



# Direktvermarktung

**Vorwärts immer - rückwärts nimmer!**

25. und 27. August 2026

Michael Schilling und Hanno Mieth  
Vattenfall Energy Trading GmbH

# Vorwärts immer - rückwärts nimmer!

Diese Worte nutzte Erich Honecker (1912 – 1994), ehemaliger Vorsitzender des Staatsrats der Deutschen Demokratischen Republik, am 07.10.1989 in seiner letzten Festansprache zum 40. Jahrestag der DDR.

Die Ironie dabei ist, das nur wenige Wochen nach dieser Rede die DDR zusammenbrach und die Berliner Mauer fiel.

In diesem Webinar sollen die Worte „Vorwärts immer – rückwärts nimmer“ das Motto und die Motivation sein für eine bessere Zukunft mit Erneuerbaren Energien!



KI-generiert

# Agenda Webinar Direktvermarktung

- 01 Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- 02 Direktvermarktung und Marktwertisiko
- 03 Nichtbeanspruchbarkeiten – warum Mitteilungen wichtig sind
- 04 reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- 05 Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead-Handel

## 06 Regulatorische Änderungen

### Redispatch Update

- Fakten zu Abregelungen & Kosten
- BNetzA BilAReM: neue Festlegung
- BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch
- Redispatch-Vergütungsoptionen Direktvermarkter

**EEG 2027-E**

**EnWG 2027-E**

**WindSeeG-E**

**AgNes** Festlegungsentwurf zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom

**Zusammenfassung**

Confidentiality: C1 - Public

VATTENFALL 

**Fragen**

# Agenda Webinar Direktvermarktung

**01** Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

**02** Direktvermarktung und Marktwertisiko

**03** Nichtbeanspruchbarkeiten – warum Mitteilungen wichtig sind

**04** reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

**05** Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead-Handel

**06** **Regulatorische Änderungen**

## Redispatch Update

Fakten zu Abregelungen & Kosten

BNetzA BiAReM: neue Festlegung

BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch

Redispatch-Vergütungsoptionen Direktvermarkter

**EEG 2027-E**

**EnWG 2027-E**

**WindSeeG-E**

**AgNes** Festlegungsentwurf zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom

**Zusammenfassung**

Confidentiality: C1 - Public

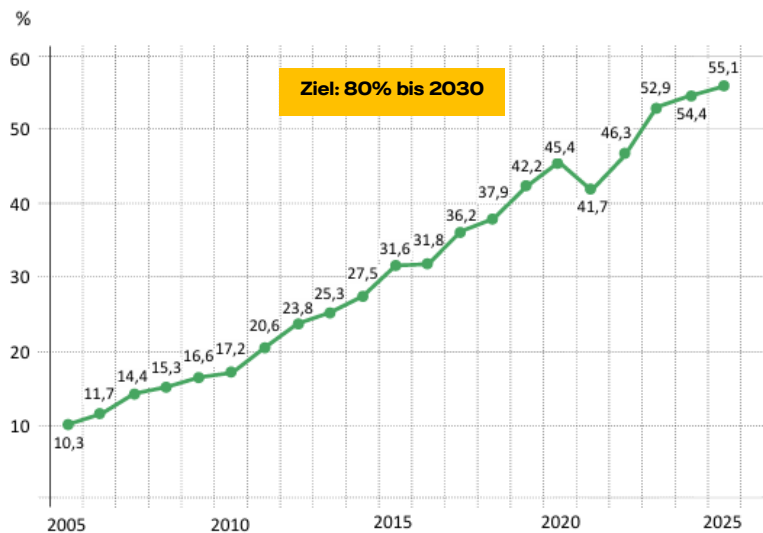
**VATTENFALL** 

**Fragen**

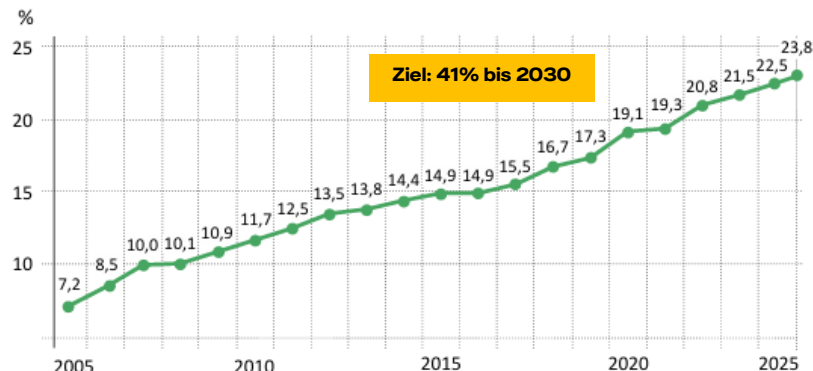
## 1. Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

# Entwicklung der EE-Erzeugung

Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2005-2025



Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch 2005-2025



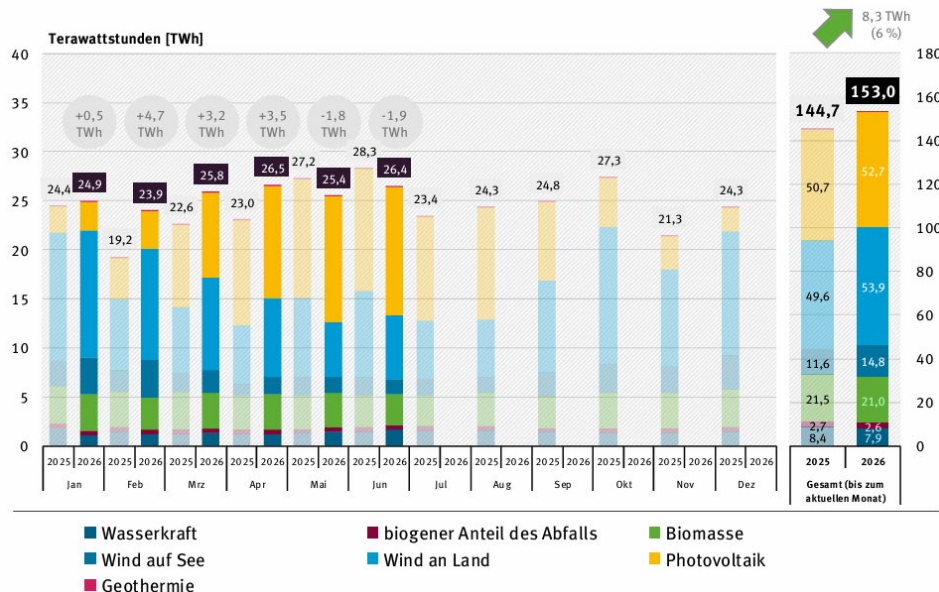
Der Bruttoendenergieverbrauch (BEEV) ist eine von der EU eingeführte, spezifisch Definierte Messgröße. Er umfasst den Endenergieverbrauch (alle Energieverbräuche der Letztverbraucher) einschließlich Übertragungsverlusten und den Eigenverbrauch von Kraftwerken. Im Rahmen des Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP) hat sich Deutschland 2024 verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energien am BEEV bis 2030 auf 41 % zu erhöhen. Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (EE-Quote) soll bis zum Jahr 2030 auf 80 % steigen.

Quelle: [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/AGEB\\_InfoAusgabe-1:2026.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/AGEB_InfoAusgabe-1:2026.pdf)  
[https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/et\\_2026\\_7\\_8\\_AGEB.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/et_2026_7_8_AGEB.pdf)

## 1. Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

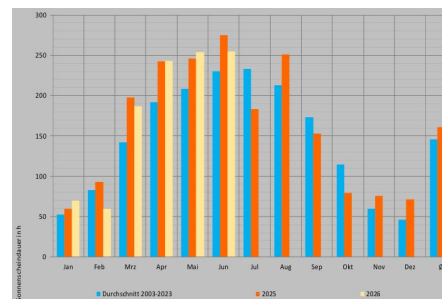
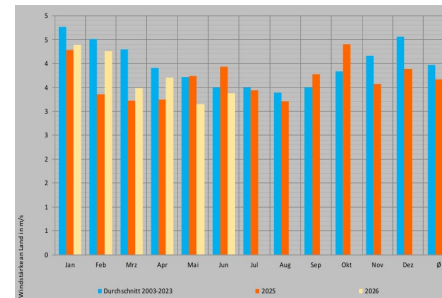
# Entwicklung der EE-Erzeugung

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien  
nach Monaten (2025 und 2026)



Quelle: [https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/07-2026\\_AGEE-Stat\\_Monatsbericht\\_FINAL.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/07-2026_AGEE-Stat_Monatsbericht_FINAL.pdf)  
[https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/quartalsbericht\\_q2\\_2026.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/quartalsbericht_q2_2026.pdf)

Durchschnittliche Windstärke,  
gewichtet nach der installierten Windenergieleistung



Monatliche Sonnenscheindauer,  
gewichtet nach der Leistung von Photovoltaikanlagen

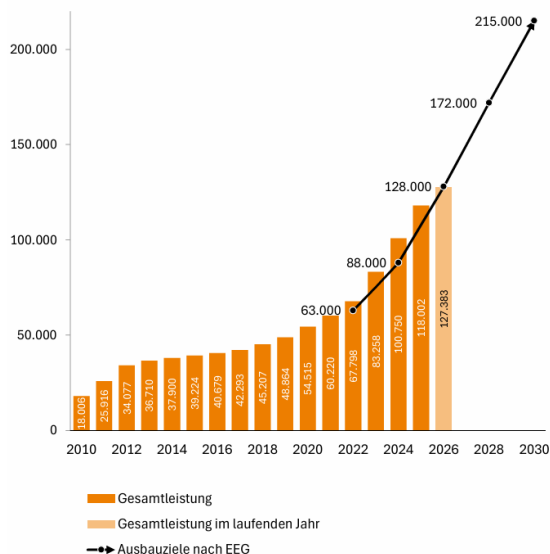
# 1. Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

# Notwendige Entwicklung der EE

Stand Juli 2026

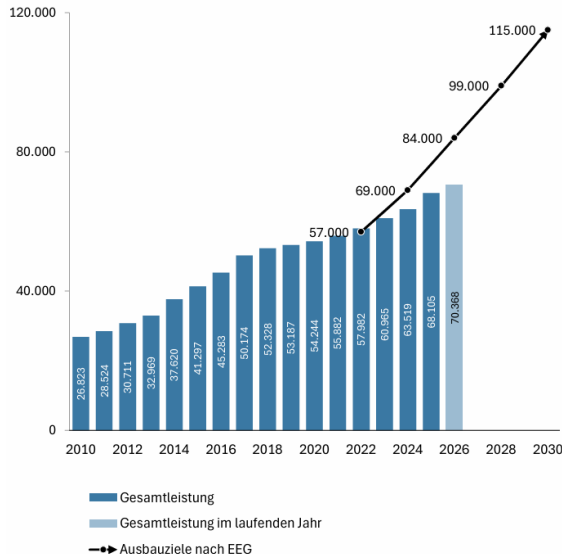
## Gesamtleistung solare Strahlungsleistung

Bruttoleistung in Megawatt [MW]



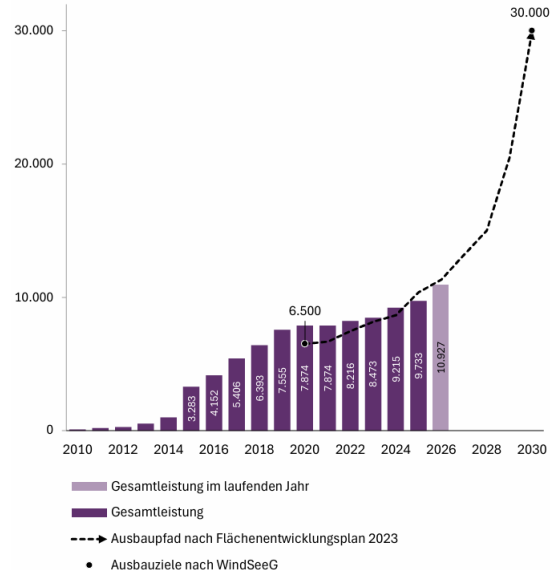
## Gesamtleistung Windenergie an Land

Bruttoleistung in Megawatt [MW]



## Gesamtleistung Windenergie auf See

Bruttoleistung in Megawatt [MW]



Quelle: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/DL/EEStatistikMaStR.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=36](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/DL/EEStatistikMaStR.pdf?__blob=publicationFile&v=36)

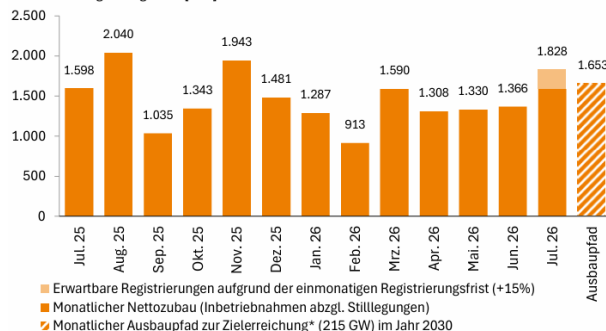
## 1. Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

# Notwendige Entwicklung der EE

Stand Juli 2026

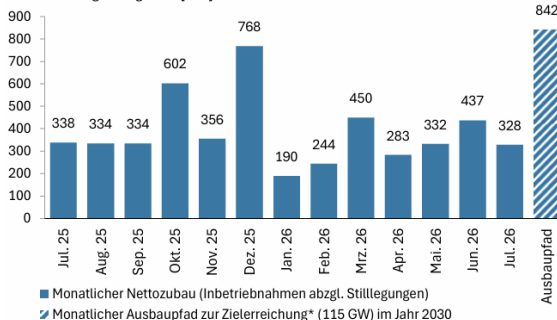
### Monatlicher Nettozubau Solare Strahlungsleistung

Bruttoleistung in Megawatt [MW]



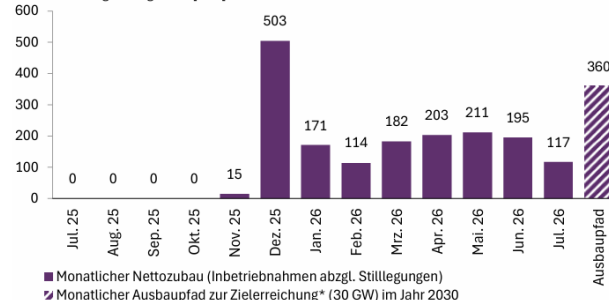
### Monatlicher Nettozubau Windenergie an Land

Bruttoleistung in Megawatt [MW]



### Monatlicher Nettozubau Windenergie auf See

Bruttoleistung in Megawatt [MW]



Quelle: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/DL/EEStatistikMaStR.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=36](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EE-Statistik/DL/EEStatistikMaStR.pdf?__blob=publicationFile&v=36)

# Agenda Webinar Direktvermarktung

01 Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

02 Direktvermarktung und Marktwertisiko

03 Nichtbeanspruchbarkeiten – warum Mitteilungen wichtig sind

04 reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

05 Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead-Handel

06 Regulatorische Änderungen

## Redispatch Update

Fakten zu Abregelungen & Kosten

BNetzA BiAREM: neue Festlegung

BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch

Redispatch-Vergütungsoptionen Direktvermarkter

EEG 2027-E

EnWG 2027-E

WindSeeG-E

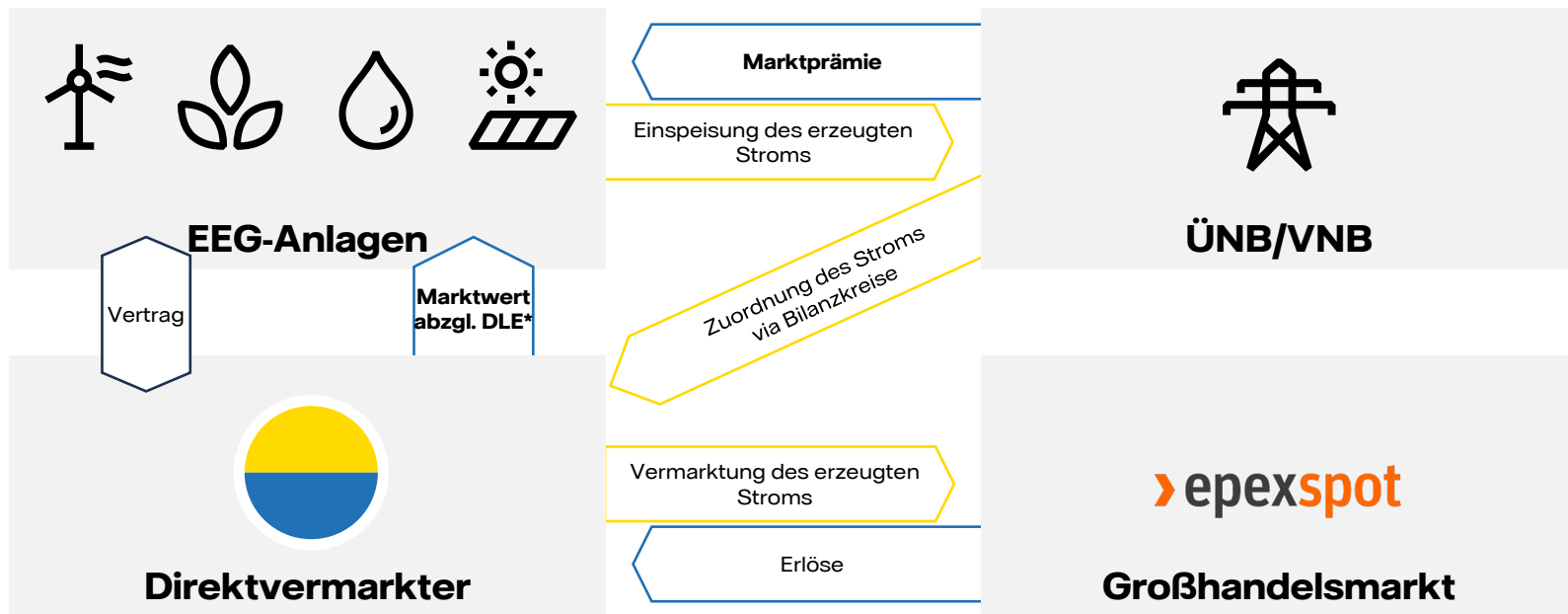
AgNES Festlegungsentwurf zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom

Zusammenfassung

Fragen

## 2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

# Direktvermarktung Funktionsweise

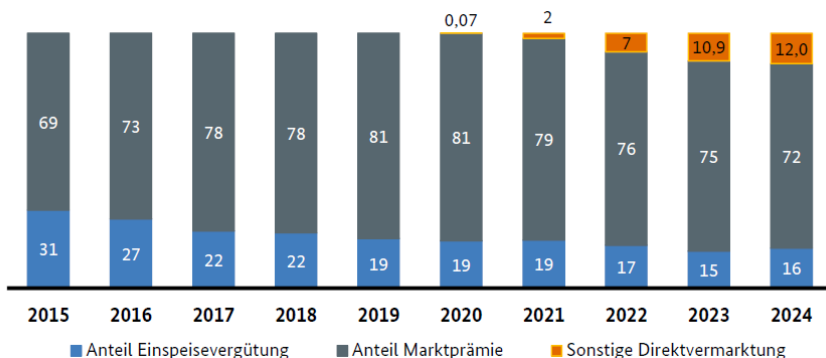


\*Dienstleistungsentgelt

## 2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

# Entwicklung der DV

Anteil der Vermarktungsformen  
an der eingespeisten Jahresarbeit in Prozent



Eingespeiste Jahresarbeit nach Vermarktungsform  
und Energieträger für das Jahr 2024

|                     | alle<br>in GWh | Einspeisevergütung |                      | Marktpremie    |                      |
|---------------------|----------------|--------------------|----------------------|----------------|----------------------|
|                     |                | in GWh             | Anteil in<br>Prozent | in GWh         | Anteil in<br>Prozent |
| Wasserkraft         | 6.191          | 966                | 16%                  | 4.205          | 68%                  |
| Gase <sup>[1]</sup> | 617            | 36                 | 6%                   | 313            | 51%                  |
| Biomasse            | 36.831         | 1.769              | 5%                   | 32.896         | 89%                  |
| Geothermie          | 214            | 2                  | 1%                   | 213            | 99%                  |
| Wind an Land        | 110.685        | 1.028              | 1%                   | 93.284         | 84%                  |
| Wind auf See        | 25.677         | 264                | 1%                   | 21.261         | 83%                  |
| Solar               | 57.819         | 33.380             | 58%                  | 19.880         | 34%                  |
| <b>Gesamt</b>       | <b>238.034</b> | <b>37.446</b>      | <b>16%</b>           | <b>172.052</b> | <b>72%</b>           |

[1] Deponie-, Klär- und Grubengas

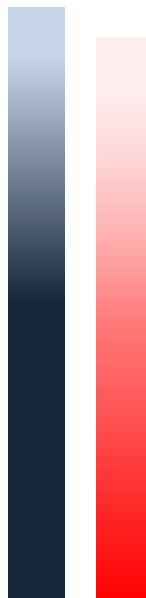
Quelle: <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2025.pdf>

# Direktvermarktung - Kalkulation

Der Direktvermarkter muss sowohl die zukünftigen **Erlöse** als auch die **Kosten** abschätzen:

- Erlöse durch **Vermarktung** an der EPEX Spot:
  - wetterabhängig
  - standortabhängig
  - technikabhängig
  - Berücksichtigung von Auflagen
- Erlöse durch **Optimierung** am Intraday-Markt mittels marktbedingten Abregelungen
- Erlöse durch das **Dienstleistungsentgelt**
- ggf. Erlöse durch
  - REMIT-Übernahme
  - erhöhten Aufwand bei anhaltend schlechter IST-Datenqualität der EEG-Anlage

Marktwertisiko!



- Kosten der **Vergütung an Anlagenbetreiber**
  - der Einspeisemengen (energieträgerspez. Monatsmarktwert)
  - ggf. bei RD2.0-Maßnahmen des VNB
  - bei marktbedingten Abregelungen
- Kosten der Risikoübernahme hinsichtlich Entwicklung der **Ausgleichsenergiepreise**
- Kosten der **Abwicklung** und **Abrechnung**
  - Prognose inhouse
  - Marktkommunikation
  - RD2.0
  - ggf. REMIT
  - Abrechnung

Ausgleichsenergiepreisrisiko!

# Marktwert - Einflussfaktoren

In der Direktvermarktung ist der **Marktwert** der erzeugungsgewichtete Durchschnittspreis je Energieträger, den eine Anlage an der Strombörse EPEX erzielt. Er ist abhängig von der Erzeugungsquelle, von dem Standort, von der verbauten Technik etc.

Eine **gute Datengrundlage** zu den EEG-Anlagen sind essentiell wichtig für die Bewertung des Marktwertes. Analyse- und Prognosetools helfen **das Risiko zu reduzieren.**

### Allgemein:

- Geo-Koordinaten
- MaSTR-Nummer
- MaLo(s)
- Anzulegender Wert und Inbetriebnahme-Datum
- Betriebsauflagen
- Lastgangdaten + RD-Zeitreihen letzte 2-3 Jahre

### Windenergieanlage:

- Nennleistung
- Nabenhöhe
- Rotor-DM
- Turbinentyp

### Solaranlage:

- Installierte Leistung
- Ausrichtung
- Neigung
- Wechselrichterleistung

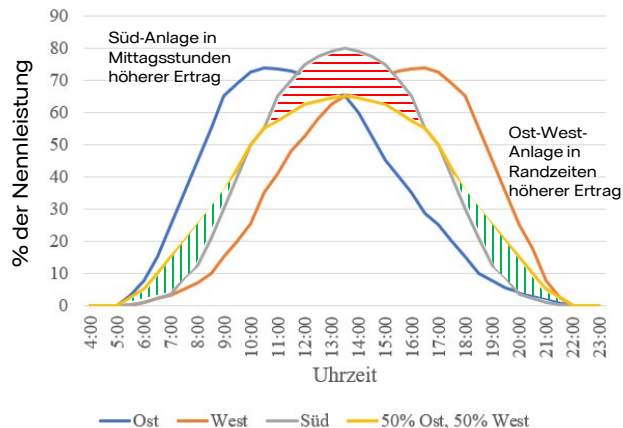


## 2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

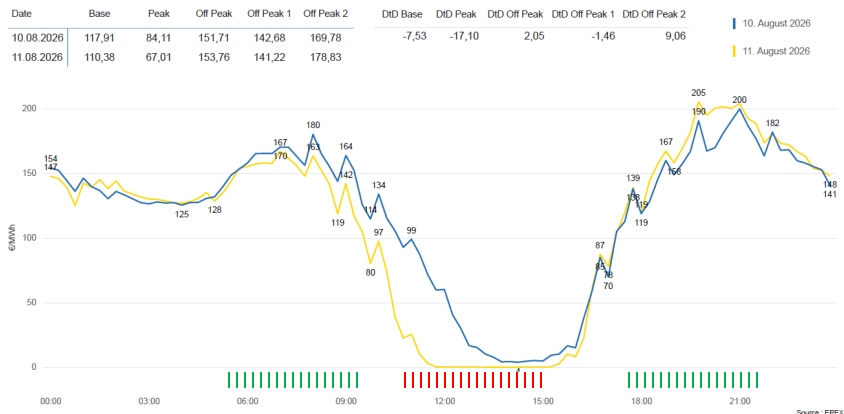
# Marktwert - Ausrichtung Solar

Die Ausrichtung der Solarmodule kann in Südrichtung oder in Ost-West-Ausrichtung erfolgen. Die Ausrichtung der Anlagen hat Einfluss auf den maximal möglichen Ertrag und die Verteilung der Energiegewinnung im Tagesverlauf.

Ertrag in Abhängigkeit der Ausrichtung der Solarmodule



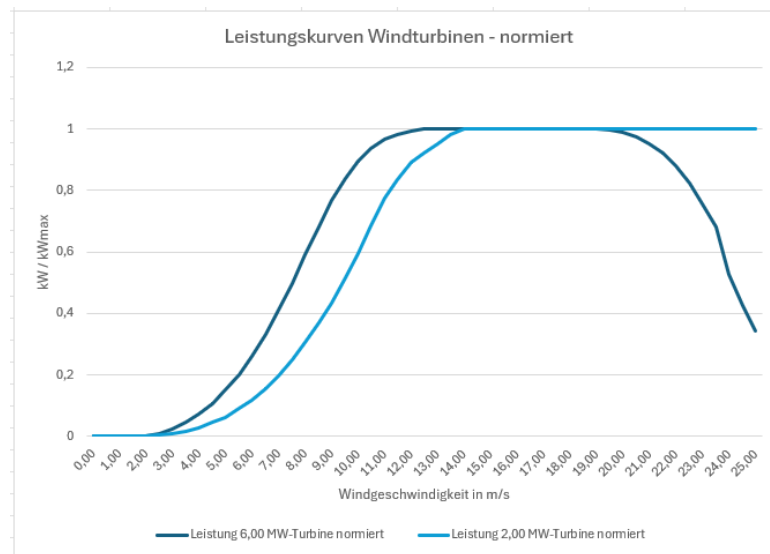
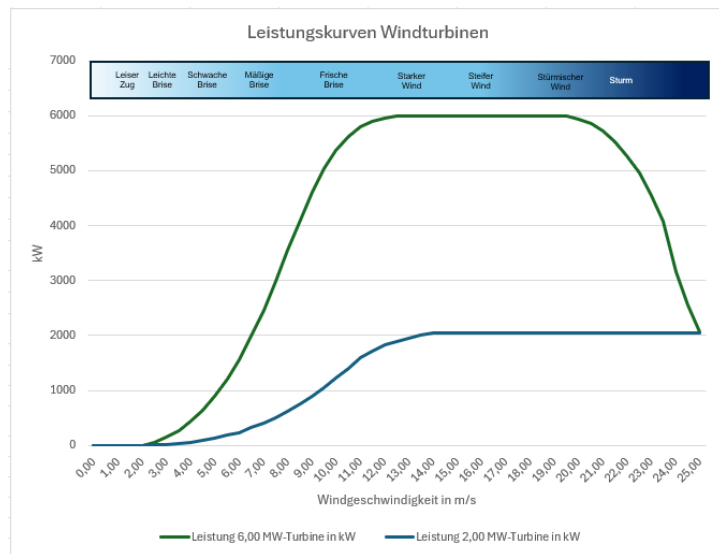
Für die Ermittlung des Marktwerts einer Solaranlage sind die zukünftigen Erlöse entscheidend!



## 2. Direktvermarktung und Marktwertisiko

# Marktwert - Turbinentyp

Neue leistungsstarke Windturbinen (z.B. 6,0 MW, NH>150 m, RD 160-180 m) haben bereits bei niedrigen Windgeschwindigkeiten einen signifikant höheren Ertrag als ältere Turbinentypen (z.B. 2,0 MW, NH 100 m, RD 70-80 m). Die Wahrscheinlichkeit, dass diese Anlagen bereits bei höheren Spotpreisen (= wenig Windaufkommen) einspeisen, ist relativ hoch und der Marktwert steigt (und vice versa)!



## 2. Direktvermarktung und Marktwertrisiko

# Marktwert - Betriebsauflagen

Auch **Auflagen bei dem Betrieb** (speziell betroffen sind WEA) beeinflussen den Marktwert!

**Informationen über Art und Umfang** sind bereits für die Angebotserstellung wichtig sowie natürlich bei der Vermarktung der Anlagen.

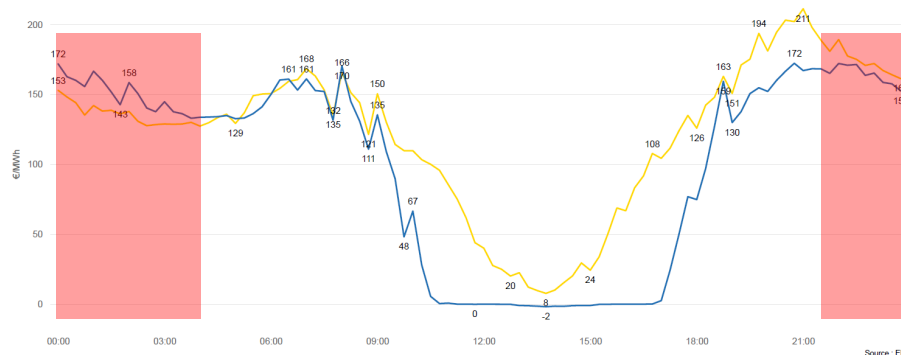
Auch hier gilt:

*“Offenheit ist der Schlüssel zu echter Zusammenarbeit!”*



| Art der Auflage        | vorhanden<br>ja / nein | Zeitraum Datum<br>von bis |        | Zeitraum Uhrzeit<br>von bis |            | Leistungsabsenkung<br>auf |
|------------------------|------------------------|---------------------------|--------|-----------------------------|------------|---------------------------|
| Fledermausabschaltung  | ja                     | 01.06.                    | 30.09. | 1h vor SU                   | 1h nach SA | 500 kW                    |
| Vogelflugabsenkung     | nein                   |                           |        |                             |            |                           |
| Schattenwurfsabsenkung | nein                   |                           |        |                             |            |                           |
| Schallschutzabsenkung  | nein                   |                           |        |                             |            |                           |
| Ernte/Mähd-Abschaltung | nein                   |                           |        |                             |            |                           |
| Eiswurfsabschaltung    | nein                   |                           |        |                             |            |                           |

| Date       | Base   | Peak  | Off Peak | Off Peak 1 | Off Peak 2 | DiD Base | DiD Peak | DiD Off Peak | DiD Off Peak 1 | DiD Off Peak 2 |                |
|------------|--------|-------|----------|------------|------------|----------|----------|--------------|----------------|----------------|----------------|
| 06.08.2026 | 99,51  | 46,09 | 152,93   | 147,18     | 164,43     | 22,57    | 42,91    | 2,23         | -6,18          | 19,06          | 6. August 2026 |
| 07.08.2026 | 122,08 | 88,99 | 155,16   | 141,00     | 183,49     |          |          |              |                |                | 7. August 2026 |



## 2. Direktvermarktung und Marktwertrisiko

# Marktwertrisiko

Auf Basis der vom Anlagenbetreiber zur Verfügung gestellten Daten (Stammdaten, Lastgangdaten, RD-Zeitreihen, Betriebsauflagen etc.) schätzen wir die voraussichtlichen Erlöse ab und bestimmen den **anlagenspezifischen Marktwert** der EE-Anlage.

Das **Marktwertrisiko**, d.h. die negative Abweichung zwischen dem prognostizierten und den realisierten (zukünftigen) anlagenspezifischen Marktwert, ist das größte Risiko in der Direktvermarktung und wird von uns getragen.



### Prognose

Guter Standort, gute Performance...



Anlagen-MW: + 1,20 €/MWh

bedeutet diese Anlage ist um 1,20 €/MWh  
**besser** als der Marktwert aller Anlagen

### Nach einiger Zeit der Vermarktung zeigt sich, ...

Gute Prognose



Anlagen-MW: + 1,30 €/MWh

bedeutet diese Anlage ist um 1,30 €/MWh  
**besser** als der Marktwert aller Anlagen

Schlechte Prognose



Anlagen-MW: + 0,50 €/MWh

bedeutet diese Anlage ist um 0,50 €/MWh  
**besser** als der Marktwert aller Anlagen, hat  
aber viel weniger Marktwert als erwartet!

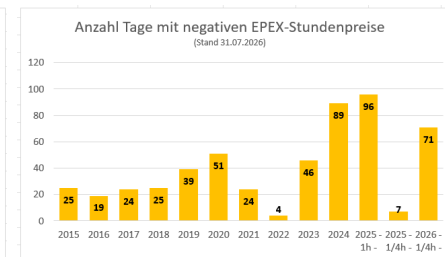
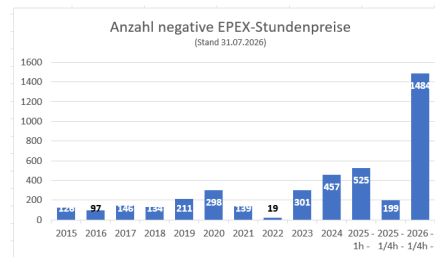
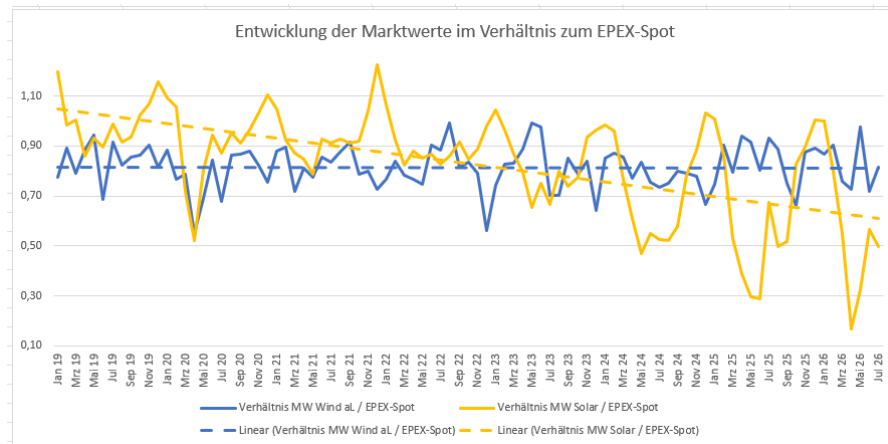
## 2. Direktvermarktung und Marktwertrisiko

# Marktwert - Entwicklung

Mit steigendem EE-Ausbau sinken die energieträgerspezifischen Marktwerte – der **Kannibalisierungseffekt**.

Wir erwarten, dass sich dieser Trend fortsetzt und ggf. an Dynamik gewinnt!

Die **Anzahl der Stunden mit negativen EPEX-Preisen** nimmt weiterhin zu und belastet sowohl die Refinanzierung der EE-Projekte als auch die Vermarktungsmöglichkeiten der erzeugten EE-Mengen.



# Agenda Webinar Direktvermarktung

01 Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

02 Direktvermarktung und Marktwertisiko

03 Nichtbeanspruchbarkeiten – warum Mitteilungen wichtig sind

04 reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

05 Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead-Handel

06 Regulatorische Änderungen

## Redispatch Update

Fakten zu Abregelungen & Kosten

BNetzA BiAREM: neue Festlegung

BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch

Redispatch-Vergütungsoptionen Direktvermarkter

EEG 2027-E

EnWG 2027-E

WindSeeG-E

AgNES Festlegungsentwurf zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom

Zusammenfassung

Confidentiality: C1 - Public

VATTENFALL 

Fragen

### 3. Nichtbeanspruchbarkeiten - warum Mitteilungen wichtig sind

# Nichtbeanspruchbarkeiten

Neben den Stamm- und Echtzeitdaten sind **Daten zu Nichtbeanspruchbarkeiten von Stromerzeugungsanlagen** für Netzbetreiber im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen und für Direktvermarkter für die Vermarktung besonders wichtig.

Nichtbeanspruchbarkeiten (z.B. durch Reparaturen, Beschädigungen) müssen im Rahmen von Direktvermarktungsverträgen **verpflichtend gemeldet** werden. Hierfür kann die elektronisch standardisierte API Schnittstelle genutzt werden für automatische Meldungen von Nichtbeanspruchbarkeiten (alt: Nichtverfügbarkeiten).

Ausbleibende oder verspätete Meldungen führen in der Vermarktung zwangsläufig zu **falschen Prognosen** und ggf. zu hohen Kosten durch den Bezug von **Ausgleichsenergie**.

In unserem **Betreiberportal** können Nichtbeanspruchbarkeiten für Wind- und Solarparks eingegeben werden:

- Auswahl Turbinen-/Anlagen- oder Parkebene
- Zeitraum der Nichtbeanspruchbarkeit
- Typ der Nichtbeanspruchbarkeit
- Grund der Nichtbeanspruchbarkeit
- Weitere Informationen

The screenshot displays the Vattenfall Betreiberportal (Operator Portal) interface. At the top, the Vattenfall logo is on the left, and the 'Betreiberportal' title is highlighted with a red box. On the right, it says 'Mit Unterstützung von energy&meteo systems'. Below the header, there are navigation links: 'Meine Anlagen', 'Profil', and 'Kontakt'. A search bar is present with a date range filter set to 'von 01.06.25 bis 04.06.25'. The main menu includes 'Karte', 'Stammdaten', 'Nichtverfügbarkeiten' (highlighted with a red box), 'Lastgang', 'Fahrpläne', and 'Steuerungen'. A message box states: 'Bitte tragen Sie hier Ihre geplanten und ungeplanten Anlagenausfälle ein. Automatisierte Meldungen von externen Systemen oder Herstellern werden hier auch dargestellt. Bitte prüfen Sie die Meldungen und aktualisieren Sie diese gegebenenfalls.' Below this, a table shows 'Keine Nichtverfügbarkeiten für den gewählten Zeitraum eingetragen.' with columns for date, time, and power (kW), each with a '+' icon for adding new entries.

# Agenda Webinar Direktvermarktung

01 Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

02 Direktvermarktung und Marktwertisiko

03 Nichtbeanspruchbarkeiten – warum Mitteilungen wichtig sind

04 reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

05 Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead-Handel

06 Regulatorische Änderungen

## Redispatch Update

Fakten zu Abregelungen & Kosten

BNetzA BilAReM: neue Festlegung

BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch

Redispatch-Vergütungsoptionen Direktvermarkter

EEG 2027-E

EnWG 2027-E

WindSeeG-E

AgNes Festlegungsentwurf zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom

Zusammenfassung

Fragen

#### 4. reBAP - Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

# Direktvermarktung - AE-Risiko I

## „Zwei Seiten einer Münze“: Regel- und Ausgleichsenergie

**Ausgleichsenergie:** Durch Bilanzierung aller Zählwerte innerhalb eines Bilanzkreises stellt der Regelzone verantwortliche ÜNB jeweils nach Abschluss eines Liefermonats **für jeden Bilanzkreis und für jede viertelstündliche Bilanzierungsperiode** fest, welches Bilanzungleich-gewicht sich ergeben hat. Das **Ungleichgewicht eines Bilanzkreises entspricht der Ausgleichsenergie**, die der Bilanzkreis in Anspruch genommen oder geliefert hat. Die Abrechnung erfolgt durch den jeweiligen ÜNB an die BKV auf Basis eines für jede Viertelstunde separat ermittelten, mit dem jeweiligen Bilanzkreissaldo zu multiplizierenden Ausgleichsenergiepreises.

Dieser Preis, der positiv oder negativ sein kann, wird bundesweit für alle in Anspruch genommenen Ausgleichsenergiemengen (Über- sowie Unterspeisungen) einheitlich angewendet.

| Bilanzkreis | Entnahme/Einspeisung von Ausgleichsenergie | Vorzeichen reBAP | Finanzielle Auswirkung für BKV |
|-------------|--------------------------------------------|------------------|--------------------------------|
| Unterspeist | Entnahme                                   | Positiv          | Rechnung                       |
| Unterspeist | Entnahme                                   | Negativ          | Gutschrift                     |
| Überspeist  | Einspeisung                                | Positiv          | Gutschrift                     |
| Überspeist  | Einspeisung                                | Negativ          | Rechnung                       |

Quelle: [Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland](#)



KI-generiert

#### 4. reBAP - Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

# Direktvermarktung - AE-Risiko II

Die ÜNB sorgen in jeder 1/4h für eine ausgeglichene Bilanz von Stromerzeugung und -verbrauch.

Abweichungen zwischen Prognose- und Ist-Daten werden dem BKV in Rechnung gestellt.

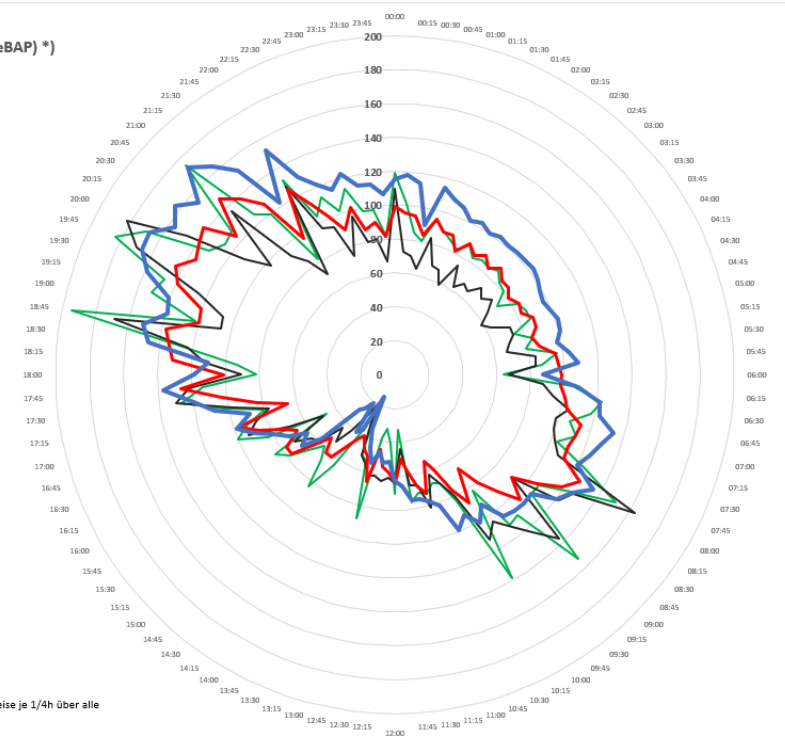
Die **durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise** sind nach dem extremen Jahr 2022 wieder sukzessive gesunken, steigen seit 2025 aber wieder langsam an.

Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise (reBAP) \*)  
in €/MWh

— 2023  
— 2024  
— 2025  
— 2026 (bis Juni)

| Jahr            | Durchschnittspreis<br>reBAP<br>[€/MWh] |
|-----------------|----------------------------------------|
| 2019            | 36,85                                  |
| 2020            | 33,43                                  |
| 2021            | 101,31                                 |
| 2022            | 216,39                                 |
| 2023            | 95,64                                  |
| 2024            | 85,77                                  |
| 2025            | 91,17                                  |
| 2026 (bis Juni) | 102,78                                 |

\*) Abgebildet sind die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise je 1/4h über alle Tage des Jahres.



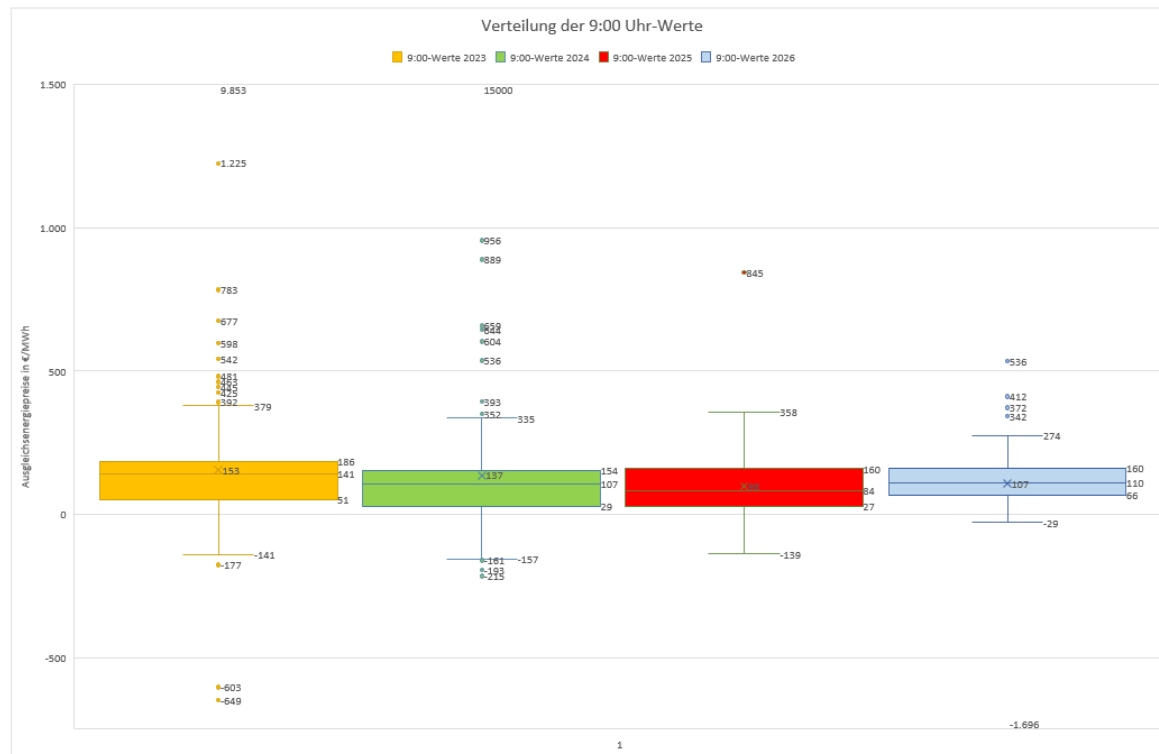
reBAP = regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis

## 4. reBAP - Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

# Direktvermarktung AE-Risiko III

Die **Schwankungsbreite**  
**des reBAP-Werte**  
sinkt seit 2022  
kontinuierlich, bleibt aber  
auf einem hohem Niveau.

Daher ist eine **gute**  
**Prognosequalität** nach wie  
vor **unerlässlich** für eine  
erfolgreiche Vermarktung  
von EE-Anlagen.



# Agenda Webinar Direktvermarktung

**01** Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland

**02** Direktvermarktung und Marktwertisiko

**03** Nichtbeanspruchbarkeiten – warum Mitteilungen wichtig sind

**04** reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise

**05** Umstellung EPEX auf 1/4h-Day-Ahead-Handel

**06** **Regulatorische Änderungen**

## Redispatch Update

Fakten zu Abregelungen & Kosten

BNetzA BiAReM: neue Festlegung

BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch

Redispatch-Vergütungsoptionen Direktvermarkter

**EEG 2027-E**

**EnWG 2027-E**

**WindSeeG-E**

**AgNes** Festlegungsentwurf zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom

**Zusammenfassung**

Confidentiality: C1 - Public

**VATTENFALL** 

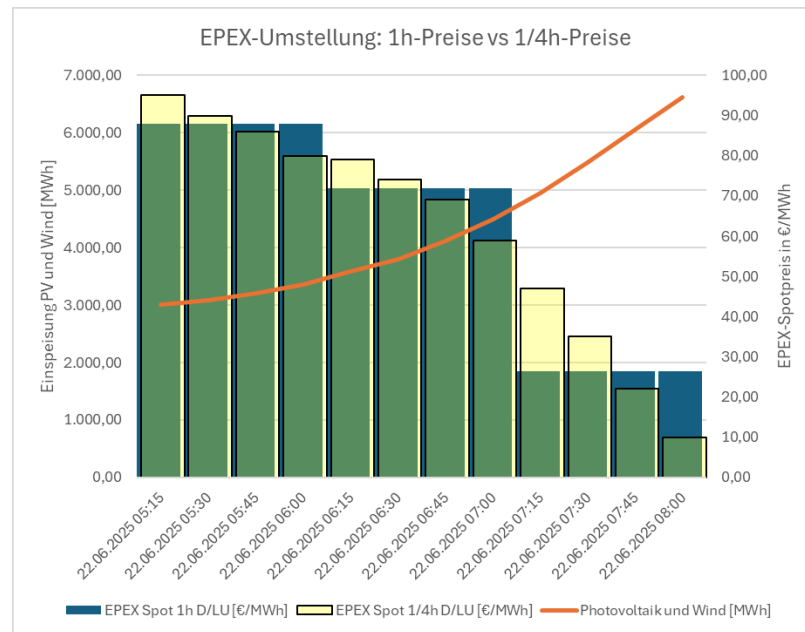
**Fragen**

## 5. Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead-Handel

# Umstellung EPEX auf ¼h-DA-Handel

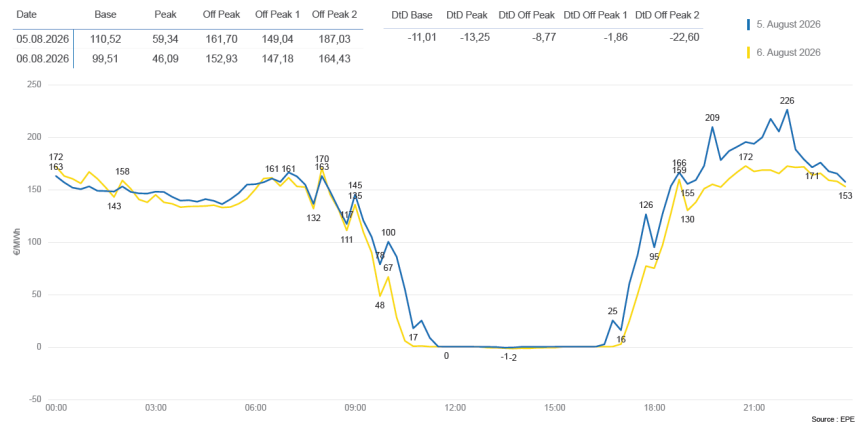
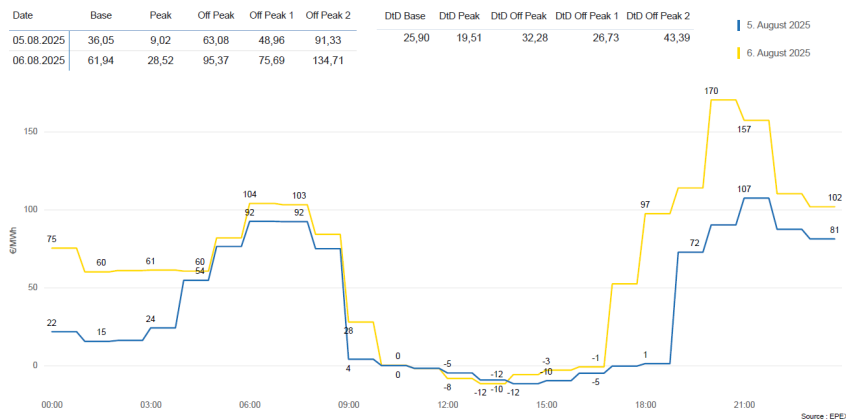
**Worum geht es?** Bis zum 30.09.2025 wurde an der EPEX Spot-Strombörse in der sogenannten Day-Ahead-Auktion Strom in 60-Minuten-Zeitintervallen gehandelt. Dieses Intervall wurde ab 01.10.2025 auf 15 Minuten verkürzt. Insbesondere die immer besser werdenden, viertelstundenscharfen Prognosen für die erneuerbaren Energien werden in der Day-ahead-Auktion gehandelt.

Die Umstellung auf den Viertelstunden-Handel ist eine Verpflichtung aus dem Clean Energy Package und gilt für alle nominierten Strommarktbetreiber (Nominated Electricity Market Operators, NEMO, in Deutschland die EPEX Spot) die am Single Day-ahead Coupling (SDAC) beteiligt sind. Insgesamt werden jetzt also 96 statt 24 Produkte am Day-ahead-Markt gehandelt.



## 5. Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead-Handel

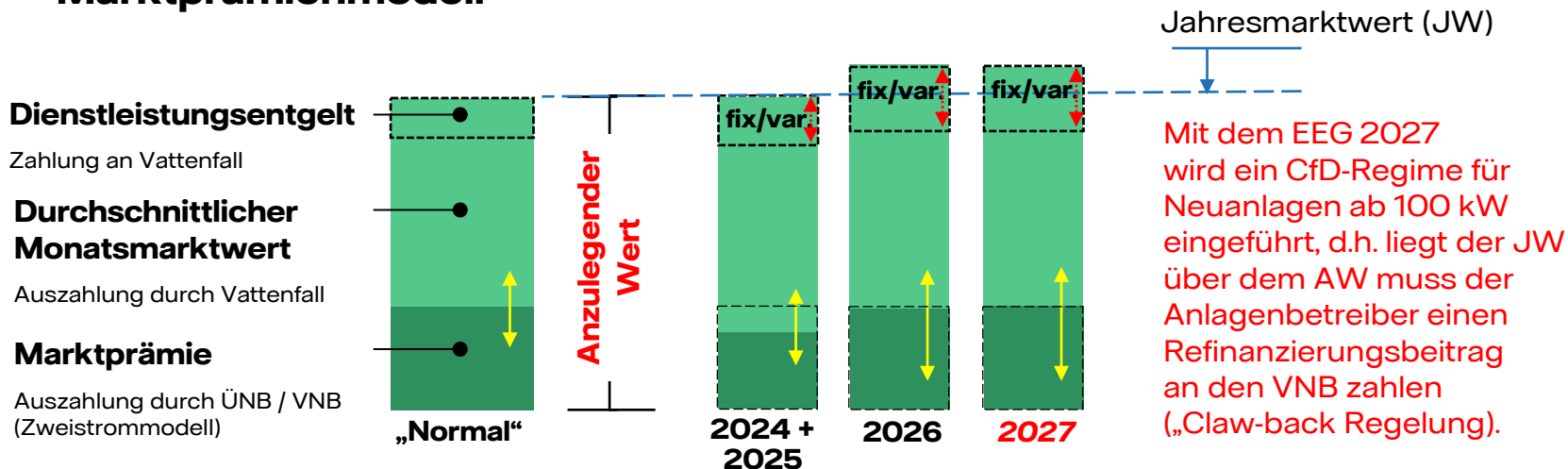
# Umstellung EPEX auf ¼h-DA-Handel



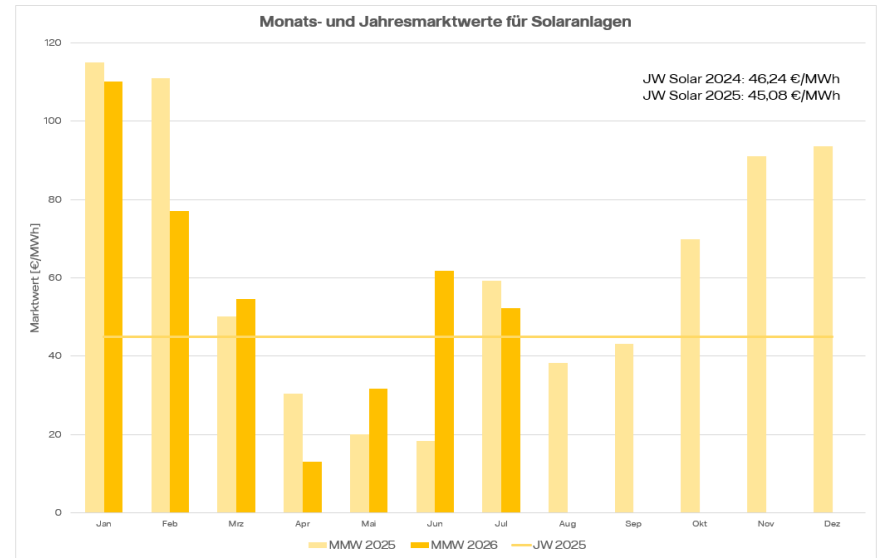
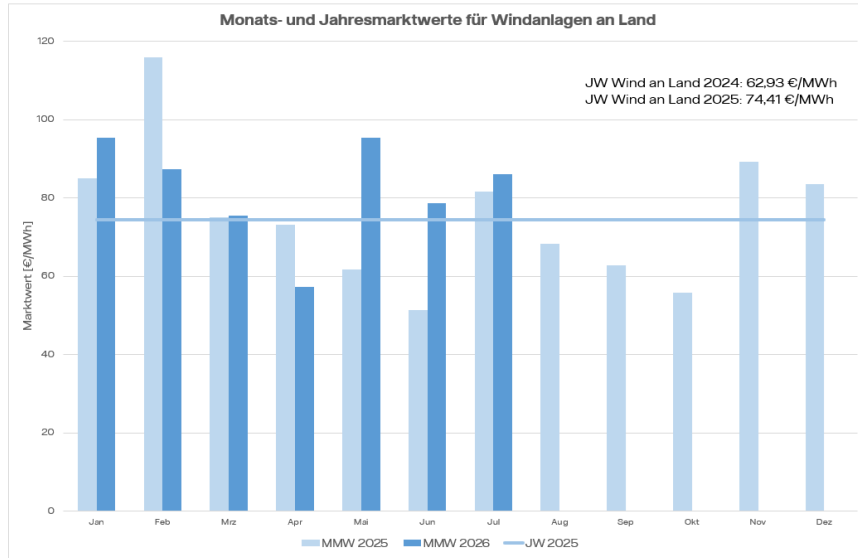
Das „**Sägezahnmuster**“ entsteht durch den Wechsel von systematischen Über- und Unterschätzungen der Einspeisung, was zu Preissprüngen zwischen den Viertelstunden führt. Vermutlich bieten einige Marktteilnehmer weiterhin überwiegend stündlich aufgrund der (stündlichen) Einsatzplanung ihrer Kraftwerke. Die Ausprägung des Sägezahnmodells ist jedoch in allen Ländern seit der Einführung **abnehmend**.

# Direktvermarktung - 2026ff

## Marktprämienmodell



# Direktvermarktung - MW und JW



# Agenda Webinar Direktvermarktung

- 01 Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- 02 Direktvermarktung und Marktwertisiko
- 03 Nichtbeanspruchbarkeiten – warum Mitteilungen wichtig sind
- 04 reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- 05 Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead-Handel

## 06 Regulatorische Änderungen

### Redispatch Update

- Fakten zu Abregelungen & Kosten
- BNetzA BiAREM: neue Festlegung
- BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch
- Redispatch-Vergütungsoptionen Direktvermarkter

EEG 2027-E

EnWG 2027-E

WindSeeG-E

AgNes Festlegungsentwurf zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom

Zusammenfassung

Fragen

# Redispatch- Fakten zu Abregelungen & Kosten 2025 \*1)

## Redispatch Abregelungen

Der Anteil der Abregelungen an der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung betrug rund **vier Prozent**.

Volumen der Redispatch-Maßnahmen, bei denen die Einspeisung von Erzeugungsanlagen reduziert wurde, lag im Jahr **2025 bei 15.549 GWh**

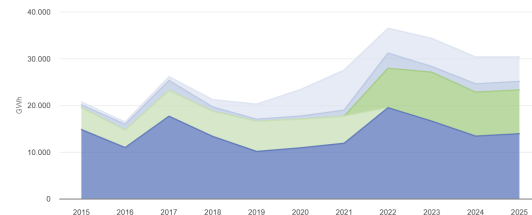
## Redispatch-Kosten

Gesamtkosten für das Netzengpassmanagement im Jahr 2025 betrugen **3.071 Mio. Euro**.

Der finanzielle Ausgleich an die Anlagenbetreiber von abgeregelten Erneuerbaren Energien betrug rund **433 Mio. Euro**.

\*1) <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil>

## Erzeugung & Maßnahmen

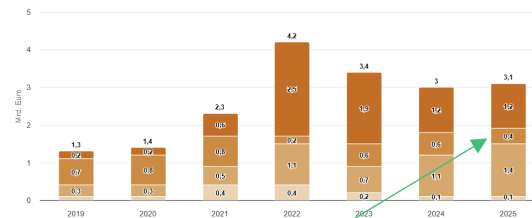


Netzengpassmanagement nach Maßnahmenart



Netzengpassmanagement nach Maßnahmenart

## Kostenentwicklung



Kosten des Netzengpassmanagements



# Redispatch Festlegung BilAReM

**Beschluss** Beschluss vom 07.05.26 der **Festlegung BK6-23-241 Bestimmungen zum bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen BilAReM** (ersetzt die bisherigen Redispatch-2.0-Festlegungen BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061)

- Ziele:**
- 01 Notwendigkeit der Fortentwicklung** des sog. Redispatch 2.0
  - 02 Einheitliche Regeln** für Bilanzierung, Ausfallarbeit, Datenbereitstellung und Kommunikation
  - 03 Einführung eines langfristigen Zielpfads hin zum Planwertmodell.**

## Bilanzierungsmodelle

07.05.26

1.1.2031

31.12.2031

Prognosemodell soll bis 31.12.2031 fortgeführt werden. Bis zum 1.1.2031 sollen alle Redispatch-relevanten Anlagen in das **Planwertmodell** überführt werden.

Der bilanzielle Ausgleich bei Anlagen des ÜNBs wird praktiziert (**Planwertmodell**)

## Ausfallarbeit

- 01** Mittelfristige **Abschaffung der Pauschal-Abrechnung bis Ende 2028**
- 02 vereinfachte Spitzabrechnung** genauer und findet dann Anwendung, wenn der Anlagenbetreiber keine andere Wahl trifft. Netzbetreiber sind aufgefordert, massengeschäftstaugliche Kommunikationsprozesse zu entwickeln
- 03** Optionales Wind-Bin-Verfahren für **Offshore-Wind**, Berücksichtigung Anlagenperformance über Scada

## Weitere Pflichten

Für **Batteriespeicher** deutlich umfangreichere Melde- u. Datenbereitstellungspflichten

**Redispatch & Regelleistung:** Planungsdaten müssen auch Vorhaltung und Besicherungsleistung enthalten

Mehr Netzbetreiber Koordination: VNBs müssen künftig Flexibilität und RD-Potenziale melden u. koordinieren

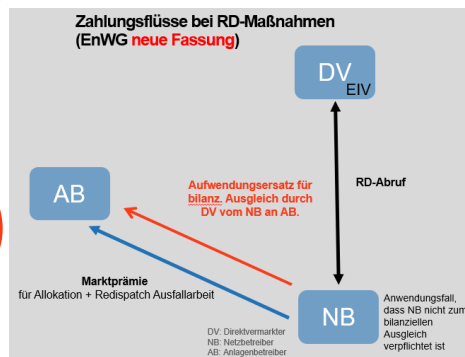
## Neue Rechtslage zum bilanziellen Ausgleich für Redispatch in Verteilernetzen

Änderungen durch § 14 Abs. 1b EnWG, seit 23.12.2025 in Kraft

**dazu neues Festlegungsverfahren BK8-26-001-A**

- ⇒ Sofern VNB nicht zum bilanziellen Ausgleich verpflichtet ist, wird **statt des bilanziellen Ausgleichs** durch den VNB ein **finanzieller Aufwendungsersatz\*)** eingeführt.
- ⇒ Anspruchsberechtigt ist der **Anlagenbetreiber** und **nicht mehr der Direktvermarkter** als BKV. Zwar wird der bilanzielle Ausgleich vom BKV weiterhin vorgenommen, der finanzielle Aufwendungsersatz dafür soll aber **direkt zwischen dem Verteilnetzbetreiber und dem Anlagenbetreiber erfolgen**.

\*) Bis zur Geltung einer Festlegung akzeptiert die BK 8 zur Berechnung des **angemessenen Aufwendungsersatzes** Kosten in Höhe der Anwendung des „**Mischpreisverfahrens**“ nach der BDEW-Übergangslösung  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammer/BK06/BK6\\_84\\_Sys\\_Dienst/844\\_redispatch/Mitteilung\\_12/mitteilung\\_nr\\_12.html?nn=877592](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammer/BK06/BK6_84_Sys_Dienst/844_redispatch/Mitteilung_12/mitteilung_nr_12.html?nn=877592)



(1b) Sofern oder soweit nach Absatz 1 Satz 3 der § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes **keine entsprechende Anwendung findet**, ist § 13a Absatz 2 in Verbindung mit Absatz 1 Satz 1 mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass **der bilanzielle Ausgleich nach § 13a Absatz 1a Satz 1 als erfüllt gilt** und **der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes** als Bestandteil des nach § 13a Absatz 2 **von ihm an den Betreiber der Anlage** zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie **zu zahlenden finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersatz** für die Durchführung des bilanziellen Ausgleichs durch den Bilanzkreisverantwortlichen **zu zahlen hat**. Die **Höhe** des zu zahlenden angemessenen **Aufwendungsersatzes** entspricht den Kosten, die bei einer Vornahme des bilanziellen Ausgleichs der Maßnahme durch den Bilanzkreisverantwortlichen erforderlich sind. Wirtschaftliche Vorteile, die der Bilanzkreisverantwortliche durch die Vornahme des bilanziellen Ausgleichs hätte erlangen können, hat der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie dem Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen zu erstatten. **Die Regulierungsbehörde trifft durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und zur Bestimmung der fiktiven wirtschaftlichen Vorteile.**

# BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch vom 08.06.2026

## Hintergrund & Ziel

Konkretisierung des § 14 Abs. 1b EnWG in einem Festlegungsverfahren BK8-26-001-A zur Bestimmung des **angemessenen Aufwendungsersatzes** für Kosten des Bilanzkreisausgleichs durch **pauschale Bestimmungsmethoden zur Vereinfachung**

## Eckpunkte lt. Entwurf

- 01 RD-Abruf 30 min vorher durch VNB bekanntgegeben:**  
Zahlung = Ausfallarbeit \* Intra-Day-Preisindex ID-AEP
- 02 Verspätete Kommunikation der RD-Maßnahme:**  
Zahlung = Ausfallarbeit \* reBAP - ID-AEP
- 03 Verspätete Ankündigung des Endes einer RD-Maßnahme:**  
Zahlung Ersatzarbeit \* (reBAP[€/MWh] - ID-AEP [€/MWh])
- 04 Keine Ankündigung, fehlerhafte Ankündigung etc....**

## Relevanz und Auswirkungen auf DV-Verträge und unser Vorgehen

Abrechnungsbeträge u. Kosten sind gekoppelt an verschiedene Zeitpunkte des Empfangs und Versand von VNB Datensätzen => **hochkomplex und nicht massentauglich**

**Lt. Workshop vom 20.08. wird es dazu noch erhebliche Änderungen geben. Es soll neuer Mischpreis statt ID1 der Intra-Day-Preisindex ID-AEP und ReBAP verwendet werden.**

## Zeitplan 01.07.2026

20.08.2026

Mitte September  
2026

Ende 2026

Ende der Konsultation

Workshop der BNetzA

Geplanter Festlegungsentwurf

Angestrebter Abschluss des Verfahrens

# Redispatch DV-Vergütungsoptionen 2027

**Variante 1: Ohne** Vergütung der RD-Ausfallarbeit durch den Direktvermarkter

Entschädigungszahlung durch den

**Netzbetreiber**

**§ 14 Abs. 1b EnWG** direkt an den **Anlagenbetreiber** mit angemessenem Aufwendungsersatz (derzeit **Mischpreis**)

**Variante 2: Mit** Vergütung der RD-Ausfallarbeit mit MMW/Spot

Entschädigungszahlung durch den

**Direktvermarkter**

als **Differenz** zwischen Monatsmarktwert und dem **ermittelten einheitlichen Mischpreis** je Viertelstunde, der sich zu **72,5 %** aus dem **ID1-Preisindex<sup>\*1)</sup>** (bzw. **ID-AEP**) und zu **27,5 %** aus dem **ReBAP<sup>\*2)</sup>** zusammensetzt („**Ausgleichspreis**“).

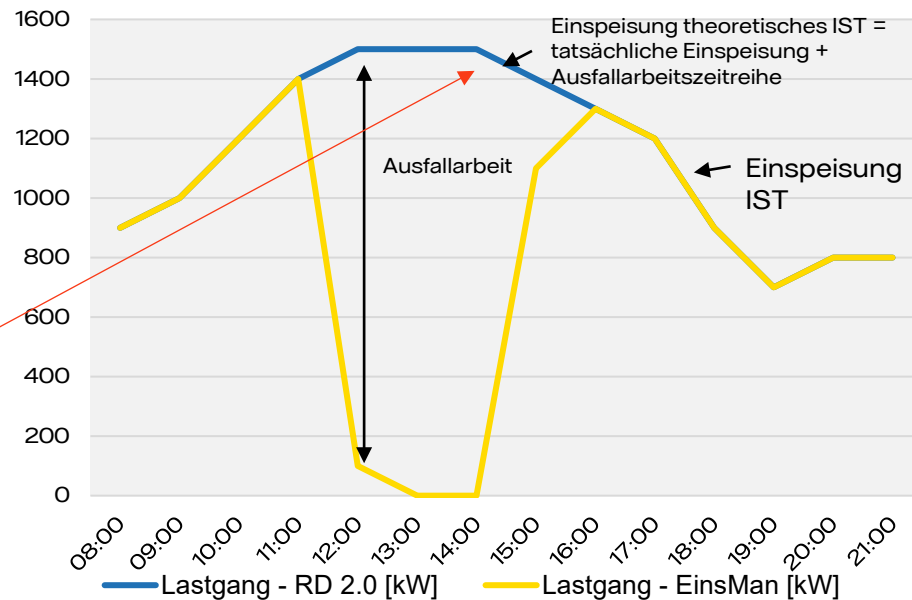
offene Abwicklungsfragen bleiben

<sup>\*1)</sup> ID1-Preisindex: Volumengewichteter Durchschnittspreis aller kontinuierlichen Intraday-Handelsgeschäfte für ein Stromprodukt innerhalb der letzten Stunde vor Lieferbeginn.

<sup>\*2)</sup> reBAP: regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis

# Beispiel Marktwertveränderung ohne & mit Redispatch-Entschädigungszahlung durch den Direktvermarkter

| Uhrzeit [h]                        | Spotpreis [€/MWh] | Ohne RD-Zeitreihe & ohne Vergütung (analog EinsMan) - WEA [kW] | Mit RD-Zeitreihe & mit Vergütung WEA [kW] |
|------------------------------------|-------------------|----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| 08:00                              | 25,1              | 900                                                            | 900                                       |
| 09:00                              | 23,4              | 1.000                                                          | 1.000                                     |
| 10:00                              | 26,5              | 1.200                                                          | 1.200                                     |
| 11:00                              | 20,0              | 1.400                                                          | 1.400                                     |
| 12:00                              | 18,0              | 100                                                            | 1.500                                     |
| 13:00                              | 10,0              | 0                                                              | 1.500                                     |
| 14:00                              | 5,0               | 0                                                              | 1.500                                     |
| 15:00                              | 25,0              | 1.100                                                          | 1.400                                     |
| 16:00                              | 26,1              | 1.300                                                          | 1.300                                     |
| 17:00                              | 27,2              | 1.200                                                          | 1.200                                     |
| 18:00                              | 28,3              | 900                                                            | 900                                       |
| 19:00                              | 29,4              | 700                                                            | 700                                       |
| 20:00                              | 30,5              | 800                                                            | 800                                       |
| 21:00                              | 31,6              | 800                                                            | 800                                       |
| <b>Mittlerer Spoterlös [€/MWh]</b> | <b>23,29</b>      | <b>26,09</b>                                                   | <b>21,84</b>                              |



→ Folge: Auswirkungen auf die Höhe des Dienstleistungsentgelts für 2027 Verträge

# Agenda Webinar Direktvermarktung

- 01 Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- 02 Direktvermarktung und Marktwertisiko
- 03 Nichtbeanspruchbarkeiten – warum Mitteilungen wichtig sind
- 04 reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- 05 Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead-Handel

## 06 Regulatorische Änderungen

### Redispatch Update

- Fakten zu Abregelungen & Kosten
- BNetzA BilAReM: neue Festlegung
- BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch
- Redispatch-Vergütungsoptionen Direktvermarkter

**EEG 2027-E**

**EnWG 2027-E**

**WindSeeG-E**

**AgNes** Festlegungsentwurf zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom

**Zusammenfassung**

Confidentiality: C1 - Public

**VATTENFALL** 

**Fragen**

## 6. Regulatorische Änderungen

# Folgende Regelungsblöcke bestimmen die regulatorische Energierechts- Agenda mit Schwerpunkt Erneuerbare/Vermarktung

## 1 EU-Rahmen nach 2030

---

Post-2030 Renewable Energy Framework mit Klimazielen bis

# 2040

---

## 2 Deutsche Gesetzgebung

---

(StromVKG, GModG,)

**EEG 2027-E** und **EnWG-E** (u.a. Netzpaket)

---

**WindSeeG-E** und **Reform der Netzentgeltsystematik Strom (AgNes)**

## 6. Regulatorische Änderungen

# Post-2030 Renewable Energy Framework Rahmen nach 2030: Klimaziele, Kosten und Versorgungssicherheit zusammenführen

| Kernelemente                 | Stand / Ziel                                                                                                                                    |
|------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| RED III heute                | 42,5 % EE-Anteil verbindlich; 45 % EE-Anteil politisch bis 2030                                                                                 |
| <a href="#">Konsultation</a> | Generaldirektion Energie, seit März 2026 Konsultation für den „Post-2030 Renewable Energy Framework“ gestartet: <b>Was passiert nach 2030 ?</b> |
| Leitplanken                  | Klimaziel 2040, bezahlbare Energie, EU-Wertschöpfung                                                                                            |
| Versorgung                   | Importabhängigkeit von fossilen Energien senken                                                                                                 |
| Zeitplan                     | Legislativvorschlag Ende 2026 geplant                                                                                                           |

## 6. Regulatorische Änderungen

# StromVKG und GModG im Kurzüberblick

### Gesetz zur Sicherung der Versorgungssicherheit Strom und zur Bereitstellung neuer Kapazitäten (StromVKG)

seit 22.07.2026 in Kraft

#### Ausschreibungen von

**11 GW** neue steuerbare Kapazität

**9 GW** davon Langzeitkapazitäten

**Ab 2031** Kapazitätzahlungen

**Ziel:** Wegfall von Kohlekraftwerken absichern und sicherstellen, dass auch bei geringerem Wind- und Solaraufkommen **ausreichend gesicherte Leistung verfügbar** bleibt.

**Konflikt:** fossiler lock-in, Kostenbelastung Verbraucher

### Gebäudemodernisierungsgesetz (GmodG)

seit 29.07.2026 in Kraft.

**Wegfall der 65 %-EE-Pflicht und des faktischen Heizungsverbots**

**schrittweise Beimischung klimafreundlicher Brennstoffe**

#### **Konflikt:**

Klimaziele versus politischer & sozialer Akzeptanz

## 6. Regulatorische Änderungen

# EEG 2027-E Wesentliche Änderungen

| Datum          | Zeitschiene                                                       |
|----------------|-------------------------------------------------------------------|
| 18.07.2026     | <a href="#">Referentenentwurf</a> veröffentlicht                  |
| 29.07.2026     | Bundeskabinett beschließt Regierungsentwurf                       |
| 23.-25.09.2026 | 1. Lesung Bundestag geplant                                       |
| 14.-16.10.2026 | 2. Lesung Bundestag geplant; anschließend Bundesrat               |
| 01.01.2027     | unter EU-beihilferechtlichem Vorbehalt<br>geplantes Inkrafttreten |

**Ziel des Gesetzes lt. BMWF:** Neuausrichtung von **einem förderorientierten System zu einem markt-, system- u. netzdienlichen Ausbau** der erneuerbaren mit politischem Ziel der Senkung der Förderkosten.

## 6. Regulatorische Änderungen

# EEG 2027-E: Wesentliche Änderungen im Gesetzestext

| Themengebiet                           | Wesentliche Änderung zum EEG 2023                                                                                                           | Gesetzesfundstelle                                                  |
|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|
| <b>Neue Regionen im EEG</b>            | Einführung von Küstenregion, Mitte-Nord und Südregion, neu definiert                                                                        | § 3 Nr. 31a, Nr. 38, Nr. 43c sowie Anlage 4 EEG 2027-E              |
| <b>Strommengenpfad entfällt</b>        | Strommengenziele bis 2030 werden gestrichen; <b>80%-EE-Ziel bleibt</b>                                                                      | § 4a EEG 2023 entfällt                                              |
| Kommunalbeteiligung Wind/PV            | Anhebung von 0,2 → 0,3 ct/kWh; Bezug auf erzeugte statt eingespeiste Strommengen                                                            | § 6 Abs. 2–5 EEG 2027-E                                             |
|                                        | <b>Behandlung im Netzpaket:</b> Wirkleistungsbegrenzung & Entschädigungsbegrenzung / Redispatch-Vorbehalt in kapazitätslimitierten Gebieten | § 8 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 EEG 2027-E, § 8 Abs. 4 Sätze 2-5 EEG 2027-E |
| <b>Kleine Aufdach-PV</b>               | Dauerhafte 50%-Einspeisegrenze ( <b>&lt;25 kW</b> , <100kW)                                                                                 | § 9 Abs. 2b EEG 2027-E                                              |
| zusätzliche Pflichten Direktvermarkter | Vertragliche Regelungen zur preisabhängigen Abregelung bei negativen bzw. niedrigen Marktpreisen.                                           | §10b Abs. 7 EEG 2027-E                                              |
| <b>Netzbetreiberabnahme</b>            | Bisherige Einspeisevergütung wird durch Netzbetreiberabnahme ersetzt                                                                        | §§ 19 Abs. 1 Nr. 2, 21 EEG 2027-E                                   |
| <b>Marktprämie</b>                     | Nur für Anlagen >25 kW                                                                                                                      | § 20 Abs. 1 EEG 2027-E                                              |

## 6. Regulatorische Änderungen

# EEG 2027-E: Wesentliche Änderungen im Gesetzestext / Direktvermarktung

| Themengebiet                                                   | Wesentliche Änderung zum EEG 2023                                                                                                                                                                                                                       | Gesetzesfundstelle                            |
|----------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| <b>Direktvermarktung wird Regelfall</b>                        | <50 kW IBN vor 2028 · <25 kW IBN vor 2029 · <7 kW IBN vor 2030                                                                                                                                                                                          | § 21 Abs. 1 EEG 2027-E                        |
| <b>Ausgeförderte Anlagen</b>                                   | Netzbetreiberabnahme bleibt erhalten; Vergütung auf Basis Jahresmarktwert (max. 10 ct/kWh).                                                                                                                                                             | §§ 21 Abs. 1 Nr. 3, 23b, 25 Abs. 2 EEG 2027-E |
| <b>CfD Einführung u. Refinanzierung</b>                        | Zahlungspflicht ab 100 kW , wenn Jahresmarktwert über anzulegendem Wert liegt                                                                                                                                                                           | §§ 21d, 21e, 23a EEG 2027-E                   |
| <b>PPA-Wechsel nicht möglich</b>                               | Späterer Wechsel aus PPA in geförderte DV ausgeschlossen („...dauerhaft keine Förderung.. mehr in Anspruch nehmen“)                                                                                                                                     | § 21e EEG 2027-E                              |
| <b>Bonus für sonstige Direktvermarktung kleiner Aufdach-PV</b> | Anlagen < 25 kW erhalten zukünftig keine Einspeisevergütung mehr. <b>Einführung eines auf 4 Jahre befristeten DV-Bonus von 15 €/MWh für kleine Anlagen zum Hochlauf der sonstigen Direktvermarktung.</b> Anlagen >25 kW haben Anspruch auf Marktprämie. | § 50c Abs. 1 u. 5 EEG 2027-E                  |

## 6. Regulatorische Änderungen

# EEG 2027-E: Wesentliche Änderungen im Gesetzestext / Sonderausschreibungen Wind

| Themengebiet                                               | Wesentliche Änderung zum EEG 2023                                                                     | Gesetzesfundstelle           |
|------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| Wind-Ausschreibungsvolumen                                 | Erhöhung des regulären Ausschreibungsvolumens für Wind an Land <b>auf 15 GW</b> p.a. in 2027 und 2028 | § 28 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2027-E |
| Wind-Ausschreibungsvolumen 2029                            | von <b>12 GW</b>                                                                                      | § 28 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2027-E |
| Wind-Ausschreibungsvolumen 2030-2032                       | Fortführung mit <b>10 GW p.a.</b>                                                                     | § 28 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2027-E |
| Innovationsausschreibungen werden Resilienzausschreibungen | Ausrichtung der Sonderausschreibungen auf Versorgungssicherheit und Resilienz                         | §§ 28e, 39n, 88d EEG 2027-E  |

## 6. Regulatorische Änderungen

# EEG 2027-E: Wesentliche Änderungen im Gesetzestext

| Themengebiet                                                                  | Wesentliche Änderung zum EEG 2023                                                                                                         | Gesetzesfundstelle      |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|
| Wind-Pachtdeckel                                                              | Neue <b>Begrenzung von Grundstücksentgelten</b> für Windenergieanlagen an Land (2,5% der Erlöse aus Standortertrag*AW ab 2028)            | § 36d EEG 2027-E        |
| <b>Anpassung Referenzertragsmodell Wind</b>                                   | 4 Regionen statt 2, <b>Anhebung Korrekturfaktor für Südregion</b> , Einführung von Untergrenzen für Standortgüte, Übergangsphase bis 2029 | § 36h EEG 2027-E        |
| PV-Freifläche<br>Höchstwert                                                   | Höchstwert 2027= Durchschnitt der höchsten noch bezuschlagten Gebote der letzten 3 Auktionstermine 2026 + 8% Aufschlag, max. 59 €/MWh.    | § 36h EEG 2027-E        |
| PV-Freifläche<br>teilweise IBN<br>möglich ohne<br>Erlöschen von<br>Zuschlägen | Teil-IBN wahrt Realisierungsfrist innerhalb 24 Monate nach Bekanntgabe des Zuschlags                                                      | § 37d Abs. 2 EEG 2027-E |

## 6. Regulatorische Änderungen

# EEG 2027-E: Zusammenfassung & Fazit

- Weniger Förderung, mehr Marktintegration, CfD-Einführung

### Chancen

- zusätzliche Ausschreibungsvolumina positiv, da viele genehmigte Projekte in der Pipeline
- Anhebung des Korrekturfaktors Südregion

### Risiken

- Abschaffung Einspeisevergütung & Direktvermarktungs-Pflicht werden Investitionen hemmen → **höhere Risiken für kleinere Betreiber und Bürgerenergie**
- verpflichtende Steuerbarkeit für alle Anlagen versus Smart Meter Rollout
- Kein **Wechsel von PPA zurück** in die geförderte Direktvermarktung möglich => erschwerte Vermarktung von PPAs

## 6. Regulatorische Änderungen

# EnWG & EEG Netzpaket: Netzanschluss- und Redispatch-Reform

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaues mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens vom 19.07.2026

**Ziel BMWF:** stärkere Ausrichtung des EE-Ausbaus an den vorhandenen Netzkapazitäten sowie eine grundlegende Reform des Netzanschlussverfahrens

### Übersicht:

| Themengebiet                    | Heute (EEG 2023 & EnWG)                                              | EnWG 2027-E & EEG 2027-E                                                                                                                                                                        |
|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Netzanschluss</b>            | Vorrangiger Anschlussanspruch<br>8 Abs. 1 EEG                        | § Einschränkung in <b>kapazitätslimitierten Gebieten</b><br>§ 14 Abs. 1 d EnWG-E                                                                                                                |
| <b>Redispatch-Entschädigung</b> | Entschädigungsanspruch nach 13a Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14 Abs. 1b EnWG | <b>Entschädigungsbegrenzung</b> in kap.limitierten Gebieten als Voraussetzung für privilegierten Anschluss (§ 8 Abs. 4 Sätze 2-5 EEG 2027-E i.V.m. § 13a Abs. 6 EnWG-E und § 14 Abs. 1d EnWG-E) |
| <b>Standortwahl</b>             | neutral                                                              | stärkere Netzorientierung                                                                                                                                                                       |
| <b>Projektentwicklung</b>       | Windhundprinzip § 8 EEG                                              | <b>Priorisierung</b> nach Reifegrad und Systemnutzen                                                                                                                                            |

# Kapazitätslimitierte Gebiete und netzengpassbedingte Abregelungen

**>5 %**

Vorjahres-  
Abregelung als  
Schwelle für  
Ausweisung

§ 14 Abs. 1d EnWG-E

**bis zu 6  
Jahren**

Ausweisung eines  
Engpassgebiets

**10-20 %**

Deckelung der  
Entschädigungs-  
ansprüche der jährl.  
Erzeugung für  
Neuanlagen

Erhalt eines  
prioritären  
Netzanschlusses

§ 8 Abs. 4 Sätze 2-5 EEG 2027-E  
i.V.m. § 13a Abs. 6 EnWG-E und §  
14 Abs. 1d EnWG-E

## 6. Regulatorische Änderungen

# Netzanschluss: Reifegrad, Meilensteine und Systemnutzen ersetzen das Windhundprinzip

| Themengebiet                                             | Neue Regelung                                                                                                                                                                                                                  | Gesetzesfundstelle                      |
|----------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Wirkleistungs-<br>begrenzung                             | <b>Ab 01.01.2027:</b> Begrenzung der <b>Wirkleistungseinspeisung auf 70%</b> der installierten Leistung für PV-Freiflächenanlagen bzw. <b>280 W/m2 Rotorfläche WiEA an Land</b> . Ziel: Reduzierung von Einspeisespitzen       | § 8 Abs. 1 Satz 4 Nr. 1 u. 2 EEG 2027-E |
| Priorisierung von<br>Netzanschlussbegehren               | VNB bekommt Möglichkeit, Anschlussbegehren <b>anhand gesetzlicher Kriterien zu priorisieren</b> (bisher nur eingeschränkte Beurteilung nach Reifegrad und Netznutzen). Realisierungsreife Projekte werden bevorzugt behandelt. | Neuer § 17b EnWG-E                      |
| Meilensteinpflichten                                     | Einführung verbindlicher Projektmeilensteine und Nachweispflichten zur Sicherung der Priorisierung , ansonsten Entfall der Anschlussreservierung                                                                               | § 17b EnWG-E                            |
| Spekulative Anfragen                                     | Anschlusskapazitäten werden gezielter vergeben; „Vorratsanmeldungen“ werden erschwert                                                                                                                                          | § 17b EnWG-E                            |
| Batteriespeicher &<br>Großverbraucher<br>(Rechenzentren) | VNB erhalten Instrumente, Batteriespeicher besser zu priorisieren. Steuerung nach Netzsituation und volkswirtschaftlichem Nutzen                                                                                               | §§ 17 ff. EnWG-E                        |
| Lenkung auf alternative<br>Anschlusspunkte               | Lenkung auf netzdienlichere Verknüpfungspunkte, um Engpässe zu vermeiden                                                                                                                                                       | §§ 17 ff. EnWG-E                        |

## 6. Regulatorische Änderungen

# Netzpaket: schnellere Anschlüsse sind möglich - aber Erlös- und Finanzierungsrisiken steigen erheblich

### Chancen

- Schnellere Anschlüsse für hochwertige Projekte
- **Bessere Planbarkeit für Netzbetreiber**
- Weniger spekulative Anschlussbegehren

### Risiken

- Erhebliche **Erlösrisiken in kapazitätslimitierten Gebieten, welche nicht mehr bebaut** werden
- Sinkender Wert von Redispatch-Entschädigungen
- **Erschwerte Finanzierung** von Projekten in Norddeutschland bzw. **Engpassregionen**.
- Inkrafttreten 1.1.27 ohne Übergangsfristen, d.h. das gilt auch für bisher genehmigte Projekte
- **Europarechtswidrig ?** Verstoß gegen EBM-RL und EBM-VO ([Studie Stiftung Umweltenergierecht](#))

### Fazit:

Netzanschlusspaket markiert Paradigmenwechsel: Netzanschluss wird von weitgehend passiven „Anschluss auf Antrag“-System zu aktiv **gesteuerten Kapazitätsmanagement**. Höhere **Relevanz von Netzsituation**, Realisierungsreife und Lage außerhalb kapazitätslimitierter Gebiete. Strukturelle **Versäumnisse beim Netzausbau** werden in die **Risikosphäre** des Anlagenbetreibers verlagert.

## 6. Regulatorische Änderungen

# WindSeeG-Entwurf

Entwurf eines Gesetzes zur Optimierung und Absicherung des Ausbaus der Windenergie auf See (WindSeeG-Novelle 2026) vom 11.08.2026

- Länder- u. Verbändeanhörung zum Referentenentwurf eingeleitet

## Ziele

**Kosteneffizienter Ausbau** der Offshore-Windenergie

Verlässlicher Investitionsrahmen für Offshore-Projekte

Mehr **Marktintegration und Begrenzung von Förderkosten**

Stärkung von Resilienz, Cybersicherheit und europäischen **Lieferketten**

Förderung von Innovation und Wasserstoff auf See

**Mit welchen Maßnahmen sollen die Ziele erreicht werden ?**

## 6. Regulatorische Änderungen

# WindSeeG-Entwurf

| Themengebiet                                   | Bisheriges WindSeeG                                                  | Referentenentwurf 2026                                                                                                                                           |
|------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Ausbaupfad</b>                              | Ab 2027 grundsätzlich 4 GW p.a.                                      | Flexibler Ausschreibungskorridor BSH von <b>2,0-4,8 GW p.a.</b><br>§§ 5 bis 8 WindSeeG-E, §§ 16 ff. WindSeeG                                                     |
| <b>Systemkosten / Netzauslastung</b>           | 1:1-Verhältnis zwischen Leistung und Netzanbindung                   | <b>Überbauung von Netzan schlüssen</b> und optimierte Flächenzuschnitte, soll Offshore-Netzan schlüsse besser auslasten §§ 5ff., 17 ff WindSeeG-E                |
| <b>Ausschreibungs-<br/>design</b>              | Einheitliches Verfahren mit Zahlungsgeboten / qualitativen Kriterien | <b>Zwei-Stufen-Modell:</b> erst wird abgefragt, ob Projekt förderfrei realisiert werden kann, danach 2. Auktion mit CfD-Förderung §§ 16 ff, §§ 51 ff. WindSeeG-E |
| <b>Förderung</b>                               | Marktprämienmodell für bestimmte Flächen                             | Offshore- <b>CfD-System</b> mit Marktprämie und Refinanzierungsbeitrag §§ 51 ff WindSeeG-E                                                                       |
| <b>Laufzeit</b>                                | Regelmäßig 25 Jahre                                                  | Verlängerung auf <b>35 Jahre</b> , optional +5 Jahre<br>§§ 79 ff. WindSeeG-E                                                                                     |
| <b>NZIA (Net Zero Industry Act)/ Resilienz</b> | Bisherige qualitative Kriterien                                      | Neue Anforderungen an <b>Cybersecurity, Resilienz, Nachhaltigkeit (Herkunft von Komponenten, CO<sub>2</sub>-Fußabdruck)</b>                                      |
| Wasserstoff auf See                            | Keine hybride Netzanbindung                                          | Ermöglichung hybrider Offshore-Projekte: <b>Wind + Elektrolyse + H<sub>2</sub>-Anbindung</b>                                                                     |

## 6. Regulatorische Änderungen

# AgNes (Reform der Netzentgeltsystematik Strom)

**BNetzA** [Festlegungsentwurf](#) vom 06.08.2025

Konsultation eröffnet, endgültige Festlegung soll noch 2026 beschlossen werden.

**Ziel:** Umbau der Stromnetzentgeltsystematik ab 01.01.2029.

Netzkosten sollen künftig **nicht mehr nahezu ausschließlich von Letztverbrauchern** getragen werden, sondern breiter auf Verbraucher, **Erzeuger**, Speicher, Elektrolyseure und Prosumer verteilt werden.

|                                |                                                                                                               |
|--------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Erzeugungsanlagen</b>       | installierten Bruttoleistung > 30 kW ist bundeseinheitliches, kapazitätsbasiertes Einspeiseentgelt vorgesehen |
| <b>Netzgekoppelte Speicher</b> | Sollen über ein Sondernetzentgelt in Form eines fixen Kapazitätspreises an der Finanzierung beteiligt werden. |
| <b>Prosumer</b>                | In der Niederspannung ist ein Aufschlag auf den Grundpreis vorgesehen.                                        |

## Auswirkungen

- **zusätzliche Kostenbelastung für EE-Erzeuger** und neue **Business-Case-Unsicherheit**
- mögliche Investitionszurückhaltung bei Projekten ohne gesicherten Vertrauensschutz

# Agenda Webinar Direktvermarktung

- 01 Entwicklung der Erneuerbaren Energie in Deutschland
- 02 Direktvermarktung und Marktwertisiko
- 03 Nichtbeanspruchbarkeiten – warum Mitteilungen wichtig sind
- 04 reBAP – Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise
- 05 Umstellung EPEX auf ¼h-Day-Ahead-Handel

## 06 Regulatorische Änderungen

### Redispatch Update

- Fakten zu Abregelungen & Kosten
- BNetzA BilAReM: neue Festlegung
- BNetzA Eckpunktepapier zum Erlass einer Festlegung zur Kostenerstattung im „unbilanzierten“ Redispatch
- Redispatch-Vergütungsoptionen Direktvermarkter

EEG 2027-E

EnWG 2027-E

WindSeeG-E

AgNes Festlegungsentwurf zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom

Zusammenfassung

Fragen

# Zusammenfassung

- Die Direktvermarktung ist und wird wesentlicher Baustein für das Gelingen der ambitionierten Energiewende in Deutschland bleiben.
- Die Rahmenbedingungen müssen sicherstellen, dass die Energieversorgung wirtschaftlich (bezahlbar), sicher (qualitativ und quantitativ) sowie umweltverträglich (ressourcenschonend) bleibt.

„Es gibt nichts Gutes, außer man tut es.“

*Erich Kästner*

## **Vorwärts immer – rückwärts nimmer!**

# Ihre Fragen beantworten wir gern...



**Hanno Mieth**  
**Senior Renewables Contract Manager**



Renewables Origination Germany  
Business Area Markets  
Vattenfall Energy Trading GmbH  
Amerigo-Vespucci-Platz 2  
D-20457 Hamburg



+49 40 24430-532  
+49 152 546 26 286



hanno.mieth@vattenfall.de



[www.vattenfall.de/energiehandel](http://www.vattenfall.de/energiehandel)



**Michael Schilling**  
**Renewables Sales Manager**



Renewables Origination Germany  
Business Area Markets  
Vattenfall Energy Trading GmbH  
Amerigo-Vespucci-Platz 2  
D-20457 Hamburg



+49 40 24430-536  
+49 152 546 26 341



michael.schilling@vattenfall.de



[www.vattenfall.de/energiehandel](http://www.vattenfall.de/energiehandel)

# Aufzeichnung & Präsentationsunterlagen

**Sie erhalten in der Woche nach dem Webinar eine E-Mail mit einem Link zur Aufzeichnung und den Unterlagen.**

**Hier finden Sie die Aufzeichnungen und Unterlagen aller Webinare:**

<https://energysales.vattenfall.de/sonstiges/veranstaltungen/webinare/unterlagen>