



Dieses Projekt wird aus
Mitteln der FFG
gefördert.

 Bundesministerium
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie



FFG Sondierungsvorhaben

Marktprämien 2.0 - Blick auf Lösungsvorschläge

03.04.2025

**Gustav Resch, Carolin Monsberger, Lukas Liebmann, Daniel
Schwabeneder, Franziska Schöniger, AIT**

Senior Scientist,
Thematic Coordinator on Energy Scenarios and System Planning,
Competence Unit Integrated Energy Systems

Center for Energy, AIT Austrian Institute of Technology

gustav.resch@ait.ac.at

1. Einleitung
2. Lösungsvorschläge Teil 1:
eine **qualitative (Vor)Bewertung**
3. Lösungsvorschläge Teil 2:
eine **quantitative Analyse**
- inkl. Blick auf das Problemfeld "negative Preise"
4. Detailaspekt: **Anreize zur besseren
Marktintegration steuerbarer Erneuerbarer**
5. (Zwischen)**Fazit**

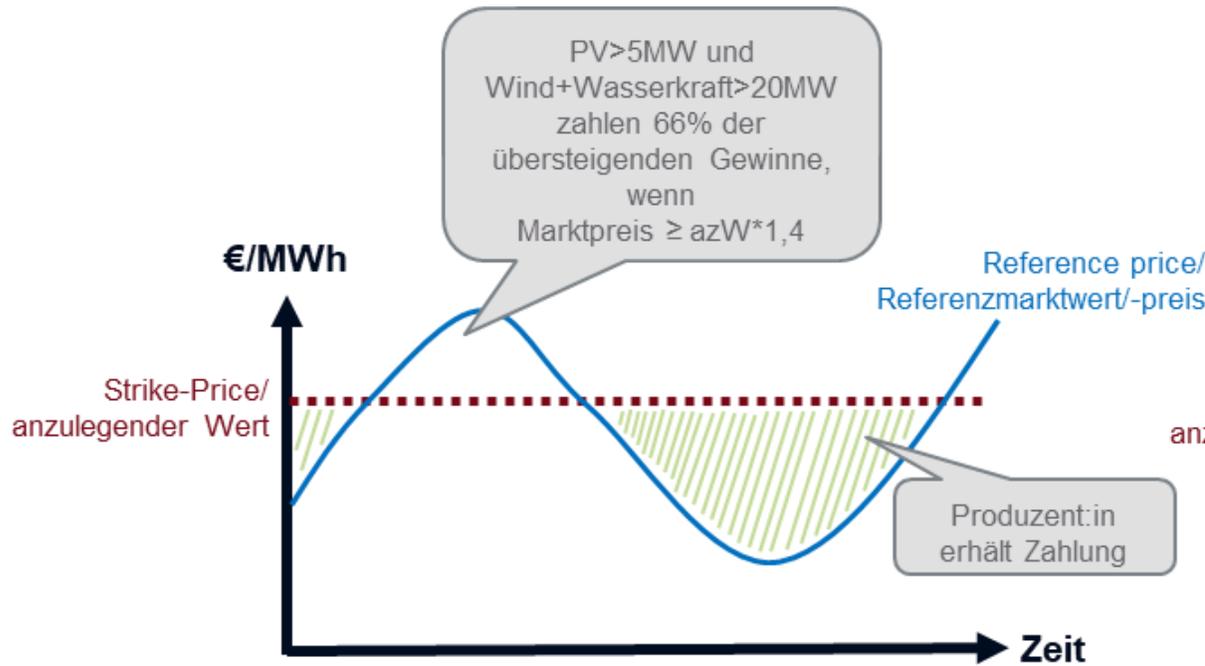


1. Einleitung

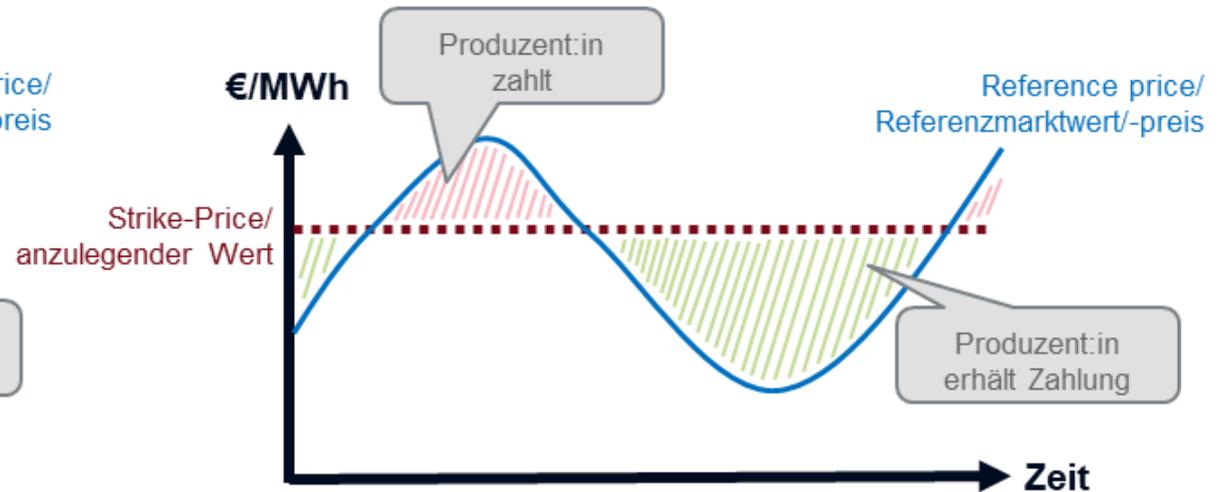
2. Lösungsvorschläge Teil 1:
eine **qualitative (Vor)Bewertung**
3. Lösungsvorschläge Teil 2:
eine **quantitative Analyse**
- inkl. Blick auf das Problemfeld "negative Preise"
4. Detailaspekt: **Anreize zur besseren
Marktintegration steuerbarer Erneuerbarer**
5. (Zwischen)Fazit



Derzeitiges Marktprämien-System in Österreich und mögliche Contracts for Difference (CfDs)

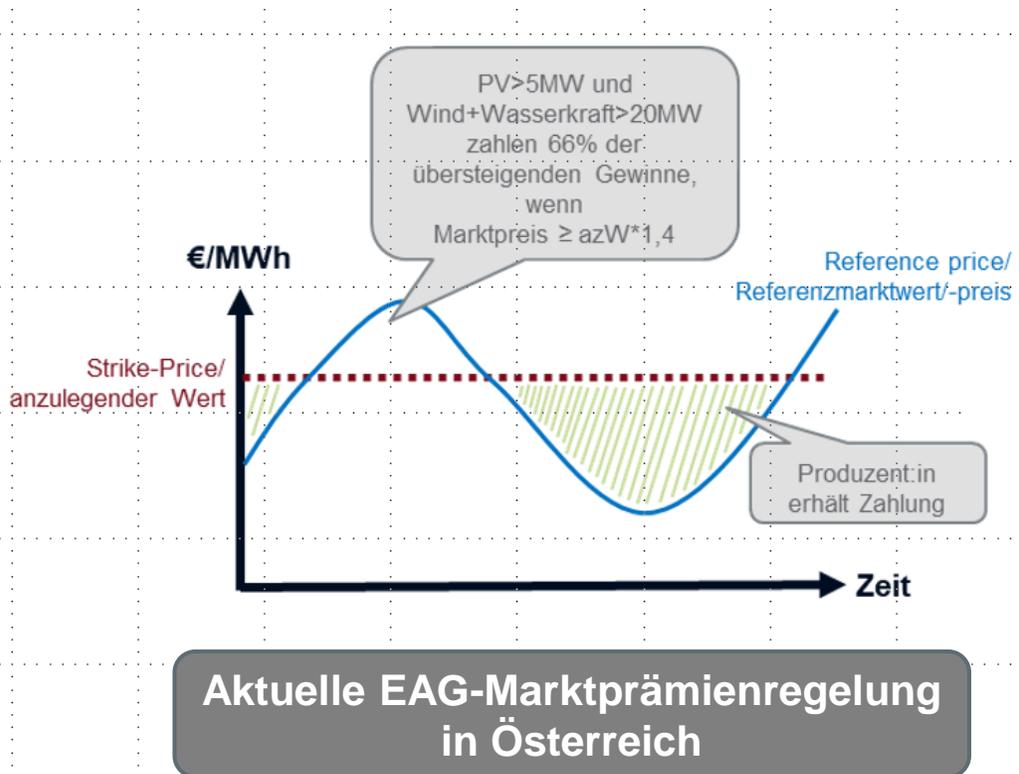


Marktprämie in Österreich



Contract for Difference (CfD)

Derzeitiges Marktprämien-System in Österreich: **eineinhalbseitiger CfD** - Blick auf die Ausgangslage



Auszug aus EAG-Gesetzestext:

- **§11. Berechnung der Marktprämie**

"(6) Windkraftanlagen ... ab 20 MW, Wasserkraftanlagen ... ab 20 MW und Photovoltaikanlagen ... ab 5 MW haben, sofern der Referenzmarktwert bzw. der Referenzmarktpreis den anzulegenden Wert um mehr als 40% übersteigt, 66% des übersteigenden Teils der EAG Förderabwicklungsstelle rückzuvergüten."

► **Rückzahlung von 66% des Mehrerlöses, wenn Marktwert um 40% höher als azW - aktuell hierbei keine Einschleifregelung**

- **§13. Referenzmarktwert**

"(3) Für jede Stunde eines Monats wird zunächst der Preis gemäß Abs. 1 mit der Menge des in dieser Stunde aus einer Technologie gemäß Abs. 2 erzeugten Stroms multipliziert. Die Summe dieser Berechnungen wird sodann durch die Menge des **im gesamten Monat erzeugten Stroms** aus dieser Technologie dividiert.

(4) Die Regulierungsbehörde hat am Beginn eines jeden Monats für jede Technologie gemäß § 11 Abs. 3 den Referenzmarktwert **des vergangenen Monats zu berechnen und zu veröffentlichen.**"

► **Berechnung der Marktwerte und entsprechender Vergleich zu azW auf monatlicher Basis**

Derzeitiges Marktprämien-System in Österreich: **eineinhalbseitiger CfD** - Blick auf neue EU-Vorgaben

Strommarktreform: Rat verabschiedet aktualisierte Vorschriften (Mai 2024):

- Gemäß Einigung in Rat und Parlament gab es die Einigung, **zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Regelungen mit den gleichen Auswirkungen als Modell zu nehmen**, das verwendet wird, wenn die öffentliche Finanzierung in Form direkter Preisstützungssysteme in langfristige Verträge einbezogen wird.
- **Zweiseitige Differenzverträge** würden für Investitionen in neue Anlagen zur Stromerzeugung aus folgenden Quellen gelten: **Windenergie, Solarenergie, geothermische Energie, Wasserkraft ohne Speicher und Kernenergie.**
- Die Vorschriften für zweiseitige Differenzverträge werden erst **nach einer Übergangsfrist von drei Jahren nach Inkrafttreten der Verordnung** gelten, um die Rechtssicherheit für laufende Projekte zu wahren. Mit der Einigung wurde Flexibilität in Bezug auf die Art und Weise geschaffen, wie die Einnahmen, die der Staat durch zweiseitige Differenzverträge erzielt, umverteilt werden sollen. **Einnahmen würden an die Endkunden umverteilt werden und können auch zur Finanzierung der Kosten von direkten Preisstützungssystemen oder von Investitionen zur Senkung der Stromkosten der Endkunden verwendet werden.**

Quelle: basierend auf Pressemitteilung des Rats der Europäischen Union vom 21 Mai 2024

1. Einleitung

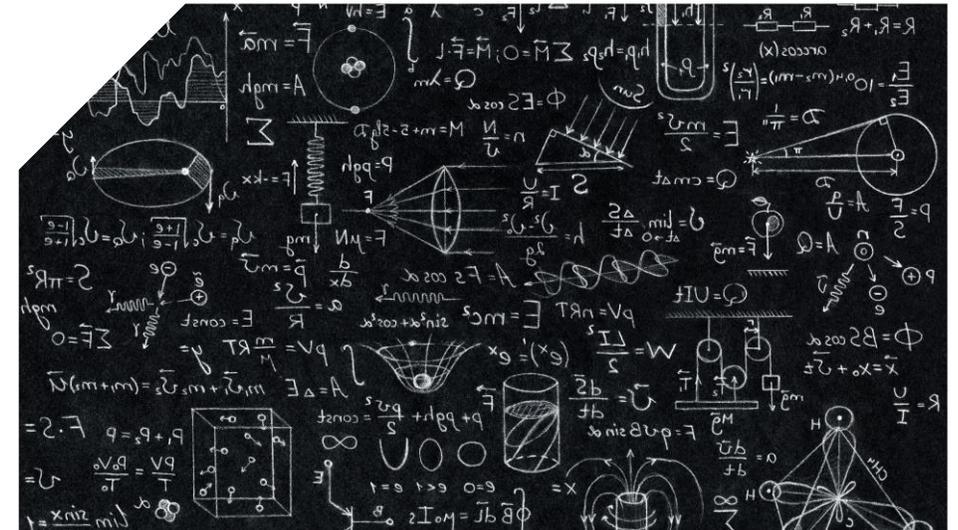
2. Lösungsvorschläge Teil 1: eine **qualitative (Vor)Bewertung**

3. Lösungsvorschläge Teil 2: eine **quantitative Analyse**

- inkl. Blick auf das Problemfeld "negative Preise"

4. Detailaspekt: Anreize zur besseren Marktintegration steuerbarer Erneuerbarer

5. (Zwischen)Fazit



Lösungsvorschläge für Österreich

(auf Basis der deutschen Überlegungen und aktuellen Diskussionen)

- **Vier Varianten**, mit ansteigendem Veränderungspotenzial

<u>Vorschlag:</u>	(A) Inkrementelle Anpassung	(B) Zweiseitige Differenzkontrakte mit produktionsbezogener Förderung	(C) Kapazitätzahlung auf jährlicher Basis, mit Rückzahlungsregelung analog zu zweiseitigen Differenzkontrakten	(D) Kapazitätzahlung bei Errichtung (Investitionsförderungen)
<u>Kurzbeschreibung:</u>	<ul style="list-style-type: none"> • Allgemein: Umstellung der Rückzahlungsregelung bei hohen Marktpreisen auf Preiskorridor (z.B. übersteigt der Marktwert den azW um x (z.B. 10% oder 20%) Prozent, so muss der entsprechende Mehrerlös gänzlich refundiert werden. • Steuerbare Erneuerbare: Erhöhung der Höchstgebote (im Vergleich zur Ausgangslage), Begrenzung der Förderzahlungen auf x (z.B. 4500) Volllaststunden, weitere Detailregelungen analog zum Flexibilitätszuschlag in DE 	<ul style="list-style-type: none"> • Allgemein: Umstellung der Rückzahlungsregelung bei hohen Marktpreisen auf zweiseitigem Differenzkontrakt. Ergo vollständige Rückzahlung etwaiger Mehrerlöse. • Steuerbare Erneuerbare: Analog zu (A) - also Erhöhung der Höchstgebote (im Vergleich zur Ausgangslage), Begrenzung der Förderzahlungen auf x (z.B. 4500) Volllaststunden, weitere Detailregelungen analog zum Flexibilitätszuschlag in DE 	<ul style="list-style-type: none"> • Allgemein: Kapazitätzahlungen auf jährlicher Basis. Die Förderung bemisst sich am Regelertrag (bei variablen Erneuerbaren) bzw. auf einem fiktiven Regelertrag gemäß x (z.B. 4500 Volllaststunden) bei steuerbaren Erneuerbaren. Analog zu (B) ist hier eine Rückzahlungsregelung europarechtlich verpflichtend. 	<ul style="list-style-type: none"> • Allgemein: Generelle Umstellung der Förderanreize auf Investitionszuschüsse anstelle von Marktprämiensystemen. Dies impliziert einen vollständigen Systemwechsel hin zu Investitionsförderungen unter Beachtung entsprechender europarechtlicher Vorgaben.

Lösungsvorschläge für Österreich

(auf Basis der deutschen Überlegungen und aktuellen Diskussionen)

DETAILBETRACHTUNG

Option (A): Inkrementelle Anpassung.

Allgemein: Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag: Bei der Einführung eines Refinanzierungsbeitrags wird der **Referenzmarktpreis der Investitionsschutzkomponente („Floor“)** um einen zweiten, höheren **Referenzmarktpreis („Cap“)** ergänzt.

- Überschreiten die Markterlöse diesen Cap, muss der Anlagenbetreiber die darüberhinausgehenden Beträge an den Staat zurückzahlen.
- Liegen die Markterlöse unterhalb des Floors, wird eine Prämie gezahlt, überschreiten sie den Cap, wird ein Refinanzierungsbeitrag fällig.
- Es entsteht ein „Marktwertkorridor“, innerhalb dessen weder Zahlungen vom Staat noch an den Staat erfolgen.

Vorschlag:

(A) Inkrementelle Anpassung

(B) Zweiseitige Differenzkontrakte mit produktionsbezogener Förderung

(C) Kapazitätzahlung auf jährlicher Basis, mit Rückzahlungsregelung analog zu zweiseitigen Differenzkontrakten

(D) Kapazitätzahlung bei Errichtung (Investitionsförderungen)

Lösungsvorschläge für Österreich

(auf Basis der deutschen Überlegungen und aktuellen Diskussionen)

DETAILBETRACHTUNG

Option (A): Inkrementelle Anpassung.

Allgemein: Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag: Bei der Einführung eines Refinanzierungsbeitrags wird der **Referenzmarktpreis der Investitionsschutzkomponente („Floor“)** um einen zweiten, höheren Referenzmarktpreis („Cap“) ergänzt.

- Überschreiten die Markterlöse diesen Cap, muss der Anlagenbetreiber die darüberhinausgehenden Beträge an den Staat zurückzahlen.
- Liegen die Markterlöse unterhalb des Floors, wird eine Prämie gezahlt, überschreiten sie den Cap, wird ein Refinanzierungsbeitrag fällig.
- Es entsteht ein „Marktwertkorridor“, innerhalb dessen weder Zahlungen vom Staat noch an den Staat erfolgen.

Vorschlag:

(A) Inkrementelle Anpassung

(B) Zweiseitige Differenzkontrakte mit produktionsbezogener Förderung

(C) Kapazitätzahlung auf jährlicher Basis, mit Rückzahlungsregelung analog zu zweiseitigen Differenzkontrakten

(D) Kapazitätzahlung bei Errichtung (Investitionsförderungen)

Chancen

- **Bewährtes Instrument** (Standortdifferenzierung muss beibehalten werden), geringe Umstellungsaufwände
- **Erzeuger bleiben tendenziell höhere Erlöse bei hohem Cap**
- **Klarere/"fairere" Ausgestaltung der Rückzahlungsregelung** als bis dato

Herausforderungen

- **Mengenrisiko** (Unsicherheiten durch wetterabhängige Erträge und häufige negative Strompreise) **bleibt erhalten**
- **Aussetzung der Vergütung bei negativen Preisen erhöht Erlösunsicherheit und Kapitalkosten.**
- **Breiterer Marktwertkorridor führt zu tendenziell höheren Kapitalkosten.**
- Lange Referenzperioden können Fehlanreize im Day-Ahead-Markt schaffen.
- **Verschärfung des Refinanzierungsbeitrags könnte Anreize zur Abregelung bei positiven Preisen schaffen, ergo** Verzerrungen im Kurzfristhandel wahrscheinlicher bei niedrigem Cap-Referenzmarktpreis

Lösungsvorschläge für Österreich

(auf Basis der deutschen Überlegungen und aktuellen Diskussionen)

DETAILBETRACHTUNG

Option (B): Zweiseitige Differenzkontrakte mit produktionsabhängiger Förderung.

Allgemein: Beim produktionsabhängigen zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor erhält der Anlagenbetreiber eine variable Vergütung je eingespeister Kilowattstunde als Investitionsschutz.

- Die Mechanik **ähnelt der gleitenden Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (Option A)**, unterscheidet sich jedoch darin, dass **nur ein einheitlicher Referenzmarktpreis** für Investitionsschutz und Refinanzierungsbeitrag festgelegt wird (ergo **zweiseitiger CfD**)

Vorschlag:	(A) Inkrementelle Anpassung	(B) Zweiseitige Differenzkontrakte mit produktionsbezogener Förderung	(C) Kapazitätzahlung auf jährlicher Basis, mit Rückzahlungsregelung analog zu zweiseitigen Differenzkontrakten	(D) Kapazitätzahlung bei Errichtung (Investitionsförderungen)
------------	-----------------------------	--	--	---

Lösungsvorschläge für Österreich

(auf Basis der deutschen Überlegungen und aktuellen Diskussionen)

DETAILBETRACHTUNG

Option (B): Zweiseitige Differenzkontrakte mit produktionsabhängiger Förderung.

Allgemein: Beim produktionsabhängigen zweiseitigen Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor erhält der Anlagenbetreiber eine variable Vergütung je eingespeister Kilowattstunde als Investitionsschutz.

- Die Mechanik **ähnelt der gleitenden Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (Option A)**, unterscheidet sich jedoch darin, dass **nur ein einheitlicher Referenzmarktpreis** für Investitionsschutz und Refinanzierungsbeitrag festgelegt wird (ergo **zweiseitiger CfD**)

Vorschlag:	(A) Inkrementelle Anpassung	(B) Zweiseitige Differenzkontrakte mit produktionsbezogener Förderung	(C) Kapazitätzahlung auf jährlicher Basis, mit Rückzahlungsregelung analog zu zweiseitigen Differenzkontrakten	(D) Kapazitätzahlung bei Errichtung (Investitionsförderungen)
------------	-----------------------------	--	--	---

Chancen

- **Zielkonformer EE-Ausbau kann bei ausreichend hohen anzulegenden Werten sichergestellt werden** (Standortdifferenzierung muss möglich sein)
- **Niedrigere Kapitalkosten**, wegen **hoher Sicherheit des Zahlungsstroms** (mit Marktwertkorridore steigt die Unsicherheit von Erlösen)
- **Strommarktintegration durch Auslegung der Referenzperiode** (mögliche Fehlanreize am DA-Markt können durch ein Rückzahlungsregime adressiert werden)
- **Relativ nahe dem aktuellen EAG**

Herausforderungen

- **Mengenrisiko (Wetter) bleibt bestehen** (erhöht potenziell Kapitalkosten)
- **Bei langen Referenzperioden mit dynamischer Rückzahlung kann es zu falschen Anreizen kommen** (z.B. Abregelung trotz positiver Strompreise, um Rückzahlung zu entgehen) --> Verzerrung im Kurzfristhandel wahrscheinlicher
- **Verschärfung des Refinanzierungsbeitrags könnte Anreize zur Abregelung bei positiven Preisen schaffen.**

Lösungsvorschläge für Österreich

(auf Basis der deutschen Überlegungen und aktuellen Diskussionen)

DETAILBETRACHTUNG

Vorschlag:

(A) Inkrementelle
Anpassung

(B) Zweiseitige
Differenzkontrakte mit
produktionsbezogener
Förderung

(C) Kapazitätzahlung auf
jährlicher Basis, mit
Rückzahlungsregelung
analog zu zweiseitigen
Differenzkontrakten

(D) Kapazitätzahlung bei
Errichtung
(Investitionsförderungen)

Option (C): Kapazitätzahlung auf jährlicher Basis, mit Rückzahlungsregelung analog zu zweiseitigen Differenzkontrakten. Eine Kapazitätzahlung bietet Anlagenbetreibern eine fixe Vergütung pro installierter kW-Leistung als Investitionsschutz, unabhängig von der tatsächlichen Produktion.

- Auch die Kapazitätzahlung ist nur in Verbindung mit einem Rückzahlungsmechanismus rechtlich zulässig.
- In Kombination mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag, basierend auf Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, entstehen Anreize für effizienten Anlageneinsatz und vollständige Marktpreisexposition.
- Diese Kombination wirkt wie ein Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor, bei dem Betreiber die Markterlöse auf Basis des Produktionspotenzials vollständig abführen.
- Eine produktionsabhängige Rückzahlung wäre ineffizient, da sie Anreize für Produktionsverzicht schafft. Die Vergütung ergibt sich dann als Differenz aus der Kapazitätzahlung abzüglich der Markterlöse der Referenzanlage/des Produktionspotenzials.
- Die Gesamterlöse des Betreibers setzen sich aus Markt- und Kapazitätsvergütungen zusammen, wobei die Kapazitätzahlung wettbewerblich ermittelt werden kann.

Lösungsvorschläge für Österreich

(auf Basis der deutschen Überlegungen und aktuellen Diskussionen)

DETAILBETRACHTUNG

Vorschlag:

(A) Inkrementelle
Anpassung

(B) Zweiseitige
Differenzkontrakte mit
produktionsbezogener
Förderung

(C) Kapazitätzahlung auf
jährlicher Basis, mit
Rückzahlungsregelung
analog zu zweiseitigen
Differenzkontrakten

(D) Kapazitätzahlung bei
Errichtung
(Investitionsförderungen)

Option (C): Kapazitätzahlung auf jährlicher Basis, mit Rückzahlungsregelung analog zu zweiseitigen Differenzkontrakten. Eine Kapazitätzahlung bietet Anlagenbetreibern eine fixe Vergütung pro installierter kW-Leistung als Investitionsschutz, unabhängig von der tatsächlichen Produktion.

- Auch die Kapazitätzahlung ist nur in Verbindung mit einem Rückzahlungsmechanismus rechtlich zulässig.
- In Kombination mit einem produktionsunabhängigen Refinanzierungsbeitrag, basierend auf Produktionspotenzial oder Referenzanlagen, entstehen Anreize für effizienten Anlageneinsatz und vollständige Marktpreisexposition.
- Diese Kombination wirkt wie ein Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor, bei dem Betreiber die Markterlöse auf Basis des Produktionspotenzials vollständig abführen.
- Eine produktionsabhängige Rückzahlung wäre ineffizient, da sie Anreize für Produktionsverzicht schafft. Die Vergütung ergibt sich dann als Differenz aus der Kapazitätzahlung abzüglich der Markterlöse der Referenzanlage/des Produktionspotenzials.
- Die Gesamterlöse des Betreibers setzen sich aus Markt- und Kapazitätsvergütungen zusammen, wobei die Kapazitätzahlung wettbewerblich ermittelt werden kann.

Chancen

- **Wirtschaftlichkeitslücke der Anlage kann geschlossen werden**, es braucht allerdings adäquate Ausgestaltung der Kapazitätzahlung und des Refinanzierungsbeitrags.
- **Effizienter Anlagenbetrieb und systemdienliche Auslegung möglich, auch im Intraday-Markt bleiben Anreize erhalten**; Fehlanreize für Produktion in Negativpreisstunden nicht vorhanden (keine Sonderregelungen nötig)
- **Hohe Planungssicherheit und potenziell geringere Kapitalkosten** (Preis- und Mengenrisiken, anders als bei Option (A) und (B) auch Wetterrisiken, vollständig abgesichert)

Herausforderungen

- **Große Systemumstellung mit massiver Herausforderung der technischen und administrativen Umsetzbarkeit**
- Die **kapazitätsbasierte Absicherung** kann dazu führen, dass **Anlagen primär auf maximale Kapazität ausgelegt werden**
- **Basisrisiko, dass die tatsächlichen Strommarkterlöse von den des Refinanzierungsbeitrags zugrunde gelegten abweichen**, was auf Gebotswerte und Finanzierung Auswirkung haben könnte

Lösungsvorschläge für Österreich

(auf Basis der deutschen Überlegungen und aktuellen Diskussionen)

DETAILBETRACHTUNG

Vorschlag:	(A) Inkrementelle Anpassung	(B) Zweiseitige Differenzkontrakte mit produktionsbezogener Förderung	(C) Kapazitätzahlung auf jährlicher Basis, mit Rückzahlungsregelung analog zu zweiseitigen Differenzkontrakten	(D) Kapazitätzahlung bei Errichtung (Investitionsförderungen)
------------	-----------------------------	---	--	---

Option (D): Kapazitätzahlung bei Errichtung (Investitionsförderungen).

Anstelle von (produktionsbezogenen) Marktprämien oder Differenzkontrakten werden künftig Förderungen alleinig als Kapazitätzahlung bei Errichtung einer Anlage gewährt.

- Eine Prüfung europarechtlicher Vorgaben ist von Nöten, um hier aktuelle Erfordernisse, z.B. punkto Rückzahlungsregelungen, zu beachten.

Lösungsvorschläge für Österreich

(auf Basis der deutschen Überlegungen und aktuellen Diskussionen)

DETAILBETRACHTUNG

Vorschlag:

(A) Inkrementelle
Anpassung

(B) Zweiseitige
Differenzkontrakte mit
produktionsbezogener
Förderung

(C) Kapazitätzahlung auf
jährlicher Basis, mit
Rückzahlungsregelung
analog zu zweiseitigen
Differenzkontrakten

(D) Kapazitätzahlung bei
Errichtung
(Investitionsförderungen)

Option (D): Kapazitätzahlung bei Errichtung (Investitionsförderungen).

Anstelle von (produktionsbezogenen) Marktprämien oder Differenzkontrakten werden künftig Förderungen alleinig als Kapazitätzahlung bei Errichtung einer Anlage gewährt.

- Eine Prüfung europarechtlicher Vorgaben ist von Nöten, um hier aktuelle Erfordernisse, z.B. punkto Rückzahlungsregelungen, zu beachten.

Chancen

- **Effizienter Anlagenbetrieb und systemdienliche Auslegung möglich, auch im Intraday-Markt bleiben Anreize erhalten;** Fehlanreize für Produktion in Negativpreisstunden nicht vorhanden (keine Sonderregelungen nötig)
- **Einfache Administration theoretisch möglich,** falls kein Rückzahlungsmechanismus europarechtlich erforderlich wäre

Herausforderungen

- **Größte Systemumstellung mit großem Fragezeichen zu europarechtlichen Vorgaben**
- Die **kapazitätsbasierte Förderung** kann dazu führen, dass **Anlagen primär auf maximale Kapazität ausgelegt werden**
- **Keine Betriebsgarantie über die gesamte technisch-wirtschaftliche Lebensdauer einer Anlage**
- **Auswirkung auf Finanzierung** bedarf einer detaillierten Analyse

1. Einleitung
2. Lösungsvorschläge Teil 1:
eine **qualitative (Vor)Bewertung**
3. Lösungsvorschläge Teil 2:
eine **quantitative Analyse**
- inkl. Blick auf das Problemfeld "negative Preise"
4. Detailaspekt: **Anreize zur besseren
Marktintegration steuerbarer Erneuerbarer**
5. (Zwischen)Fazit



Mögliche Einsparungen bei einem Übergang zu einem **zweiseitigen CfD** in Österreich:

Der Blick zurück auf die Jahre 2021 bis 2024 am Beispiel **Windenergie** (1 von 9)

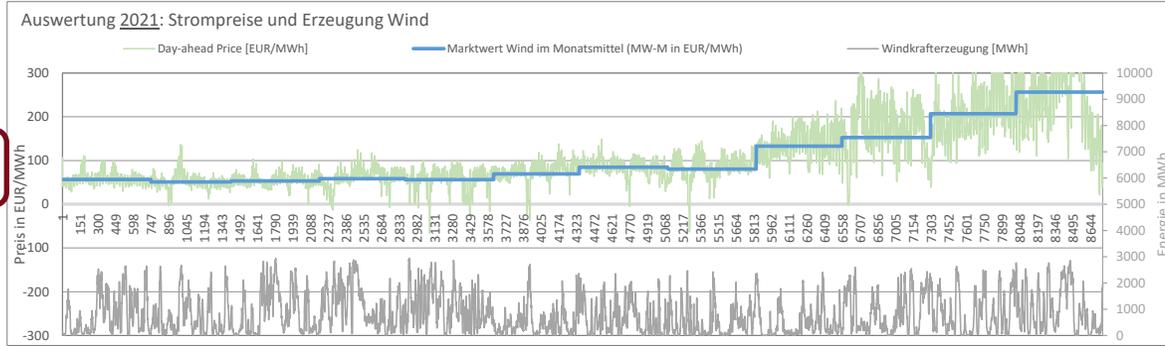
Hintergrundinfo: Aktuelle Förderpraxis gemäß EAG - eine standortspezifische Förderung der Windenergie

Grundschema der Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge

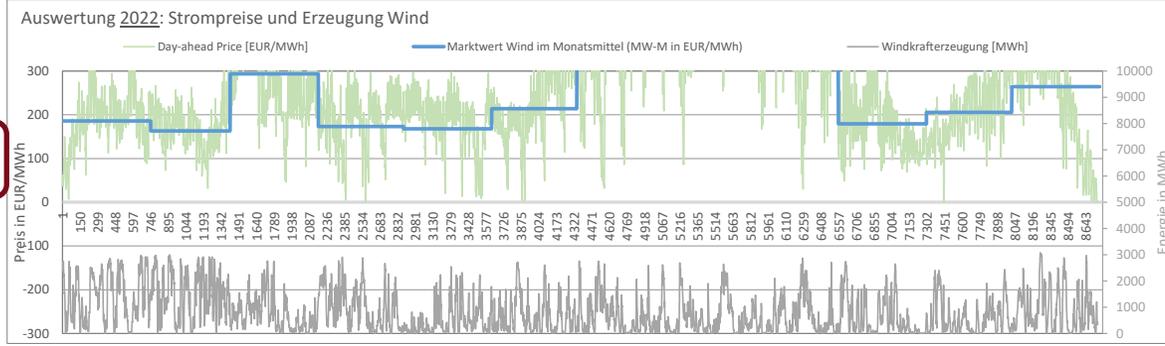
- Im Grundprinzip werden die **realen Stromerträge einer Windkraftanlage für die Bestimmung der Fördersätze**, also im Rahmen der Marktprämienförderung der Ermittlung der anzulegenden Werte, herangezogen.
- Konkret werden auf jährlicher Basis ermittelte **reale Stromerträge einer Windkraftanlage in Relation zur Rotorkreisfläche**, also der vom Wind umstrichenen Fläche, gesetzt. Es resultiert hieraus der rotorflächenspezifische Stromertrag in Kilowattstunden je Quadratmeter und Jahr.
 - **Ist dieser Wert hoch, so zeigt dies eine hohe Standortgüte**, was im Regelfall niedrige Stromgestehungskosten impliziert.
 - Fällt er hingegen niedrig aus, so offenbart dies eine geringere Standortgüte und in Folge höhere Stromgestehungskosten.
- Die somit gewonnene Information dient der Differenzierung der Fördersätze, sodass eine bedarfsgerechte Förderung möglich wird. **Standorte mit geringerer Güte erhalten höhere Fördersätze und vice versa.**
- Des Weiteren gibt es noch **Zuschläge für Windkraftanlagen an Bergstandorten.**

Einschub: Was passierte im Strommarkt? Preise und Marktwerte von Windenergie

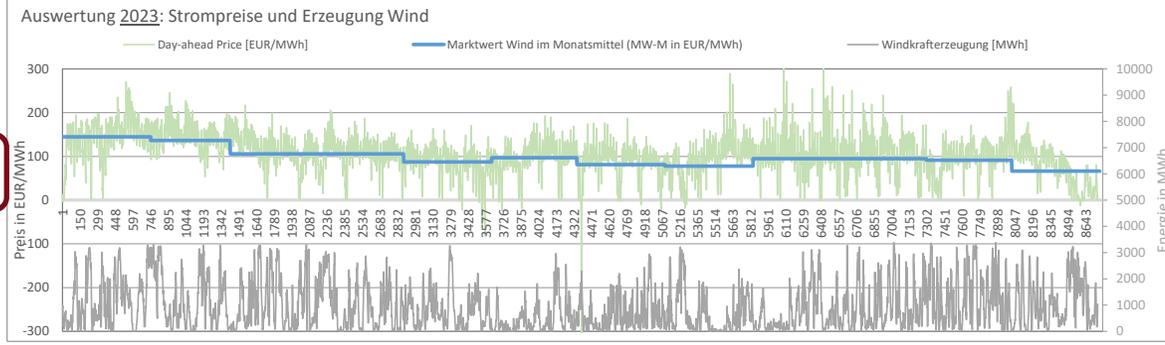
2021



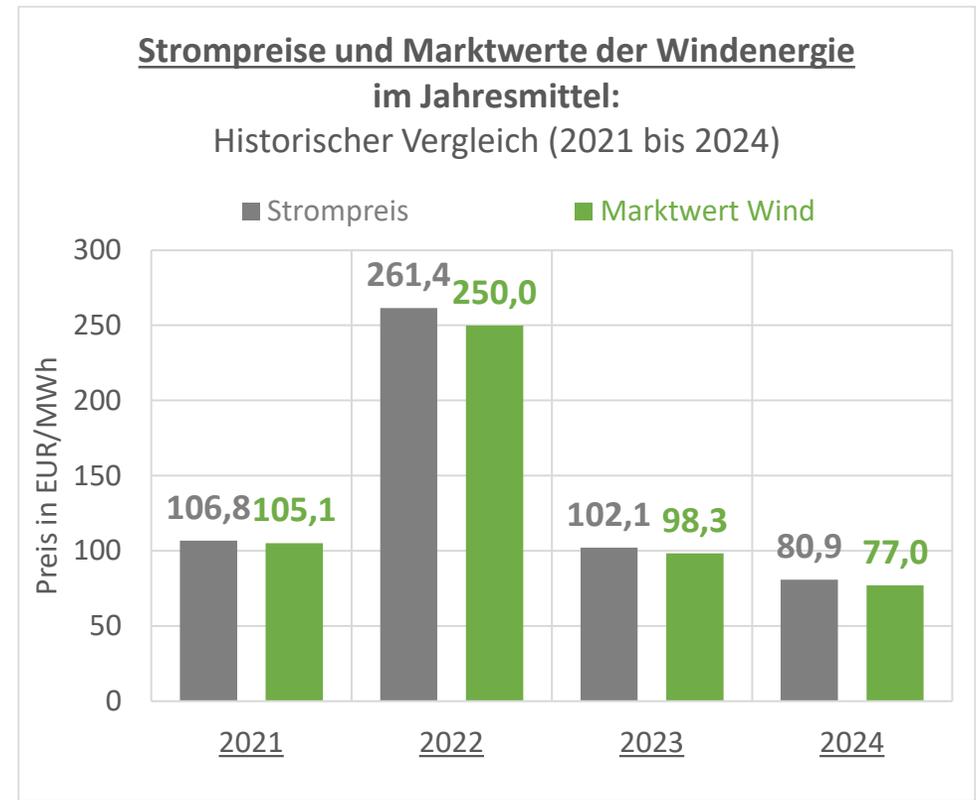
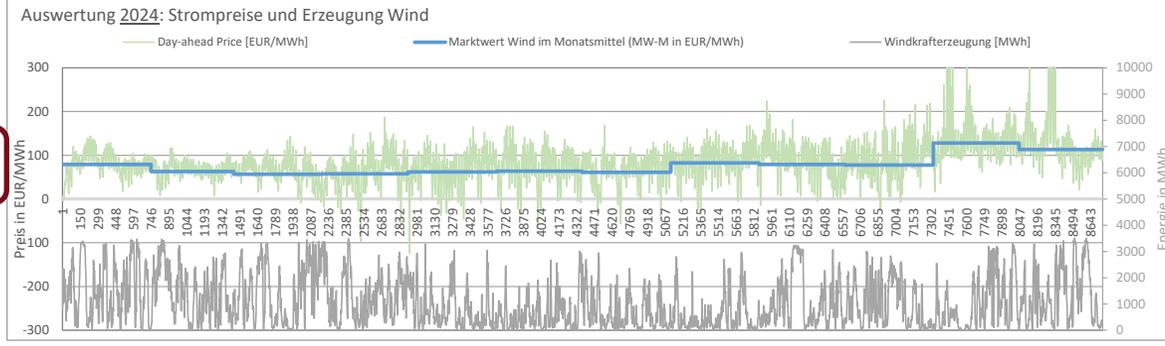
2022



2023



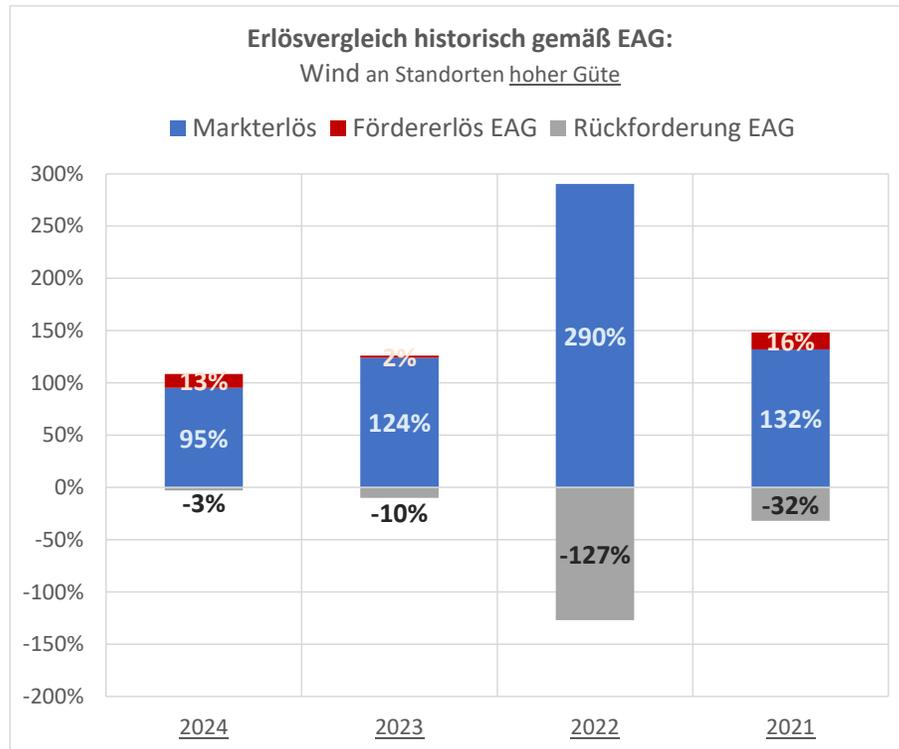
2024



Mögliche Einsparungen bei einem Übergang zu einem **zweiseitigen CfD** in Österreich:

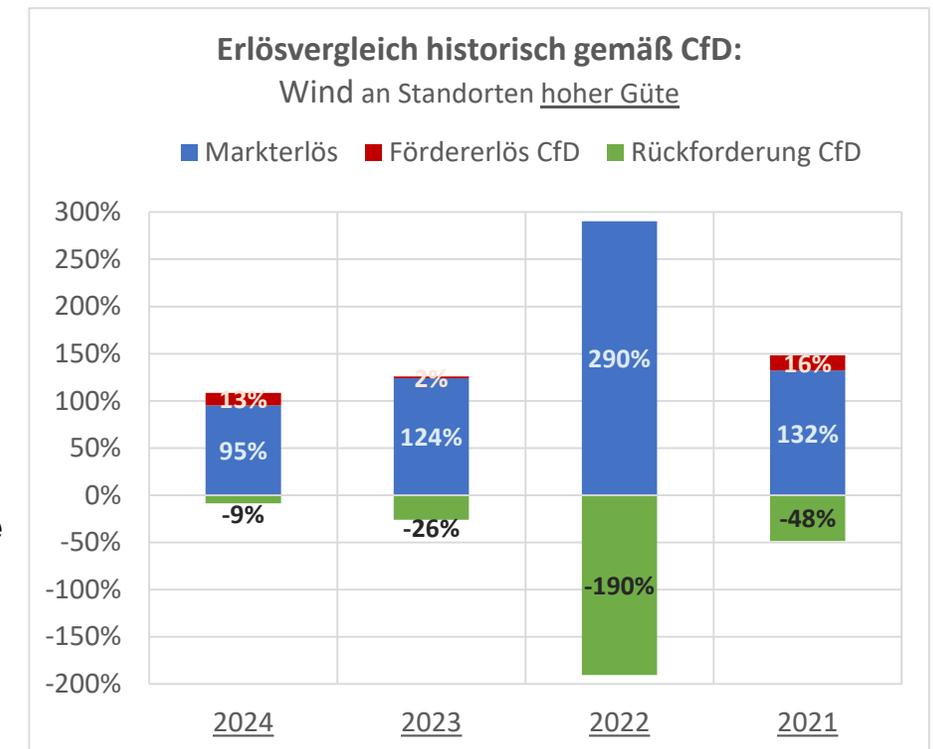
Der Blick zurück auf die Jahre 2021 bis 2024 am Beispiel Windenergie (3 von 9)

Standorte hoher Güte



Anmerkung: Prozentangaben beziehen sich auf den erforderlichen Erlös gemäß azW

- **EAG sieht eine Rückforderung vor, sodass, wenn der Marktwert den azW um 40% übersteigt, 2/3 des Mehrerlöses rückerstattet werden müsste**
- **Eine zweiseitige CfD Regelung würde dies verschärfen (vollständige Rückzahlung!)**
- **Dominanz der Markterlöse in den Jahren 2021 bis 2023 (hohe Energiepreise) --> Markante Unterschiede zwischen EAG und CfD**

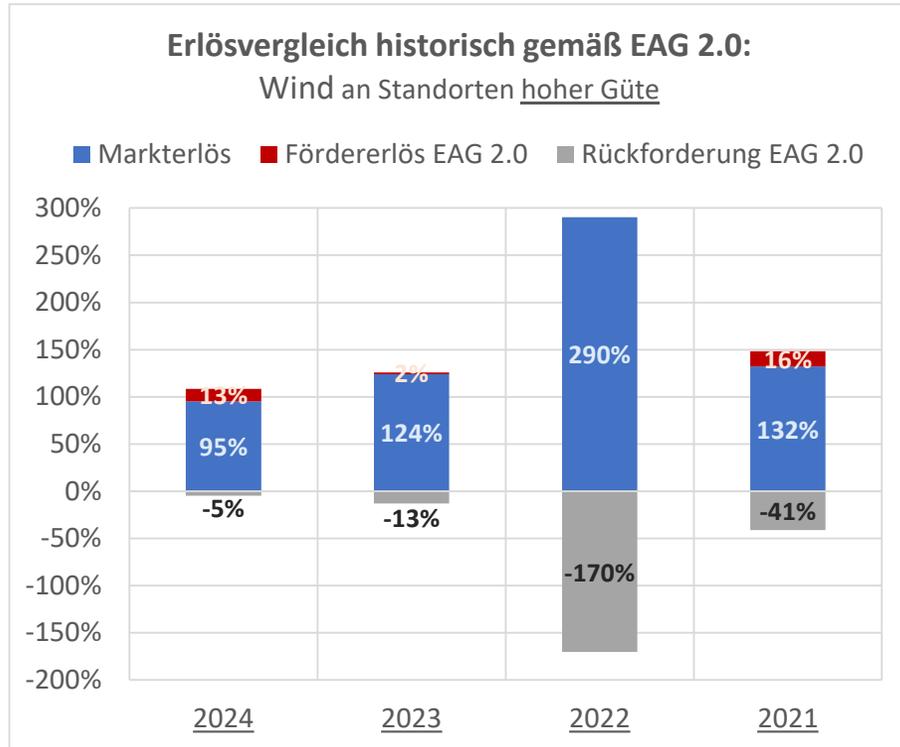


Optionenvergleich: (A) Inkrementelle Anpassung* (EAG 2.0) vs (B) zweiseitiger CfD

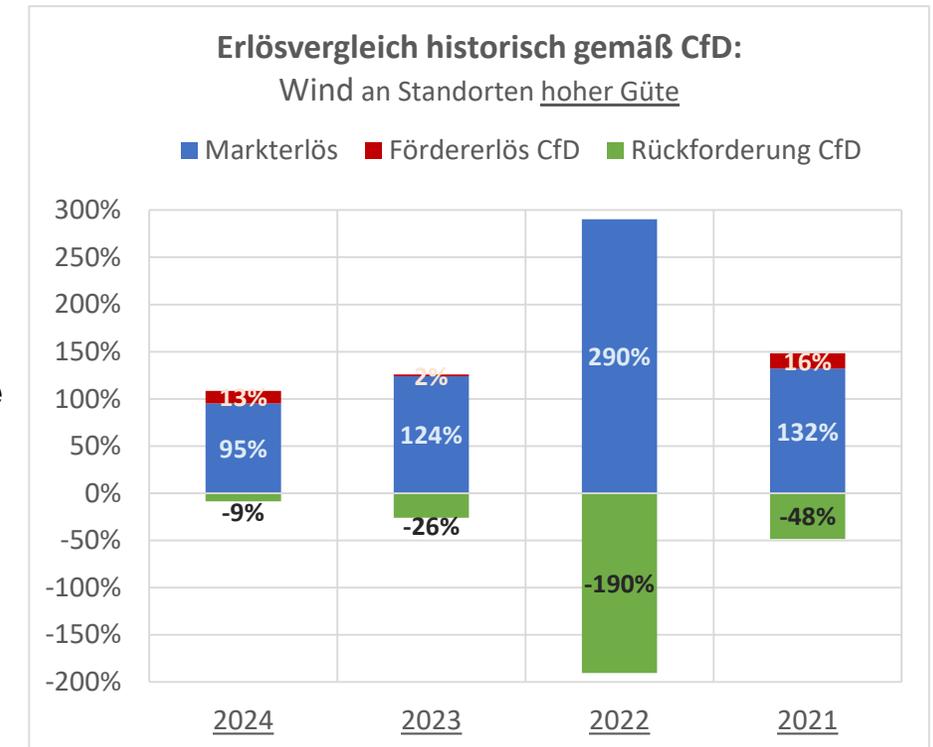
*EAG 2.0: Exemplarische Betrachtung eines 20%igen Caps bei Mehrerlösen

Der Blick zurück auf die Jahre 2021 bis 2024 am Beispiel Windenergie (4 von 9)

Standorte hoher Güte



- **EAG 2.0** sieht eine **erhöhte Rückforderung vor im Vergleich zum Status Quo, aber mit fairem Einschiff**
- Eine zweiseitige CfD Regelung würde dies verschärfen (vollständige Rückzahlung!)
- Dominanz der Markterlöse in den Jahren 2021 bis 2023 (hohe Energiepreise)
--> **Beobachtbare Unterschiede zwischen EAG 2.0 und CfD**

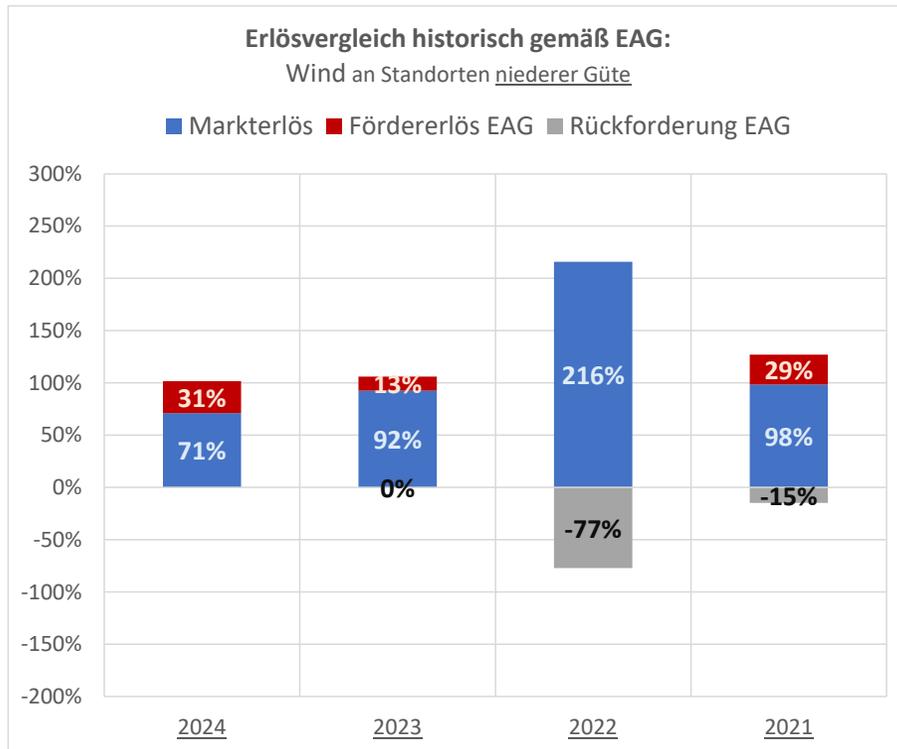


Anmerkung: Prozentangaben beziehen sich auf den erforderlichen Erlös gemäß azW

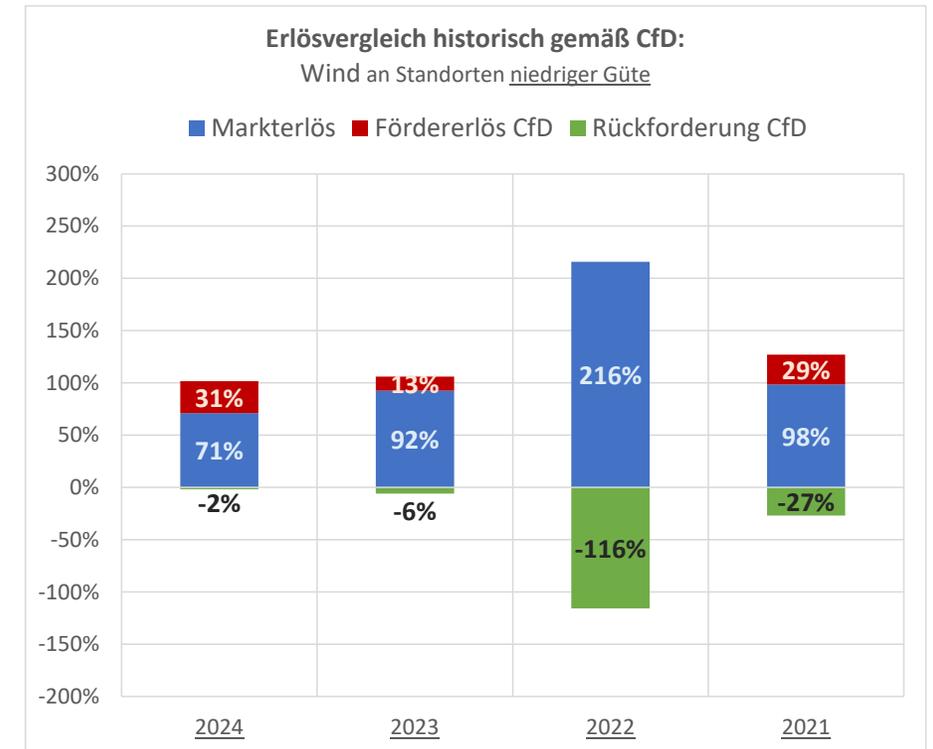
Mögliche Einsparungen bei einem Übergang zu einem zweiseitigen CfD in Österreich:

Der Blick zurück auf die Jahre 2021 bis 2024 am Beispiel Windenergie (5 von 9)

Standorte niedriger Güte



- EAG sieht eine Rückforderung vor, sodass, wenn der Marktwert den azW um 40% übersteigt, 2/3 des Mehrerlöses rückerstattet werden müsste
- Eine zweiseitige CfD Regelung würde dies verschärfen (vollständige Rückzahlung!)
- **Dominanz der Markterlöse in den Jahren 2021 bis 2023** (hohe Energiepreise)
--> **Beobachtbare Unterschiede zwischen EAG und CfD**



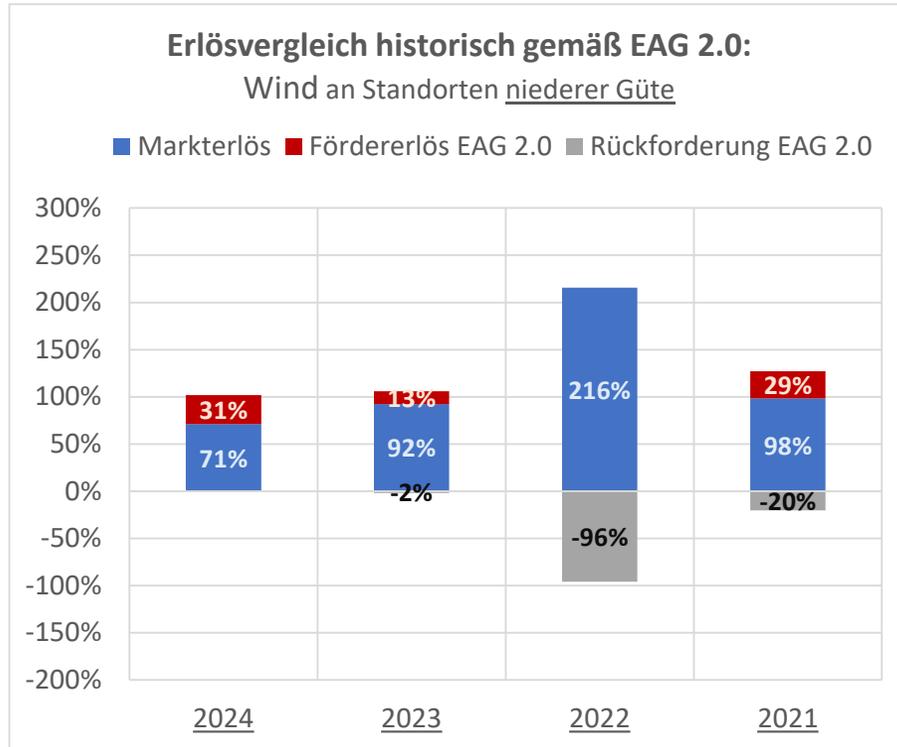
Anmerkung: Prozentangaben beziehen sich auf den erforderlichen Erlös gemäß azW

Optionenvergleich: (A) Inkrementelle Anpassung* (EAG 2.0) vs (B) zweiseitiger CfD

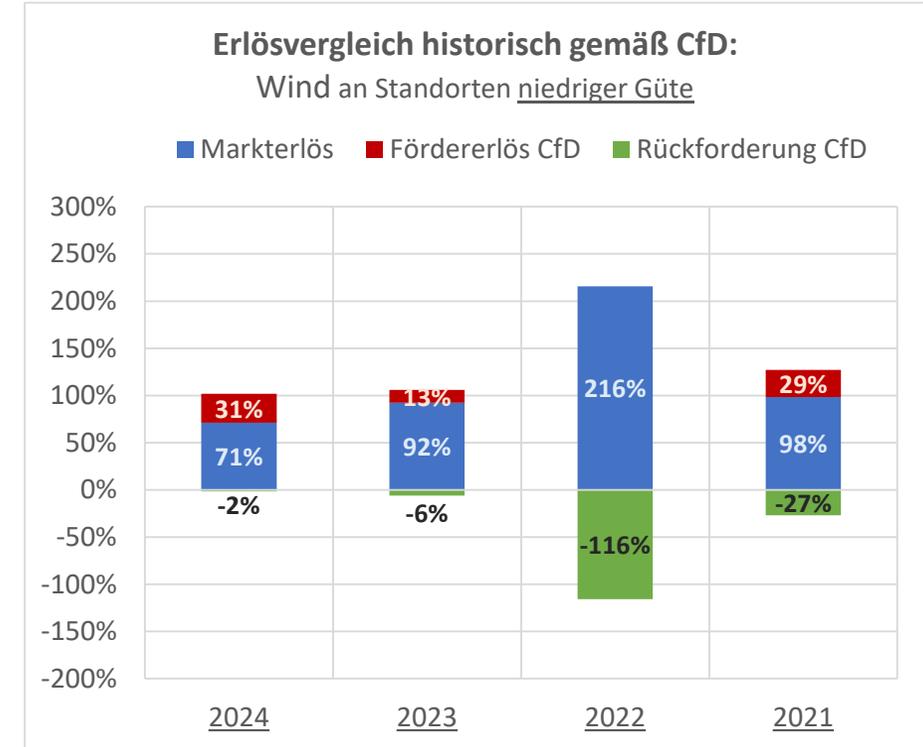
*EAG 2.0: Exemplarische Betrachtung eines 20%igen Caps bei Mehrerlösen

Der Blick zurück auf die Jahre 2021 bis 2024 am Beispiel Windenergie (6 von 9)

Standorte niedriger Güte



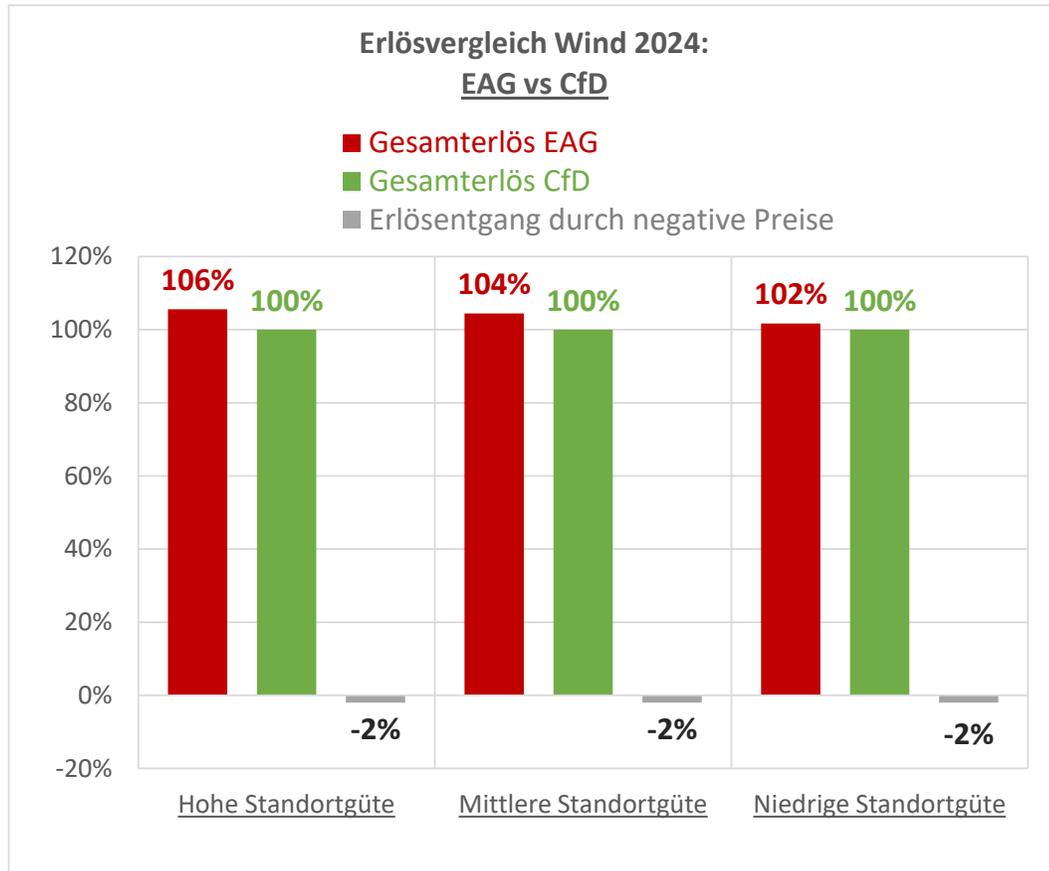
- **EAG 2.0** sieht eine **erhöhte Rückforderung vor im Vergleich zum Status Quo, aber mit fairem Einschliff**
- Eine **zweiseitige CfD** Regelung würde dies **verschärfen (vollständige Rückzahlung!)**
- **Dominanz der Markterlöse in den Jahren 2021 bis 2023** (hohe Energiepreise)
--> **Vergleichsweise geringe Unterschiede zwischen EAG 2.0 und CfD**



Anmerkung: Prozentangaben beziehen sich auf den erforderlichen Erlös gemäß azW

Mögliche Einsparungen bei einem Übergang zu einem **zweiseitigen CfD** in Österreich:

Der Blick zurück auf die Jahre 2021 bis 2024 am Beispiel Windenergie (7 von 9)



Blick auf Gesamterlöse:

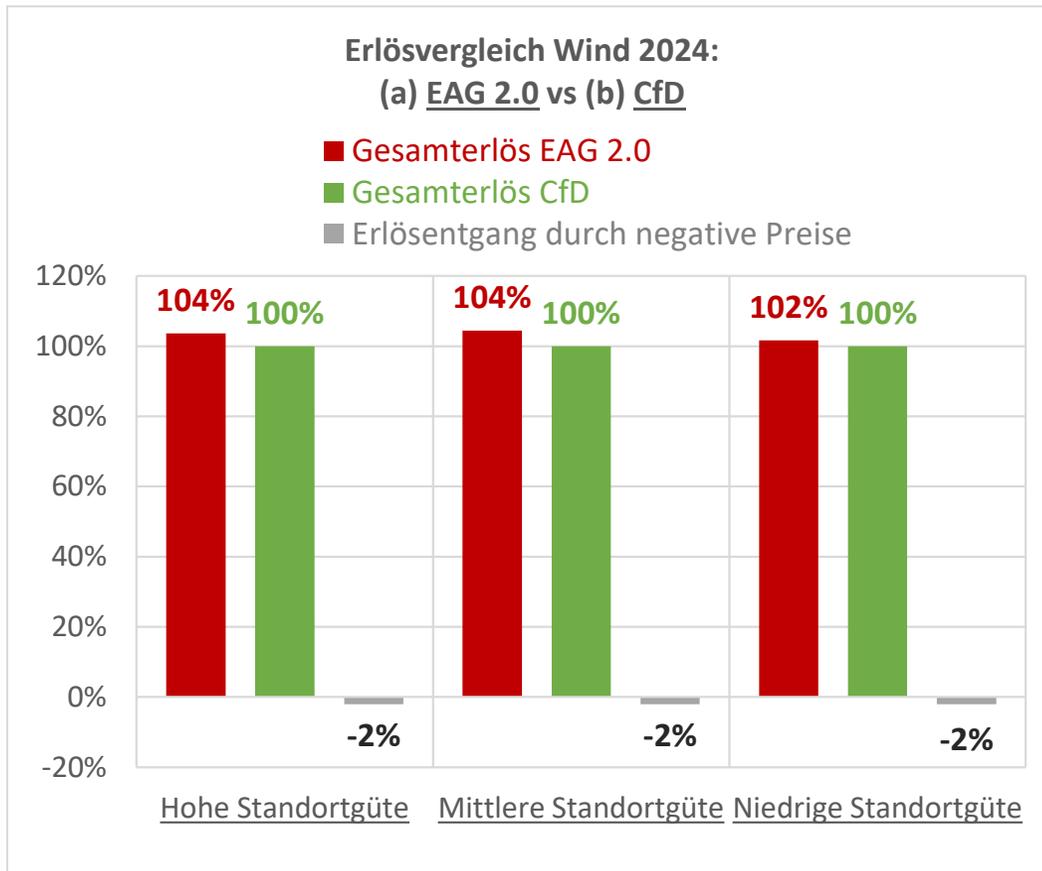
(= Markterlöse + Fördererlöse)

- Im Jahr 2024 sind die **Unterschiede** zwischen der derzeitigen EAG-Regelung und einem vollständigen CfD (zweiseitig) **vergleichsweise gering**.
- Im Jahr 2024 trat ein **nicht vernachlässigbarer Erlösentgang durch das häufige Auftreten negativer Marktpreise auf** (Mittagspreistief aufgrund hoher PV-Einspeisespitzen im Frühjahr/Sommer)
--> bei Standorten niedriger Güte kompensierte dies vollständig die Mehrerlöse
- Es ist zu erwarten, dass sich obige Tendenz künftig verstärkt

Optionenvergleich: (A) Inkrementelle Anpassung* (EAG 2.0) vs (B) zweiseitiger CfD

*EAG 2.0: Exemplarische Betrachtung eines 20%igen Caps bei Mehrerlösen

Der Blick zurück auf die Jahre 2021 bis 2024 am Beispiel Windenergie (8 von 9)



Blick auf Gesamterlöse:

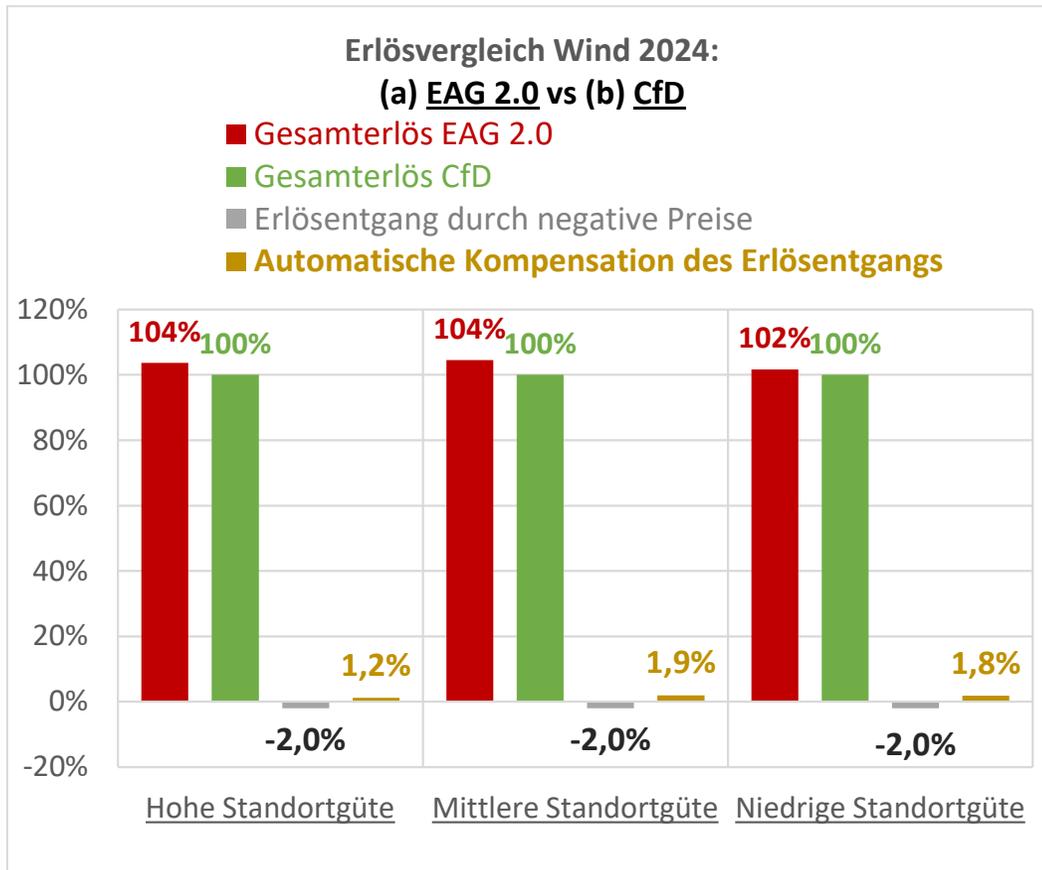
(= Markterlöse + Fördererlöse)

- Im Jahr 2024 sind die **Unterschiede** zwischen (A) EAG 2.0 und (B) einem vollständigen CfD (zweiseitig) **vergleichsweise gering**. Bei Standorten hoher Güte käme es zu einem Erlösentgang.
- Im Jahr 2024 trat ein **nicht vernachlässigbarer Erlösentgang durch das häufige Auftreten negativer Marktpreise auf** (Mittagspreistief aufgrund hoher PV-Einspeisespitzen im Frühjahr/Sommer) --> **bei Standorten niedriger Güte kompensierte dies vollständig die Mehrerlöse**
- Es ist zu erwarten, dass sich obige Tendenz künftig verstärkt

Optionenvergleich: (A) Inkrementelle Anpassung* (EAG 2.0) vs (B) zweiseitiger CfD

*EAG 2.0: Exemplarische Betrachtung
eines 20%igen Caps bei Mehrerlösen

Der Blick zurück auf die Jahre 2021 bis 2024 am Beispiel Windenergie (9 von 9)



07.04.2025

Anmerkung: Prozentangaben beziehen sich auf
den erforderlichen Erlös gemäß azW

Blick auf Gesamterlöse:

(= Markterlöse + Fördererlöse)

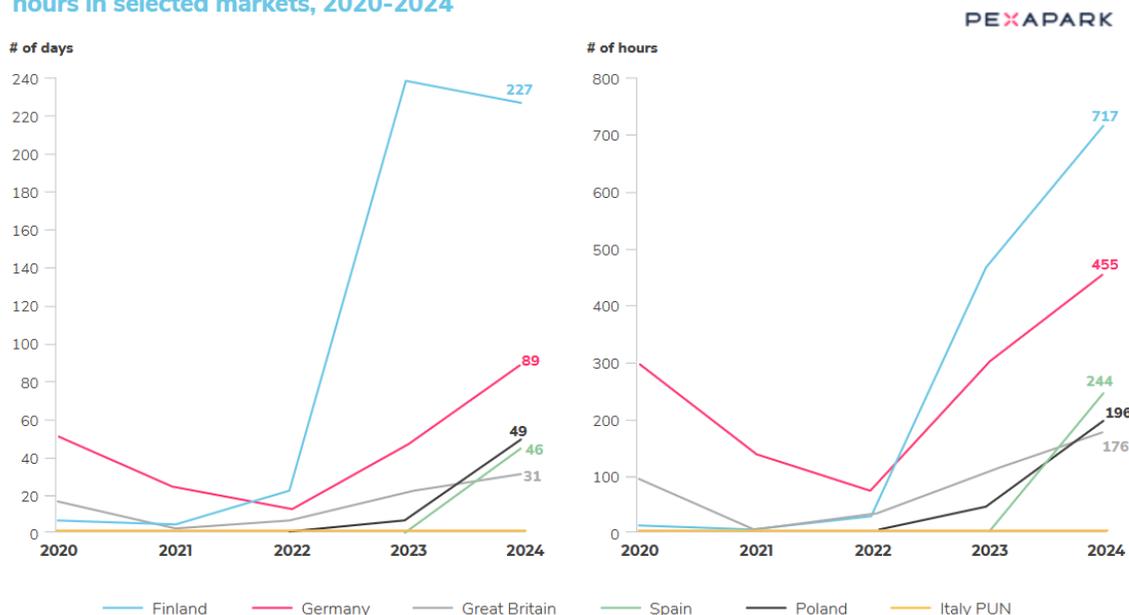
- Im Jahr 2024 trat ein **nicht vernachlässigbarer Erlösentgang durch das häufige Auftreten negativer Marktpreise auf** (Mittagspreistief aufgrund hoher PV-Einspeisespitzen im Frühjahr/Sommer)
--> **bei Standorten niedriger Güte kompensierte dies vollständig die Mehrerlöse**
- Es ist zu erwarten, dass sich obige Tendenz künftig verstärkt

Das EAG-Förderschema der Windenergie sieht bereits **einen automatischen Korrekturmechanismus** vor, der diesen **Erlösentgang teilweise kompensiert!**

*(denn Realerträge bestimmen den
(standortspezifischen) Korrekturfaktor)*

Tendenz: Steigende Anzahl Stunden mit negativen Preisen

Number of days with at least one negative price hour, and total number of negative price hours in selected markets, 2020-2024



Source: Pexapark Analysis

„In April 2024, 37% of Spain’s solar production occurred during negative pricing, and 31% under zero pricing.“

- Pexapark, Market Outlook 2025

Number of monthly negative hours in selected markets in 2024

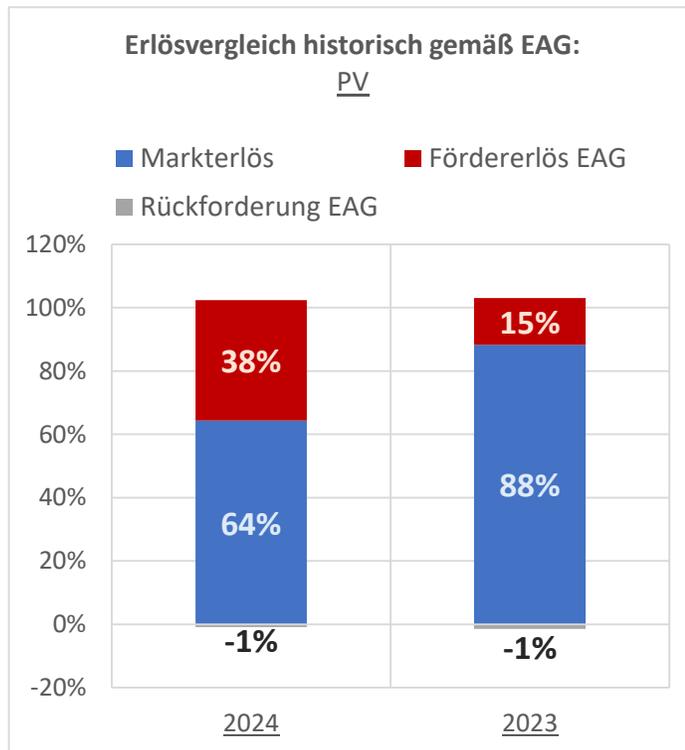
	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	TOT
FI	12	34	5	38	96	79	105	151	30	114	31	22	717
NL	13	0	17	62	74	67	81	80	33	16	9	4	456
DE	16	4	12	50	78	64	81	68	40	23	11	8	455
ES	0	0	0	107	35	48	30	4	18	2	0	0	244
PL	0	0	0	15	31	19	28	39	26	20	11	7	196
GB	2	1	10	53	0	17	15	49	5	13	6	5	176

Average price during negative price hours in 2024 (EUR/MWh)

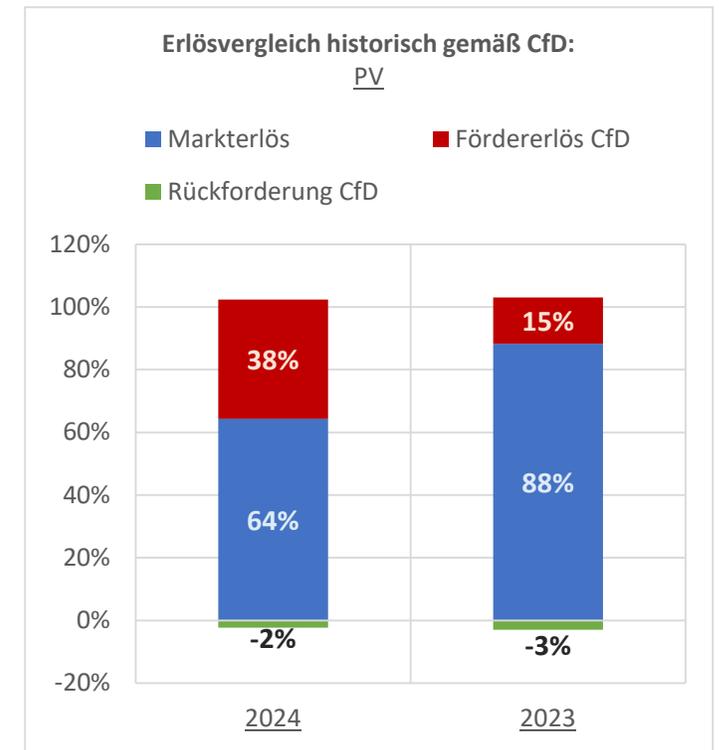
	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
FI	-1.05	-0.90	-0.09	-1.90	-1.95	-1.49	-2.85	-2.67	-0.53	-0.90	-0.57	-0.31
NL	-1.31	(-)	-16.84	-23.73	-32.19	-18.30	-22.76	-13.08	-5.86	-2.34	-1.09	-1.16
DE	-1.05	-0.07	-3.55	-19.83	-18.71	-12.71	-12.01	-11.16	-3.31	-2.33	-0.72	-0.61
ES	(-)	(-)	(-)	-0.17	-0.39	-0.89	-0.58	-0.59	-0.26	-0.01	(-)	(-)
PL	(-)	(-)	(-)	-23.36	-7.31	-6.86	-10.21	-18.38	-7.35	-2.45	-0.54	-9.92
GB	-0.25	-0.01	-3.00	-4.24	(-)	-4.73	-6.95	-4.55	-1.60	-3.18	-1.78	-0.59

Mögliche Einsparungen bei einem Übergang zu einem zweiseitigen CfD in Österreich:

Der Blick zurück auf die Jahre 2023 bis 2024 am Beispiel Photovoltaik (1 von 4)



- **EAG sieht eine Rückforderung vor, sodass, wenn der Marktwert den azW um 40% übersteigt, 2/3 des Mehrerlöses rückerstattet werden müsste**
- **Eine zweiseitige CfD Regelung würde dies verschärfen (vollständige Rückzahlung!)**
- **Dominanz der Markterlöse im Jahr 2023 (hohe Energiepreise)
--> Vergleichsweise geringe Unterschiede zwischen EAG und CfD**

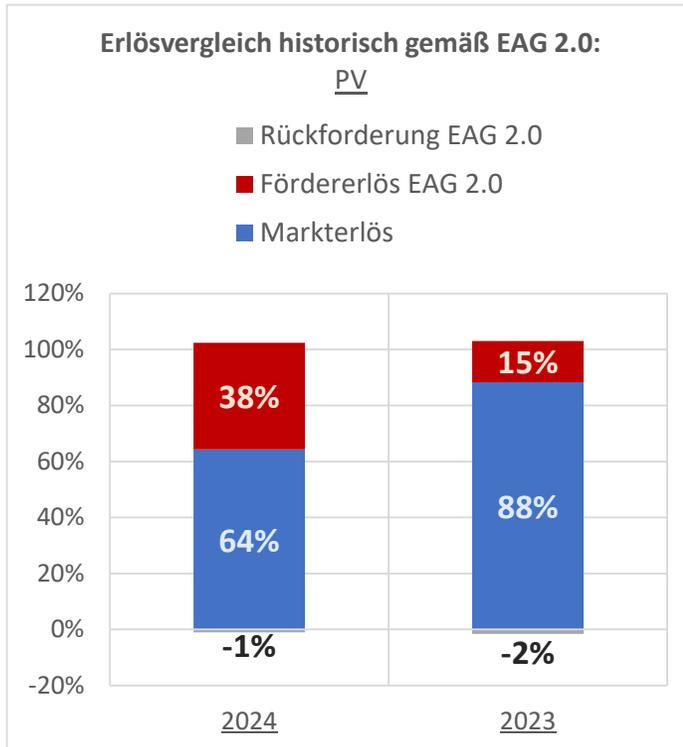


Anmerkung: Prozentangaben beziehen sich auf den erforderlichen Erlös gemäß azW

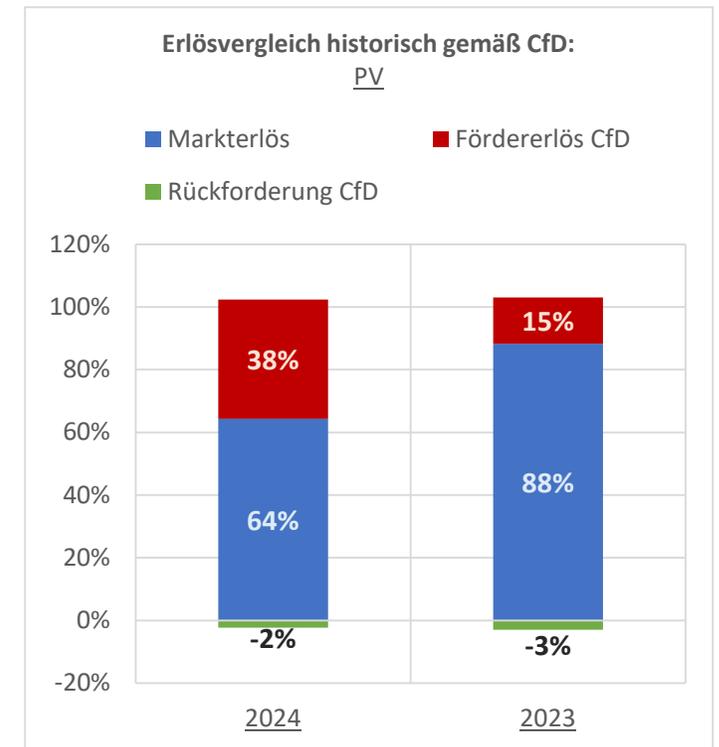
Optionenvergleich: (A) Inkrementelle Anpassung* (EAG 2.0) vs (B) zweiseitiger CfD

*EAG 2.0: Exemplarische Betrachtung eines 20%igen Caps bei Mehrerlösen

Der Blick zurück auf die Jahre 2021 bis 2024 am Beispiel Photovoltaik (2 von 4)



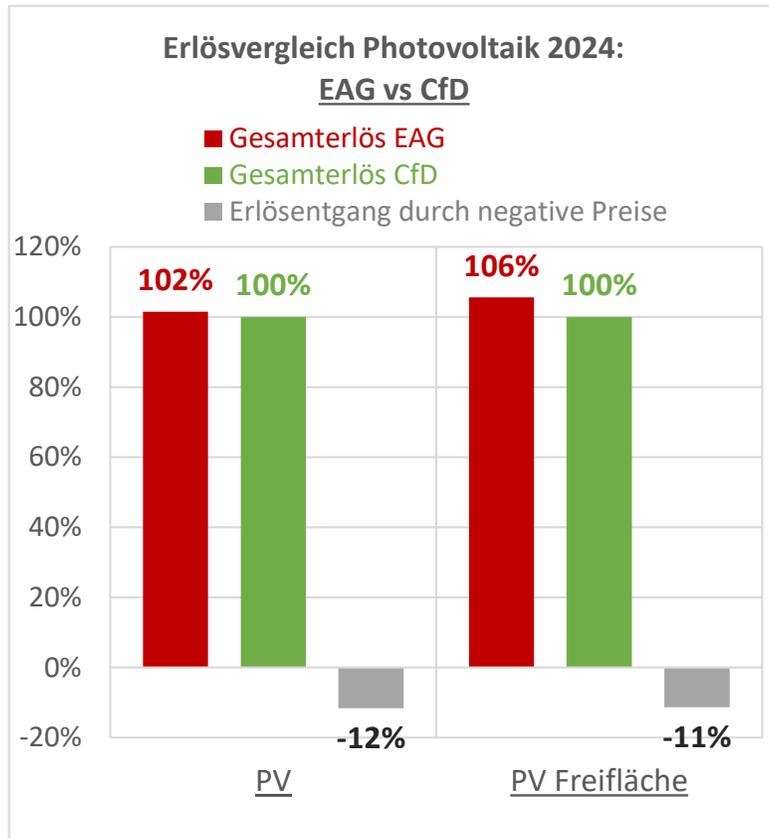
- **EAG 2.0** sieht eine **erhöhte Rückforderung vor im Vergleich zum Status Quo, aber mit fairem Einschiff**
- Eine **zweiseitige CfD** Regelung würde dies **verschärfen (vollständige Rückzahlung!)**
- **Dominanz der Markterlöse im Jahr 2023** (hohe Energiepreise)
--> **Minimale Unterschiede zwischen EAG 2.0 und CfD**



Anmerkung: Prozentangaben beziehen sich auf den erforderlichen Erlös gemäß azW

Mögliche Einsparungen bei einem Übergang zu einem zweiseitigen CfD in Österreich:

Der Blick zurück auf die Jahre 2023 bis 2024 am Beispiel Photovoltaik (3 von 4)



Blick auf Gesamterlöse:

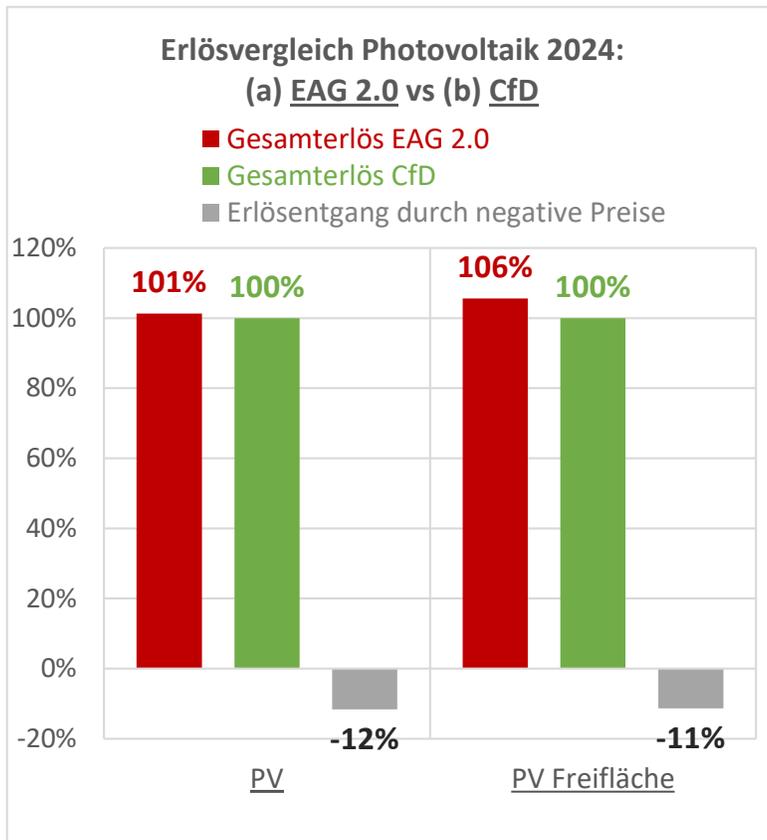
(= Markterlöse + Fördererlöse)

- Im Jahr 2024 sind die **Unterschiede** zwischen der derzeitigen EAG-Regelung und einem vollständigen CfD (zweiseitig) **vergleichsweise gering** - speziell bei Freiflächen-PV jedoch nicht vernachlässigbar.
- Im Jahr 2024 trat ein **nicht vernachlässigbarer Erlösentgang durch das häufige Auftreten negativer Marktpreise auf** (Mittagspreistief aufgrund hoher PV-Einspeisespitzen im Frühjahr/Sommer)
--> **bei der Photovoltaik überschritt dies deutlich die Mehrerlöse**
- Es ist zu erwarten, dass sich obige Tendenz künftig verstärkt

Optionenvergleich: (A) Inkrementelle Anpassung* (EAG 2.0) vs (B) zweiseitiger CfD

*EAG 2.0: Exemplarische Betrachtung eines 20%igen Caps bei Mehrerlösen

Der Blick zurück auf die Jahre 2023 bis 2024 am Beispiel Photovoltaik (4 von 4)



Blick auf Gesamterlöse:

(= Markterlöse + Fördererlöse)

- Im Jahr 2024 sind die **Unterschiede** zwischen (A) EAG 2.0 und (B) einem vollständigen CfD (zweiseitig) **vergleichsweise gering** - speziell bei Freiflächen-PV jedoch nicht vernachlässigbar.
- Im Jahr 2024 trat ein **nicht vernachlässigbarer Erlösentgang durch das häufige Auftreten negativer Marktpreise auf** (Mittagspreistief aufgrund hoher PV-Einspeisespitzen im Frühjahr/Sommer)
--> **bei der Photovoltaik überschritt dies deutlich die Mehrerlöse**
- Es ist zu erwarten, dass sich obige Tendenz künftig verstärkt.
- Im Gegensatz zur Windenergie gibt es hier **im EAG keinen "Autokorrekturmechanismus"**

1. Einleitung
2. Lösungsvorschläge Teil 1:
eine **qualitative (Vor)Bewertung**
3. Lösungsvorschläge Teil 2:
eine **quantitative Analyse**
- inkl. Blick auf das Problemfeld "negative Preise"
4. **Detailaspekt: Anreize zur besseren
Marktintegration steuerbarer Erneuerbarer**
5. (Zwischen)Fazit



Förderung von steuerbaren Erneuerbaren: Blick auf Deutschland / EEG (1 von 2)

Hard Facts des Flexibilitätszuschlags

- Der **Flexibilitätszuschlag** hat die **Flexibilitätsprämie** abgelöst (durch das EEG 2014)
- Biogas- und Biomethananlagen ab einer installierten Leistung von 100 kW erhalten jährlich **65 EUR je kW installierter Leistung**
- Biomethan aus dem Erdgasnetz **muss in anaeroben Prozessen (Vergärung)** erzeugt worden sein
- Für den in der Anlage erzeugten Strom wird **der Anspruch auf eine Marktprämie geltend gemacht**
- Die Anlage erfüllt die Anforderungen hinsichtlich der **Meldepflichten** im Marktstammdatenregister, **Fernsteuerbarkeit** durch den Netzbetreiber und Genehmigungsrechtliche **Anforderungen bei der Flexibilisierung**
- **EEG-Förderung stets nur für 50 % der Strommenge, die bei durchgängigen Vollastbetrieb mit der bezuschlagten Leistung jährlich erzeugt werden könnte**
- Übersteigt die Stromerzeugung die Höchstbemessungsleistung der Anlage, so entfällt die Marktprämie für die darüber hinaus produzierte Strommenge und es wird **lediglich der Monatsmarktwert** für diese erzielt
- **In mindestens 4 000 Viertelstunden pro Jahr** wird eine Strommenge erzeugt, die **mindestens 85 Prozent der installierten Leistung der Anlage** entspricht

Flexible Strombereitstellung und Wärmeauskoppelung aus Biogasanlagen

- Der Zielkonflikt zwischen flexibler Stromproduktion und hoher Wärmeauskoppelung ist umso stärker ausgeprägt, **je höher der KWK-Nutzungsgrad** ist und **je stärker eine Anlage flexibilisiert** wird.
- Im Sinne einer hohen **Gesamteffizienz** und um mögliche Zusatzerlöse aus der Wärmevermarktung zu erzielen, kann es notwendig sein, entsprechende wärmeseitige **Flexibilitätsoptionen** (Wärmespeicher, Spitzenlastkessel) zum Ausgleich von ansonsten entstehenden Deckungslücken zu nutzen.
- Bei der Fahrplangestaltung muss die **Wärmenutzung als Nebenbedingung** berücksichtigt werden.
- Es kommt hier vor allem darauf an, in welcher Funktion die Biogasanlagen in ein Wärmeversorgungskonzept eingebunden sind und ob sie dabei die alleinige Wärmeversorgung der Abnehmer sicherstellen muss (**Wärmeauskoppelung hat Priorität**)
- oder ob die Anlage eine Grundversorgung bietet und die Abnehmer notfalls und zeitweise ihren Bedarf auch aus anderen Quellen decken könnten (**Stromvermarktung hat Priorität**).

34

1. Einleitung
2. Lösungsvorschläge Teil 1:
eine **qualitative (Vor)Bewertung**
3. Lösungsvorschläge Teil 2:
eine **quantitative Analyse**
- inkl. Blick auf das Problemfeld "negative Preise"
4. Detailaspekt: **Anreize zur besseren
Marktintegration steuerbarer Erneuerbarer**
5. **(Zwischen)Fazit**



Blick auf variable Erneuerbare (Wind, PV, Laufwasserkraft) und die Kompatibilität mit EU-Vorgaben ("CfD-Erfordernis"):

- *(A) Eine inkrementelle Verbesserung sowie (B) ein Übergang zu einem zweiseitigen CfD erscheinen klare Vorteile zu bieten im Vergleich zu den anderen Optionen*
- Wie ist ihre Sicht auf diese Optionen bzw. diesen Vorschlag?

Blick auf steuerbare Erneuerbare und verstärkte Anreize zur Marktintegration:

- *Die deutsche Regelung (für Biogas) erscheint passabel, um Anreize zur verstärkten Marktintegration für steuerbare Erneuerbare zu setzen*
- Wie ist ihre Sicht auf diesen Vorschlag?

Blick auf Auswirkungen negativer Preise:

- Wie kann das Marktprämiendesign so ausgestaltet werden, um Produktion zu Negativpreisperioden zu vermeiden?
- (z.B. Aussetzen der Förderung sofort nach Auftreten negativer Preise?)*
- Wie kann die Tendenz der vermehrt auftretenden Negativpreisperioden in der Marktprämie abgefedert werden?

(Bei Wind gibt es eine "Autokorrektur", bei PV aber nicht)

- Sind Anreize für z.B. Installation von Speichersystemen hoch genug?



Dieses Projekt wird aus
Mitteln der FFG
gefördert.

 Bundesministerium
Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie



VIELEN DANK!

Gustav Resch

AIT, Center for Energy

Fragen & Anregungen?

Sehr gerne an ...

carolin.monsberger@ait.ac.at

gustav.resch@ait.ac.at