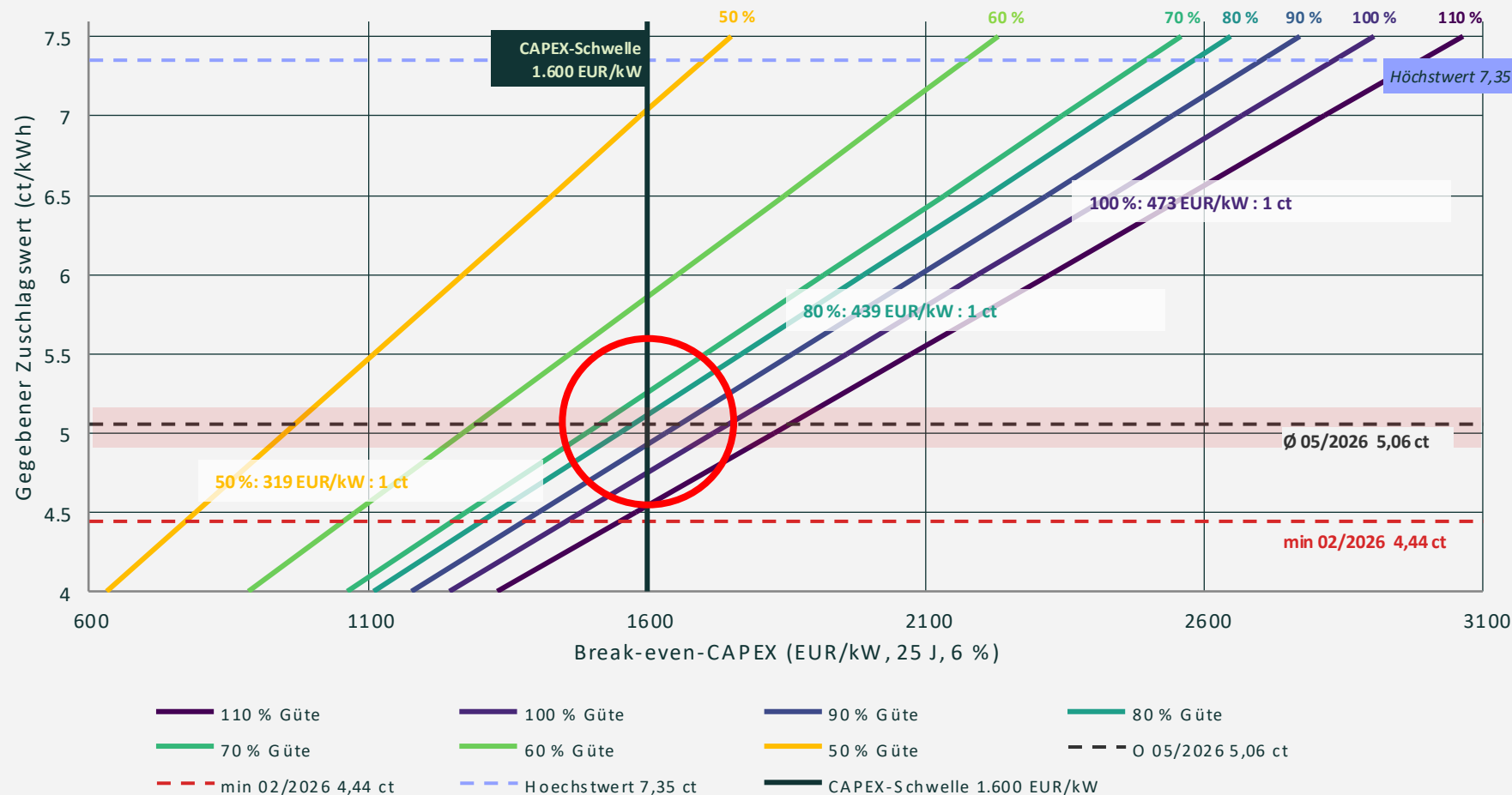
Wenn bei einem ausgeglichenen Verhältnis von Angebot und Nachfrage auch Standorte mit 50 % Güte zuschlagsfähig waren, erhöht sich die Güteanforderung Schritt für Schritt bis auf zZ 80 %.

Annahmen:
Barwert über 25 Jahre (6 %),
Erlös der Jahre 21–25 zu 75 %
des Jahreswertes,
 $OPEX_{22} + 28 \times 1,02 = 50,56 \text{ EUR/kW-a.}$

3. Analytik

Vereinfachte strukturelle Analyse Barwert des EBITDA vs. CAPEX

Erforderlicher Zuschlagswert je CAPEX und Standortgüte



Nachfrage, Angebot und Markträumungspreis
sich bei

- 2.500 MW | rund 5,0
- 80 % Güte | 1.600 CAPEX

Steigung je Linie
ΔCAPEX je 1 ct:

- 100 % : 473 EUR/kW
- 80 % : 439 EUR/kW
- 50 % : 319 EUR/kW.

Windschwächere Standorte
(≤80 %) bleiben bei
aktuellem Preisniveau klar
unter der Schwelle.

Werttreiber vs. Zuschlagswert

3. Werttreiber vs. Zuschlagswert



Wertminderung durch sinkenden Zuschlagswert

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. APEX und 6. EX über die Kostenseite auffangen.

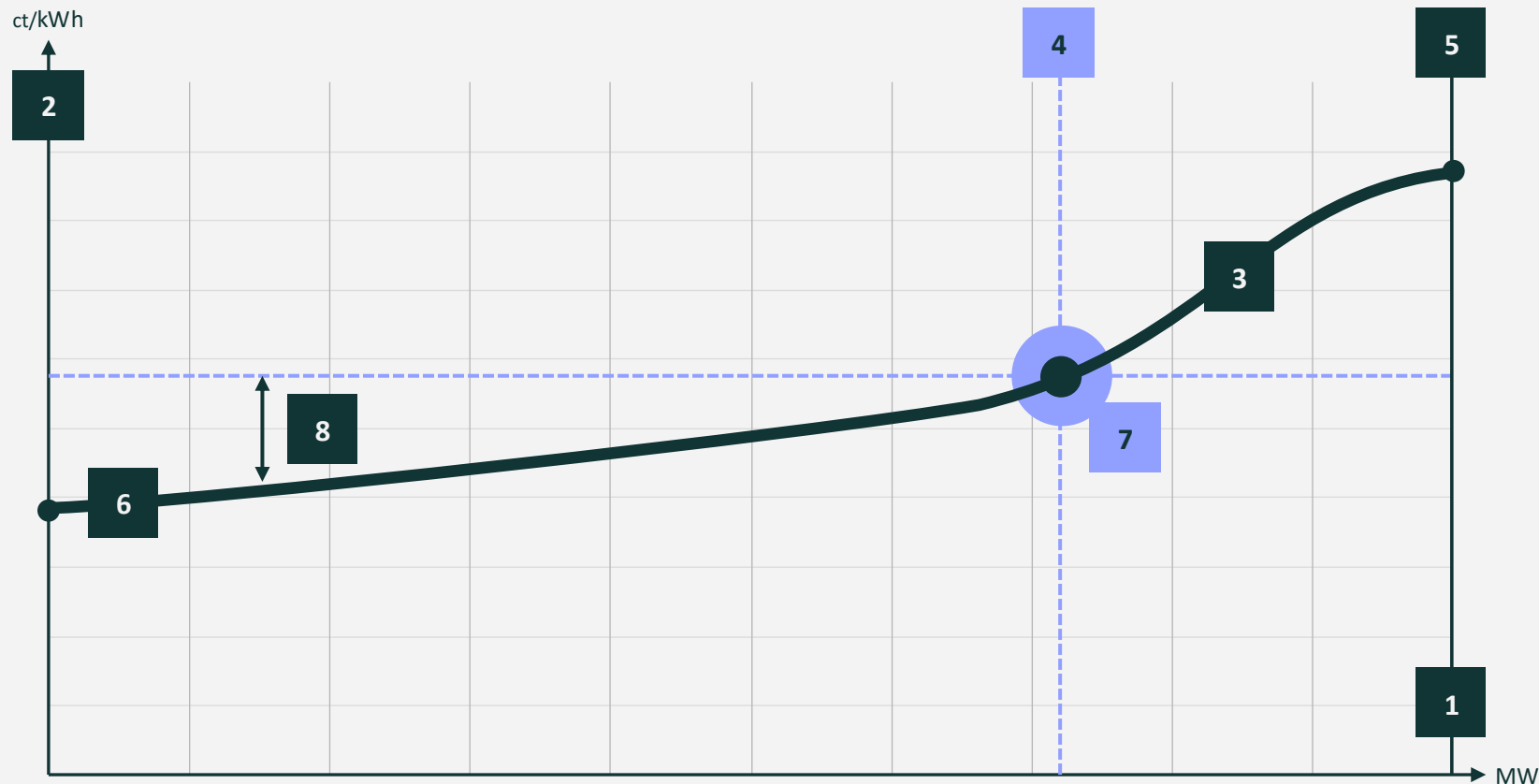
7. Der Wert des Standorts sinkt und dadurch sinkt auch der Wert des Nutzungsentgeltes, das ausgeschüttet werden kann (Annahme: Teilung Wertverlust 80% Nutzungsentgelt, 20% EBIT).

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

Fazit zur Entwicklung der Zuschlagswerte:

Analyse, Ursachen und Wirkungen

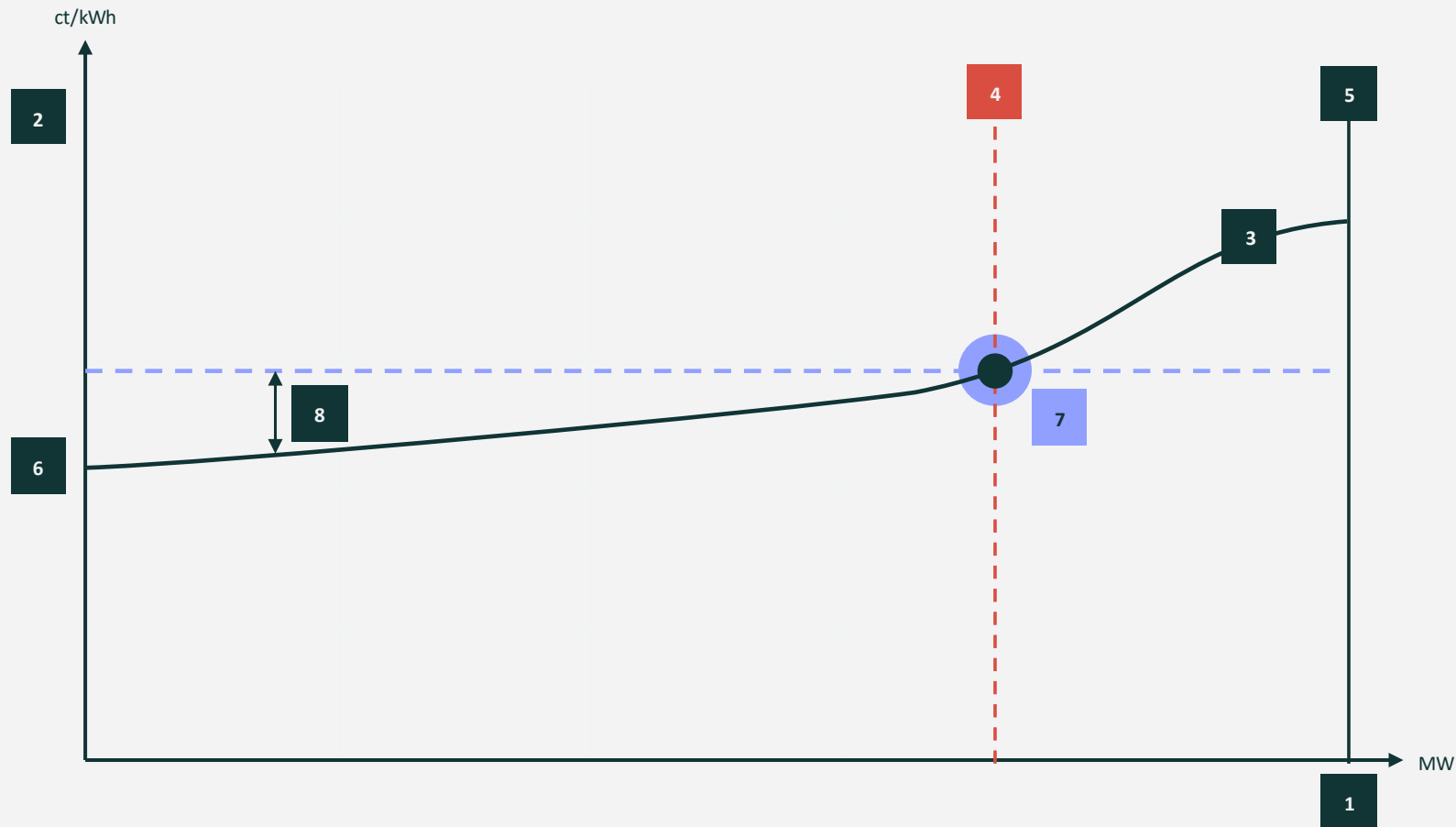
4. Fazit zur Entwicklung der Zuschlagswerte Analyse, Ursachen und Wirkungen



- fortdauernde **Überzeichnungssituation** führt zu **intensiven Wettbewerb** mit Verdrängungscharakter, wird nachhaltig bestehen
- **Investitionen** müssen **kapitalmarktfähig** sein, dh bei Projektfinanzierung eine stabilen Cashflow (rund 1,2 DSCR) planen, ausserhalb des DSCR liegende CAPEX müssen durch 100 % Eigenkapital finanziert werden
- fundamentale **Stromgestehungskosten**, bei kapitalmarktfähigen KPI, sind beim **rationalen Gebot Wertuntergrenze**
- **EEG als Floor** bei zu gleich abgeschlossenen PPA kann über die **PPA Laufzeit** den **Projektwert erhöhen** (Kreditrisiko Offtaker)
- die **Realloption** des Wechsels aus EEG-Vergütung in den **Markt** führt nicht zu zusätzlich stabilen Cash-flow, sondern ist ein **reiner Optionswert** mit eigenständigen Bewertungskonzepten (zB Black Scholes)
- Realoptionen sind **"fully marchand"**, verlangen 100 % Eigenkapital, mit entsprechend hohem **Rendite-/Risikoprofil**

1	Kumulierte Leistung in der Ausschreibung in MW	3	Gebotskurve ct/kWh/MW aufsteigend sortiert	5	Angebote Leistung	7	Markträumungspreis (letzter Zuschlag innerhalb der Nachfrage)
2	EEG Entgelt ct/kWh	4	In der Ausschreibung nachgefragte Leistung	6	Minimaler Zuschlagswert	8	Markup-Potenzial auf der Angebotskurve

4. Fazit zur Entwicklung der Zuschlagswerte Analyse, Ursachen und Wirkungen



- | | | | | | | | |
|---|--|---|--|---|-------------------------|---|---|
| 1 | Kumulierte Leistung in der Ausschreibung in MW | 3 | Gebotskurve ct/kWh/MW aufsteigend sortiert | 5 | Angebote Leistung | 7 | Markträumungspreis (letzter Zuschlag innerhalb der Nachfrage) |
| 2 | EEG Entgelt ct/kWh | 4 | In der Ausschreibung nachgefragte Leistung | 6 | Minimaler Zuschlagswert | 8 | Markup-Potenzial auf der Angebotskurve |

- fortdauernde **Überzeichnungssituation** führt zu **intensiven Wettbewerb** mit Verdrängungscharakter, wird nachhaltig bestehen
- **Investitionen** müssen **kapitalmarktfähig** sein, dh bei Projektfinanzierung eine stabilen Cashflow (rund 1,2 DSCR) planen, ausserhalb des DSCR liegende CAPEX müssen durch 100 % Eigenkapital finanziert werden
- fundamentale **Stromgestehungskosten**, bei kapitalmarktfähigen KPI, sind beim **rationalen Gebot Wertuntergrenze**
- **EEG als Floor** bei zu gleich abgeschlossenen PPA kann über die **PPA Laufzeit** den **Projektwert erhöhen** (Kreditrisiko Offtaker)
- die **Realloption** des Wechsels aus EEG-Vergütung in den **Markt** führt nicht zu zusätzlich stabilen Cash-flow, sondern ist ein **reiner Optionswert** mit eigenständigen Bewertungskonzepten (zB Black Scholes)
- Realoptionen sind **"fully marchand"**, verlangen 100 % Eigenkapital, mit entsprechend hohem **Rendite-/Risikoprofil**

4. Fazit zur Entwicklung der Zuschlagswerte Analyse, Ursachen und Wirkungen

Wo steht mein Projekt auf der Angebotskurve?

- **vorne:** Standortgüte > 80 %, CAPX < 1.600 Euro/kW
- **hinten:** Standortgüte niedrig, CAPX hoch

Handlungsfelder des Wertmanagements in zwei Perspektiven

- **vorne** auf der Gebotskurve: MarkUp-Potenziale identifizieren, Abwägung im Preisgebot Maximierung des Zuschlags vs Wahrscheinlichkeit des Zuschlags
- **hinten** auf der Gebotskurve: Kosten senken durch Synergien aus Skalen und hybriden Strukturen (Wind, PV, BESS)

Adressiert an alle:

Die Novelle des EEG 2027 muss den Korrekturfaktor neu bestimmen (Korrekturfaktor = $1 / \text{Gütefaktor}$), damit windschwache Regionen nicht diskriminiert werden. Räumlich bedarfsgerechte Erzeugung vermeidet Netzausbau und führt zu geringeren Systemkosten.

**Monte Carlo Hocus Pocus
braucht kein Mensch.**

Caeli Wind-Portfolioverkäufe

6. Wertmanagement für Windenergieprojekte

Wir identifizieren Wertpotenziale und realisieren sie vor der Transaktion

Mehr als Vermarktung: Wir schließen Lücken und entwickeln Ihr Projekt bis zum optimalen Marktwert.

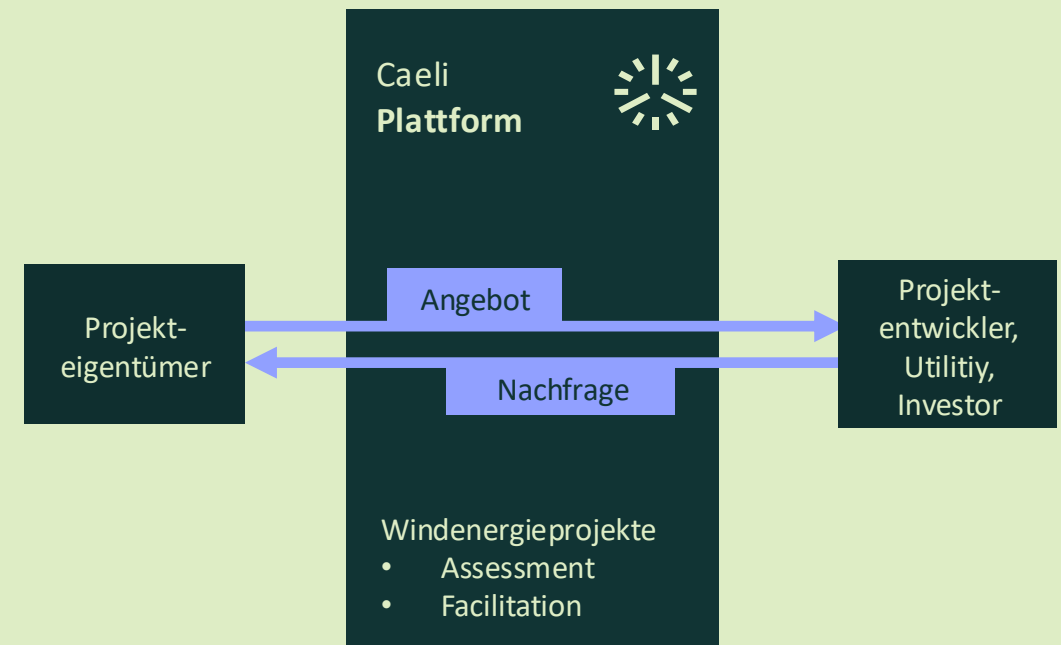
Jedes Ready-to-Build-Projekt besitzt **ungenutzte Wertpotenziale**. Durch **technische, wirtschaftliche und transaktionsbezogene Optimierungen** steigern wir die Attraktivität für Investoren und schaffen die Grundlage für höhere Kaufpreise.

Unser Wertmanagement umfasst unter anderem die **Identifikation von Optimierungspotenzialen, Gap Analysen, Parklayout-Optimierungen, Ertrags- und Genehmigungsbewertungen** sowie die gezielte Vorbereitung auf **Due Diligence** und **Vermarktung**.

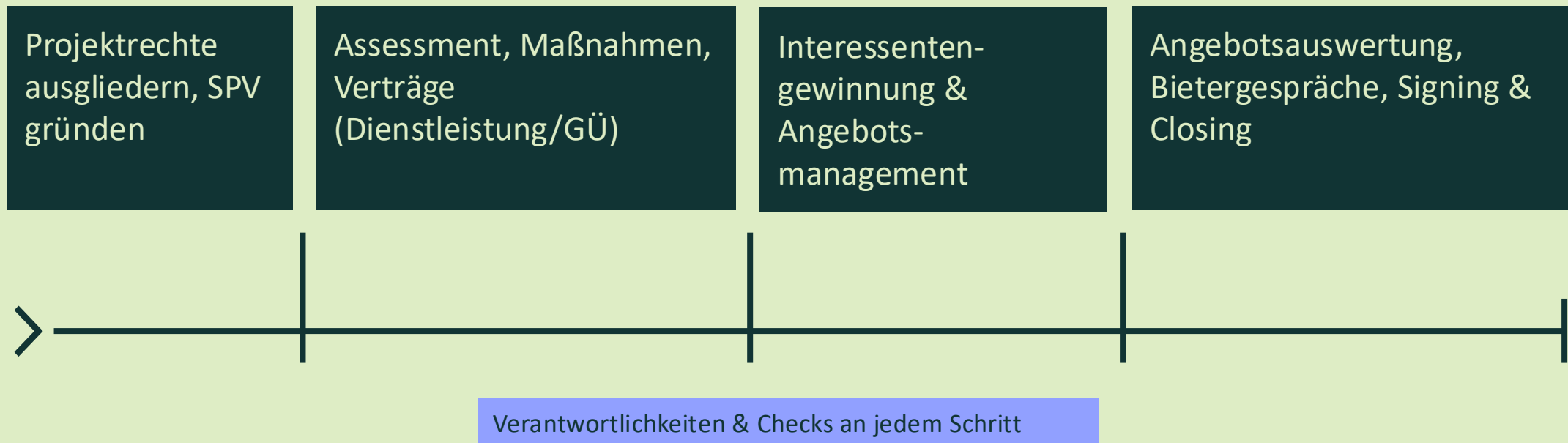
Erst wenn das Wertpotenzial bestmöglich ausgeschöpft ist, führen wir einen **strukturierten Wettbewerbsprozess** mit unserem **europaweiten Netzwerk** aus Investoren und Projektentwicklern durch.

Zu unseren Kunden gehören

- 280 europäische Investoren
- 100 Marktplatzpartner



Ablauf einer Transaktion, von Projektorganisation bis Closing



Erforderlicher Maßnahmen Novelle EEG 2027

7. Erforderlicher Maßnahmen

Drei Maßnahmen für einen fairen Wettbewerb

1. Referenzertragsmodell Anpassung Korrekturfaktor

Der **Korrekturfaktor** muss Strommindererträge durch äquivalent höhere spezifische EEG-Entgelte (anzulegender Wert) vollständig kompensieren.

Anlage 2 EEG 2023 sollte dahingehend reformiert werden, dass der Korrekturfaktor als **Kehrwert der Standortgüte** definiert wird, um eine Kostendeckung für Projekte im Süden zu gewährleisten.

2. Absenkung Grenzwert Standortgüte auf 40 % in der Südregion

Zusätzlich sollte der **untere Grenzwert** der Standortgüte auf **40 %** abgesenkt werden, sodass die Erschließung ausgewiesener Vorrangflächen in Bayern wirtschaftlich möglich wird.

- Das höher, wirtschaftlich realisierbare Flächenangebot vermeidet zusätzlichen Ausbau **Stromerzeugung im Norden** und **Ausbau Transport Nord Süden**

3. Zwei Ausschreibungsgebiete Wind an Land

Mit dem gegenwärtigen Regulierungsrahmen kann das bestehende **Ungleichgewicht** (Ausbaulücke) zwischen Nord und Süd **nicht abgebaut** werden.

Um die Versorgungssicherheit in Bayern zu erhöhen und weiteren Netzausbau von Nord nach Süd zu vermeiden, sollten **zwei regional differenzierte Ausschreibungsgebiete für Windenergie an Land im EEG** geschaffen werden.

- Nur eine **nachhaltige Steuerung des Zuwachses für Windenergie an Land in Süddeutschland** vermeidet zusätzlichen Ausbau im Norden und Netzausbau Nord-Süd nachhaltig.
- Ein **einmaliges Sonderausschreibungsvolumen** kann die **bestehende Lücke** und die **aktuell weiter aufgehende Schere** des unterproportionalen Ausbaus in der Südregion **nicht schliessen**.
- Das gesetzliche **Ausschreibungsziel von 10.000 MW** jährlich soll im Verhältnis der Regionen aufgeteilt: **65 % Nordquote** (6.500 MW), **35 % Südquote** (3.500 MW).

Kernaufgabe ist, die Wirksamkeit der Instrumente im EEG2027 für den Ausbau von Windenergie im Süden sicherstellen. Nur die Kombination aus diesen drei Maßnahmen schafft die strukturellen und langfristigen Voraussetzungen dafür, dass die Potenziale für Windkraftprojekte in Bayern realisiert werden.

Sie möchten mehr erfahren?

Vereinbaren Sie jetzt Ihr unverbindliches Erstgespräch –
scannen Sie einfach den QR-Code oder besuchen Sie uns
auf unserer Website.
Wir freuen uns auf den Austausch mit Ihnen!





Ben Schlemmermeier

Geschäftsführer

+49 172 30 73 126
ben.schlemmermeier@caeli-wind.de



Heiko Bartels

Co-Founder

+49 170 80 10 965
heiko.bartels@caeli-wind.de