

# 100% bis 2035: Dem klimaneutralen Stromsystem den Weg bereiten – Regulierungsrahmen und Finanzierung Erneuerbarer Energien

Studie für den WWF von Aurora Energy Research

*Januar 2024*



# Kontext

- 
- Um die Dekarbonisierungsziele aus dem Klimaschutzgesetz zu erreichen, muss der Energiesektor bereits bis 2035 nahezu vollständig klimaneutral sein.
  - Hierfür muss die Geschwindigkeit der Transformation in den nächsten Jahren weiter erhöht werden.
  - Um private Investitionen anzureizen und Marktakteuren langfristig Planungssicherheit zu geben, müssen zentrale Regulierungsfragen zeitnah geklärt und umgesetzt werden.

Aurora Energy Research wurde vom World Wide Fund for Nature (WWF) beauftragt, eine **Publikation zur Förderung und Refinanzierung von Erneuerbaren Energien in einem klimaneutralen Stromsystem** zu verfassen. Konkret behandelt die vorliegende Studie die folgenden Fragenstellungen:

- Welche **Herausforderungen** bestehen, um das **Zielbild des klimaneutralen Stromsystems in 2035** zu erreichen und welche Regulierungs- und Förderbedarfe ergeben sich daraus?
- Welche **Förder- und Regulierungsmaßnahmen** stehen der Politik zur Beschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Erzeugungstechnologien zur Verfügung?
- Wie kann sichergestellt werden, dass parallel zu staatlichen Fördermechanismen auch **Anreize für einem marktbasierten Ausbau** von Erneuerbaren bestehen?
- Welche **Einflüsse und Wechselwirkungen** ergeben sich aus (indirekten) Förderinstrumenten wie der CO<sub>2</sub>-Bepreisung oder einer Strompreisentlastung für die Industrie?
- Welche konkreten **politischen Handlungsempfehlungen** lassen sich ableiten und wie kann ein Fahrplan für deren Umsetzung aussehen?

Viele der Zahlen und Analysen stammen aus Auroras Strommarktszenarien, vor allem **Auroras Net Zero Szenario**. Die zugrundeliegenden Szenarien sind von Stand Oktober 2023.

- I. Zielbild klimaneutrales Stromsystem und zentrale Regulierungsbedarfe
- II. Förderinstrumente für Erneuerbare Energien
  1. Gegenüberstellung von Differenzkontrakten und gleitender Marktprämie
  2. Kompatibilität von Förder- und Marktmechanismen
- III. Optionen für die Förderung von angebots- und nachfrageseitiger Flexibilität
- IV. Einflüsse und Wechselwirkungen aus indirekten Fördermechanismen
- V. Fahrplan klimaneutrales Stromsystem
- VI. Anhang

# Die im gesamten Bericht verwendeten Abkürzungen sind hier als Referenz aufgeführt

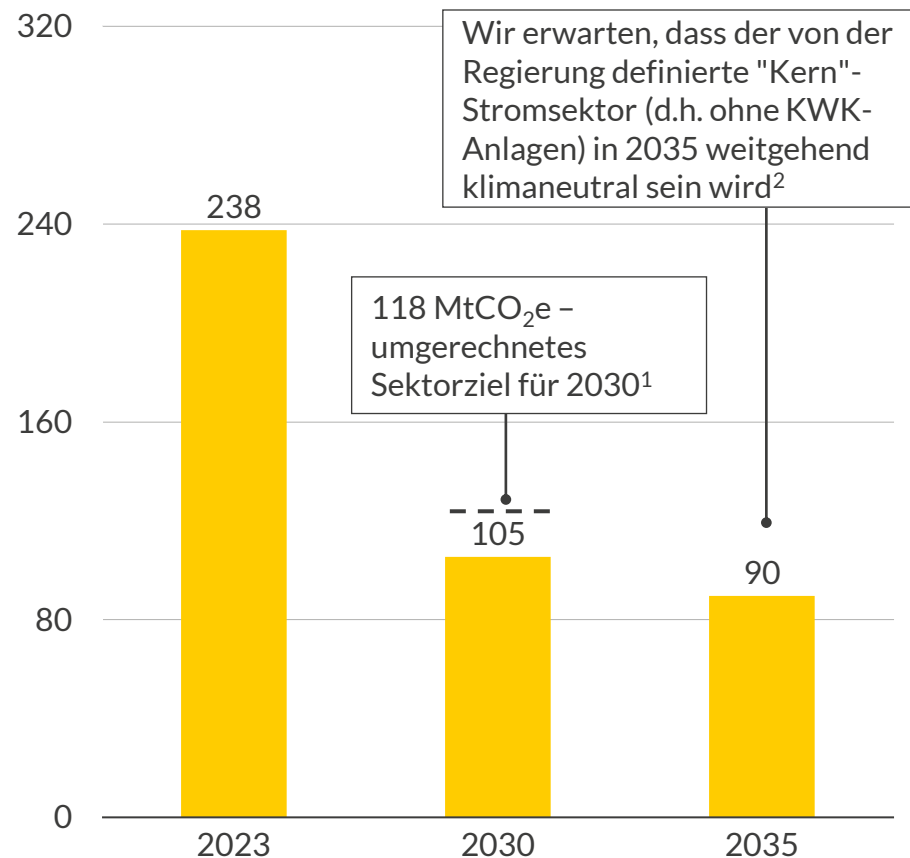
| Abkürzung       | Bedeutung  |
|-----------------|--|
| BMWK            | Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz     |
| CfD             | Differenzkontrakt ( <i>Contract for Difference</i> ) |
| CO <sub>2</sub> | Kohlenstoffdioxid                                    |
| DIHK            | Deutsche Industrie- und Handelskammer                |
| EE              | Erneuerbare Energien                                 |
| EEG             | Erneuerbare-Energien-Gesetz                          |
| GuD             | Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk                         |
| H <sub>2</sub>  | Wasserstoff  |
| HKN             | Herkunftsnachweis                                    |
| KW              | Kraftwerk  |
| kW/MW/GW        | Kilowatt/Megawatt/...                                |
| kWh/MWh/GWh/TWh | Kilowattstunde/Megawattstunde/...                    |
| KWK             | Kraft-Wärme-Kopplung                                 |
| KWS             | Kraftwerkstrategie                                   |
| NEV (StromNEV)  | Stromnetzentgeltverordnung                           |
| PKNS            | Plattform klimaneutrales Stromsystem                 |

| Abkürzung | Bedeutung   |
|-----------|---|
| PPA       | Stromabnahmevereinbarung ( <i>Power Purchase Agreement</i> )          |
| RED III   | EU -Erneuerbaren-Richtlinie ( <i>Renewable Energy Directive III</i> ) |
| TBD       | Noch festzulegen ( <i>To Be Determined</i> )                          |
| VNB/ÜNB   | Verteilnetzbetreiber/Übertragungsnetzbetreiber                        |

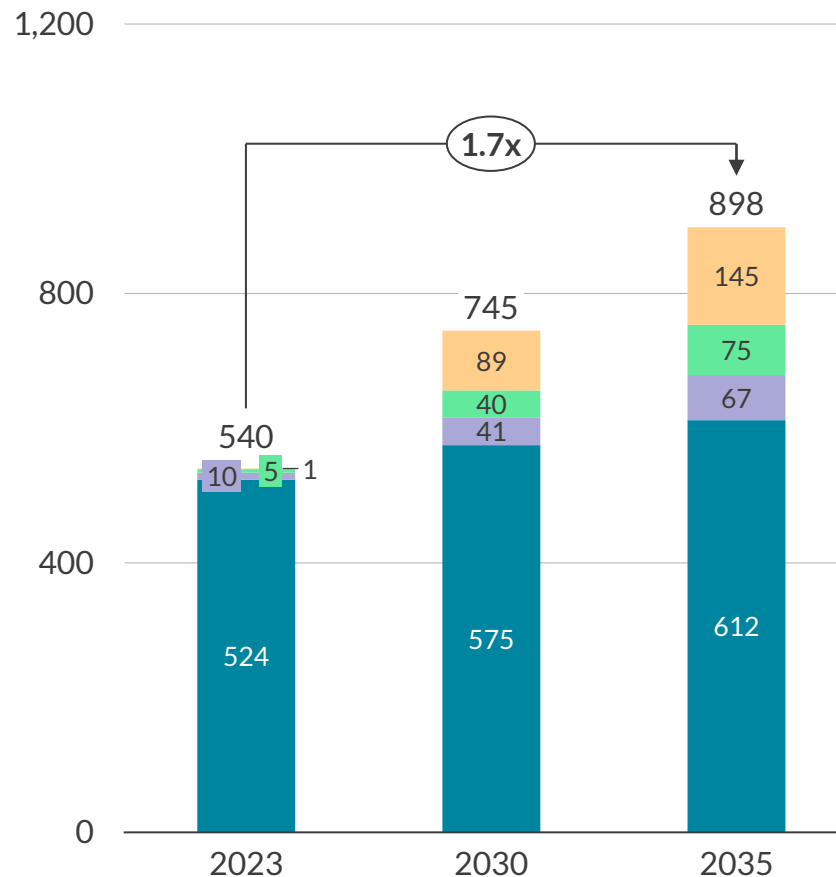
- I. Zielbild klimaneutrales Stromsystem und zentrale Regulierungsbedarfe**
- II. Förderinstrumente für Erneuerbare Energien**
  - 1. Gegenüberstellung von Differenzkontrakten und gleitender Marktprämie
  - 2. Kompatibilität von Förder- und Marktmechanismen
- III. Optionen für den Anreiz von steuerbarer Leistung und Flexibilität**
- IV. Einflüsse und Wechselwirkungen aus indirekten Fördermechanismen**
- V. Fahrplan klimaneutrales Stromsystem**
- VI. Anhang**

# Die Transformation des Stromsektors zur Klimaneutralität erfordert eine schnelle Dekarbonisierung bei gleichzeitig steigender Nachfrage

Prognostizierte CO<sub>2</sub>-Emissionen des deutschen Stromsektors<sup>1</sup>  
MtCO<sub>2</sub>e



Stromnachfrage im Aurora Net Zero Szenario  
TWh



Aurora Net Zero Szenario

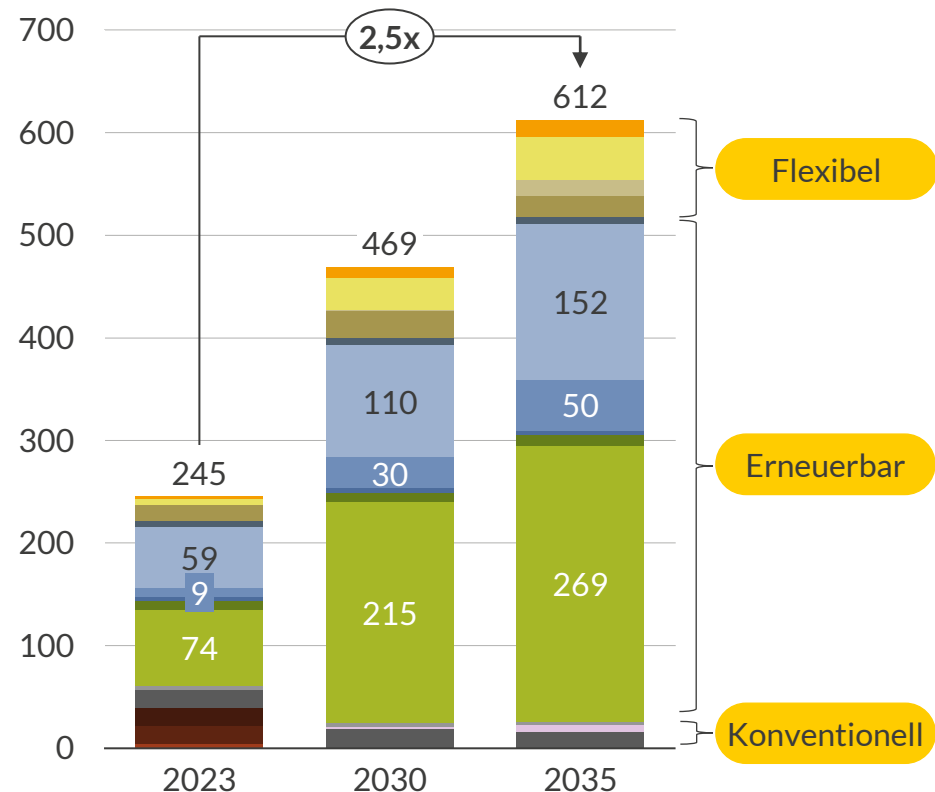
■ Basisnachfrage<sup>3</sup> ■ E-Fahrzeuge  
■ Elektrische Wärmeerzeugung ■ Elektrolyse

- Für die Erreichung des Sektorziels für die Energiewirtschaft im Jahr 2030 müssen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Stromsektor um 50% im Vergleich zum aktuellen Niveau sinken.
- Gleichzeitig bewirkt die Dekarbonisierung und Elektrifizierung anderer Wirtschaftssektoren einen starken Anstieg der Stromnachfrage. Im Aurora Net Zero Szenario steigt die Stromnachfrage bis 2035 um das 1.7-fache im Vergleich zu heute.

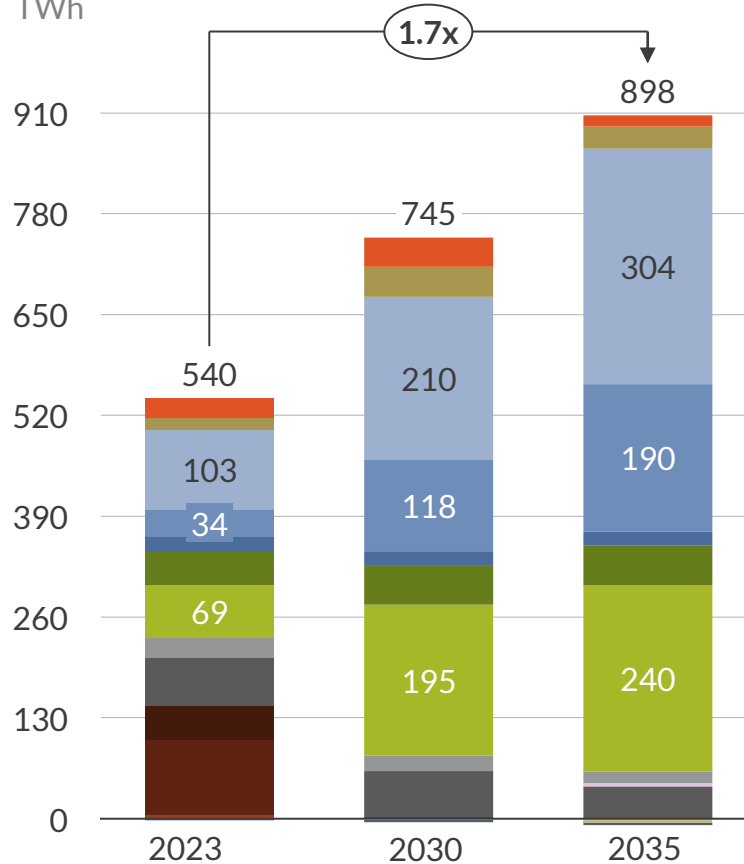
1) Der Stromsektor umfasst auch KWK-Anlagen und Industriekraftwerke und weicht somit von der Definition der Energiewirtschaft des Klimaschutzgesetzes ab. 2) Die meisten Emissionen ab 2035 werden durch KWK-Anlagen und Industriekraftwerke verursacht. 3) Industrie, Gewerbe, Industrie und Transport außer E-Fahrzeuge.

# Die Erreichung des Zielbilds erfordert daher einen ambitionierten Zubau von erneuerbaren Energieträgern

Installierte Kapazität im Aurora Netz Zero Szenario  
GW



Stromerzeugungsmix im Aurora Net Zero Szenario  
TWh



- Kernkraft
- Erdgas GuD
- Solar
- Wind auf See
- Gas / Öl Spitzenlast-KW
- Abschaltbare Lasten
- Braunkohle
- H<sub>2</sub> GuD
- Andere EE<sup>1</sup>
- Wind an Land
- H<sub>2</sub> Spitzenlast-KW
- Interkonnektoren
- Steinkohle
- Andere thermale KW<sup>2</sup>
- Wasserkraft
- Pumpspeicher
- Batteriespeicher

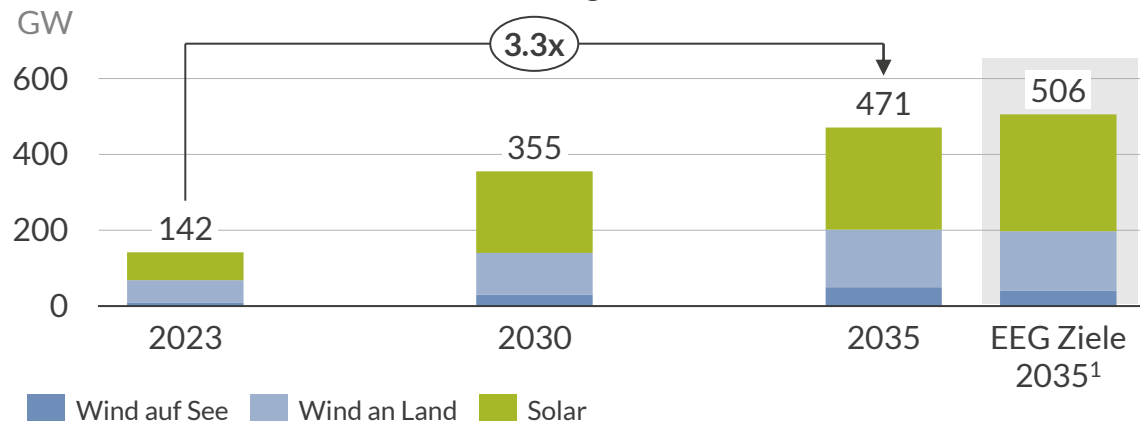
- Um den Wegfall fossiler Erzeugung zu kompensieren und der steigenden Stromnachfrage gerecht zu werden, muss sich die installierte Wind- und Solarkapazität bis 2035 mehr als verdreifachen, was insgesamt zu einem Anstieg er installierten Erzeugungskapazität um den Faktor 2.5 führt.
- Im Zielbild des weitgehend klimaneutralen Stromsystems im Jahr 2035 wird die Stromerzeugung zu 90% aus erneuerbaren Energien bereitgestellt. Die verbleibende fossile Erzeugung entstammt vor allem Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerken (KWK), deren vollständige Dekarbonisierung im Aurora Net Zero Szenario erst später erfolgt.<sup>3</sup>

1) Biomasse. 2) Müllverbrennung und Industriekraftwerke. 3) Im Aurora Net Zero Szenario gib es im Jahr 2035 außerhalb von KWK-Kraftwerken noch eine fossile Erzeugungsmenge von 28 TWh, wovon 16 TWh auf Müllverbrennungsanlagen und Industriekraftwerke entfallen.

# Die Erreichung des Zielbilds klimaneutrales Stromsystem erfordert Fortschritte in vier Dimensionen des Strommarkts

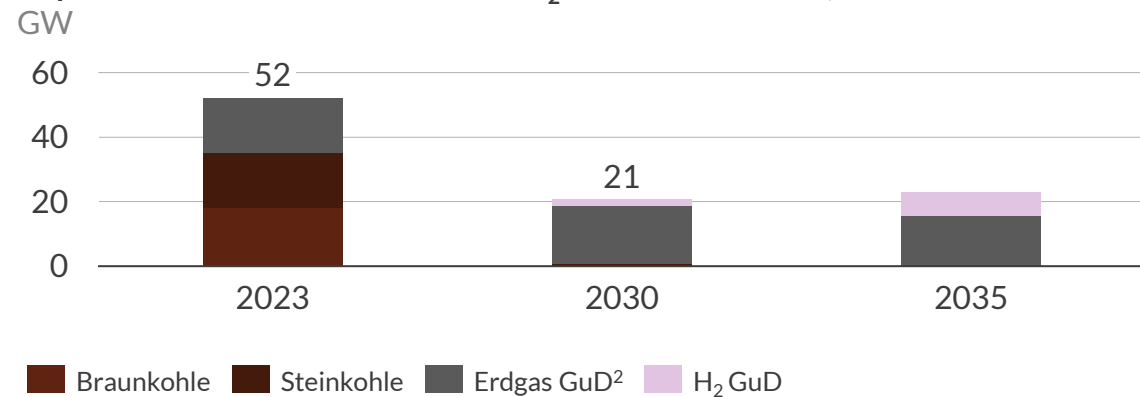
**1** Die Erzeugungskapazität von Wind- und Solaranlagen muss sich mehr als verdreifachen, um die Stromnachfrage mit Grünstrom decken zu können

Kapazität von Solar- und Windkraftanlagen, Net Zero Szenario



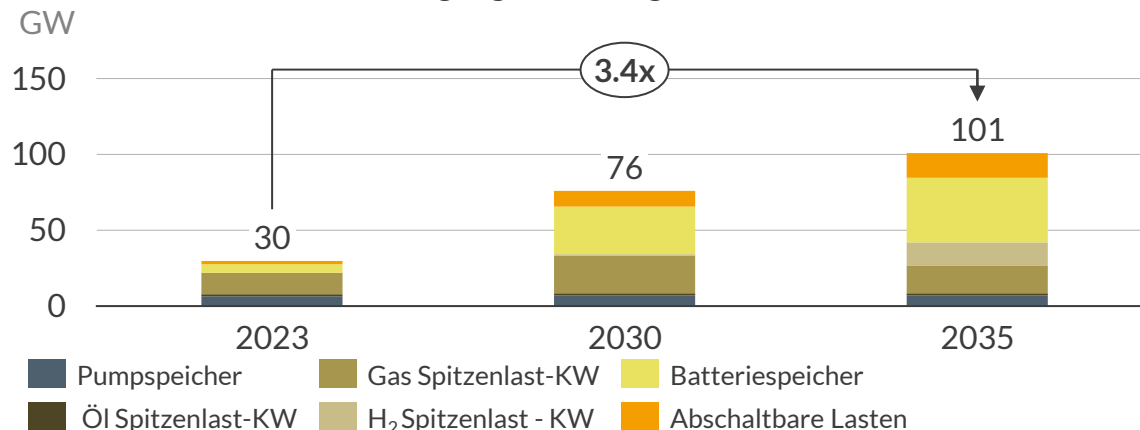
**2** Kohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 35 GW gehen bis 2035 vom Netz und erfordern den Zubau neuer steuerbarer Kraftwerke

Kapazität von konventionellen und H<sub>2</sub> GuD-Kraftwerken, Net Zero Szenario<sup>2</sup>



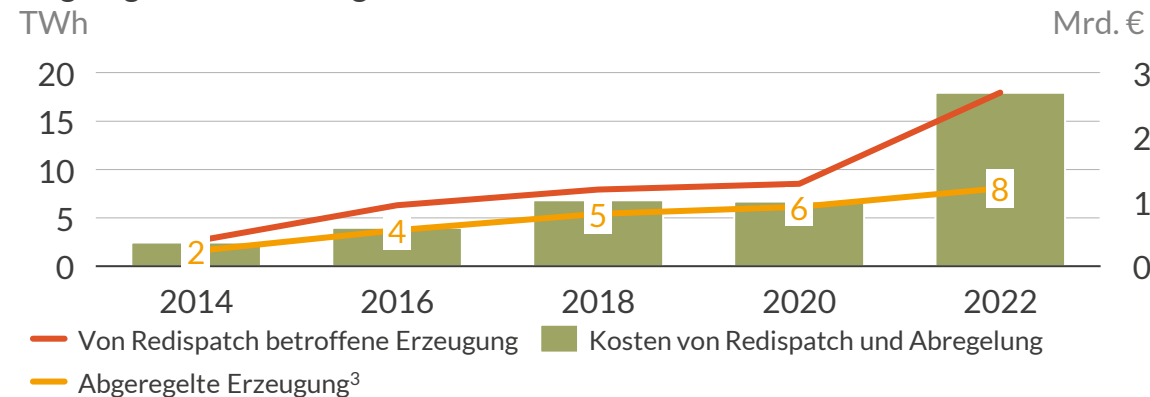
**3** Als Ausgleich zur fluktuierenden Wind- und Solarerzeugung muss sich die schnell regelbare Erzeugungskapazität mehr als verdreifachen

Kapazität von flexiblen Erzeugungstechnologien, Net Zero Szenario



**4** Lokale Signale sind notwendig, um mit erneuerbarem Strom effizient die Nachfrage zu bedienen und Netzengpässe zu vermeiden

Abgeregelter Strommenge und entstandene Kosten



1) Die Ausbauziele des EEG stimmen nicht vollständig mit der installierten Kapazität im Net Zero Szenario überein, da Aurora basierend auf eigenen Analysen und dem Austausch mit Stakeholdern unabhängige Annahmen zu den möglichen Ausbaupfaden bildet. 2) Spitzenlastkraftwerke werden der Gruppe der flexiblen Erzeugungstechnologien zugeordnet (siehe oben rechts). 3) beinhaltet KWK-Anlagen. 3) Volumina des Redispatch 2.0, vormals Einspeisemanagement.

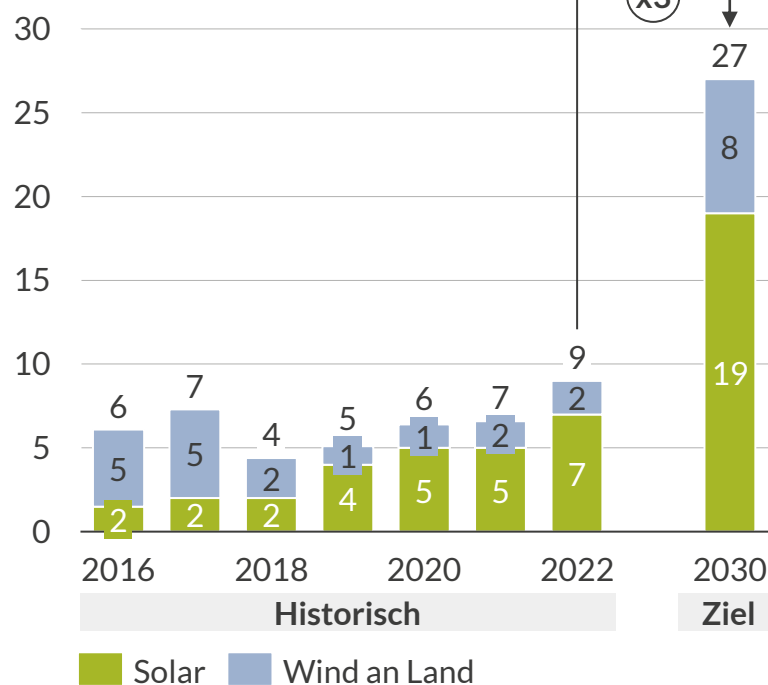


# Zentraler Hebel zur Zielerreichung ist der Ausbau der erneuerbaren Energien, aber die nötige Ausbaugeschwindigkeit ist herausfordernd

Die Zubauraten für Erneuerbare müssen sich mehr als verdreifachen...

- Auch die gesamte **installierte Kapazität an Wind- und Solaranlagen muss sich mehr als verdreifachen**
  - Nur so kann ein weitgehend klimaneutraler Stromsektor 2035 erreicht werden

Historischer und notwendiger Zubau Solar, Wind an Land  
Zubau GW/Jahr



... aber es bestehen zahlreiche Herausforderungen, welche eine Erreichung der Erneuerbaren-Ziele unwahrscheinlich machen

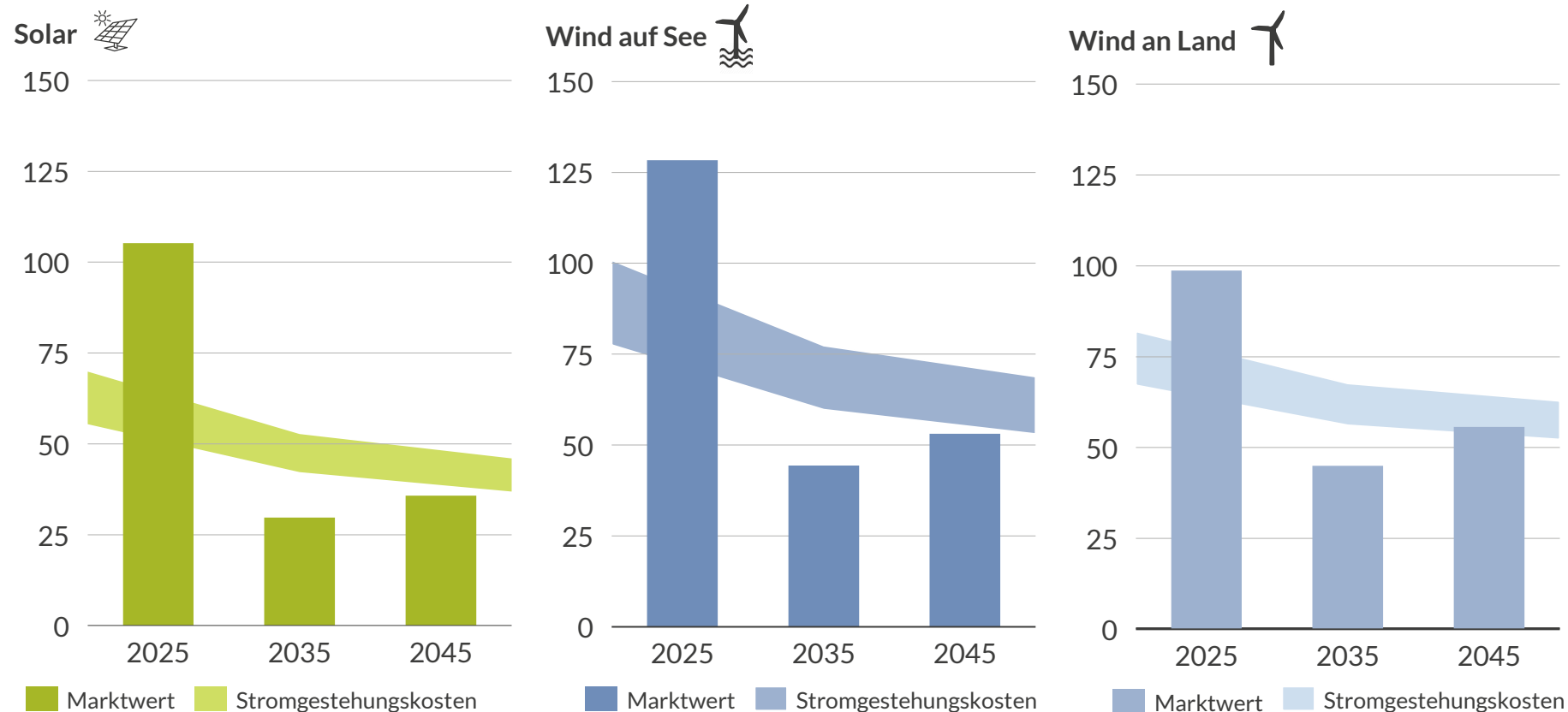
- Auroras Central Szenario für die Entwicklung des deutschen Strommarkts, das auf einem Austausch mit Stakeholdern des Energiesektors und einer konservativen Einschätzung von politischen Zielen beruht, prognostiziert eine **Verfehlung des erforderlichen Erneuerbaren-Ausbaus im Jahr 2035 um 150 GW**
- Um die Ziele zu erreichen, müssen mehrere **Herausforderungen** bewältigt werden:

| Herausforderung   | Erklärung   |
|---|---|
| <b>Fachkräftemangel</b>   | ▪ Verlangsamt die Planung, Installation, Wartung und Reparatur von Anlagen  |
| <b>Lieferkettenengpässe und Kostenanstiege</b>                                    | ▪ Lieferkettenengpässe bei Bauteilen können zu Verzögerungen führen – viele Rohstoffe und Materialien sind auch teurer geworden |
| <b>Unzureichender Netzausbau</b>  | ▪ Begrenzt die mögliche Aufnahmefähigkeit des Stromsystems für erneuerbarer Energien  |
| <b>Komplexe Genehmigungsverfahren und mangelnde öffentliche Akzeptanz</b>         | ▪ Führen vor beim Netzausbau und bei Windenergie an Land zu sehr langen Projektrealisierungszeiträumen (>6 Jahre)               |
| <b>Mangelnde Wirtschaftlichkeit von rein privatwirtschaftlichen Investitionen</b> | ▪ Ist ein Problem vor allem bei Wind- und Solarenergie (siehe <a href="#">Analyse auf der nächsten Seite</a> )                  |
| <b>Steigende Kapitalkostensätze</b>   | ▪ Ein Anstieg aufgrund von Zinssätzen erhöht die Finanzierungshürden für Projekte und erschwert dadurch den Ausbau              |

# Die Ausbauziele werden rein marktgetrieben nicht erreicht, da die Marktwerte wieder unter die Gestehungskosten fallen

Marktwerte und Stromgestehungskosten für erneuerbare Energieträger in Deutschland, Net Zero Szenario<sup>1</sup>

€/MWh (real 2022)



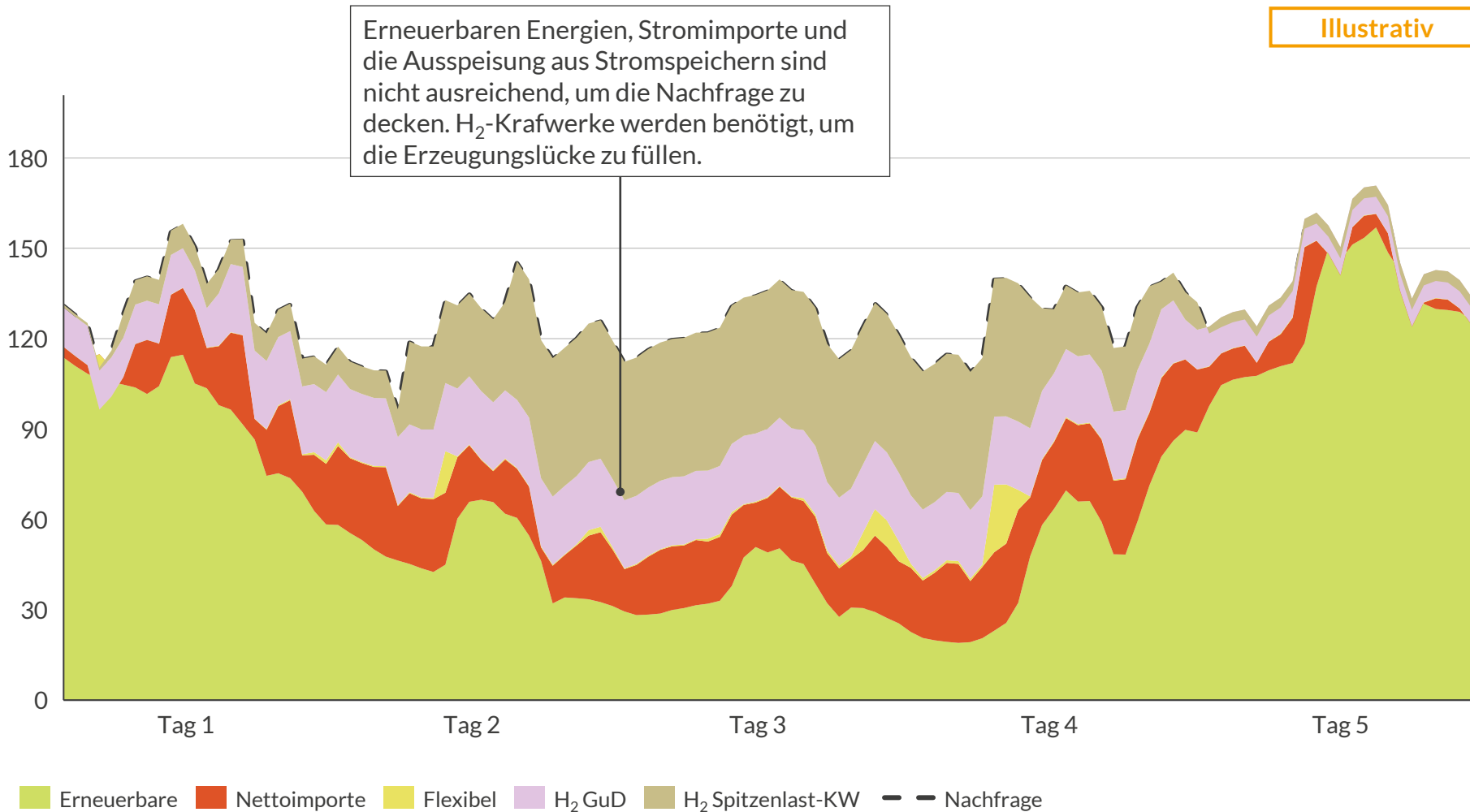
Um den für das Zielbild klimaneutrales Stromsystem 2035 benötigten schnellen Erneuerbaren-Zubau sicherzustellen, werden Fördermechanismen weiterhin benötigt. In der langen Frist nähern sich die Marktwerte den Gestehungskosten an, sodass privatwirtschaftliche Absicherungsinstrumente wie PPAs einen förderfreien Zubau ermöglichen können.

- Bedingt durch die steigende Erzeugung von Wind- und Solarstrom und der zeitlichen Korrelation der Produktion nimmt die Preiskannibalisierung zu, was zu einem Absinken der Marktwerte führt
- Zwischen 2035 und 2045 steigen die Marktwerte wieder leicht an, weil Wasserstoffkraftwerke mit hohen Produktionskosten in Stunden mit wenig EE-Erzeugung den Preis setzen
- Die Marktwerte von Solar PV und Wind auf See bleiben bis 2045 unterhalb der erwarteten Gestehungskosten
- Da die Erzeugung von Windenergie an Land weniger stark korreliert ist, erreichen die Marktwerte im Jahr 2045 wieder das Niveau der Stromgestehungskosten

1) Gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz von 5% - 8% für Solar PV, 6% bis 9,5% für Wind auf See und 5,5% bis 9% für Wind an Land.

# Im Winter werden regelbare Kraftwerke weiterhin benötigt, da EE und Importe nicht immer ausreichen, um die Nachfrage zu decken

Stromerzeugung und Stromnachfrage in einer beispielhaften Januarwoche aus dem Jahr 2045 im Aurora Net Zero Szenario  
GW



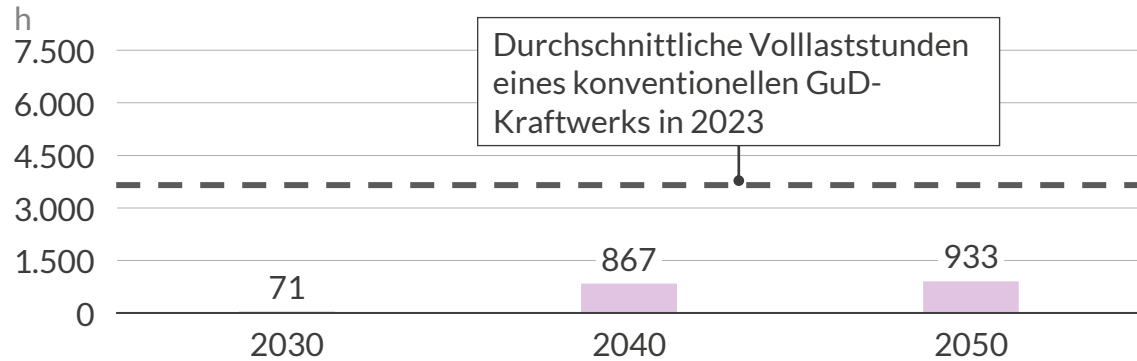
- Bei unzureichender Erneuerbaren-Erzeugung und hoher Nachfrage (z. B. starker Heizbedarf im Winter) werden zusätzliche Kapazitäten benötigt, um jederzeit eine ausreichende Stromversorgung zu gewährleisten
- Diese Kapazitäten werden bei kürzeren Schwankungen durch Stromspeicher und Importe bereitgestellt, bei größeren und längerfristigen Schwankungen werden regelbare Kraftwerke benötigt
- Besonders in Momenten mit hoher Nachfrage und geringer Erneuerbaren-Produktion über einen längeren Zeitraum (*Dunkelflaute*) sind regelbare Gaskraftwerke essenziell für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in einem klimaneutralen Stromsystem

1) Batterien, Pumpspeicher und abschaltbare Lasten

# Neue Gas- und Wasserstoffkraftwerke können sich wegen geringer Laufzeiten nicht ausschließlich am Energy-Only-Markt refinanzieren

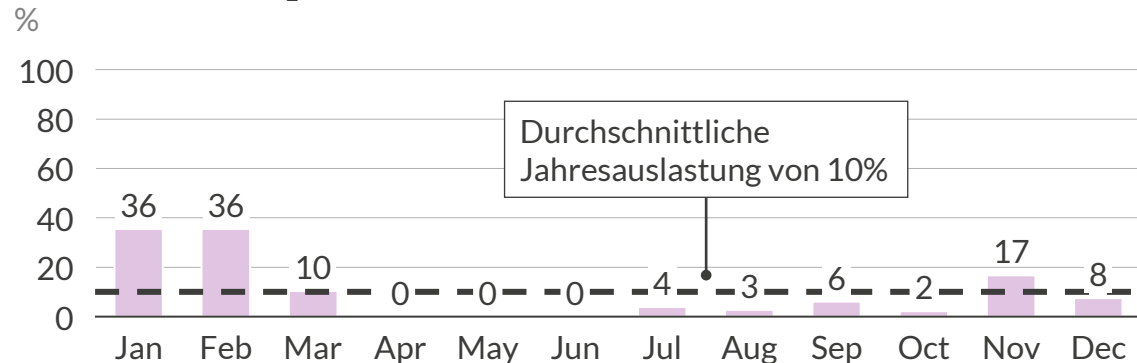
Wasserstoffkraftwerke werden über ihre gesamte technische Lebenszeit eine geringe Auslastung haben

Volllaststunden eines H<sub>2</sub> GuD-Kraftwerks im Net Zero Szenario



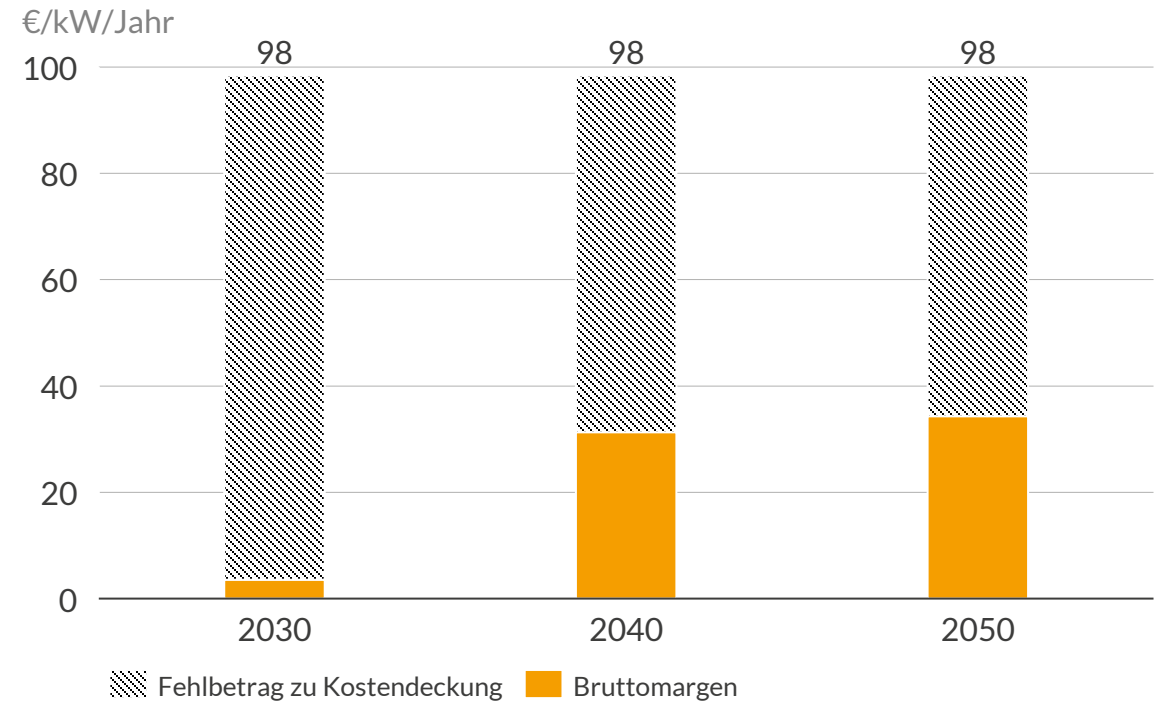
In einem klimaneutralen Stromsystem produziert ein Wasserstoffkraftwerk maßgeblich im Herbst und Winter, während es von April bis Juni stillsteht

Auslastung eines H<sub>2</sub> GuD-Kraftwerks im Jahr 2040 im Net Zero Szenario



Bruttomargen eines Wasserstoffkraftwerks im Energy-Only-Markt reichen nicht aus, um die Fixkosten zu decken<sup>1</sup>

Bruttomargen vs. Fixkosten eines H<sub>2</sub> GuD-Kraftwerks mit Baujahr 2030 im Net Zero Szenario<sup>2</sup>

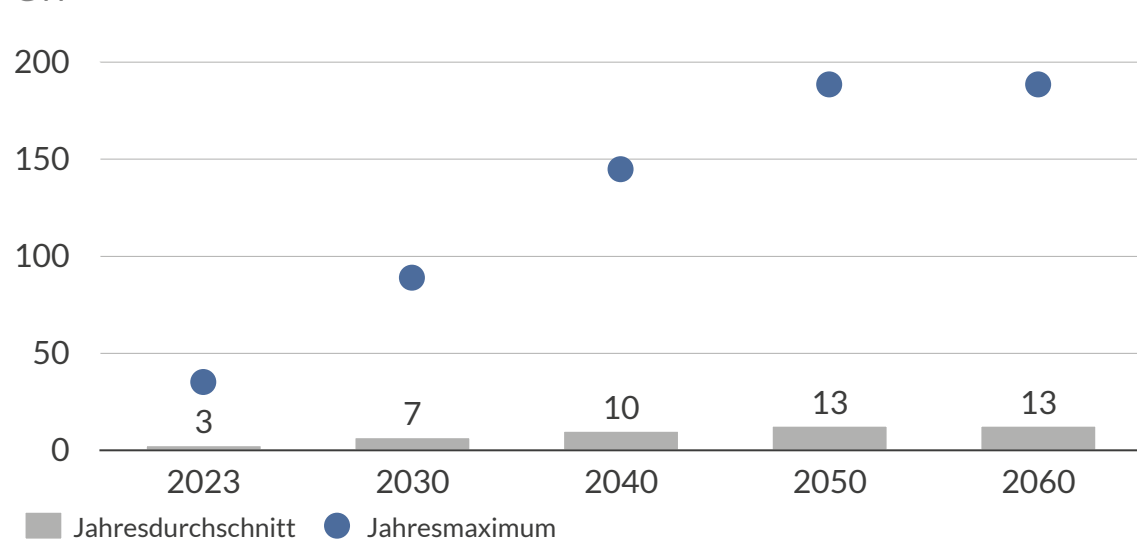


Ohne weitere finanzielle Anreize sind Investitionen in neue steuerbare Kapazität nicht profitabel. Fördermechanismen sind notwendig, um einen Zubau von Gas- und Wasserstoffkraftwerken zu garantieren

1) Fixkosten beinhalten Betriebs- und Wartungskosten der Anlage, anfallende Netzentgelte und annualisierte Investitionskosten. 2) Für die Berechnung wurden nur Erlöse auf dem Day-Ahead Großhandelsmarkt berücksichtigt (Keine Teilnahme am Intradaymarkt oder an Regelleistungsmärkten).

# Neben steuerbarer Leistung wird die Bereitstellung von kurzfristiger Flexibilität zum Ausgleich volatiler EE-Erzeugung immer wichtiger

Stündl. Erzeugungsabweichung von Wind- und Solarstrom, Net Zero Szenario  
GW



- Mit der Zunahme der Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie werden **kurzfristige Schwankungen des Stromangebots** stärker
- Bis zum Jahr **2040** wird sich die **durchschnittliche stündliche Erzeugungsschwankung** von Wind- und Solarstrom mehr als **verdreifachen** und die **maximale Erzeugungsdifferenz** zwischen zwei Stunden auf über **140 GW** ansteigen
- Um diese kurzfristigen Schwankungen aufzufangen wird **mehr Flexibilität** im Stromsystem benötigt

## Reformbedarf, um die Bereitstellung von Flexibilität anzureizen

Die Flexibilisierung des Stromsystems kann durch ein **Zusammenspiel aus verschiedenen Technologien und Maßnahmen** erreicht werden:

- ⚡ **Zentrale Flexibilitätsanbieter** (vor allem **Großstromspeicher**)
- 🚗 Maßnahmen zur Hebung von **dezentralen Flexibilitätspotentialen** (Anreize zur Flexibilisierung des Stromverbrauchsprofils z.B. durch den systemdienlichen Betrieb von Elektroautos und Wärmepumpen)

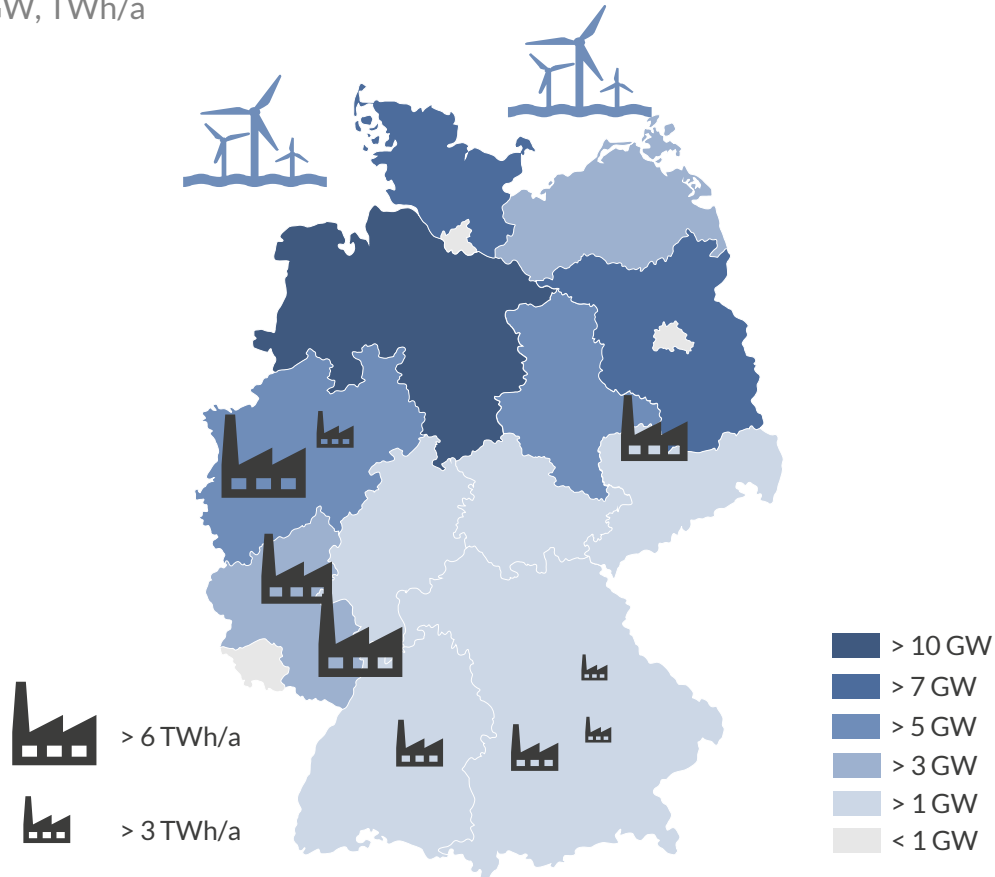
| Flexibilitätstyp | ⚡ Zentral  | 🚗 Dezentral  |
|------------------|--|--|
| Reformbedarf     | Mittel   | Hoch   |
| Erklärung        | Speicher, die Strom aus dem Transport- oder Verteilnetz laden und entladen, sind bis 2029 von Netzentgelten befreit. Eine Entfristung wäre sinnvoll. | <b>Statische Netzentgelte und Stromtarife</b> sorgen dafür, dass Kleinverbraucher derzeit keine finanziellen Anreize haben, um auf Netzengpässe und Großhandelspreise zu reagieren.<br><br><b>Sonderregelungen in der Netzentgeltsystematik</b> wie der Zugang zu vergünstigten Netzentgelten für Großverbraucher mit einem konstanten Lastprofil schaffen Fehlanreize. <sup>1</sup> |

Um die Stromnachfrage zu flexibilisieren sind **regulatorische Maßnahmen zur Hebung von dezentralen Flexibilitätspotenzialen erforderlich**

1) Gemäß §19 (2) der Stromnetzentgeltverordnung haben Stromverbraucher:innen mit einem Jahresverbrauch von mehr als 10 GWh und einer Benutzungsstundenzahl von mindestens 7000 Stunden Anspruch auf eine Netzentgeltvergünstigung von bis zu 80%. Um in den Genuss der Vergünstigung zu kommen, muss der Stromverbrauch sehr gleichmäßig sein, wodurch es keinen Anreiz gibt, den Verbrauch netzdienlich zu flexibilisieren.

# Die aktuelle Topologie des deutschen Stromnetzes führt zu Ineffizienzen, die neue Regulierung zu lokalen Signalen erfordern

Verteilung von Windkraftkapazität<sup>1</sup> und industriellen Verbrauchszentren  
GW, TWh/a



Auswirkungen auf die Energiewende in Deutschland



Diskrepanz von Angebot und Nachfrage

- Erzeuger haben keinen Anreiz, Windparks nahe den Verbrauchszentren zu bauen
- Die Ansiedlung von Großverbrauchern erfolgt nicht in Regionen mit viel Windkraftkapazität



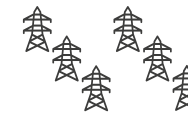
Netzengpässe

- Der Grünstrom kann nicht immer zu den Nachfragezentren transportiert werden
- Redispatch erhöht Systemkosten und CO<sub>2</sub>-Emissionen



Abregelung

- Strom aus erneuerbaren Energien wird durch das netzbedingte Abregeln vergeudet
- Ausgleichszahlen verursachen hohe Kosten



Höherer Netzausbaubedarf

- Die ineffiziente Verteilung von Erzeugungs- und Nachfragezentren erfordert mehr Netzausbau
- Mehrkosten und übermäßig Netzkomplexität sind die Folge

Um eine effizientere Verteilung von Angebot und Nachfrage zu erreichen sind lokale bzw. regionale Signale erforderlich. Mögliche Optionen sind u.a. eine **Aufteilung der Strompreiszone, regional differenzierte Netzentgelte**, oder die **Regionalisierung der EEG-Förderung**

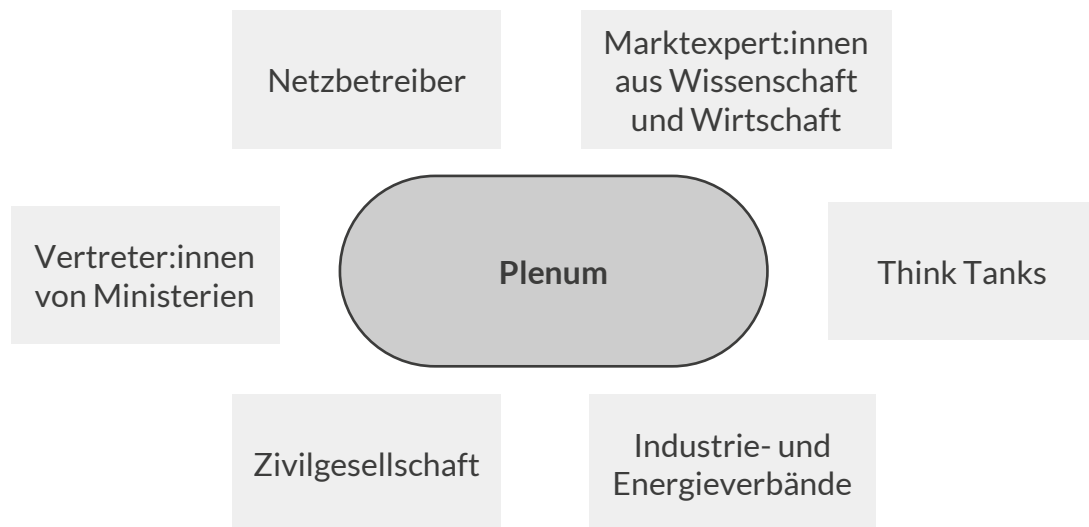
1) Beinhaltet Windenergieanlagen an Land und auf See (2021).

# Die zentralen Herausforderungen der Energietransformation für den Stromsektor werden auf nationaler Ebene in der PKNS diskutiert

Nationaler Stakeholder-Beteiligungsprozess zur Reform des Strommarktdesigns in der Plattform klimaneutralen Stromsystems (PKNS)



## Involvierte Stakeholder



## Arbeitsgruppen und Leitfragen

### Finanzierung der erneuerbaren Energien



Wie können die notwendigen Anreize für den ausreichenden Zubau und den systemdienlichen Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem klimaneutralen Stromsystem weiter sichergestellt werden?

### Flexibilität



Wie kann die Flexibilität auf der Angebots- und Nachfrageseite erhöht werden, um auf ein System zu reagieren, das von der volatilen Erzeugung aus erneuerbaren Energien dominiert wird?

### Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten



Wie können Investitionsanreize für steuerbare Kapazitäten gegeben und somit eine bedarfsgerechte Versorgung in Zeiten in denen EE nicht die gesamte Nachfrage decken sichergestellt werden?








### Lokale Signale



Wie können die physikalischen Beschränkungen des Stromnetzes besser im Markt und der Ausgestaltung von Netzentgelten widerspiegelt werden?

In den Arbeitsgruppen werden **unverbindliche Vorschläge** dazu erarbeitet, wie die Herausforderungen bei der Transformation des Stromsektors hin zur Klimaneutralität überwunden werden können. Erste Konzepte wurden in einem Zwischenbericht im Sommer 2023 veröffentlicht, der **finale Bericht wird Ende des Jahres publiziert**. Die Ergebnisse sollen eine wichtige **Grundlage für politische Weichenstellungen in Deutschland und Europa** sein.

# Die laufende Überarbeitung des Strommarktdesigns auf EU-Ebene betrifft die Finanzierung von EE und die Förderung von Flexibilität

| Thema  | Politischer Prozess zur Reform des Marktdesigns auf EU-Ebene <sup>1</sup>   |    | PKNS-Arbeitsgruppe <sup>2</sup>  |
|--|---|---|---|
|  <p>Förderung langfristiger Märkte</p>   | <p><b>EE - Finanzierung</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Differenzkontrakte (CfDs) sollen das primäre Förderinstrument für neu installierte EE sein</li> </ul>  | <p><b>Marktbasierte Instrumente</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Mitgliedstaaten sollen <b>Hindernisse für PPAs ausräumen</b> und die Entwicklung erleichtern, z.B. durch <b>öffentliche Garantien</b>. Das Parlament fordert die Einrichtung einer freiwilligen <b>PPA-Plattform</b></li> <li>Stärkung von langfristigen Absicherungsmöglichkeiten durch die Einrichtung von virtuellen länderübergreifenden Handelsplätzen</li> </ul> | <p>Finanzierung der erneuerbaren Energien</p>   |
|  <p>Förderung von Flexibilität</p>   | <p><b>Anpassung von Marktregeln</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Schließzeit der Intraday-Märkte näher an der Lieferung</li> <li>Absenkung der Mindestangebotsgröße</li> </ul>  | <p><b>Nationale Förderregelungen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Mitgliedstaaten können Maßnahmen zur Förderung von Speichern und nachfrageseitiger Flexibilität einführen</li> </ul>  | <p>Flexibilität</p>   |
|  <p>Verbraucherschutz</p>  | <p><b>Peer-to-peer Handel</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Verbraucher sollen das Recht haben, Strom mit anderen Verbrauchern zu teilen</li> </ul>  | <p><b>Absicherung der Stromversorgung und Tarifwahl</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Das Parlament fordert ein Recht auf freie <b>Wahl zwischen Fixpreisverträgen</b> und Verträgen mit <b>flexibler Preisgestaltung</b></li> <li>Das Parlament fordert ein <b>Verbot von Stromsperren</b>, der Rat einen „adäquaten Schutz“ davor</li> </ul>   |   |
|  <p>Steuerbare Kapazitäten</p>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Während der Vorschlag der Kommission keine Änderungen an den <b>Kapazitätsmechanismen</b> der Mitgliedstaaten vorsieht, wollen sowohl Parlament als auch Rat diese Instrumente <b>stärken</b>. Sie sollen von den Mitgliedsstaaten <b>schneller und einfacher eingeführt</b> werden können.</li> </ul> |   | <p>Finanzierung von steuerbaren Kapazitäten</p>   |
|  <p>Lokale Signale <span style="color: red; font-weight: bold;">X</span></p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Derzeit gibt es keine Rechtsvorschriften für lokale Signale auf EU - Ebene und das Thema ist nicht Teil der im Trialog verhandelten Maßnahmen zur Reform des Strommarktdesigns</li> </ul>  |   | <p>Lokale Signale</p>   |

X Nicht Teil der Reform des EU Strommarktdesigns

1) Die aufgelisteten Maßnahmen entsprechen der Schnittmenge aus dem Vorschlag der Europäischen Kommission und den Standpunkten des Europäischen Parlaments und des Rats der Europäischen Union. 2) Die PKNS ist unabhängig von dem Reformprozess auf der europäischen Ebene. Die Zuordnung zu den Arbeitsgruppen der PKNS dient allein der Übersicht von thematischen Überschneidungen.

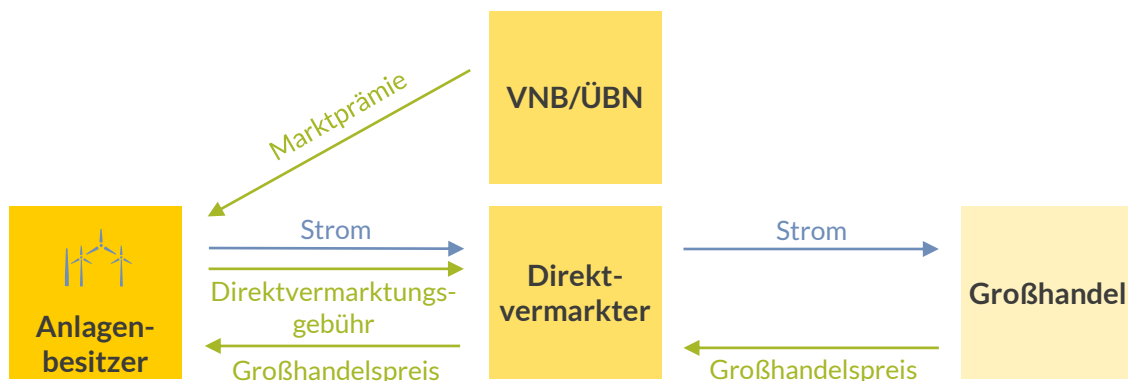
Quellen: Aurora Energy Research, Europäische Kommission, Europäisches Parlament, Rat der Europäischen Union.



- I. Zielbild klimaneutrales Stromsystem und zentrale Regulierungsbedarfe
- II. Förderinstrumente für Erneuerbare Energien**
  1. Gegenüberstellung von Differenzkontrakten und gleitender Marktprämie
  2. Kompatibilität von Förder- und Marktmechanismen
    - i. Instrumente für den marktgetriebenen Ausbau von erneuerbaren Energien
    - ii. Zusammenspiel von Differenzkontrakten und PPAs
- III. Optionen für den Anreiz von steuerbarer Leistung und Flexibilität
- IV. Einflüsse und Wechselwirkungen aus indirekten Fördermechanismen
- V. Fahrplan klimaneutrales Stromsystem
- VI. Anhang

# Um die Finanzierungslücke zu schließen, werden Erneuerbare in Deutschland derzeit mit dem Marktprämienmodell gefördert

## Erklärung Marktprämienmodell

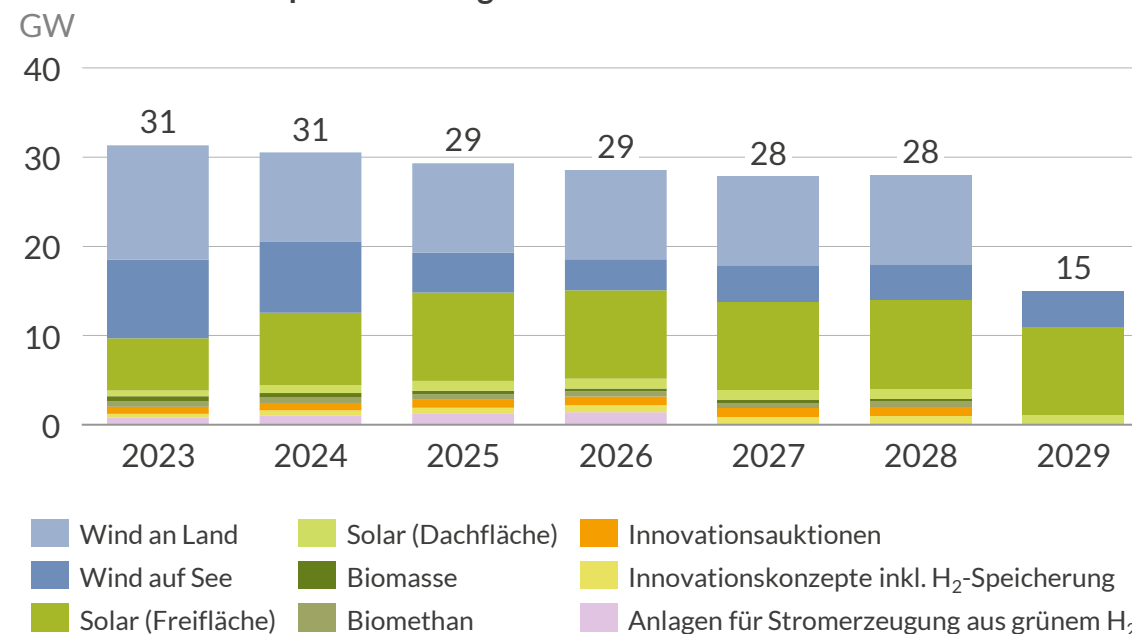


- Das Marktprämienmodell ist der Fördermechanismus, mit dem in Deutschland seit dem EEG 2014 die meisten Erneuerbaren-Anlagen vergütet werden<sup>1</sup>
- Erneuerbaren-Betreiber verkaufen den Strom direkt am Markt und erhalten vom Netzbetreiber eine Marktprämie in Höhe der Differenz zwischen dem am Markt erzielten Preis und der veranschlagten Förderhöhe
- Das Marktprämienmodell stellt eine (Teil-)Übernahme von Risiken bei gleichzeitiger Ermöglichung eines unbegrenzten Gewinnpotenzials dar:
  - Möglichkeit, das Förderniveau zu übertreffen, was die Anreize für marktorientiertes Verhalten erhöht
  - Birgt aber auch das Risiko, dass Betreiber mit den optimistischsten Markterwartungen und nicht mit dem profitabelsten Projekt bei Auktionen die Prämie erhalten

## Überblick über die Vergabe der Förderung

- Vergabedauer der Förderung: 20 Jahre (10 Jahre für Biomasse).
- Die Förderhöhe (*anzuelgender Wert*) wird seit dem EEG 2021 in Auktionen ermittelt, vorher wurde sie gesetzlich festgelegt.
- Der Großteil der Auktionen sind technologiespezifisch (z.B. Auktionen für Solar PV, Wind an Land oder Wind auf See). Zusätzlich gibt es noch technologieoffene Auktionen für innovative Erzeugungskonzepte.

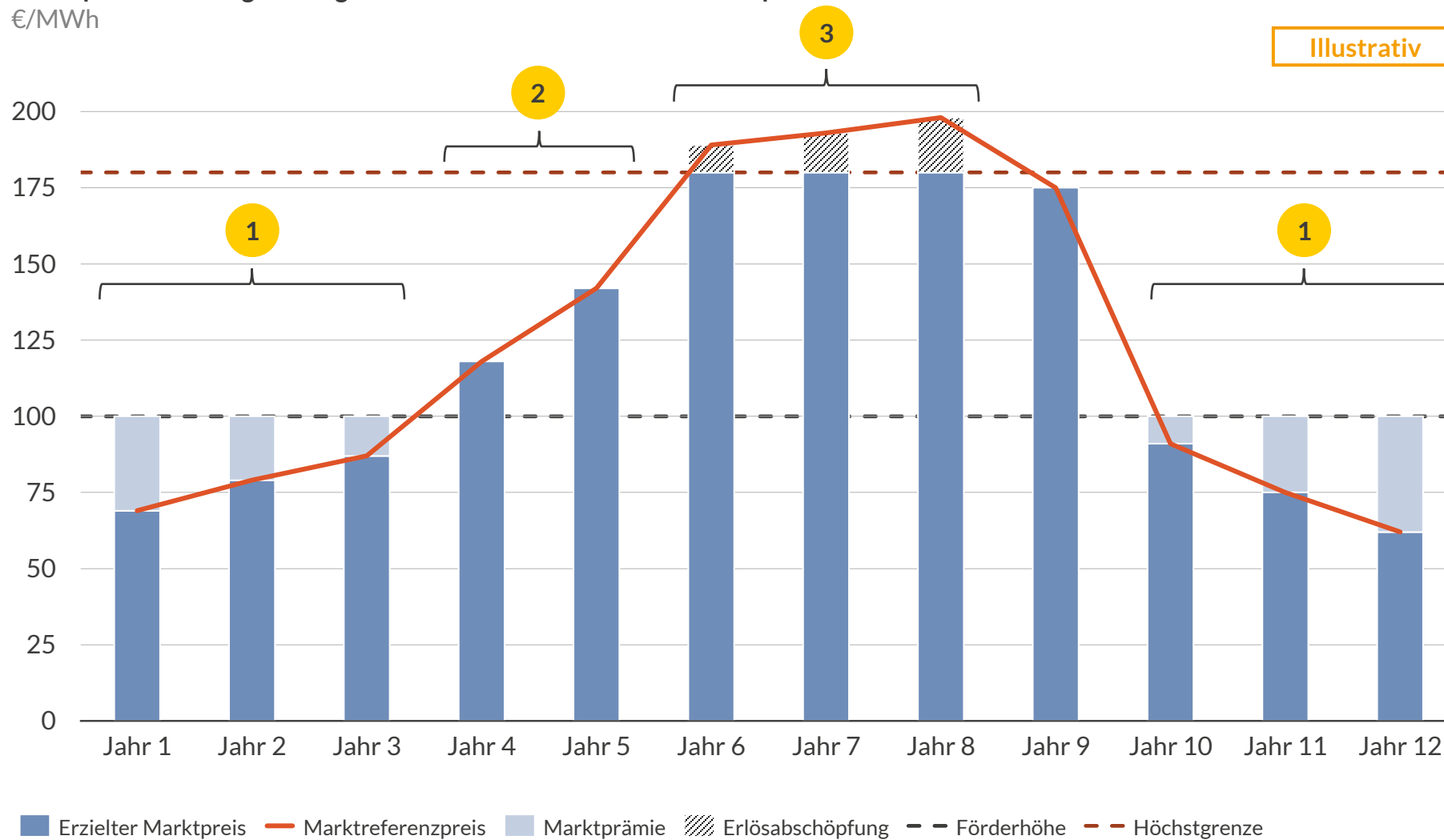
## Auktionsvolumina pro Technologie basierend auf EEG 2023



1) Zuvor wurden die Erneuerbaren-Anlagen mit einer festen Einspeisevergütung gefördert. Die feste Einspeisevergütung findet als Fördermechanismus noch bei Kleinanlagen Anwendung.

# Die anstehende EU-Strommarktreform könnte weiterhin Marktprämien mit Höchstgrenze als Fördermechanismen erlauben

Marktprämie mit Begrenzung der Markterlöse anhand einer exemplarischen Zeitreihe €/MWh

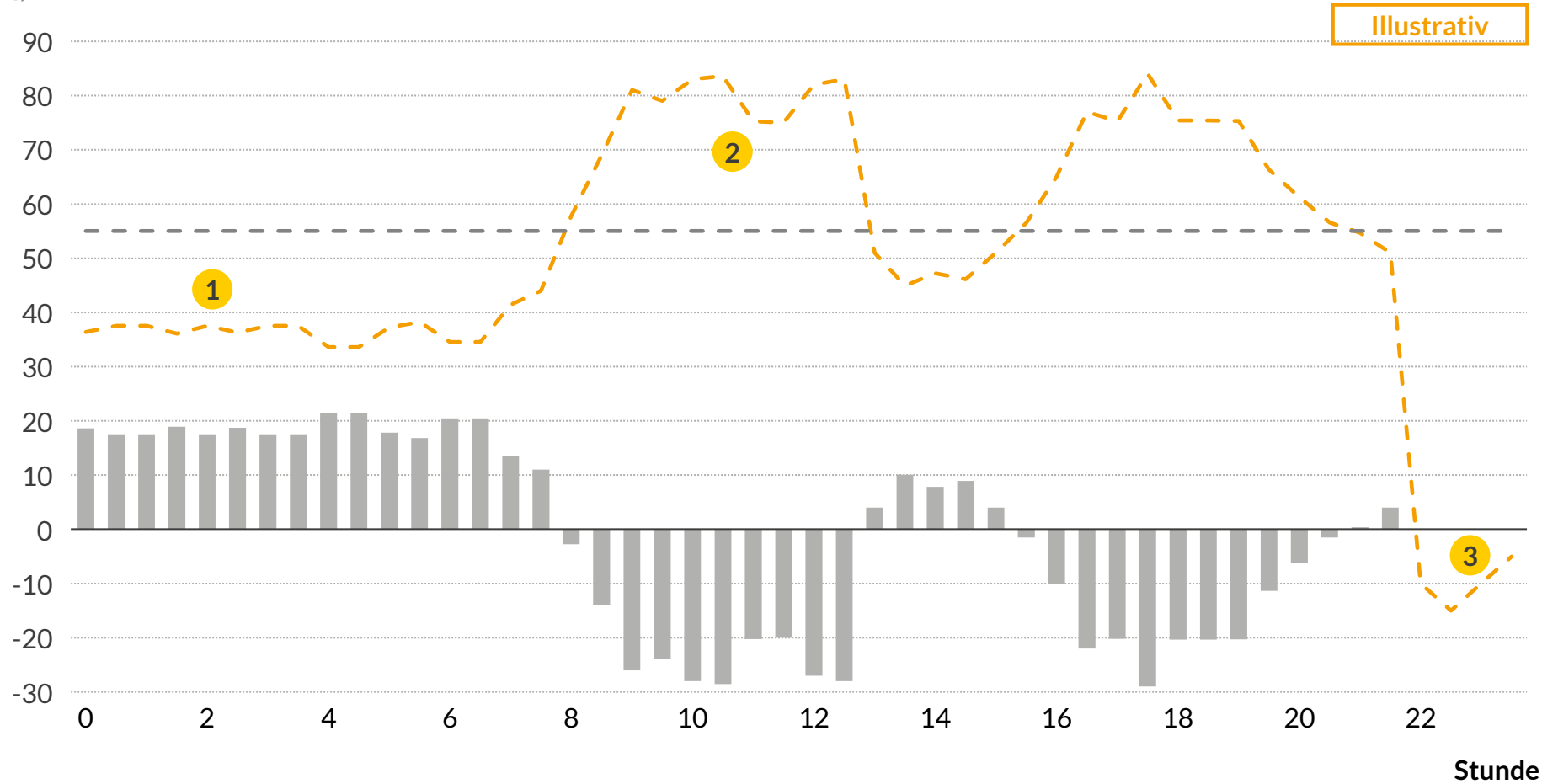


Im Gegensatz zum Europäischen Rat fordert das Europäische Parlament, dass Marktprämien mit einer Begrenzung der Markterlöse als Förderinstrument für den Ausbau von Erneuerbaren zulässig bleiben:

- 1 Bei einem Marktreferenzpreis unterhalb der Förderhöhe konstituiert solch eine Regelung eine normale Marktprämie
- 2 Gleich wie bei der normalen Marktprämie: Übersteigt der Marktreferenzpreis die Förderhöhe und liegt unter der Begrenzung der Markterlöse, kann die Anlage den vollen Marktpreis erzielen, qualifiziert sich aber nicht für Zuschläge
- 3 Überschreitet der Marktreferenzpreis hingegen die Begrenzung der Markterlöse, wird der verbliebene Betrag abgeschöpft

# Differenzkontrakte (CfDs) sind ein Förderinstrument für Erneuerbare Energien, die als zweiseitige Einspeiseprämie wirken

CfD-Prämie für eine illustrative Anlage über den Tagesverlauf bei einem CfD mit stündlicher Abrechnungsperiode €/MWh



Illustrativ

- Die Förderung bemisst sich als **zweiseitige Einspeiseprämie** an einen **Basispreis**, der oftmals **über Auktionen** erzielt wird.
- Für eine bestimmte Abrechnungsperiode bestimmt der **Marktreferenzpreis (MRP)** die Richtung des Geldflusses<sup>1</sup>. Wenn der MRP:
  - 1** **niedriger ist als der Basispreis** des Erzeugers, so erhält der Erzeuger die Differenz.
  - 2** **höher ist als der Basispreis** des Erzeugers, so muss der Erzeuger die Differenz an den Lieferanten zurückzahlen.
  - 3** **Liegt der Preis unter Null**, erhält der Erzeuger in manchen CfD-Fördersystemen eine begrenzte Vergütung. Bei einigen CfD-Systemen erhalten die Erzeuger in Zeiten negativer Preise gar keine Vergütung.

1) Im illustrativen Beispiel oben ist die Abrechnungsperiode stündlich und der Marktreferenzpreis ist der stündliche Großhandelspreis auf dem Day-ahead Markt. Es gibt jedoch auch CfDs mit längeren Abrechnungsperioden.

# Konventionelle CfDs beinhalten Fehlanreize für Anlagenbetreiber, die die Systemintegration der Erneuerbaren negativ beeinflussen

Als konventionelle CfDs werden solche Fördermechanismen bezeichnet, in denen sich die **Auszahlungen am stündlichen Großhandelspreis und dem anlagenspezifischen Produktionsvolumen bemessen** (siehe [hier](#)). Dieser konventionelle CfD-Typ entspricht dem ersten CfD-Mechanismus, der in Großbritannien eingeführt wurde.

## Einspeiseentscheidungen und Volumenrisiko

### Einspeisung bei negativen Marktpreisen

Erneuerbare-Anlagen sollten nur dann produzieren, wenn ihre variablen Kosten unter dem Marktpreis liegen. Durch die CfD – Förderung besteht jedoch der Anreiz auch bei negativen Preisen zu produzieren.

### Verzerrung nachgelagerter Märkte

Mit dem stündlichen Day-Ahead-Preis als Marktreferenzwert preisen geförderte EE-Anlagen die Förderung als variable Kosten im Intraday-Markt ein und verursachen damit Marktverzerrungen.

### Erzeugungsvolumenrisiko

Da die Erlöse von EE-Anlagen im CfD-System nur von der Erzeugungsmenge abhängen, profitieren sie nicht von der inversen Korrelation der EE-Erzeugungsmenge und Marktpreisen und sind anfällig für Jahre mit niedrigerer Erzeugung

## Investitions- und Betriebsentscheidungen

### Systemfreundliches Anlagendesign

Da die Marktpreise für CfD-geförderte Anlagen irrelevant sind haben Betreiber keinen Anreiz die Anlagen so zu konzipieren, dass sie dann produzieren, wenn die Gesamterzeugung der EE geringer ist.

### Anlagenachrüstung und Repowering

Repowering-Entscheidungen können verzerrt werden und zu Über- oder Unterinvestitionen führen, da die Preissignale durch den CfD gedämpft werden.

### Planung von Wartungsarbeiten

Durch den CfD stimmt die optimale Planung der Anlagenwartung aus Sicht des Betreibers nicht mit dem Systemoptimum überein (Aus Betreibersicht ist der Zeitpunkt optimal, wenn die Erzeugung gering ist, d.h. wenn das System knapp an EE-Erzeugung ist).

## Lösungsansätze

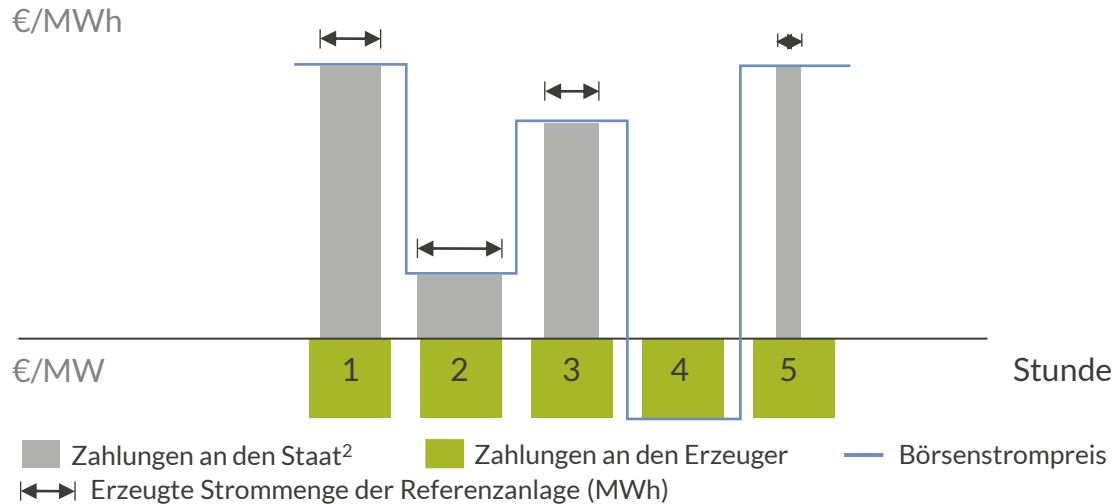
- Es gibt bereits CfD-Varianten in denen einige der Probleme adressiert werden (z.B. längere Abrechnungsperioden oder ein Zahlungsstopp in Stunden mit negativen Preisen), aber keines der derzeit angewendeten CfD Designs löst alle Problematiken.
- Aus der Wissenschaft gibt es Vorschläge, wie die Probleme von konventionellen CfDs umgangen werden können. Zentrales Element ist dabei die **Entkopplung der CfD-Zahlung von der anlagenspezifischen Erzeugung**.
- Ein Exkurs zu dem Vorschlag „finanzieller CfDs“ befindet sich auf der nächsten Seite.

# Mit sogenannten finanziellen CfDs könnten die Markt- und Einspeiseverzerrungen von herkömmlichen CfDs vermieden werden

Finanzielle CfDs entkoppeln Subventionszahlungen von der anlagenspezifischen Erzeugung<sup>1</sup>...

- Finanzielle CfDs beinhalten zwei Arten von Zahlungen, die konstante Erlöse für Erzeuger garantieren:
  - Eine **stündliche, kapazitätsgebundene Fixzahlung** vom Staat an den Erzeuger (durch eine Auktion bestimmt)
  - Eine **stündliche Zahlung** vom Erzeuger an den Staat **in Höhe der Erlöse einer Referenzanlage auf dem Spotmarkt**. Wenn der Strompreis negativ ist werden Erlöse von 0 € angenommen.
- Die anlagenspezifische Stromproduktion wird vom Erzeuger auf dem Börsenstrommarkt veräußert, was eine **vollkommene Entkopplung von der eigenen Erzeugung und den Subventionszahlungen** bedeutet

## Zahlungsströme bei finanziellen CfDs<sup>1</sup>



1) Siehe „Financial wind CfDs“ von Schlecht, Hirth & Maurer. 2) Entsprechen den von einer Referenzanlage erzielten Erlösen am Großhandelsmarkt.

...und adressieren dadurch die zentralen Schwächen konventioneller Differenzverträge



## Einspeiseentscheidungen und Erzeugungsvolumenrisiko

- In Stunden mit negativen Strompreisen erhält ein Erzeuger weiterhin die kapazitätsbasierte Zahlung, würde für die negativen Erlöse auf dem Strommarkt aber nicht kompensiert werden. Dies schafft einen **Anreiz, die Produktion in Stunden mit negativen Preisen einzustellen**.
- Aufgrund der Entkopplung der Förderzahlungen von der anlagenspezifischen Erzeugung eliminieren finanzielle CfDs das Volumenrisiko.



## Investitions- und Betriebsentscheidungen

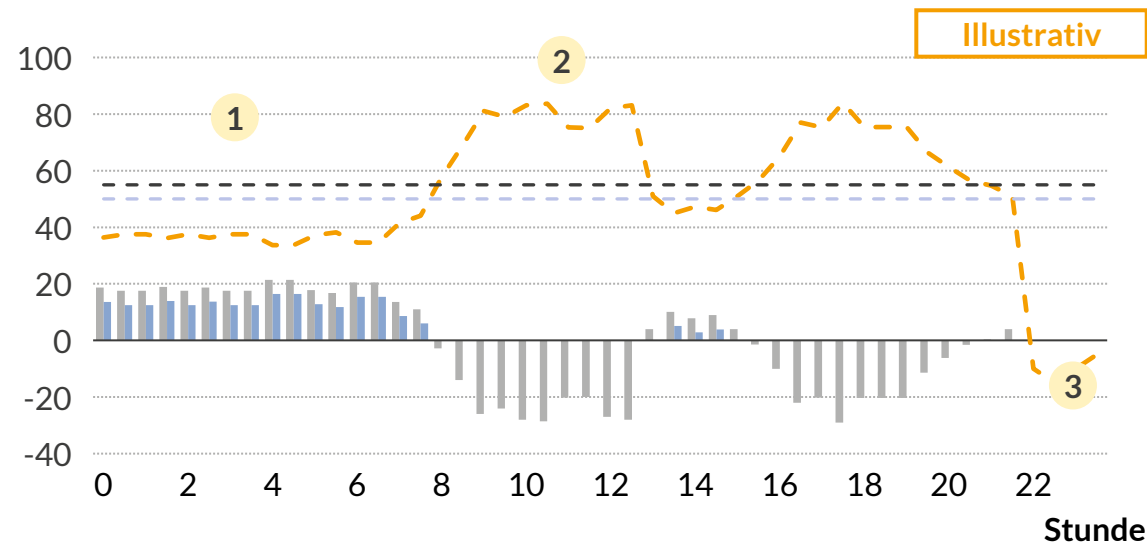
- Mehreinnahmen durch eine Abweichung des anlagenspezifischen Produktionsprofils vom Referenzprofil können vom Erzeuger einbehalten werden.
- Dadurch haben Erzeuger einen finanziellen **Anreiz, systemdienliche Investitions- und Betriebsentscheidungen zu treffen**.

# Einseitige Marktprämien und CfDs führen zu unterschiedlichen Auktionsergebnissen und Auszahlungsströmen

Beim einseitigen Marktprämienmodell liegt die Förderhöhe in der Regel niedriger als bei einem CfD

| Einseitige Marktprämie  | CfD  |
|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>Das Preisrisiko ist abgesichert während Gewinne in Perioden hoher Preise einbehalten werden können</li> <li>Wenn die Förderhöhe durch Auktionen festgelegt wird, kann die Einpreisung von Markterwartungen zu <b>Geboten unterhalb der Stromgestehungskosten</b> führen</li> <li>Je größer der Wettbewerb in Auktionen und je optimistischer die Markterwartungen, desto niedriger ist die Förderhöhe</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Bei einem CfD werden Erlöse oberhalb der Förderhöhe abgeschöpft, weswegen Markterwartungen keine Auswirkung auf die Gebote haben</li> <li>Deswegen bieten Erzeuger bei wettbewerblichen Ausschreibungen in der Regel immer <b>auf Höhe der Stromgestehungskosten</b></li> <li>Bei gleichem Marktumfeld wird die Förderhöhe daher höher ausfallen als bei der einseitigen Marktprämie</li> </ul> |

Vergleich der Zahlungsströme zwischen Marktprämie und CfD €/MWh



- 1 Wenn der Marktpreis unterhalb der Förderhöhe liegt, wird dem Erzeuger in beiden Fördersystemen die Differenz gezahlt
- 2 Wenn der Marktpreis höher als die Förderhöhe liegt muss der Erzeuger beim CfD die Differenz abführen während dies bei der einseitigen Marktprämie nicht der Fall ist
- 3 Bei beiden Fördermechanismen stellt sich die Frage der Förderung in Perioden mit negativen Marktpreisen. Es können jeweils Regelungen eingeführt werden, um Zahlungen zu begrenzen oder ganz einzustellen<sup>1</sup>

— — Marktreferenzpreis    - - Basispreis CfD    ····· Förderhöhe MP    ■ Förderungszahlung CfD    ■ Förderungszahlung MP

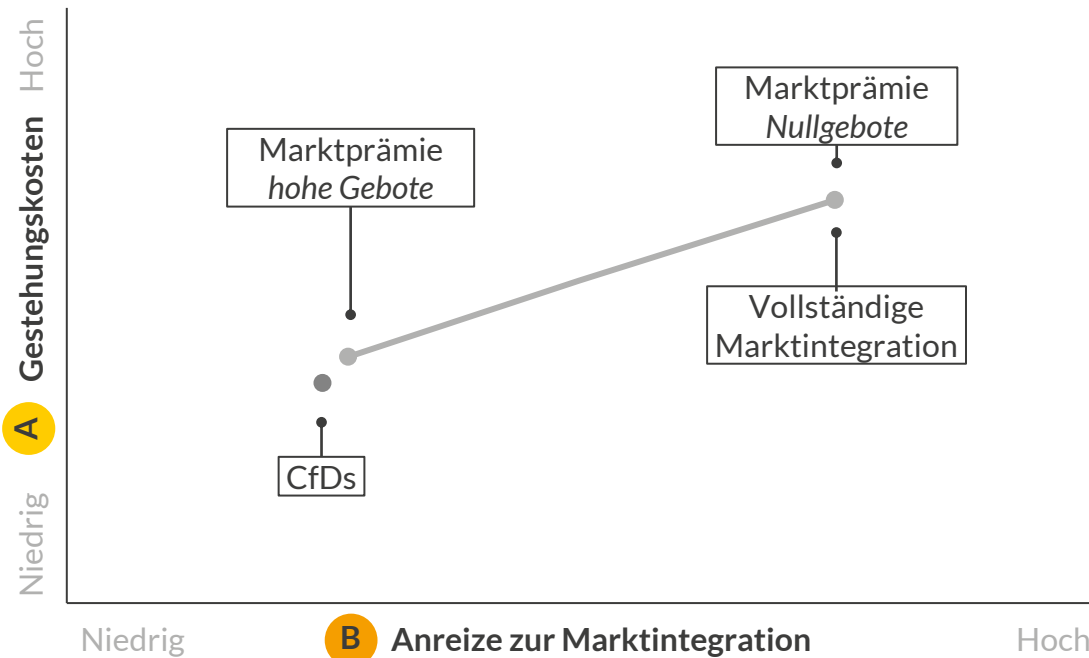
1) Im deutschen Marktprämienmodell gilt beispielsweise die sogenannte 4 bzw. 6-Stunden Regel. Sie besagt, dass die Zahlung der Marktprämie an Betreiber von EEG-geförderten Anlagen ausgesetzt wird, wenn der stündliche Großhandelsstrompreis in 4 bzw. 6 Stunden hintereinander negativ ist. Die 6-Stunden Regel wurde mit dem EEG 2014 eingeführt und betrifft EE-Anlagen, die ab 2016 und bis 2020 in Betrieb gegangen sind. Mit dem EEG 2021 wurde die Dauer auf 4 Stunden verkürzt.

# Fördermechanismen für EE beeinflussen über ihre Wirkung auf Gesteungskosten und die Marktintegration die Stromsystemkosten

Das Marktprämiemodell und CfDs unterscheiden sich in ihrer Auswirkung auf die Stromsystemkosten. Während beim CfD die Stromgestehungskosten niedriger sind als bei der Marktprämie sind die Kosten der Marktintegration in der Regel höher, da weniger Anreize zur optimalen Integration gegeben sind.

- Die Kosteneffizienz auf Systemebene umfasst vor allem 2 Komponenten
  - A Stromgestehungskosten:** Kosten eine MWh Strom zu produzieren
  - B Marktintegration:** Wert, den Anlagen durch einen optimalen Standort, Einsatz und innovative Ausgestaltung für das Stromsystem haben

Grafische Darstellung der Auswirkungen von Stromgestehungskosten und Anreizen zur Marktintegration auf die Systemkosten



## A Stromgestehungskosten *Förderung durch CfDs in der Regel effizienter*

- Bei CfDs ist die **Risikoabsicherung sehr hoch**, da Erzeuger eine Förderung in Höhe ihrer Stromgestehungskosten erwarten können, was sich positiv auf die Kapitalkosten auswirkt
- Beim Marktprämiemodell ist die **Qualität der Risikoabsenkung abhängig von der Höhe des anzulegenden Werts**
  - Da Erzeuger in den Auktionen die Marktentwicklung mit einpreisen werden im Vergleich zum CfD allgemein niedrigere Förderhöhen erwartet, was zu einer geringeren Absenkung des Preisrisikos führt

## B Marktintegration *Marktprämie oft mit höheren Anreizen*

- Je geringer die Absicherung des Preisrisikos, desto größer sind Anreize für Anlagenbesitzer zur stärkeren Marktintegration, was z.B. Kosten für kurzfristige Anpassungen der Einsatzplanung verringern kann<sup>1</sup>
  - Im **Marktprämiemodell** ist das Preisrisiko v.a. bei **Auktionen mit hohem Wettbewerb und niedrigen Zuschlagspreisen** hoch, sodass Erzeuger einen Anreiz zur **optimalen Marktintegration** haben
  - Aufgrund **geringeren Preisrisikos** haben Erzeuger bei **CfDs weniger Anreiz für den marktdienlichen Zubau** und Anlageneinsatz<sup>2</sup>

1) Der Grund hierfür liegt darin, dass Betreiber dann selbst Maßnahmen (wie z.B. Standort- und Technologiewahl mit möglichst geringer Korrelation zum durchschnittlichen Erzeugungsprofil aller installierter Anlagen) ergreifen müssen, um eine optimale Kombination aus hoher Erzeugung und hohen Marktpreisen zu erzielen. 2) Durch Designelemente wie längeren Abrechnungsperioden oder einer Entkopplung der Zahlung von der Erzeugung kann der Anreiz zur Marktintegration erhöht werden (siehe S. 31).



# Beim CfD sind die gesellschaftlichen Kosten in einer Phase mit hohen Strompreisen aufgrund der Rückzahlungen der Erzeuger niedriger

## Auswirkungen auf gesellschaftliche Kosten

| Auswirkungen auf gesellschaftliche Kosten | Bewertung  | Erklärung  |
|---|--|--|
| Förderniveau                              | <div style="display: flex; align-items: center; gap: 10px;"> <div style="display: flex; align-items: center; gap: 5px;"> <span style="color: red;">●</span> CfD                 </div> <div style="display: flex; align-items: center; gap: 5px;"> <span style="color: green;">●</span> Marktprämie                 </div> </div>    | <ul style="list-style-type: none"> <li>Da beim einseitigen Marktprämienmodell die Markterwartungen in die Gebote mit eingepreist werden während beim CfD-System die Gebote in Höhe der Stromgestehungskosten liegen ist davon auszugehen, dass das <b>Förderniveau im Marktprämienmodell niedriger liegt als bei einem Fördersystem mit CfDs</b></li> <li>Das bedeutet, dass Erzeuger beim CfD bis zu einem höheren Marktpreisniveau Förderzahlungen erhalten</li> </ul>   |
| Marktintegrationskosten                   | <div style="display: flex; align-items: center; gap: 10px;"> <div style="display: flex; align-items: center; gap: 5px;"> <span style="color: yellow;">●</span> CfD                 </div> <div style="display: flex; align-items: center; gap: 5px;"> <span style="color: green;">●</span> Marktprämie                 </div> </div> | <ul style="list-style-type: none"> <li>CfDs bieten aufgrund der hohen Risikoabsicherung einen niedrigeren Anreiz zur optimalen Marktintegration als die einseitige Marktprämie, was tendenziell zu höheren Systemkosten (z.B. Netzungpasskosten) führt. Durch das CfD-Design können Anreize aber erhalten bleiben (siehe <a href="#">hier</a>)</li> <li>Im derzeitigen Marktdesign sind die <b>Netzungpasskosten vergesellschaftet</b>, da Erzeuger bei netzbedingter Abregelung ihrer Anlagen eine Ausgleichszahlung erhalten, die auf die Netzentgelte umgelegt wird. Daher hat die <b>Marktintegration einen Einfluss auf die gesellschaftlichen Kosten</b>.</li> </ul> |
| Zahlungsrückflüsse                        | <div style="display: flex; align-items: center; gap: 10px;"> <div style="display: flex; align-items: center; gap: 5px;"> <span style="color: green;">●</span> CfD                 </div> <div style="display: flex; align-items: center; gap: 5px;"> <span style="color: red;">●</span> Marktprämie                 </div> </div>    | <ul style="list-style-type: none"> <li>Im Gegensatz zur Marktprämie ist das <b>charakteristische Ausgestaltungselement von CfDs die Verlustabsicherung bei gleichzeitiger Beschränkung von Gewinnen</b></li> <li>Gerade wenn Strompreise über das von Marktteilnehmern erwartete Niveau steigen (z.B. aufgrund einer Energiepreiskrise wie im Jahr 2022), <b>können CfDs zu Kostenentlastungen führen</b>, wenn die Rückzahlungen der Erzeuger an den Staat an die Verbraucher weitergereicht werden</li> </ul>  |

● Geringere gesellschaftliche Kosten    
 ● Höhere gesellschaftliche Kosten    
 ● Höhere gesellschaftliche Kosten, aber Kosten können durch optimales Design verringert werden

Eine klare Aussage, welches der Förderinstrumente insgesamt zu niedrigeren gesellschaftlichen Kosten führt, ist nicht möglich, da die **Bedeutung der aufgeführten Kostenkomponenten jeweils abhängig von der Ausgestaltung und dem Marktumfeld** ist. So verursacht das Marktprämienmodell in einem Szenario mit einer Strompreisentwicklung unter den Markterwartungen tendenziell geringere Kosten, während das CfD-System bei einem Hochpreisniveau kosteneffizienter ist.




# Für die Vergabe von Fördermitteln für Technologien mit großer Flächenkonkurrenz sind CfDs besser geeignet als die Marktprämie



Vergleich von einseitiger Marktprämie und CfDs in Bezug auf die Eignung zur Förderung von Windenergieanlagen auf See

| Einseitige Marktprämie   | CfD  |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aufgrund der begrenzten Flächenverfügbarkeit und großen Flächenkonkurrenz kann es beim einseitigen Marktprämienmodell zu <b>Nullgeboten</b> von mehreren Bietern für eine Fläche kommen, d.h. die Gebotshöhe als Vergabekriterium ist nicht mehr aussagekräftig</li> <li>▪ Deswegen wurde in Deutschland zwischenzeitlich ein <b>Losverfahren</b> unter den Bietern mit Nullgeboten eingeführt: Dies führt jedoch zu einer <b>ineffizienten Zuteilung</b>, da kein wettbewerbliches Kriterium über den Zuschlag entscheidet</li> <li>▪ Es gibt <b>Möglichkeiten zur Wiederherstellung einer kriterienbasierten Zuteilung</b>, die jedoch jeweils auch Nachteile mit sich bringen (siehe Infobox)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bei einem CfD sind <b>Nullgebote in der Regel ausgeschlossen</b>, da Gebote unterhalb der Stromgestehungskosten durch die Struktur des CfD unprofitabel sind<sup>1</sup></li> <li>▪ Zusätzlich wären durch einen CfD für Windenergieanlagen auf See nicht nur die Finanzierungskosten, sondern auch die Investitionskosten geringer als unter den Nachbesserungsoptionen des Marktprämienmodells, da keine zusätzlichen Kosten von den Projektentwicklern übernommen werden müssen</li> </ul> |

## Möglichkeiten zur Wiederherstellung einer auf objektiven Kriterien basierten Zuteilung im Marktprämienmodell

- 
**Negativgebote:** Negativgebote sind zwar ein Mittel, um die Zahlungsbereitschaft der Bieter offenzulegen, können aber die Realisierungswahrscheinlichkeit von Projekten verringern und dazu führen, dass nur große zahlungskräftige Konzerne Zuschläge erhalten
- 
**Qualitative Kriterien:** Die Konzepte der Bieter werden anhand von Kriterien wie z.B. Maßnahmen zur Umweltverträglichkeit bewertet. Diese Option führt zu einer größeren staatlichen Einflussnahme und ist stark abhängig von der Auswahl der Bewertungskriterien und ihrer Gewichtung
- 
**Übertragung von Netzanschlusskosten auf die Entwickler:** Durch die gestiegenen Kosten wären Nullgebote unwahrscheinlicher. Die Förderkosten der Marktprämie würden jedoch ansteigen

1) Es kann zu Nullgeboten kommen, wenn zur besseren Vereinbarkeit mit PPAs eine einmalige Ausstiegsoption eingeführt wird. Dies ist der Fall wenn der Ausstieg bereits zum Zeitpunkt der Ausschreibung des CfDs antizipiert und ein Nullgebot zur Sicherung der Fläche abgegeben wird. Siehe [hier](#) für die Beschreibung dieser CfD-Ausgestaltungsoption.

## I. Zielbild klimaneutrales Stromsystem und zentrale Regulierungsbedarfe

1. Zielbild: Weitgehend klimaneutrales Stromsystem 2035
2. Regulierungsbedarfe zur Erreichung des Zielbilds

## II. Förderinstrumente für Erneuerbare Energien

1. Gegenüberstellung von Differenzkontrakten und gleitender Marktprämie
2. Kompatibilität von Förder- und Marktmechanismen

## III. Optionen für den Anreiz von steuerbarer Leistung und Flexibilität

## IV. Einflüsse und Wechselwirkungen aus indirekten Fördermechanismen

## V. Fahrplan klimaneutrales Stromsystem

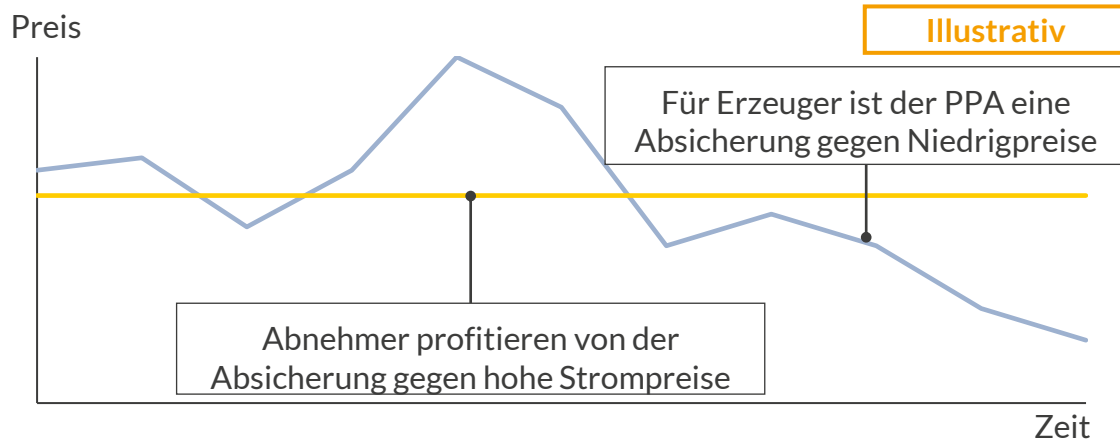
## VI. Anhang

# PPAs sind ein privatwirtschaftliches Instrument, mit dem sich Erzeuger und Abnehmer gegen Preisrisiken absichern können

## Beschreibung und Funktionsweise von Power Purchase Agreements (PPAs)

- PPA sind privatwirtschaftliche **Stromabnahmeverträge** zwischen Anlageneigentümern und Stromabnehmern
- PPA bieten Projektentwicklern die Möglichkeit auch ohne staatliche Förderung **Zahlungsströme abzusichern** und damit die **Projektfinanzierung zu ermöglichen** (siehe [hier](#) für eine genauere Beschreibung)
- Es gibt **verschiedene Typen von PPAs**, die sich in ihrer Verteilung des Risikos zwischen Erzeuger und Abnehmer unterscheiden

## PPAs schützen Erzeuger und Abnehmer vor Preisrisiken<sup>1</sup>



## Für Unternehmen sind PPAs ein Mittel, um Dekarbonisierungsziele zu erreichen und sich gleichzeitig gegen Strompreisrisiken abzusichern

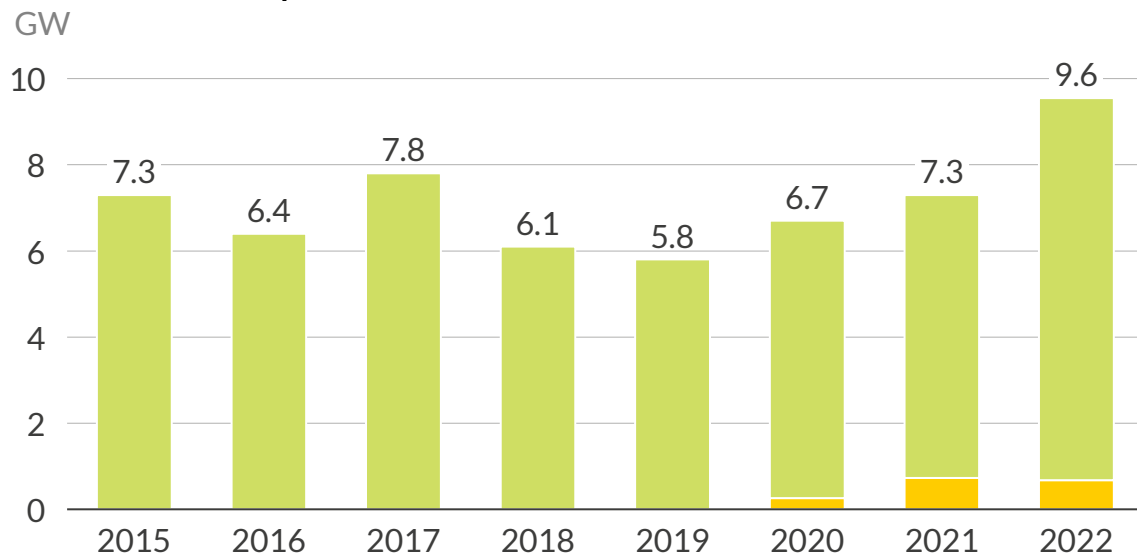
- 🌱 **Nachhaltigkeitsziele:** Unternehmen können durch den Abschluss von PPAs mit erneuerbaren Energiequellen ihre Umweltauswirkungen reduzieren und ihre Nachhaltigkeitsziele erreichen
- 🛡️ **Risikomanagement:** PPAs bieten Unternehmen die Möglichkeit, ihre Energiekosten zu stabilisieren und Risiken im Zusammenhang mit volatilen Energiemärkten zu minimieren
- 💰 **Energiekosteneinsparungen:** PPAs ermöglichen Unternehmen den Zugang zu kostengünstigeren erneuerbaren Energiequellen, was langfristige Kosteneinsparungen bedeutet
- 🏠 **Reputation und Markenwert:** Der Einsatz von erneuerbaren Energien kann das Image eines Unternehmens stärken und den Markenwert steigern, insbesondere wenn Verbraucher verstärkt Wert auf Nachhaltigkeit legen
- 📄 **Einhaltung regulatorischer Vorgaben:** Der Abschluss von PPAs mit erneuerbaren Energiequellen kann Unternehmen helfen, regulatorischen Anforderungen und Umweltauflagen zu entsprechen

1) Annahme eines PPA mit festem Preisniveau

# Wegen der EEG-Förderung spielen PPAs bis jetzt eine untergeordnete Rolle beim EE-Ausbau, wodurch die Nachfrage nach PPAs über dem Angebot liegt

**1** In der Vergangenheit spielten PPAs für Unternehmen bei der Finanzierung von EE-Anlagen in Deutschland nur eine geringe Rolle

## Wind- und Solarkapazitätswachstum in Deutschland



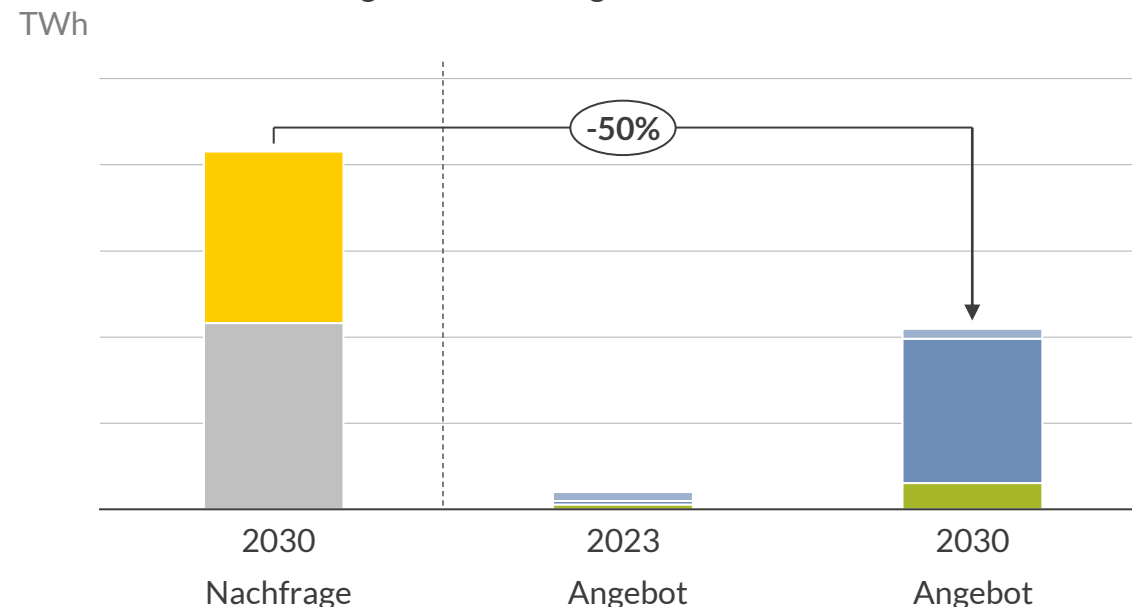
- Aufgrund der attraktiven Förderregelung, die aufgrund des *Doppelvermarktungsverbots* eine Kombination mit PPAs nicht zulässt, spielten PPAs bei der Finanzierung historischer Anlagen in Deutschland nur eine geringe Rolle

Beinhaltet nur öffentlich verkündete PPAs

■ EEG ■ Unternehmens-PPA

**2** Der PPA-Markt in Deutschland wird im Jahr 2030 aufgrund einer hohen Stromnachfrage und einem geringen Angebot unterversorgt sein

## Erwartete PPA-Nachfrage<sup>1</sup> und PPA-Angebot<sup>2</sup> in Deutschland in 2030



- In Deutschland besteht eine hohe Nachfrage nach PPAs, insbesondere aufgrund der hohen Stromnachfrage und Dekarbonisierung der Industrie
- Auch wenn das Angebot voraussichtlich zunehmen wird - vor allem durch Windkraftanlagen auf See mit niedrigen oder Null-Geboten - wird eine große Lücke zur PPA-Nachfrage erwartet, sodass der PPA-Markt auch im Jahr 2030 weiterhin ein Verkäufermarkt sein wird

■ Unternehmen ■ Energieversorger ■ Wind an Land ■ Wind auf See ■ Solar

1) Die Nachfrageannahmen werden von der Stromnachfrage und den erwarteten Anteilen der PPA auf der Grundlage des Preisabsicherungsverhaltens und der Dekarbonisierungsbemühungen abgeleitet. 2) Die Annahmen für das Angebot leiten sich von den aktuellen Anlagen unter PPAs und dem erwarteten Ausbau der erneuerbaren Energien ohne Subventionen ab.

# Herkunftsnachweise sind ein europäisches Nachverfolgungsinstrument für die Grünstromerzeugung

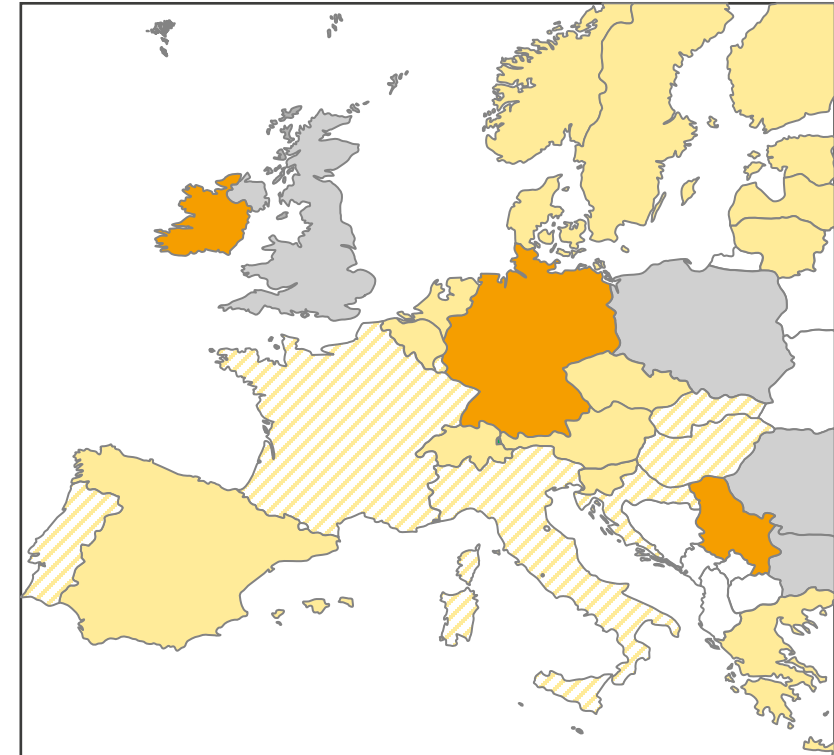
## Übersicht Herkunftsnachweise

- HKNs sind elektronische Zertifikate für die Erzeugung von 1 MWh Strom aus erneuerbaren Quellen.
- In Deutschland können HKNs aufgrund des *Doppelvermarktungsverbots* nur von EE-Anlagen außerhalb der EEG-Förderung vermarktet werden (d.h. von Anlagen mit PPA-Vermarktung oder mit Vertrieb am Strommarkt)
- HKNs werden in nationalen Registern erfasst und können anhand von Merkmalen voneinander unterschieden werden:

| Charakteristik | Beschreibung   |
|----------------|--|
| Zeitraum       | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ GOs haben einen jährlichen Zeitstempel und können bis zu 12 Monate nach ihrer Erstellung für die Offenlegung durch den Endverbraucher ausgestellt, übertragen und entwertet werden</li> </ul> |
| Technologie    | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ GOs werden für verschiedene erneuerbare Technologien ausgegeben</li> <li>▪ EU-Mitgliedstaaten entscheiden, ob sie die Ausgabe von GOs an subventionierte EE-Erzeuger erlauben</li> </ul>      |
| Herkunft       | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ GOs geben an, in welchem Land sie ausgestellt wurden</li> <li>▪ Einige europäische Länder erlauben eine größere regionale Granularität</li> </ul>   |

- HKNs werden von Unternehmen genutzt, um ihren Strombezug zu dekarbonisieren

## Status der Mitgliedschaft im EU-Herkunftsnachweissystem<sup>1</sup>



- HKNs für alle EE-Anlagen
- HKNs nur für kommerzielle Anlagen<sup>2</sup>
- ▨ Nationale Auktion für HKNs aus subventionierten Anlagen<sup>3</sup>
- Nicht abgedeckt
- Eigenes nationales System, kann europäische HKNs verlangen<sup>4</sup>

1) Verband der ausstellenden Stellen. 2) Das Land gibt keine GOs an EE-Erzeuger aus, die bereits subventioniert werden. 3) Das nationale System des Landes aggregiert alle subventionierten HKNs und versteigert sie an Marktteilnehmer. Die Erlöse werden zur Senkung der Subventionskosten verwendet. 4) Das Vereinigte Königreich hat die Anerkennung von EU-HKNs im April 2023 eingestellt. Polen hat einen Gesetzesentwurf für den Beitritt zum AIB ausgearbeitet, aber der genaue Zeitplan bleibt unklar.

# Bestimmte Kriterien können den Wert von HKNs erhöhen und dadurch ihre Rolle für die EE-Finanzierung vergrößern

Herkunftsnachweise basierend auf bestimmten Technologien und mit bestimmten Herkunftsorten können höhere Preise erzielen



## Geografischer Mehrwert

- Deutsche Verbraucher können bereit sein, einen Aufpreis für lokale HKNs zu zahlen, da der Zusammenhang zwischen dem Standort des Verbrauchs und der umweltfreundlichen Erzeugung an Bedeutung gewinnt (siehe Hochlauf der grünen Wasserstoffproduktion)

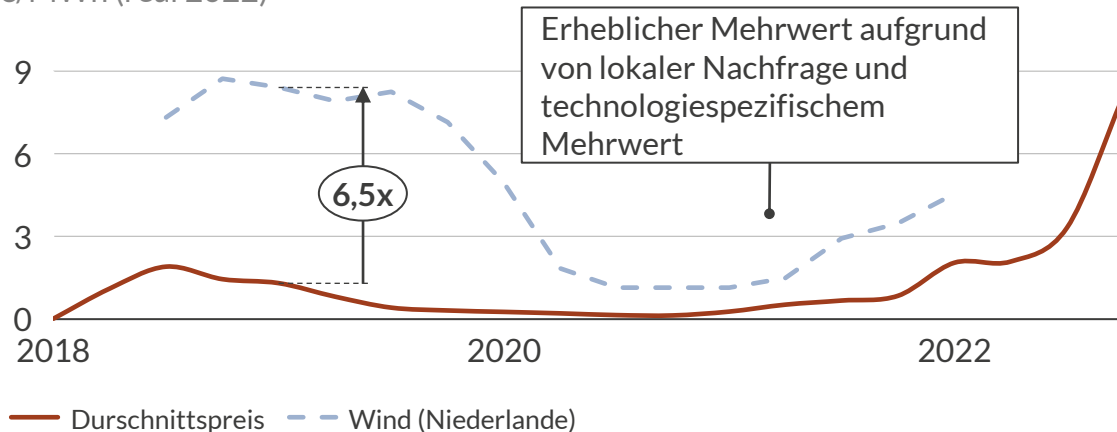


## Technologiespezifischer Mehrwert

- Verbraucher können bereit sein, einen Aufpreis für bestimmte Technologien zu zahlen, wenn solche ein stabileres Produktionsprofil bietet

## Durchschnittspreise europäischer HKNs im Vergleich zu niederländischen Wind-HKNs, 2018-2022

€/MWh (real 2022)



Derzeitige Entwicklungen auf europäischer Ebene führen zu einem Anstieg der Nachfrage nach HKN und der Bedeutung der Erzeugungstechnologie

## Neues Regelwerk für grüne Wasserstoffproduktion:

- Laut EU-Regularien<sup>1</sup> muss Grünstrom für die Produktion von grünem Wasserstoff das Kriterium der **geografischen Korrelation** erfüllen, d.h. aus derselben Gebotszone kommen, in der sich der Elektrolyseur befindet.
- Der erwartete Zubau von Elektrolyseuren in der EU könnte daher zu einem Nachfrageanstieg für HKNs führen.

## Höhere Granularität der HKN-Zertifikate:



- Im Rahmen der Überarbeitung der RED III hat sich das Europäische Parlament für HKN-Regelungen mit **höherer Granularität bis hin zu stündlich** ausgesprochen
- Die Anpassung des Ökostromverbrauchs auf stündlicher statt auf jährlicher Basis könnte zu einer **größeren Preisvolatilität** führen mit höheren Preisen, wenn die Erzeugung aus erneuerbaren Energien niedrig ist und umgekehrt.
- Eine größere Preisvolatilität würde den **technologiespezifischen Mehrwert von systemfreundlichen EE-Anlagen** wie z.B. Wind auf See erhöhen.

HKNs können eine bedeutende Rolle als zusätzliche Einnahmequelle für kommerzielle erneuerbare Anlagen mit PPA spielen. Erwartbare **höhere Preise von HKNs für bestimmte Standorte und Technologien** können daher zu einem erhöhten Anteil von marktgetriebenen Projekten führen

1) Siehe Delegierter Rechtsakt der Europäischen Kommission zu Artikel 27 RED II.

# Der Anreiz zum Abschluss von PPAs ist beim CfD geringer, dafür ist zu erwarten, dass Entwickler längere PPA-Laufzeiten anstreben

Grundsätzlich gilt, dass staatliche Finanzierungshilfen für Erneuerbare Energien den Anreiz für Erzeuger PPAs abzuschließen verringern, da sie die Funktion der Risikoabsicherung übernehmen. Dennoch gibt es Unterschiede zwischen den Fördermechanismen hinsichtlich der Kompatibilität mit PPAs.





| Einflussfaktoren  | PPA-Anreize im einseitigen Marktprämienmodell   | PPA-Anreize im CfD-Fördersystem  |
|---|---|--|
|  <p><b>Verbleibendes Preisrisiko</b></p> <p><i>Je mehr Preisrisiko beim Erzeuger verbleibt, desto größer ist der Anreize eine private Finanzierungsabsicherung einzugehen</i></p>    | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wenn ausreichend Wettbewerb in den Auktionen zu einem niedrigen Förderniveau sorgt, tragen Erzeuger ein Preisrisiko und haben daher einen <b>Anreiz, PPAs zur Finanzierungsabsicherung einzugehen</b></li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Da CfDs eine Förderung in Höhe der Stromgestehungskosten garantieren, haben Erzeuger nur dann einen Anreiz einen PPA anzuschließen, wenn das Gewinnpotenzial des PPA das größere Risiko (Kontrahentenrisiko und je nach Ausgestaltung keine vollständige Preisabsicherung) übersteigt</li> </ul>  |
|  <p><b>Wechselmöglichkeit</b></p> <p><i>Die Möglichkeit, zwischen staatlicher Förderung und PPA zu wechseln hat Einfluss auf die von Erzeugern angestrebte Laufzeit von PPAs</i></p> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Im Marktprämienmodell können Entwickler monatlich aus der Förderung austreten und wieder eintreten                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– z.B. ist es möglich, zunächst für einige Jahre einen PPA oberhalb des Förderniveaus abzuschließen und erst später in die EEG-Förderung einzutreten</li> </ul> </li> <li>▪ Das Marktprämienmodell bietet dadurch <b>eher einen Anreiz zum Abschluss kurz- bis mittelfristiger PPAs</b>, da Projektentwickler PPAs eher zur Gewinnmaximierung als zur langfristigen Absicherung gegen Preisrisiken nutzen</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ein flexibler Wechsel zwischen CfD und PPA wie beim Marktprämienmodell ist nicht möglich, da dies die zentrale Eigenschaft der Erlösabschöpfung in Hochpreisphasen aushebeln würde<sup>1</sup></li> <li>▪ Für den <b>Anreiz langfristiger PPAs könnten CfDs besser geeignet sein</b>, da im CfD-System eine <b>klare Dichotomie</b> zwischen staatlicher Förderung und privater Finanzierung besteht                         <ul style="list-style-type: none"> <li>– Wenn sich Erzeuger für die Vermarktung über PPAs entscheiden haben sie einen Anreiz PPAs mit längeren Vertragsdauern abzuschließen, um eine effektive Risikominimierung zu erreichen</li> </ul> </li> </ul> |

1) Erzeuger könnten der Erlösabschöpfung in Hochpreisphasen durch einen Austritt aus dem CfD entgehen, um dann bei Absinken der Marktpreise wieder in die Förderung einzutreten. Das CfD-System käme dann in seiner Wirkung einer einseitigen Marktprämie gleich.



# Es gibt Ansätze, um den Anreiz zum Abschluss von PPAs in einem CfD-System zu erhöhen, die jedoch teils Schwächen aufweisen





Überblick zu Optionen zur Verbesserung der Kompatibilität von CfDs und PPAs sowie ihrer Stärken und Schwächen

|  Option |  Beschreibung   |  Vorteile  |  Nachteile  |
|---|--|---|--|
| <b>Einmalige Ausstiegsoption aus dem CfD</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Entwickler erhalten die Möglichkeit einmalig während der Projektentwicklungsphase aus dem CfD auszusteigen und stattdessen einen PPA abzuschließen</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Wenn sich die Marktbedingungen während der Projektentwicklung ändern (steigende Preiserwartungen) besteht ein Anreiz zum Abschluss eines PPA</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Ein Wechselanreiz besteht nur, wenn das höhere Gewinnpotential die Risikoprämie übersteigt</li> <li>Risiko, dass das Projekt nicht realisiert wird</li> </ul>   |
| <b>Möglichkeit nur einen Teil der Kapazität mit einem CfD abzudecken</b>                | <ul style="list-style-type: none"> <li>Anstatt nur gesamte EE-Anlagen für CfD-Auktionen zuzulassen könnte Entwicklern die Möglichkeit geboten werden nur für einen Teil der Kapazität der EE - Anlage einen CfD abzuschließen</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Entwickler können mit einer EE-Anlage von einem Portfolioeffekt aus risikoarmen Erlösen aus dem CfD und potenziell höheren aber mit größeren Risiken behafteten Erlösen aus einem PPA profitieren</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Keine Nachteile</li> </ul>  |
| <b>Flexible volumenbasierte Ausgestaltung</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Statt auf die Erzeugungskapazität wird der CfD auf die Erzeugung einer EE-Anlage abgeschlossen</li> <li>Erzeuger sind an eine feste Erzeugungsmenge, die über den Gesamtförderzeitraum vom CfD abgedeckt ist, gebunden, können die Höhe der jeweiligen jährlichen CfD-Erzeugung aber flexibel ausgestalten</li> <li>Dieses CfD-Design entspricht der EE-Förderung in Polen</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>CfDs können mit PPAs und einer Teilvermarktung am Spotmarkt kombiniert werden, während die Verringerung der Risikoprämie durch den CfD weiterhin gegeben ist</li> </ul>                                      | <ul style="list-style-type: none"> <li>Die Ausgestaltung verringert die Funktion der Gewinnabschöpfung von CfDs, da Erzeuger bei einer Hochpreisphase auf die Förderung verzichten</li> <li>Es werden eher PPAs mit kurzen Laufzeiten angereizt</li> </ul> |

- I. Zielbild klimaneutrales Stromsystem und zentrale Regulierungsbedarfe**
  - 1. Zielbild: Weitgehend klimaneutrales Stromsystem 2035
  - 2. Regulierungsbedarfe zur Erreichung des Zielbilds
- II. Förderinstrumente für Erneuerbare Energien**
  - 1. Gegenüberstellung von Differenzkontrakten und gleitender Marktprämie
  - 2. Kompatibilität von Förder- und Marktmechanismen
- III. Optionen für den Anreiz von steuerbarer Leistung und Flexibilität**
- IV. Einflüsse und Wechselwirkungen aus indirekten Fördermechanismen**
- V. Fahrplan klimaneutrales Stromsystem**
- VI. Anhang**

# Technologieoffene Kapazitätsmärkte sind eine effiziente Maßnahme, den Ausbau gesicherter Erzeugungskapazität anzureizen

Kapazitätzahlungen für gesicherte Erzeugungsleistung sind eine Möglichkeit, um die Versorgungssicherheit im klimaneutralen Stromsystem zu gewährleisten. Eine technologieagnostische Ausschreibung dieser Zahlungen ist dabei gegenüber einer technologiespezifischen Förderung ökonomisch effizienter.

|   | Technologieagnostische Förderung (Kapazitätsmarkt)  | Technologiespezifische Förderung ( <u>Kraftwerksstrategie</u> )  |
|---|---|--|
|  <b>Beschreibung</b>      | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Wettbewerbliche Auktionen für die Förderung von regelbarer Kapazität, zu denen alle Erzeugungstechnologien zugelassen sind, die bestimmte Kriterien erfüllen (z.B. Mindestkapazität oder Mindestdauer der Bereitstellung)</li> <li>▪ Kapazitätsmärkte werden bereits von mehreren europäischen Staaten zum Anreiz des Ausbaus gesicherter Leistung eingesetzt<sup>1</sup></li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ausschreibung für die Bereitstellung von regelbarer Kapazität zu der nur bestimmte Kraftwerkstypen zugelassen sind</li> <li>▪ Die Bundesregierung plant eine Fördermechanismus dieser Art mit der sog. Kraftwerksstrategie (KWS) für Gas- und Wasserstoffkraftwerke (siehe nächste Seite)</li> </ul>                              |
|  <b>Fördermechanismus</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geförderte Anlagen erhalten eine feste Vergütung pro Einheit installierter Erzeugungsleistung (€/MW) für eine bestimmte Zeitdauer (z.B. 15 Jahre)</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ In der Kraftwerksstrategie könnte eine leistungsorientierte Förderung (€/MW) mit einer arbeitsbasierten (€/MWh) Förderung kombiniert werden, z.B. in Form von Differenzkontrakten für Wasserstoffkraftwerke, durch die die variablen Erzeugungskosten auf das Niveau von konventionellen Gaskraftwerken gesenkt werden</li> </ul> |
|  <b>Vorteile</b>         | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Der Wettbewerb zwischen verschiedenen Technologien führt dazu, dass die Erzeugungsleistung von den kostengünstigsten Anlagen bereitgestellt wird</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die technologiespezifische Förderung erfordert einen geringeren Aufwand und ist in der Vorbereitung und Einführung daher kostensparender</li> </ul>   |
|  <b>Nachteile</b>       | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Einführung eines Kapazitätsmarkts erfordert einen großen administrativen Aufwand und es müssen viele Detailregelungen getroffen werden (z.B. Technologiespezifische Faktoren, mit denen die Qualität der vorgehaltenen Kapazität bewertet wird<sup>2</sup>)</li> <li>▪ Fehlende Steuerwirkung und möglicherweise Förderung von fossilen Kraftwerken, wenn diese nicht über strenge Emissionswerte ausgeschlossen sind</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kosteneffizienz, da der Wettbewerb stark eingeschränkt ist und kostengünstigere Technologien nicht zum Zug kommen</li> <li>▪ Gefahr eines „lock in - Effekts“ auf eine bestimmte Erzeugungstechnologie</li> </ul>   |

1) Großbritannien, Irland, Belgien, Frankreich, Italien, Polen. 2) Sog. *Derating factors*. Mit diesen Faktoren wird z.B. die Kapazität von Batterien abgewertet, da die Leistung aufgrund der begrenzten Speicherdauer nur für eine kurze Zeitspanne abgerufen werden kann.

# Deutschlands Kraftwerksstrategie soll als technologiespezifische Förderung 24 GW an gesicherter Erzeugungskapazität bis 2035 sicherstellen

## 1 H<sub>2</sub>-fähige Erdgaskraftwerke



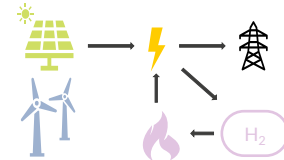
- Neue oder bestehende Anlagen sollen für eine begrenzte Zeit Erdgas verbrennen und bis 2035 vollständig auf Wasserstoff umgestellt werden
- 10 GW zwischen 2024 und 2026 ausgeschrieben, davon 6 GW für neue Anlagen reserviert
  - Mögliche Ausschreibung von weiteren 5 GW<sup>1</sup>

## 2 Grüne H<sub>2</sub> "Sprinter"-Kraftwerke



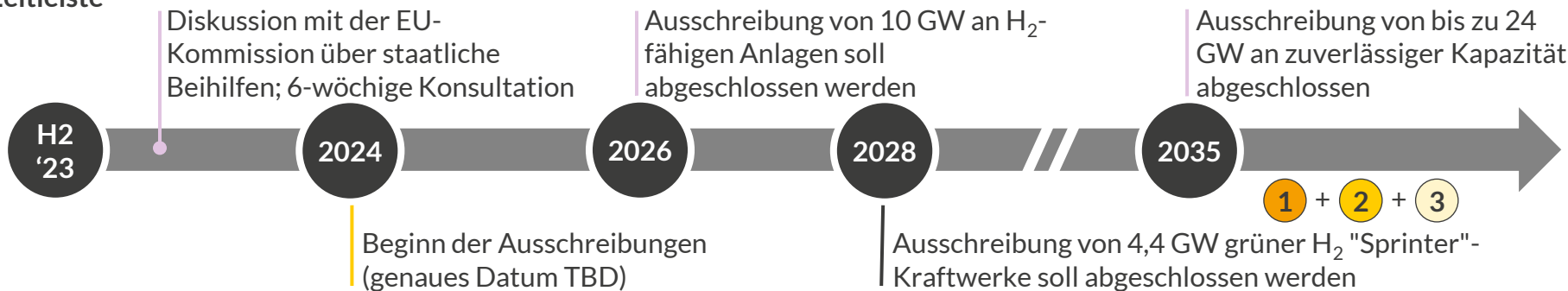
- 4,4 GW ausgeschrieben zwischen 2024 und 2028 nach § 39p EEG
- Nutzung von grünem Wasserstoff oder seiner chemischen Derivate (z.B. Ammoniak) zur Stromerzeugung
- Gezielt an Standorten mit H<sub>2</sub>-Infrastruktur wie Regionalnetze, Großspeicher oder Importanlagen

## 3 H<sub>2</sub>-Kraftwerke mit eigener Wasserstoffspeicherung



- 4,4 GW ausgeschrieben nach § 39o EEG, Zeitrahmen TBD
- Erneuerbare Energien mit wasserstoffbasierten Speichern und Anlagen zur Rückverstromung
- H<sub>2</sub> nur durch Elektrolyse aus gekoppelten erneuerbaren Energien erzeugt und soll nur zur Stromerzeugung genutzt werden

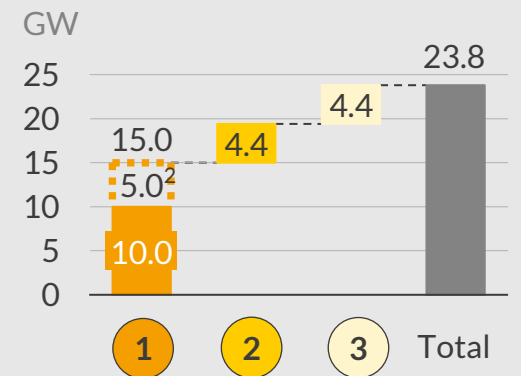
### Zeitleiste



### Weitere Details

- Das Fördersystem soll aus einem Investitionskostenzuschuss pro Kapazitätseinheit und einem Betriebskostenzuschuss pro Erzeugungseinheit bestehen
- Anlagen müssen sich in räumlicher Nähe zum H<sub>2</sub>-Startnetz befinden

### Ausgeschriebene Anlagen bis 2035<sup>2</sup>



1) Bewertung nach 2026, ob weitere 5 GW erforderlich sind. 2) Laut Ankündigung werden zusätzliche 3 GW an Anlagen mit Biomasse und 3 GW an Anlagen mit Biomethan erwartet.

# Dynamische Stromtarife und zeitvariable Netzentgelte eignen sich, um die Bereitstellung von lastseitiger Flexibilität anzureizen

Es gibt verschiedene mögliche Optionen, um die Bereitstellung von nachfrageseitiger Flexibilität anzureizen. **Dynamische Stromtarife und eine Überarbeitung der Netzentgeltsystematik für Groß- und Kleinverbraucher sind effiziente Mittel während von einer Einführung neuer Märkte eher abzuraten ist.**



## Verbesserung des Zugangs zu dynamischen Stromtarifen und Schaffung der dafür notwendigen Infrastruktur

- Verbrauchern sollte der **Zugang zu dynamischen Stromtarifen** erleichtert werden, damit sie ihren Verbrauch an stündlichen Börsenstrompreissignalen anpassen können
  - Eine Vorgabe für Stromversorger einen flexiblen Tarif anzubieten ist insofern eine nützliche Maßnahme
- Auf der technischen Ebene muss **der Ausbau intelligenter Messsysteme** (Smart Meter) vorangetrieben werden, da diese die Voraussetzung für eine automatische stundenaktuelle Preisabrechnung sind.



## Einführung neuer Märkte für die Bereitstellung lastseitiger Flexibilität

- Die Europäische Kommission schlägt als die Einführung von Märkten für die Lastabschaltung zur Kappung von Lastspitzen vor
- Zusätzliche Märkte sind aus unserer Sicht **nicht das beste Mittel, da die Zergliederung dazu führt**, dass in den Einzelmärkten nicht die effizienteste Technologie zum Zug kommt



## Entfristung der Netzentgeltbefreiung für Batterien

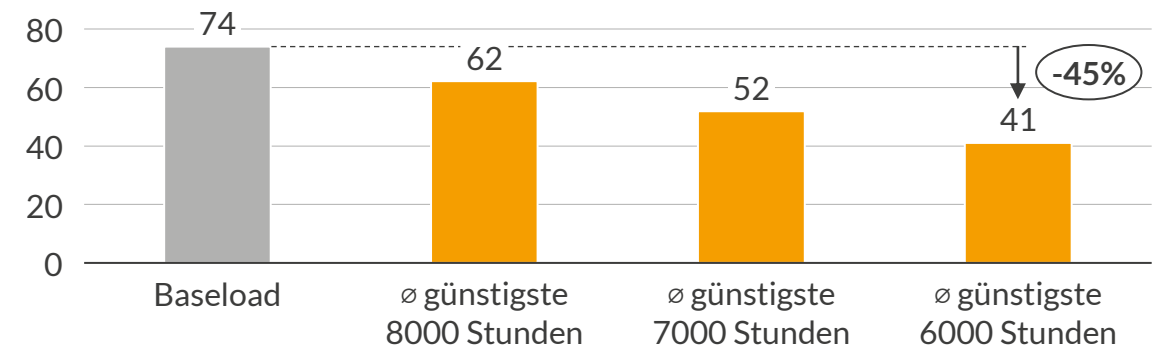
- Die derzeit geltende Netzentgeltbefreiung läuft 2029 aus. Eine Entfristung wäre für den Anreiz der Flexibilitätsbereitstellung hilfreich



## Überarbeitung der Netzentgeltsystematik

- **Zeitvariable Netzentgelten** für Kleinverbraucher können einen **effizienten Anreiz zum systemdienlichen Stromverbrauch** geben und sind bereits eine erprobte Maßnahme: In den meisten europäischen Ländern gibt es bereits statisch-zeitvariable Netzentgelte.
  - Wie für dynamische Stromtarife ist auch für zeitvariable Netzentgelte der **Ausbau von intelligenten Messsystemen** essenziell
- Zusätzlich ist es sinnvoll **Fehlanreize in der Netzentgeltsystematik** wie §19(2) NEV abzubauen. Dadurch hätten Großverbraucher einen höheren Anreiz das Einsparpotential eines flexibleren Verbrauchs zu heben (s.u.).

Großhandelsstrompreis im Jahr 2035, Net Zero Szenario  
€/MWh (real 2022)













- I. Zielbild klimaneutrales Stromsystem und zentrale Regulierungsbedarfe**
  - 1. Zielbild: Weitgehend klimaneutrales Stromsystem 2035
  - 2. Regulierungsbedarfe zur Erreichung des Zielbilds
- II. Förderinstrumente für Erneuerbare Energien**
  - 1. Gegenüberstellung von Differenzkontrakten und gleitender Marktprämie
  - 2. Kompatibilität von Förder- und Marktmechanismen
- III. Optionen für die Förderung von angebots- und nachfrageseitiger Flexibilität**
- IV. Einflüsse und Wechselwirkungen aus indirekten Fördermechanismen**
- V. Fahrplan klimaneutrales Stromsystem**
- VI. Anhang**

# Unterschiedliche Komponenten des vorgeschlagenen Industriestrompreises können den EE-Ausbau entweder anregen oder verlangsamen

Im Rahmen der Industriestrompreisdebatte gibt es derzeit mehrere Vorschläge, wie die energieintensive Industrie unterstützt werden soll. Jeder dieser Vorschläge hat unterschiedliche Auswirkungen auf den kommerziellen Ausbau erneuerbarer Energien, Finanzierungskosten für EE-Anlagen und deren systemfreundlichen Einsatz

Der **Brückentrompreis** ist nicht Teil der Koalitionseinigung auf ein Strompreispaket zur Entlastung produzierender Betriebe vom 9. November 2023 (siehe nächste Seite). Die anderen Optionen könnten aber mittelfristig weiterhin umgesetzt werden.

| Vorschlag<br>Quelle                                     | Brückentrompreis<br>BMWK  | CfD-Pooling für die Industrie<br>BMWK  | Staatsgarantien für PPA-Projekte<br>BMWK  | Kapitalkostenzuschuss von 25%<br>für PPA-Projekte<br>DIHK   |
|---|---|--|---|---|
| <b>Marktgetriebener Erneuerbaren-Ausbau</b>             | <ul style="list-style-type: none"> <li>Eine Preisobergrenze für Abnehmer reduziert den Absicherungsbedarf über PPAs an Terminmärkten, was wiederum den kommerziellen EE-Ausbau verlangsamt </li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Zielt auf Marktanteile ab, die nicht durch kommerzielle Projekte abgedeckt werden </li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>Starker Impuls für kommerziellen Ausbau durch Sicherstellung eines breiten PPA-Angebots </li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Starker Impuls für kommerziellen Ausbau durch Sicherstellung eines breiten PPA-Angebots </li> </ul>   |
| <b>Finanzierungskosten für EE-Anlagen</b>               | <ul style="list-style-type: none"> <li>Kein direkter Einfluss auf Finanzierungskosten von Erneuerbaren </li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Niedrigeres Geschäftsrisiko führt zu niedrigeren Finanzierungskosten </li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Minimales Gegenparteeisiko führt zu niedrigeren Finanzierungskosten </li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>Geringere Verschuldung erforderlich und daher niedrigere Finanzierungskosten </li> </ul>  |
| <b>Systemfreundlicher Einsatz erneuerbarer Energien</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Geringere Nachfrage nach Absicherung über PPAs reduziert den Anreiz, systemfreundliche Projekte zu realisieren </li> </ul>                                     | <ul style="list-style-type: none"> <li>Belohnt Volumen anstatt von systemfreundlichem Einsatz erneuerbarer Energien </li> <li>CfD-Design bestimmt zu welchem Grad dies der Fall ist</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>PPA-Preise basieren auf anlagenspezifischen Marktwerten </li> <li>Diese Marktwerte profitieren von einem systemfreundlichen Einsatz erneuerbarer Energien</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>PPA-Preise basieren auf anlagenspezifischen Marktwerten </li> <li>Diese Marktwerte profitieren von einem systemfreundlichen Einsatz erneuerbarer Energien</li> </ul> |

 Positiver Effekt     Neutraler Effekt     Negativer Effekt

# Anstelle des Brückenstrompreises hat sich die Regierung auf Steuerensenkungen und eine Verlängerung von Subventionen geeinigt

## Brückenstrompreis

Ursprünglicher Vorschlag des BMWK

- Obergrenze von 6 ct/kWh für 80 % des Verbrauchs bis 2030 für die energieintensive Industrie
- Um kontinuierliche Anstrengungen zur Dekarbonisierung zu gewährleisten, müssen Empfänger sich bis 2045 zur Klimaneutralität verpflichten und eine langfristige Standortgarantie abgeben
- Finanzierung aus Mitteln des Wirtschaftsstabilisierungsfonds

Der Vorschlag ist vom Tisch, da Bedenken hinsichtlich der Auswirkungen auf den Haushalt und negativer Nebeneffekte auf dem Strommarkt bestehen

## Strompreispaket

Koalitionseinigung vom 9. November 2023

| Maßnahmen  | Ausgestaltung   | Begünstigte  |
|--|---|--|
| <b>Senkung der Stromsteuer</b>                             | Senkung der Stromsteuer von 15,37 €/MWh auf 0,50 €/MWh  | Verarbeitende Industrie                            |
| <b>Verlängerung der Strompreis-kompensation um 5 Jahre</b> | Subventionierung von ≤75% der indirekten CO <sub>2</sub> -Kosten ohne Selbstbehalt von 1GWh     | ~350 im internationalen Wettbewerb stehende Firmen |
|  | Verlängerung des "Super-Cap" ohne Selbstbehalt von 5% oder 5 €/t CO <sub>2</sub> (Sockelbetrag) | ~90 energieintensivste Unternehmen                 |

Die Bundesregierung hat ein Strompreispaket zugestimmt, mit dem die industriellen Verbraucher kurzfristig entlastet werden

## Auswirkungen für den Ausbau erneuerbarer Energien

- ↑ Die Entscheidung beendet eine Phase der regulatorischen Unsicherheit; Unternehmen können nun Pläne zur Beschaffung von grünem Strom (über PPAs oder durch Investitionen in eigene EE-Anlagen) wieder aufnehmen
- ➔ Kein Eingriff in die Preisbildung auf dem Strommarkt, sodass Erneuerbare Energien weiterhin von Preisspitzen profitieren können
- ➔ Keine Reduktion von Anreizen zur privaten Absicherung mit PPAs (im Gegensatz zum Brückenstrompreis)
- ➔ Keine Stärkung des marktgetriebenen Ausbaus, wie sie durch andere Optionen erreicht werden könnte



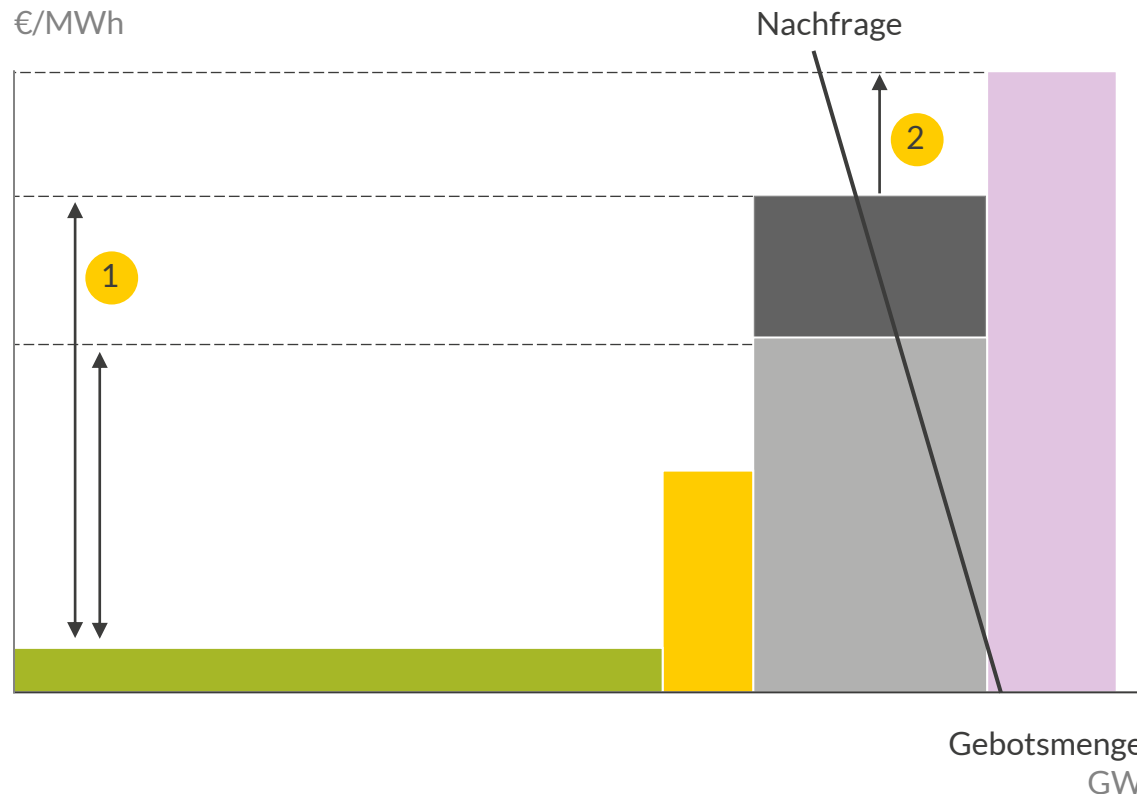
# Der CO<sub>2</sub> - Preis wirkt sich positiv auf klimaneutrale Anlagen aus, genügt jedoch allein nicht, um ihren Ausbau anzureizen

Der CO<sub>2</sub> Preis führt im Strommarkt dazu, dass die Erlöse von erneuerbaren Energien steigen und kann fossile Kraftwerke aus dem Markt treiben

Merit Order des Großhandelsstrommarkts

Illustrativ

Gebotshöhe  
€/MWh



■ Erneuerbare Energien  
 ■ Speicher  
 ■ Gaskraftwerke ohne CO<sub>2</sub> Preis  
 ■ Wasserstoffkraftwerke  
■ Zusätzliche variable Kosten durch den CO<sub>2</sub> Preis

Der CO<sub>2</sub> Preis ist derzeit nicht hoch genug, um alleine für einen marktgetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien zu sorgen

1 Der CO<sub>2</sub> Preis führt zu einem Anstieg der variablen Erzeugungskosten fossiler Kraftwerke. In Stunden, in denen diese Kraftwerke im Strommarkt preissetzend sind führt dies dazu, dass **Erzeuger von erneuerbarem Strom höhere Einnahmen erzielen als ohne den CO<sub>2</sub> Preis**. Je höher der CO<sub>2</sub> Preis, desto größer ist dieser Effekt.

- Das derzeitige erwartete Niveau des **CO<sub>2</sub> Preises ist allerdings nicht hoch genug**, als dass dieser Effekt allein für einen marktgetriebenen Zubau erneuerbarer Energieträger sorgt
- Durch die Transformation zu einem klimaneutralen Stromsystem mit einer höheren Produktionsleistung erneuerbarer Energien, mehr Speichern und einer flexibleren Nachfrage werden die Stunden, in denen fossile Kraftwerke den Preis bestimmen außerdem weniger

2 Der CO<sub>2</sub> Preis kann auch dafür sorgen, dass der **Wechsel zu klimaneutraler regelbarer Leistung schneller gelingt**

- Wenn der CO<sub>2</sub> Preis so hoch ist, dass er die Differenz zwischen den variablen Erzeugungskosten eines konventionellen Gaskraftwerks und eines Wasserstoffkraftwerks übersteigt, würden zunächst die Wasserstoffkraftwerke an Stelle der Gaskraftwerke eingesetzt werden
- Damit es zu diesem Effekt kommt, müsste der CO<sub>2</sub> Preis allerdings auf ein wesentlich höheres Niveau ansteigen<sup>1</sup>

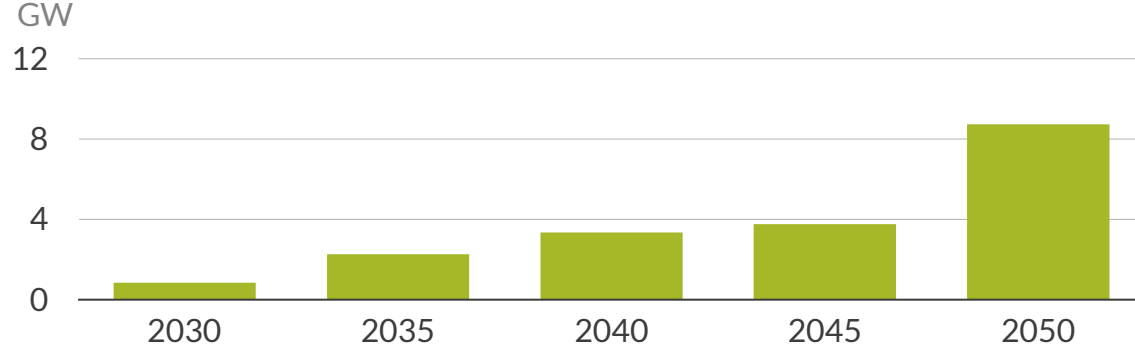
1) Unter Annahme einer CO<sub>2</sub>-Intensität von 350 gCO<sub>2</sub>/kwh für das Gaskraftwerk und einer thermischen Effizienz von 56% für beide Kraftwerke müsste der CO<sub>2</sub> Preis im Jahr 2030 bei über 450€/Tonne liegen, um den Kostenunterschied zwischen Gas und Wasserstoff zu übertreffen und damit einen Wechsel in der Merit Order auszulösen. Derzeit liegt der Preis bei ca. 80€/pro Tonne. Der Berechnung liegen Prognosen zur Entwicklung von Erdgas- und Wasserstoffpreisen von Aurora Energy Research zugrunde. Quelle: Aurora Energy Research

# Eine Zweiteilung der Strompreiszone führt zu ambivalenten Effekten in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit von erneuerbaren Energien



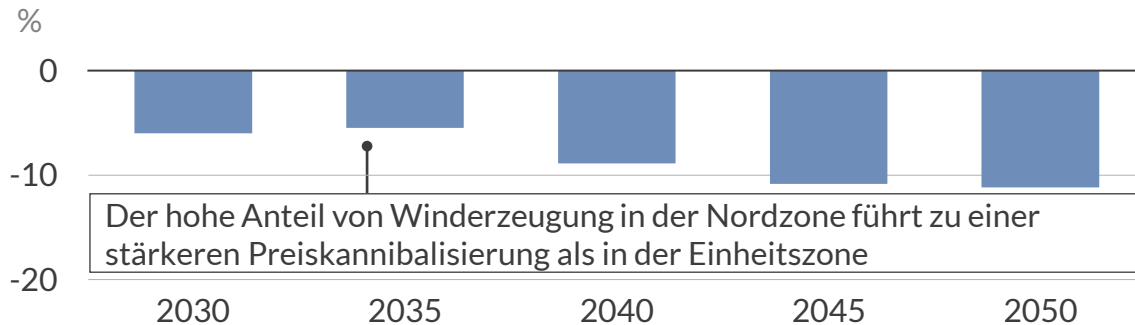
**1** Durch die höheren Strompreise in der südlichen Zone ist der marktgetriebene Ausbau von Solar PV insgesamt höher<sup>1</sup>

Zusätzliche Solarkapazität im Vergleich zur einheitlichen Preiszone



**2** Die Marktwerte für Windenergie fallen im Norden, was zu einem höheren staatlichen Förderbedarf zur Erreichung der Ausbauziele führen könnte

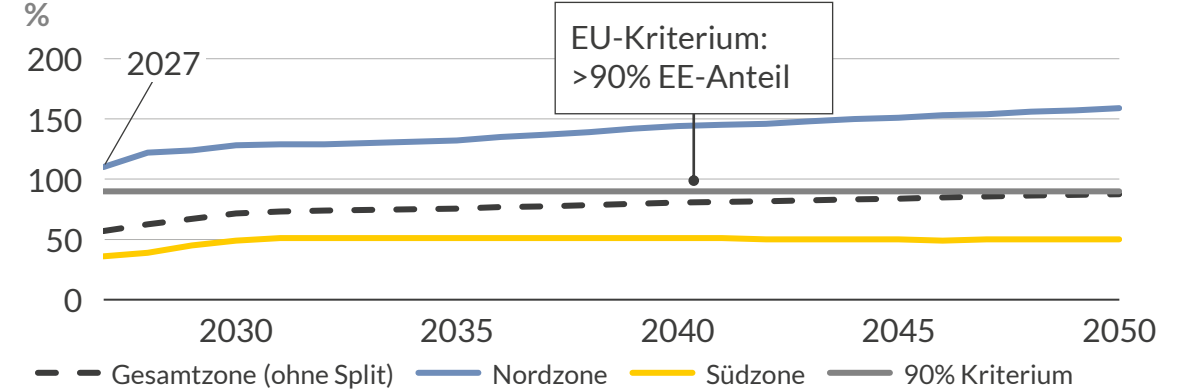
Auswirkungen der Zonentrennung auf Offshore Wind Marktwerte (Ostsee)



Der hohe Anteil von Winderzeugung in der Nordzone führt zu einer stärkeren Preiskannibalisierung als in der Einheitszone

**3** In der Nordzone würde ein Anteil von über 90% EE im Strommix erreicht, wodurch grüner Wasserstoff mit Netzstrom hergestellt werden könnte<sup>2</sup>

Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Relation zur Nachfrage



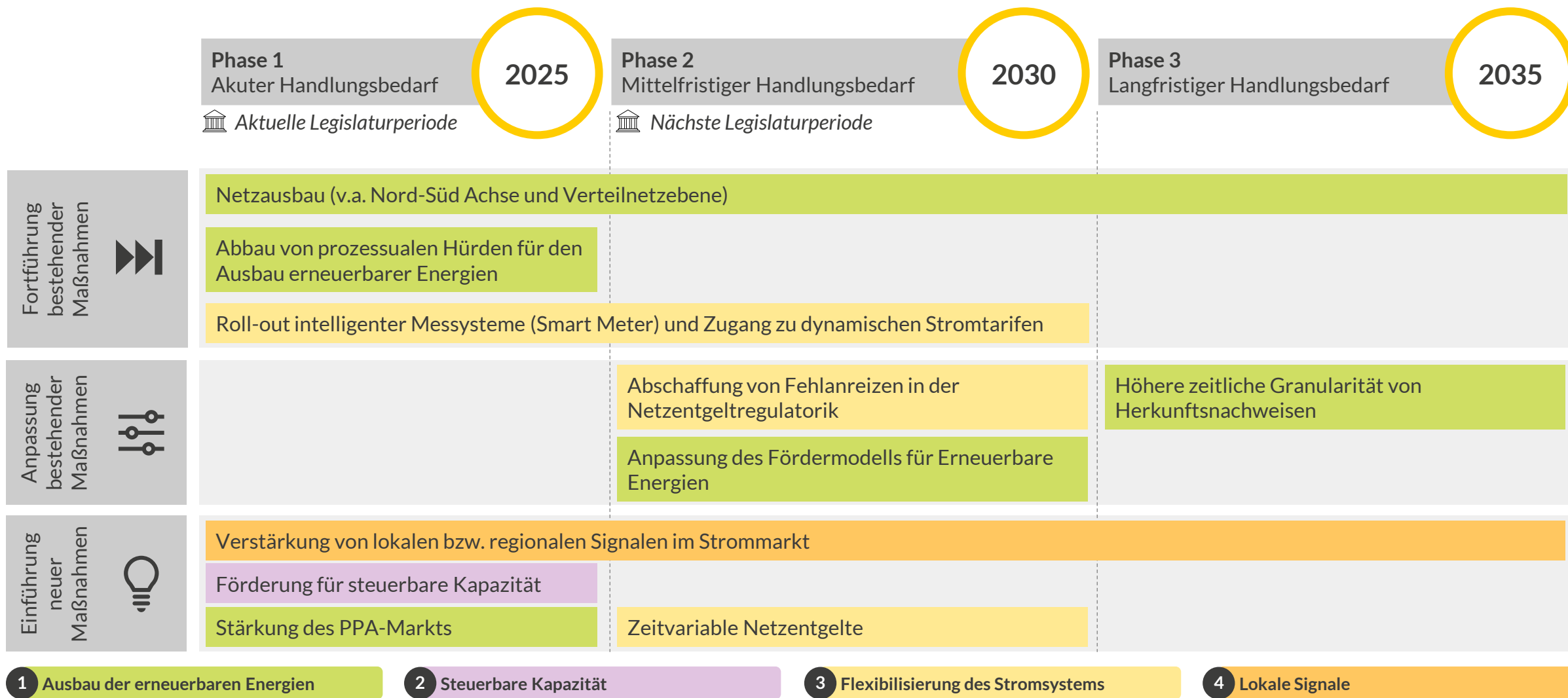
**4** Eine Preiszonenteilung hätte auch Auswirkungen auf weitere Aspekte des Stromsektors<sup>2</sup>

|                | Beschreibung   | Wirkung |
|----------------|--|---------|
| Netzstabilität | Netznutzung- und Auslastung  | +       |
| Wettbewerb     | Geringe Fähigkeit einzelner Akteure den Markt zu beeinflussen            | -       |
| Systemkosten   | Gesamtsystemkosten, inkl. Auswirkungen auf Redispatch und den Netzausbau | + -     |

1) Bei der Windenergie an Land gibt es bzgl. der installierten Kapazität keine Veränderung. 2) Der Delegierte Rechtsakt zur Herstellung von erneuerbaren Kraftstoffen sieht vor, dass Wasserstoff, der durch Strom aus Netzbezug (ohne PPA) hergestellt wird, nur dann als erneuerbar gilt, wenn die Schwelle von 90% in der jeweiligen Strompreiszone überschritten wird. 2) Die Preiszonenteilung könnte sich auch negativ auf das Vertrauen von Investoren in die Stabilität gesetzlicher Rahmenbedingungen auswirken.


- I. Zielbild klimaneutrales Stromsystem und zentrale Regulierungsbedarfe**
  - 1. Zielbild: Weitgehend klimaneutrales Stromsystem 2035
  - 2. Regulierungsbedarfe zur Erreichung des Zielbilds
- II. Förderinstrumente für Erneuerbare Energien**
  - 1. Gegenüberstellung von Differenzkontrakten und gleitender Marktprämie
  - 2. Kompatibilität von Förder- und Marktmechanismen
- III. Optionen für den Anreiz von steuerbarer Leistung und Flexibilität**
- IV. Einflüsse und Wechselwirkungen aus indirekten Fördermechanismen**
- V. Fahrplan klimaneutrales Stromsystem**
- VI. Anhang**

# Für die Erreichung des Zielbilds klimaneutrales Stromsystem 2035 besteht akuter Handlungsbedarf schon in dieser Legislaturperiode




# Der Ausbau erneuerbarer Energien erfordert direkte staatliche Förderung und indirekte Maßnahmen wie Netzausbau und PPA-Garantien

## ▶▶ Fortführung bestehender Maßnahmen


 **Abbau von prozessualen Hürden für den Ausbau erneuerbarer Energien**

- Mit dem im EEG 2023 festgelegten Grundsatz des **überwiegenden öffentlichen Interesses**, sowie den im Oktober 2023 beschlossenen **vereinfachten Genehmigungsverfahren für Wind- und Solarparks entlang von Autobahnen** wurden Weichen für mehr Tempo bei Planungs- und Genehmigungsverfahren gestellt
- Derzeit zeigen die Maßnahmen aber **noch nicht ausreichend Wirkung**: Die Verfahrenslaufzeiten für Windenergie an Land sind weiterhin auf einem zu hohen Niveau von im Schnitt 4 Jahren und zeigen sogar eine steigende Tendenz<sup>1</sup>


 **Netzausbau (v.a. Nord-Süd Achse und Verteilnetzebene)**

- Das BBPIG<sup>2</sup> strebt bis 2030 eine deutliche Beschleunigung des Ausbaus von Höchstspannungsleitungen an. Die Einhaltung des ehrgeizigen NEP<sup>3</sup> ist entscheidend, da viele Projekte noch in der Planungsphase sind.

## ⚙️ Anpassung bestehender Maßnahmen


 **Anpassung des Fördermodells für Erneuerbare Energien**

- Eine **Entscheidung über die Ausgestaltung des zukünftigen Fördermodells** für Erneuerbare Energien sollte nach dem Abschluss des Reformprozesses zum Strommarktdesign auf EU-Ebene **baldmöglichst herbeigeführt** werden, um die Unsicherheit aus dem Markt zu nehmen
- Im Fall eines Wechsels zu einem CfD-Fördersystem sollten **Anreize zur optimalen Marktintegration** durch eine **intelligente Ausgestaltung** erhalten werden. Insb. empfiehlt sich eine Abkopplung der Förderzahlungen von der anlagenspezifischen Produktionsmenge

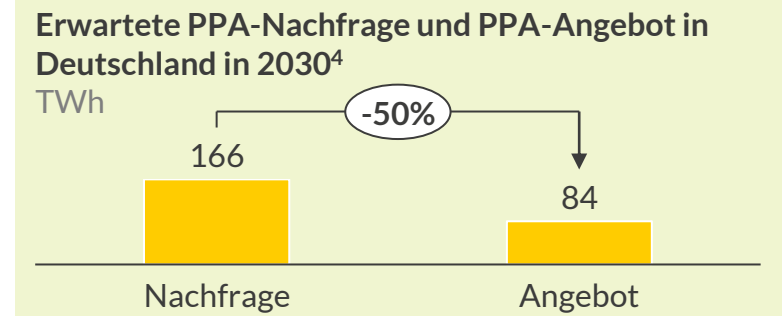
 **Höhere zeitliche Granularität von Herkunftsnachweisen**

- Die Umstellung der zeitlichen Granularität von Herkunftsnachweisen ist eine Maßnahme, die erst in der längeren Frist umgesetzt werden sollte, um Unternehmen nicht mit den höheren Anforderungen zu überfordern

## 💡 Einführung neuer Maßnahmen

 **Stärkung des PPA-Markts**

- Verbesserung des Zugangs zu PPAs für kleinere Unternehmen über staatliche Kreditgarantien:
  - Staatliche Kreditausfallgarantien an EE-Erzeuger, um diesen eine Absicherung gegen das Risiko eines Zahlungsausfalls des Abnehmers zu geben
- PPA-Markt bei der Ausgestaltung eines neuen Fördersystems mitdenken:
  - Z.B. über die Möglichkeit für Erzeuger, nur mit einem Teil der Anlagenkapazität in die Förderauktionen zu gehen



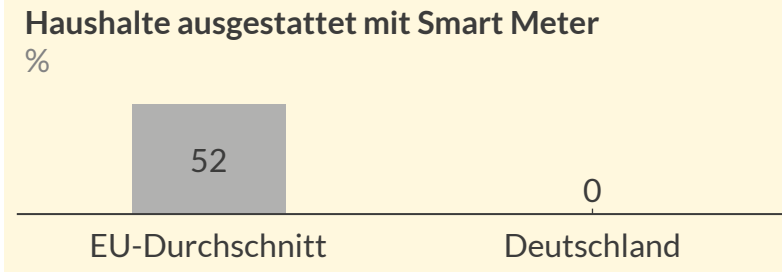
1) Laut Auswertung der Fachagentur Windenergie an Land vom Stand Juni 2023. 2) Gesetz über den Bundesbedarfsplan. 3) Netzentwicklungsplan. 4) Ohne Berücksichtigung der Auswirkung von staatlichen Kreditausfallgarantien.

# Die Abschaffung von Fehlanreizen sowie zeitvariable Netzentgelte verbessern die Effizienz und Flexibilität des Stromnetzes

## ▶▶ Fortführung bestehender Maßnahmen

### 💡 Smart Meter Roll-out und Förderung dynamischer Stromtarife

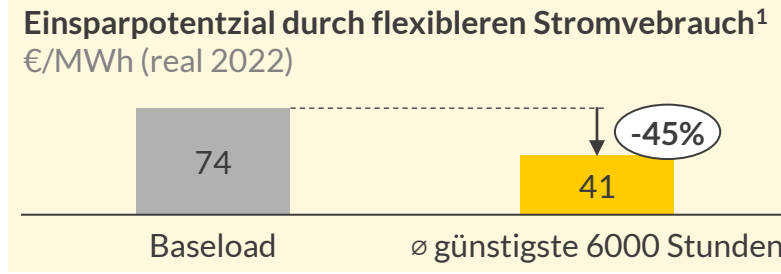
- Mit dem **“Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende”** von 2023 hat die Bundesregierung bereits verbindliche Ziele für den Smart Meter – Rollout und dynamische Stromtarife festgelegt:
  - Verbraucher haben ein Recht auf Einbau eines intelligenten Stromzählers
  - Stromanbieter müssen ab 2025 dynamische Stromtarife anbieten
- Nachdem die rechtlichen Voraussetzungen geschaffen sind, muss die Politik die **Umsetzung der Maßnahmen** im Blick behalten und ggf. Nachsteuern.



## ⚙️ Anpassung bestehender Maßnahmen

### 🏗️ Abschaffung von Fehlanreizen in der Netzentgeltregulatorik

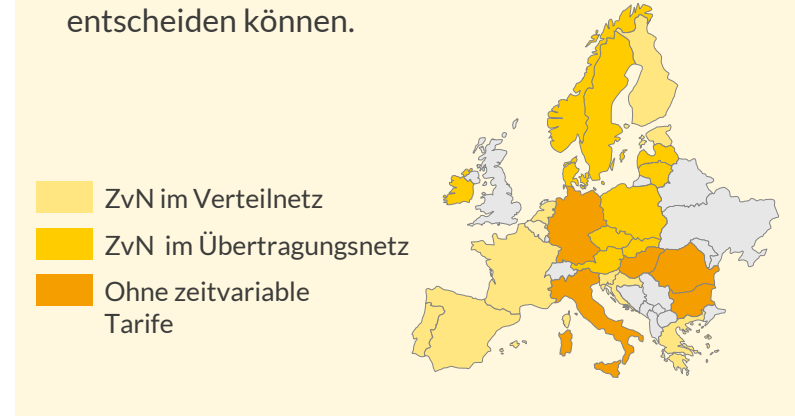
- Der Anspruch auf Netzentgeltvergünstigungen für Großverbraucher mit einem konstanten Lastprofil gemäß §19 (2) der Stromnetzentgeltverordnung sollte perspektivisch abgeschafft werden, da in der Langfrist die Angebotseite volatiler und somit flexibler wird.
- Dadurch hätten Großverbraucher einen höheren Anreiz das Einsparpotential eines flexibleren Verbrauchs zu heben und somit ihre Stromkosten zu senken.



## 💡 Einführung neuer Maßnahmen

### 🕒 Zeitvariable Netzentgelte


- Zeitvariable Netzentgelten (ZvN) für Kleinverbraucher geben einen **effizienten Anreiz zum systemdienlichen Stromverbrauch** und sind in den meisten europäischen Ländern bereits üblich.
- Aufgrund der einfacheren Umsetzbarkeit empfehlen sich zunächst statisch-zeitvariable Netzentgelte<sup>2</sup>.
- Am 27.11. 2023 hat die BNetzA erstmals Rahmenbedingungen für ein ZvN festgelegt, für das sich Verbraucher ab dem 01.01.2025 entscheiden können.



1) Preismodellierung für das Jahr 2035 im Aurora Net Zero Szenario. 2) Statisch-zeitvariable Netzentgelte basieren auf festen Gebührensätzen, die unabhängig von der tatsächlichen Netzauslastung ex-ante für bestimmte Zeitfenster (z.B. innerhalb eines Jahres oder eines Tages) festgelegt werden. Dynamische Netzentgelte hingegen variieren je nach tatsächlicher Netzbelastung und ermöglichen flexible Preisanpassungen entsprechend dem aktuellen Bedarf.

# Um einen ausreichenden Zubau steuerbarer Leistung zu gewährleisten, muss in dieser Legislaturperiode die Weichenstellung für eine Förderung erfolgen

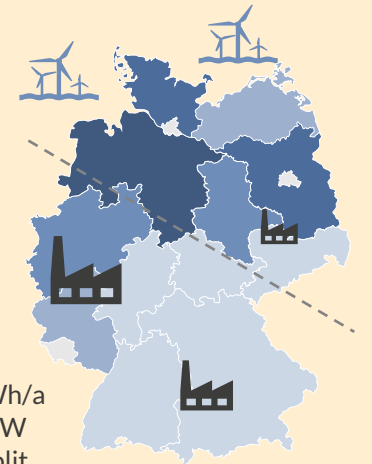
 Einführung neuer Maßnahmen

 Fördersystem für den Zubau neuer steuerbarer Leistung

- Um einen ausreichenden Zubau steuerbarer Leistung sicherzustellen, ist die Schaffung finanzieller Anreize notwendig
- Grundsätzlich sind hierfür **kapazitätsbasierte Fördermechanismen** gut geeignet und auch bereits in anderen europäischen Ländern erprobt
- Das BMWK arbeitet mit der Kraftwerksstrategie (KWS) bereits an einer **technologiespezifischen Förderung**, mit der bis zum Jahr 2035 ca. **24 GW gas- und wasserstoffbasierter Erzeugungskapazität sichergestellt werden sollen**
- Ein **technologieagnostischer Kapazitätsmechanismus** (Kapazitätsmarkt) wäre zwar mit einem höheren administrativen Aufwand verbunden, hätte aber den Vorteil, dass die Erzeugungsleistung von den **kostengünstigsten Technologien** bereitgestellt wird
- Die **Weichenstellung** für die Einführung eines Fördersystems für regelbare Leistung sollte **noch in dieser Legislaturperiode** erfolgen, da bis 2030 schon ein Großteil der bestehenden Kohlekapazität stillgelegt wird und neue Kraftwerksprojekte ausreichend Vorlauf benötigen (ca. 5-7 Jahre für ein Gaskraftwerk)

 Lokale Signale im Strommarkt, z.B. durch Preiszonentrennung

- Für eine effizientere lokale Verteilung von Erzeugern und Lasten sind verschiedene Maßnahmen denkbar, die sich im Umfang und Auswirkung des Eingriffs unterscheiden:
  - Geringerer Eingriff durch **Ergänzung bestehender Politikmaßnahmen durch lokale bzw. regionale Anreizsignale**: z.B. regionale Differenzierung von Netzentgelten (z.B. lokale Netzentgelte für Erzeuger) oder Förderzahlungen.
  - Stärkerer und **grundlegenderer Eingriff in den Markt** durch die Aufteilung der einheitlichen Strompreiszone
- Die Integration von lokalen Signalen in bestehende Politikmaßnahmen ist bereits in der kurzen und mittleren Frist zu empfehlen. Grundlegende Eingriffe in den Strommarkt, wie eine Preiszonentrennung sollten aufgrund der Parallelität von Herausforderungen allerdings erst in der längeren Frist (nach 2035) erfolgen.

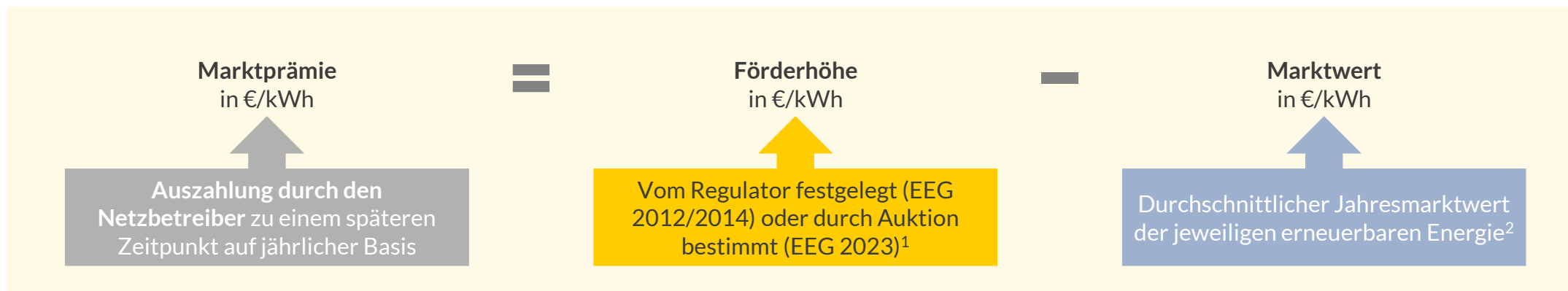


- I. Zielbild klimaneutrales Stromsystem und zentrale Regulierungsbedarfe**
  - 1. Zielbild: Weitgehend klimaneutrales Stromsystem 2035
  - 2. Regulierungsbedarfe zur Erreichung des Zielbilds
- II. Förderinstrumente für Erneuerbare Energien**
  - 1. Gegenüberstellung von Differenzkontrakten und gleitender Marktprämie
  - 2. Kompatibilität von Förder- und Marktmechanismen
- III. Optionen für den Anreiz von steuerbarer Leistung und Flexibilität**
- IV. Einflüsse und Wechselwirkungen aus indirekten Fördermechanismen**
- V. Fahrplan klimaneutrales Stromsystem**
- VI. Anhang**

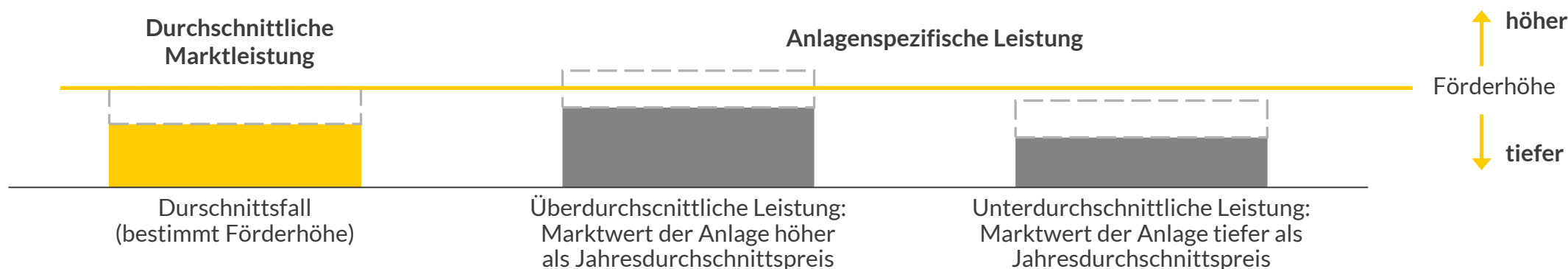


# Die Marktprämienregelung belohnt die anlagenspezifische Anpassung an Marktsignale

- Bei der Marktprämienregelung wird die Höhe der Marktprämie, die die Großhandelsmarkteinnahmen der Anlageneigentümer aufstockt, durch die Regierung oder durch wettbewerbsorientierte Auktionen bestimmt.



- Im Marktprämienmodell ist es möglich, die Förderhöhe zu übertreffen (d.h. wenn ein bestimmtes Kraftwerk in der Lage ist, durch die Einspeisung von Strom mit einer geringeren Korrelation zur Einspeisung anderer erneuerbarer Energien einen überdurchschnittlich hohen Einspeisungspreis zu erzielen)



■ Marktwert (Jahresdurchschnitt) ■ Marktwert einer bestimmten Anlage □ | Marktprämie

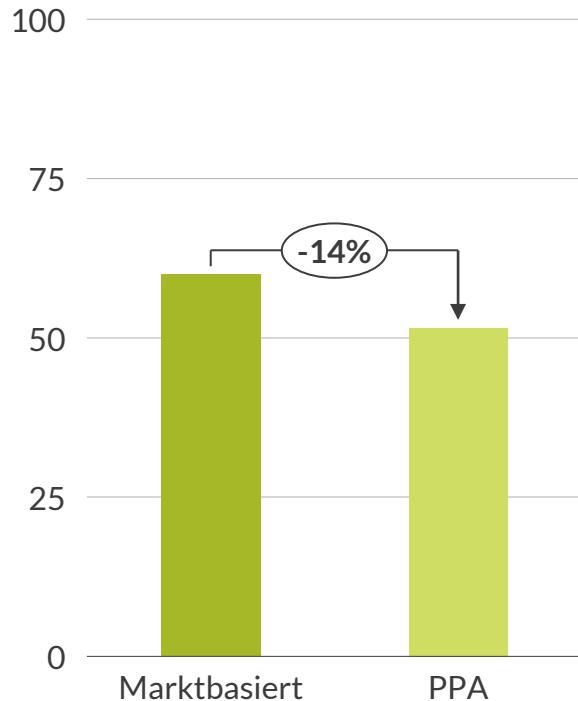
1) Bei Windkraftanlagen an Land ergibt sich die Förderhöhe aus dem Gebotswert multipliziert mit einem Korrekturfaktor. Damit wird der unterschiedlichen Windqualität Rechnung getragen. 2) Jahresdurchschnitt der stündlichen Spotpreise des EPEX Spot, mengengewichtet auf Basis der technologiespezifischen Produktion in Deutschland.

# PPAs senken das Risikoprofil von EE-Projekten, was zu niedrigeren Kapitalkosten führt und Projekte somit eher realisierbar macht

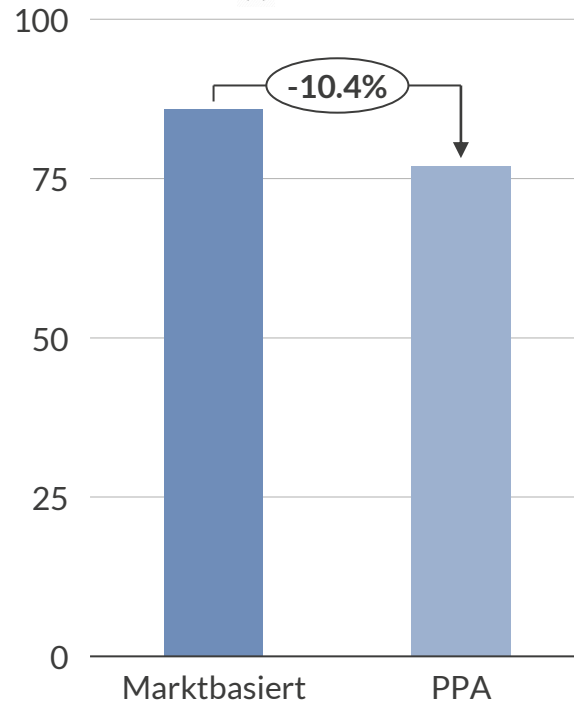
## Stromgestehungskostenvergleich für erneuerbare Energieträger in Deutschland<sup>1</sup>

€/MWh (real 2022)

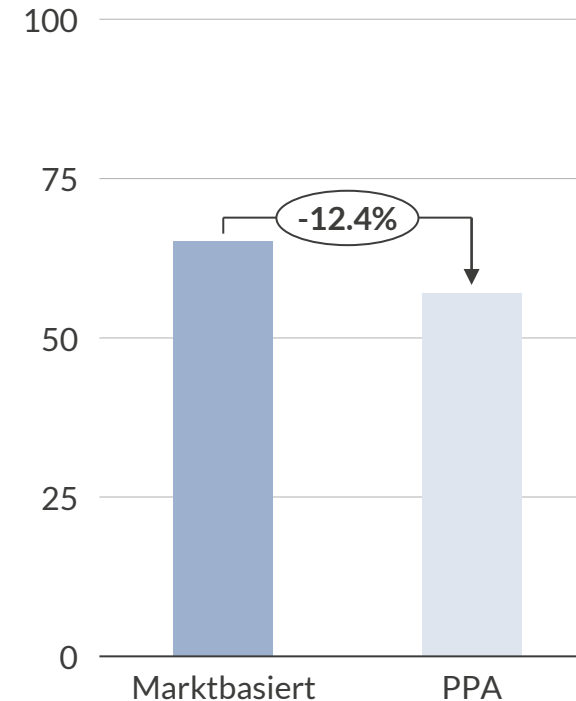
Solar<sup>2</sup> 



Wind auf See<sup>3</sup> 



Wind an Land<sup>4</sup> 

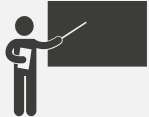














**Die Sicherheit, die PPAs gewähren, erleichtert Zugang zu Kreditgebern für Projektentwickler und senkt die Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien um 10 bis 14%. Das führt zur Realisierung von erneuerbaren Projekten, die als vollständig marktgetriebene Projekte sonst nicht möglich wären**

1) Gestehungskosten für die Inbetriebnahme im Jahr 2025. 2) Gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz von 8% für marktbasierten und 6% für PPA-basierten Ausbau. 3) 9,5% für marktbasierten und 7,5% für PPA-basierten Ausbau. 4) 9% für marktbasierten und 6% für PPA-basierten Ausbau.

- Projekte, für die ein langfristiger PPA mit einem kreditwürdigen Abnehmer abgeschlossen wird, können signifikant niedrigere Kapitalkostensätze erreichen als Projekte, die für die Vermarktung des Stroms auf dem Großhandelsmarkt entwickelt werden
  - PPAs bieten Sicherheit bezüglich der zukünftigen Einnahmen der Anlage
  - Entwickler können ihre Marktrisiken reduzieren und dadurch günstigere Finanzierungsbedingungen bei Kreditgebern erzielen
- PPAs können Projekte, die ansonsten ohne Subvention nicht finanzierbar wären realisierbar machen und die Finanzierungskosten von marktgetriebenen Projekten senken, die auch ohne PPA durchgeführt werden könnten

# PPAs bieten Unternehmen Zugang zu Grünstrom bei gleichzeitig hoher Preisabsicherung

| Optionen  | Herkunftsnachweise (HKNs)   | Power purchasing agreements (PPAs)   | Besitz erneuerbarer Anlagen  |
|---|---|--|--|
| <b>Beschreibung</b>            | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kauf von Strom auf dem Großhandelsmarkt und separater Kauf von HKNs für die gelieferte Strommenge zum Nachweis der grünen Herkunft des Stroms</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Langfristige Verträge mit Entwicklern von EE-Anlagen zur Beschaffung von Strom aus diesen Anlagen zu einem vereinbarten Preis</li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aktienanteile an Vermögenswerten der erneuerbaren Anlagen</li> <li>▪ Anlagen vor Ort besitzen</li> </ul>  |
| <b>Additionalität</b>          | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Geringe Additionalität </li> <li>▪ Meistens geringe zeitliche und örtliche Korrelation zum Stromverbrauch</li> </ul>                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Die Additionalität hängt von den Anlagen ab, aber oft werden PPAs zur Finanzierung des Baus neuer Anlagen verwendet </li> </ul>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bei Neubau von Anlagen hohe Additionalität </li> <li>▪ Besonders hoch wenn der Zubau vor Ort erfolgt</li> </ul>                    |
| <b>Preisabsicherung</b>        | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Keine Preisabsicherung durch den Erwerb von HKNs per se </li> <li>▪ Die Preisabsicherung muss über die Terminmärkte gesteuert werden</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ PPAs können eine starke Preisabsicherung bieten; der genaue Wert hängt von der Vertragsstruktur ab (z.B. Preisklausel) </li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Starke Preisabsicherung, wenn die Anlagen im Besitz des Abnehmers sind und der Strom direkt von diesem verbraucht wird </li> </ul> |
| <b>Kapitalanforderungen</b>  | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ HKNs können ohne großen Kapitalbedarf erworben werden </li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Banken verlangen Bonität der PPA-Abnehmer für neue Anlagen </li> <li>▪ PPA-Anbieter müssen minimales Ausfallrisiko gewährleisten</li> <li>▪ Langfristige Verpflichtung zur Stromabnahme</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Hohe Kapital- und Organisationsanforderungen für den Besitz und Betrieb von EE-Anlagen </li> </ul>                               |

## Allgemeiner Haftungsausschluss

Dieses Dokument wird Ihnen in der vorliegenden Form nur zur Information bereitgestellt und Aurora Energy Research Limited sowie alle Tochtergesellschaften (zusammen, "Aurora"), seine Geschäftsführer, Mitarbeiter, Vertreter oder verbundene Unternehmen (zusammen nachfolgend als seine "Partner" bezeichnet), gibt hinsichtlich der Richtigkeit, Verlässlichkeit oder Vollständigkeit weder ausdrücklich noch stillschweigend eine Zusicherung oder Gewährleistung ab. Aurora und seine Partner übernehmen keine Verantwortung und keine Haftung für jedweden Schaden, der aus der Nutzung dieses Dokuments entsteht. Dieses Dokument darf für keinen Zweck herangezogen oder als Grundlage verwendet oder als Ersatz für Ihre eigenen Untersuchungen und fundierten Beurteilungen verwendet werden. Die in diesem Dokument enthaltenen Informationen spiegeln unsere Überzeugungen, Annahmen, Absichten und Erwartungen zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Dokuments wider; Änderungen sind vorbehalten. Aurora übernimmt keine Verpflichtung zur Aktualisierung dieser Informationen und beabsichtigt keine solche Aktualisierung.

## Zukunftsgerichtete Aussagen

Dieses Dokument enthält zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen, die Auroras aktuelle Einschätzung hinsichtlich zukünftiger Ereignisse und finanzieller Ergebnisse widerspiegeln. Wörter wie "glauben", "erwarten", "planen", "können", "werden", "würden", "könnten", "sollten", "voraussehen", "schätzen", "prognostizieren", "beabsichtigen", oder "Prognose" bzw. Varianten dieser Wörter oder anderer ähnlicher Ausdrücke werden eingesetzt, um zukunftsgerichtete Aussagen und Informationen als solche zu kennzeichnen. Tatsächlich eintretende Ergebnisse können sich, da sie bekannten oder unbekanntem Risiken und Unsicherheiten unterliegen, von den Erwartungen, die in diesen zukunftsgerichteten Aussagen formuliert oder impliziert sind, wesentlich abweichen. Zu bekannten Risiken und Unsicherheiten gehören unter anderem: vertragliche Risiken, die Bonität von Kunden, die Leistung von Lieferanten und die Verwaltung von Anlagen und Personal; Risiken im Zusammenhang mit finanziellen Faktoren wie der Volatilität von Wechselkursen, der Erhöhung von Zinssätzen, Beschränkungen in Bezug auf den Kapitalzugang sowie Schwankungen auf den globalen Finanzmärkten; mit inländischen und ausländischen staatlichen Vorschriften verbundene Risiken einschließlich Exportkontrollen und wirtschaftlichen Sanktionen und weitere Risiken wie z. B. Rechtsstreitigkeiten. Die oben genannte Liste ist nicht abschließend.

## Urheberrecht

Dieses Dokument und sein Inhalt (unter anderem der Text, die Abbildungen, Grafiken und Illustrationen) ist urheberrechtlich geschütztes Eigentum von Aurora. **Kein Teil dieses Dokuments darf ohne vorherige schriftliche Genehmigung von Aurora kopiert, vervielfältigt, verteilt oder in irgendeiner Art und Weise kommerziell genutzt werden.**

AURORA



ENERGY RESEARCH