

BMWK

enervis

**tettau
Partnerschaft**

suenä



BMWK-Optionen für CfD: Förderungskontinuität oder Fadenriss?

Batteriespeicher gehen durch die Decke! Begründet?

06.11.2024 | 4 Fäuste | Windenergietage 2024, Linstow

enervis: energiewirtschaftliche Beratung seit 2001



enervis:

- Daten + Modelle + Markterfahrung
- 70 Mitarbeitende, management-owned

enervis Beratungsprodukte:

- Strompreis-, Marktwert- und HKN-Prognosen für alle EU-Strommärkte
- Online-Tools: PPA-Atlas, Marktwertatlas
- PPA Sourcing, Bewertung, Verhandlung
- EEG-Auktionsstudien / Auktionsmodelle
- 51-Studien
- Batteriespeicher-Bewertung
- Direktlieferung für die Industrie
- Strategische Beratung



Die drei Säulen unserer Tätigkeit

Planungsrecht
**Genehmigungs-
recht**
Umweltrecht

**Nutzungsvertrags-
und Immobilienrecht**
Spezialvertragsrecht
Energierrecht

Transaktionen
Strukturierungen
Kooperationen



Das anwaltliche Team der **tettau Partnerschaft**

Entschieden für Erneuerbare!



Philipp v. Tettau



Marion Westphal-Hansen



Dr. Michael Rolshoven



Dominik Hanus



Anja Purwins



Tamara Scherer



Dr. Max Malchow



Katharina zu Solms-Laubach



Lasse Kieft



BMWK-Optionen für CfD: Förderungskontinuität oder Fadenriss? Gliederung

I

tP, Philipp v. Tettau: Vorstellung des Optionenpapiers

II

enervis, Eckhard Kuhnhenne: Wirkungsweisen sowie Vor- und Nachteile der Optionen

III

BMWK, Dr. Sebastian Pieper: Strommarktdesign der Zukunft –
Hintergründe und weiteres Vorgehen



Einleitung / Zeitrahmen / Prämissen



Der Stein im Wasser mit den vielen, vielen Kreisen ...



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Strommarktdesign der Zukunft

*Optionen für ein sicheres, bezahlbares und
nachhaltiges Stromsystem*



... und uns beschäftigt heute Abschnitt 3.1.3:

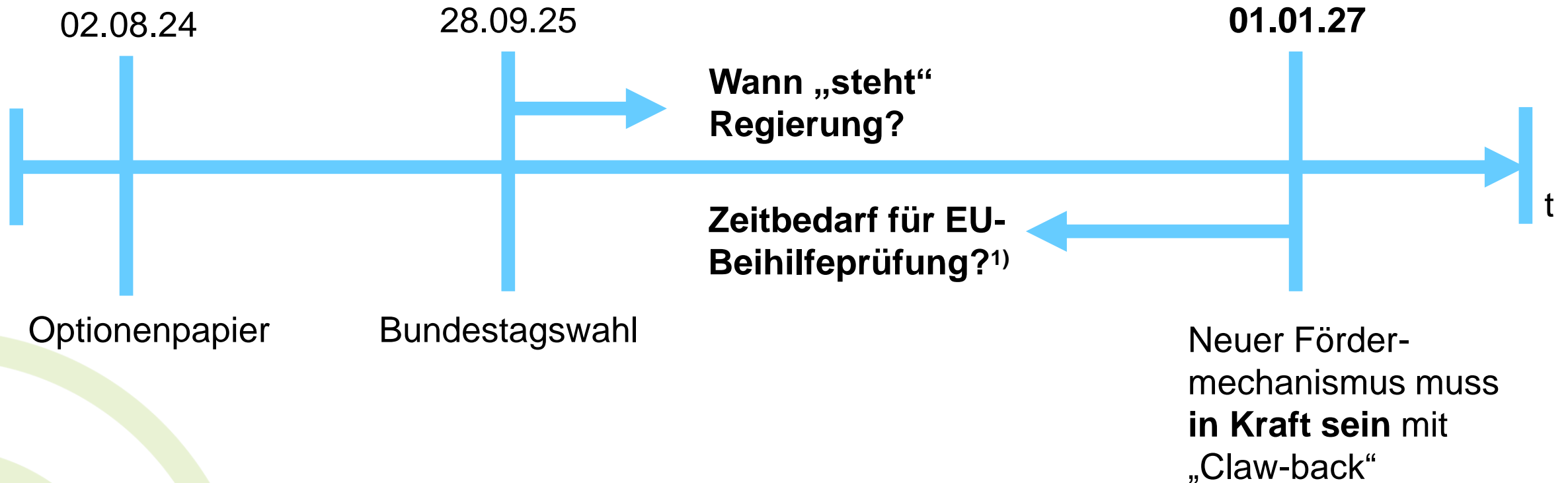
3	Handlungsfelder und Optionen für das Strommarktdesign der Zukunft.....	24
3.1	Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien.....	26
3.1.1	Bedeutung und Perspektive der erneuerbaren Energien im klimaneutralen Stromsystem	26
3.1.2	Der zukünftige Investitionsrahmen für erneuerbare Energien.....	30
3.1.3	Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien.....	36

Revision des Förderrahmens: „Harte“ Prämisse und „harter“ Zeitrahmen



Harte Prämisse: Rückzahlungsmechanismus/
„Claw-Back“ EU-rechtlich erforderlich

MITTEILUNG DER KOMMISSION
Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022
(2022/C 80/01)



¹⁾ Äääähhh – was macht eigentlich die Genehmigung vom Solarpaket_1???

Revision des Förderrahmens: Ausgewählte Prämissen des BMWK und der EE-Branche



BMWK

„Der Hochlauf der erneuerbaren Energien (benötigt) einen **zukunftsfähigen, verlässlichen** und **kosteneffizienten** Investitionsrahmen, während gleichzeitig die Stromerzeugung (aus EE) (...) weiter **in den Markt integriert** werden muss.

Die **Markterlöse** (Anm.: als solche) sind (...) mit zu hohen **Unsicherheiten** verbunden, als dass die (...) Investitionen mit hinreichender Sicherheit und (...) Tempo realisiert werden können.“

(Optionenpapier, S. 5)

EE-Branche

- **Flexibilität** muss das „Leitmotiv“ sein
- Systembrüche **vermeiden**
- **Finanzierbarkeit** und **Akteursvielfalt** als wesentliche Prüfsteine
- Ausreichende **Differenzierung** zwischen unterschiedlichen EE
- Zeitliche Prämisse aus EU-Vorgaben drängt zudem zur Vorsicht => **Zeitdruck** darf nicht zu „**Fadenriss**“ führen
- Eigener Vorschlag: **Option 1** plus **mengenbasierte Absicherung**

(BEE-Stn., S. 4f.)



5. Juli 2024

Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland

„(...) Mit dem Ende der Kohleverstromung wird die Förderung der Erneuerbaren Energien auslaufen. Der Ausbau neuer EE soll auf **Investitionskostenförderung** umgestellt werden (eigener **Kapazitätsmechanismus**), insbesondere um Preissignale verzerrungsfrei wirken zu lassen. (...)“ (S. 27)

u.E. keine Vorfestlegung: Der weitere Text betont den Prüfungsbedarf (Reallabore) und die Bedeutung der **Beibehaltung** einer „hohen Ausbaudynamik“

Zudem wichtige Aussage:

„Perspektivisch werden EE keine Förderung mehr erhalten, sobald der Strommarkt ausreichend **flexibel** ist und ausreichend **Speicher** zur Verfügung stehen.“



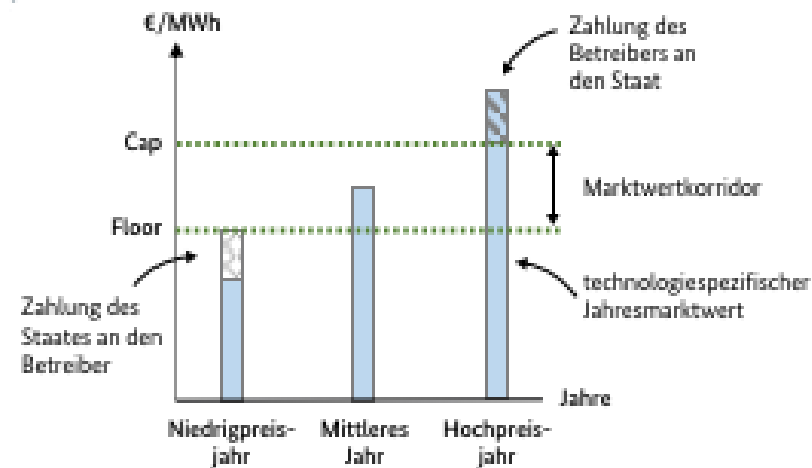
Die vier Optionen



Sooo unterschiedlich sehen sie doch gar nicht aus, oder???

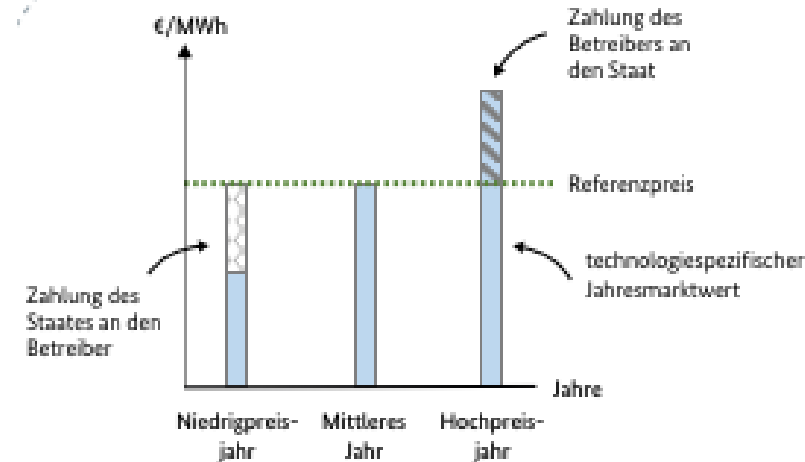
Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



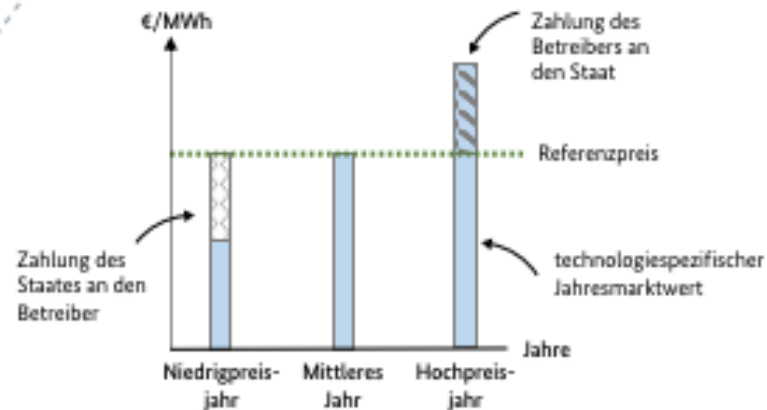
Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



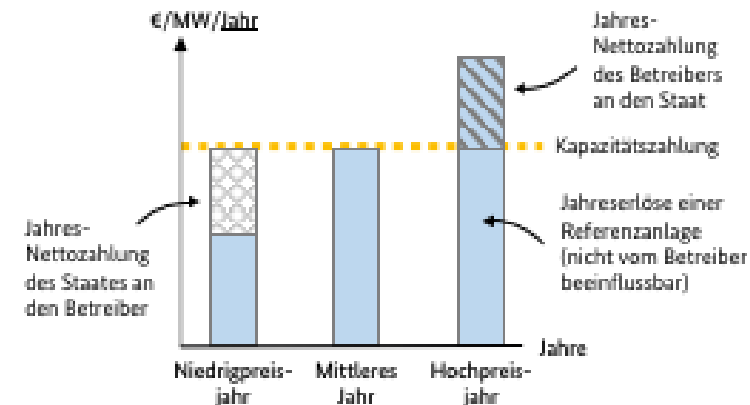
Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



Jährliche Ermittlung der Zahlung

Die Jahresnettozahlung ist die Differenz aus Kapazitätszahlung und Jahreserlös der Referenz





Es gibt aber doch erhebliche Unterschiede:

Abbildung 8: Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3	OPTION 4
Produktionsabhängige Modelle		Produktionsunabhängige Modelle	
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor)	Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag	Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

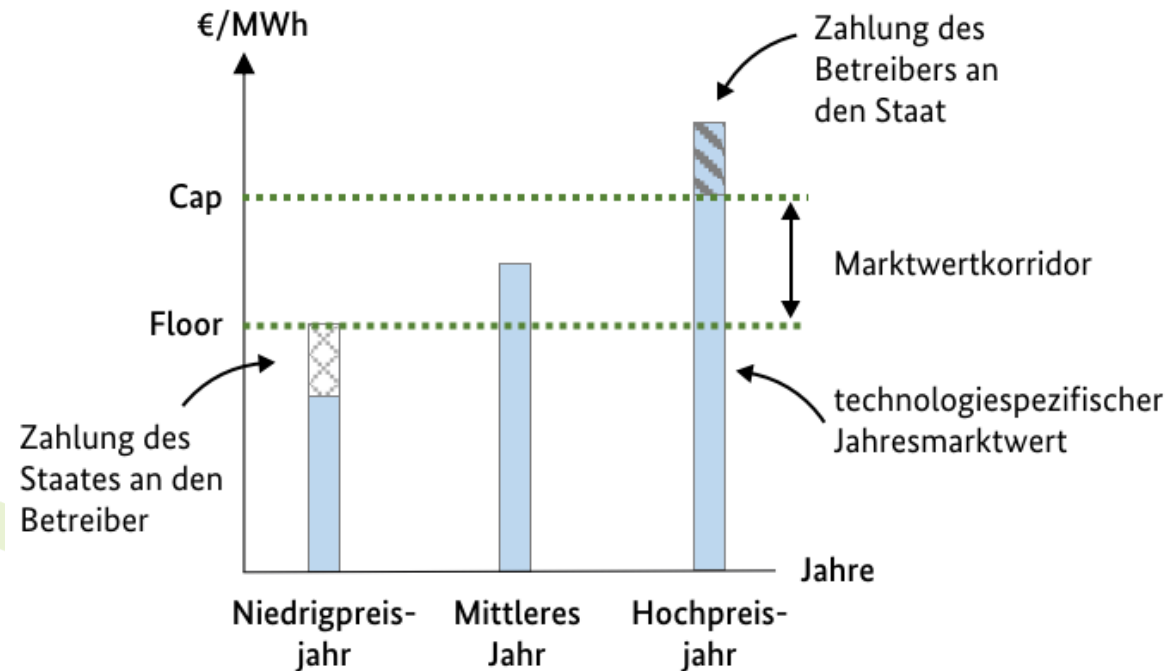


Option 1: Produktionsabhängig

„Gleitende Marktpremie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor)“ => Ist-Zustand plus Claw-Back

Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



Diese Option wird vom BMWK derzeit weiter geprüft, aber voraussichtlich nicht weiter verfolgt.



Beispiel für CfD-Regelung

Entwurf der §§ 46 / 47 Windenergie-auf-See-Gesetz aus 2022

- Zuschläge ab 01.01.2023 sollten (1) **Anspruch** auf **Vergütung** und (2) **Verpflichtung** zu **Zahlungen** begründen
- **Verpflichtende** Direktvermarktung für Marktprämie / keine sonstige DV für 20 Jahre
- Stetiger **Abgleich** des anzulegenden Werts (= Gebotswert) mit Jahresmittelwert des Marktwertes von Strom aus See-WEA
- **Anspruch** des ÜNB auf **Zahlung**, wenn negative Differenz zwischen anzulegendem Wert und Jahresmittelwert („negative Prämie“)
- Jahresabrechnung mit monatlichen **Abschlagszahlungen** (beidseitig)

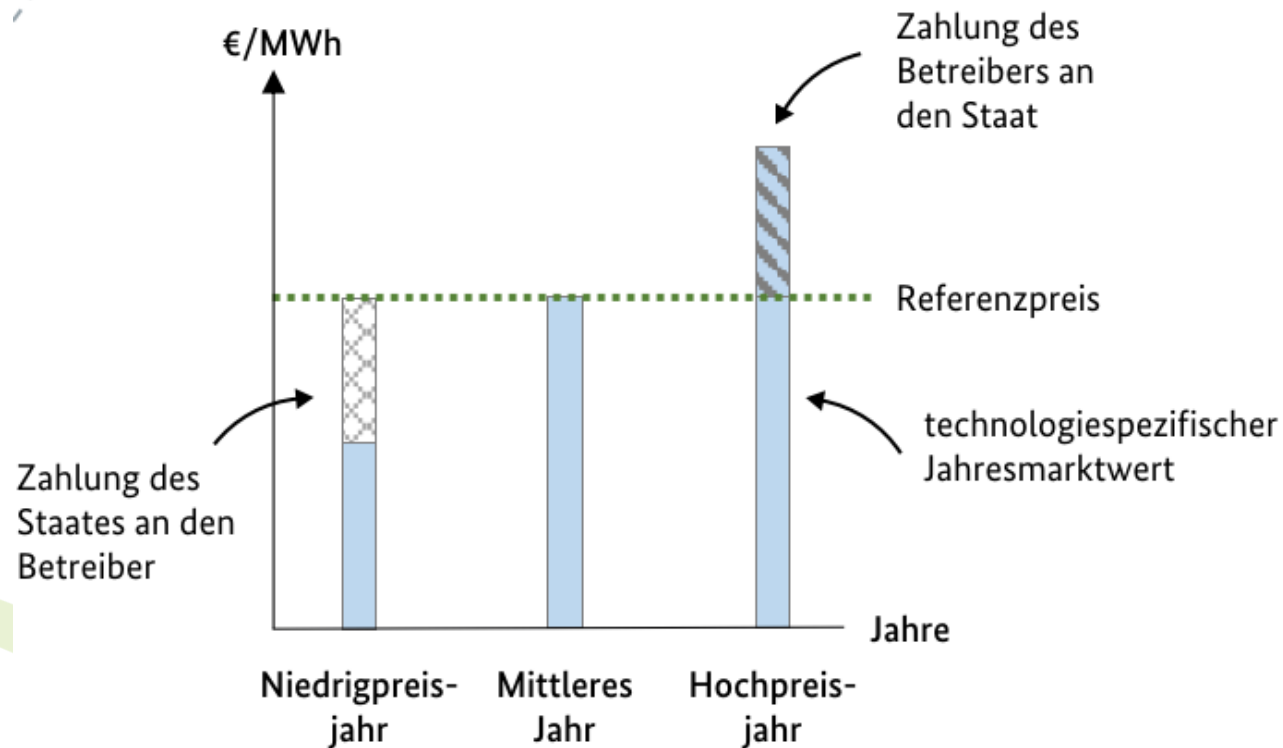


Option 2: Produktionsabhängig

„Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor“

Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



Diese Option wird vom BMWK derzeit noch geprüft, aber voraussichtlich nicht weiter verfolgt.

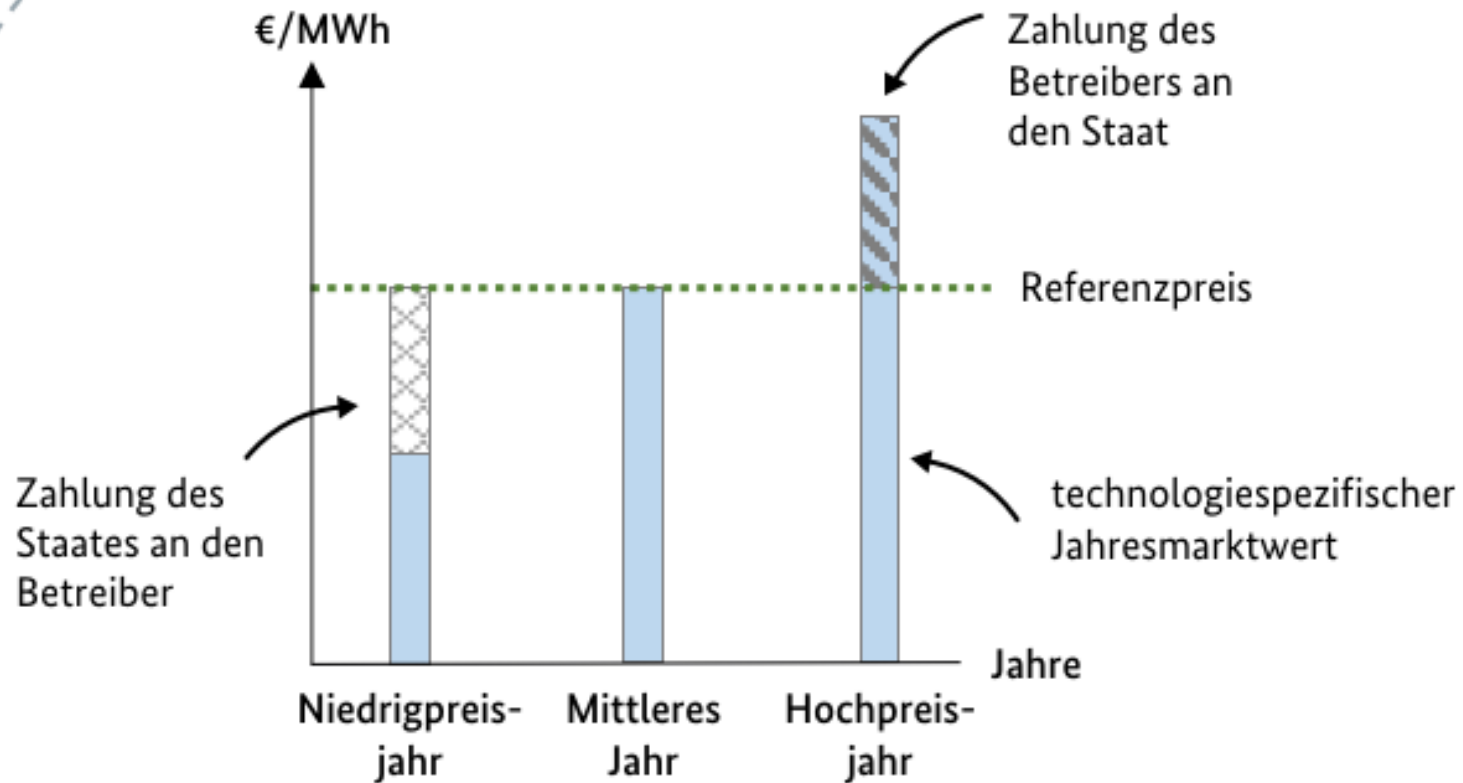


Option 3: Produktionsunabhängig

„Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor“

Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



Diese Option wird vom BMWK derzeit weiter geprüft.

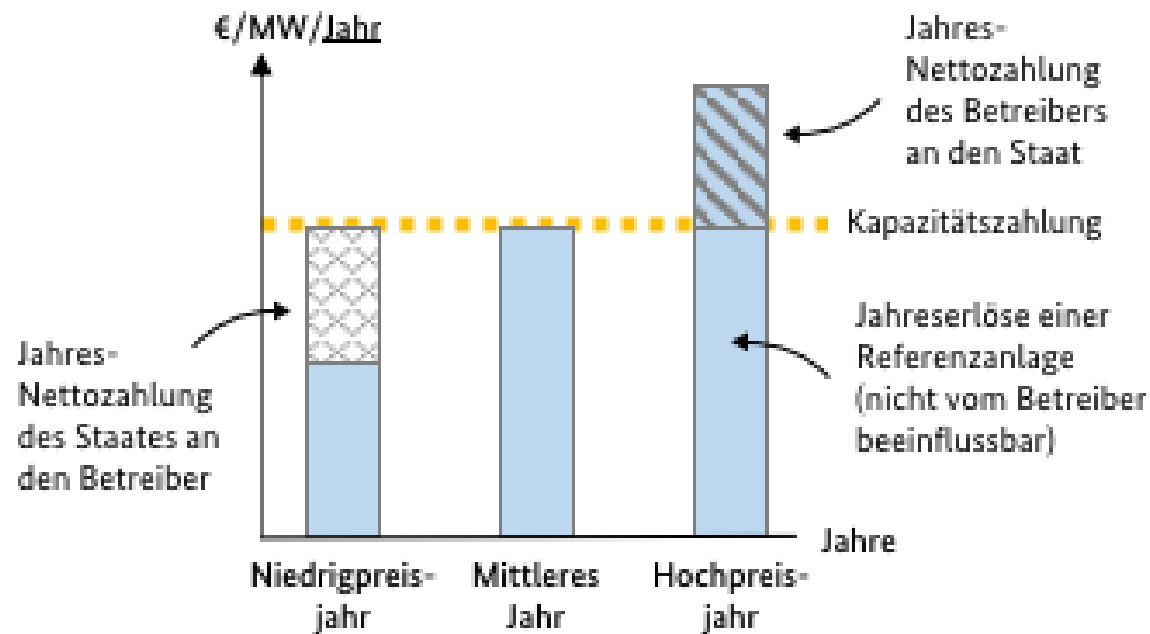


Option 4: Produktionsunabhängig

„Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag“

Jährliche Ermittlung der Zahlung

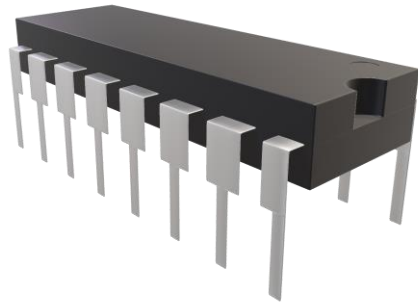
Die Jahresnettozahlung ist die Differenz aus Kapazitätzahlung und Jahreserlös der Referenz



Diese Option entspricht dem in der Wachstumsinitiative skizzierten Vorgehen und wird deshalb vom BMWK weiter geprüft.

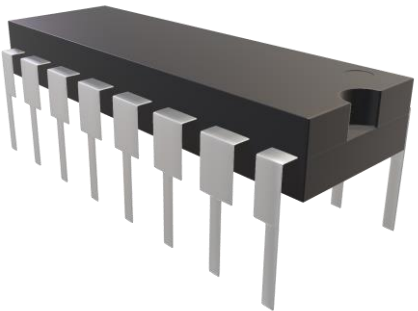


Option 4: Produktionsunabhängig / Die „Bauteile“ für den Mechanismus:



Bauteil 1: „Kapazitätzahlung“

- Zahlung für die installierte Leistung – **Euro / MW / Jahr**
- wird ausgeschrieben, also **wettbewerblich** ermittelt



Bauteil 2: „Refinanzierungsbeitrag“

- Anhand des **anlagenscharf** bestimmten **Produktionspotentials** also anhand *möglicher* Strommarkterlöse, erfolgt die Berechnung einer **Zahlung an „den Staat“**.
- **Sinn**: Anreize für effizienten, systemdienlichen Betrieb
- **Höhe** : vollständiger Ertrag einer *fiktiven* Anlage am *konkreten* Standort
- Trifft der Refinanzierungsbeitrag den Istertrag, verbleibt **ausschließlich** Bauteil 1 als Erlös für den Anlagenbetrieb

Optionenpapier, S. 50:

- Unabhängigkeit der Kapazitätzahlung von Stromerlösen schließt „**grundsätzlich**“ die Wirtschaftlichkeitslücke der Anlagen
- „**Entscheidend**“ ist (jedoch) die „**adäquate Ausgestaltung**“ von Bauteil 1 und 2



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!
Haben Sie Fragen? Sprechen Sie uns gerne an!

team@tettaupartners.de

www.tettaupartners.de



Fokus 4: Neues Marktdesign - CfDs für die EE-Förderung?

06.11.2024 | 4 Fäuste | Windenergietage 2024, Linstow

enervis: Eckhard Kuhnhenne-Krausmann

Agenda

1. Warum reden wir über CfDs?

2. Optionen 1 und 2 und deren Vor- und Nachteile

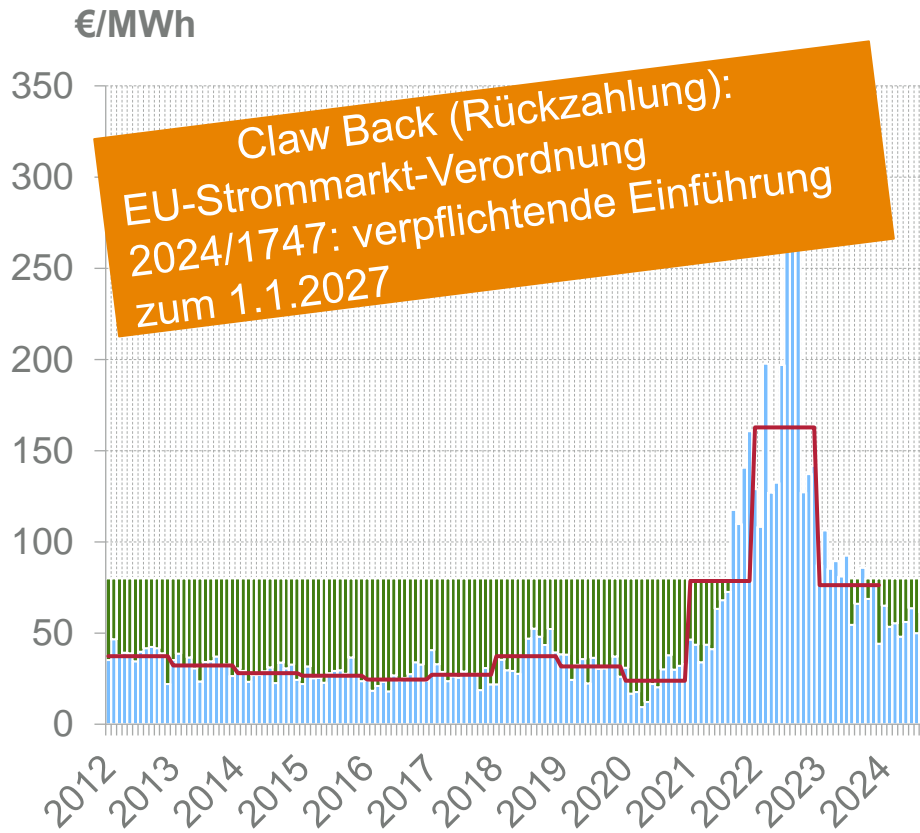
3. Option 4 - Wirkungsweise und Herausforderungen

4. Fazit

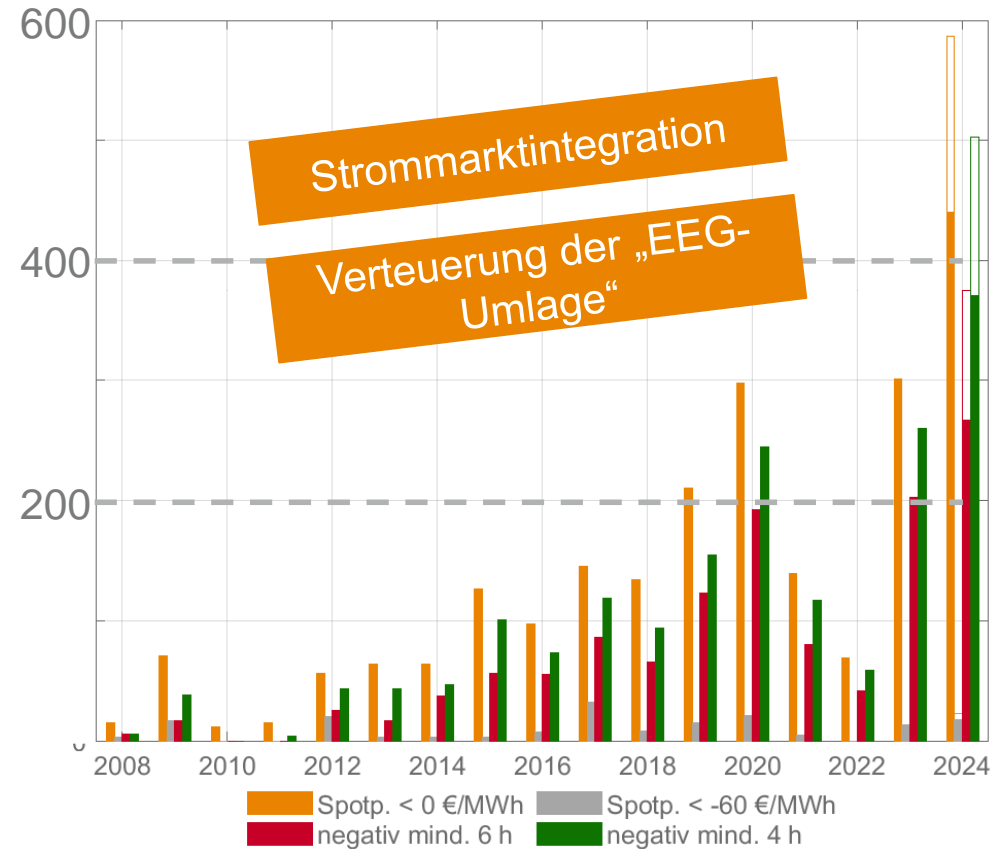
1. Warum reden wir über CfDs?

Zwei wesentliche Treiber

„Wenn Absicherung, dann auch Rückzahlung“ (Erlösabschöpfung)



Markteffizienz – keine Anreize für Produktion bei negativen Preisen

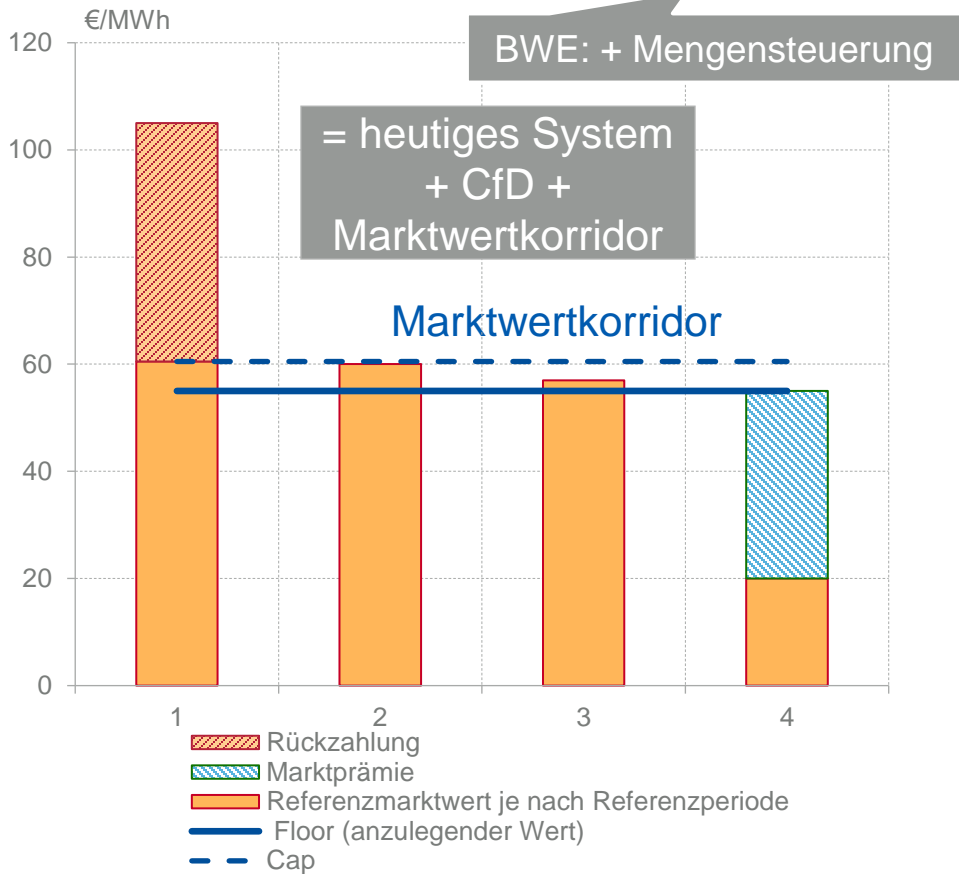


2. Produktionsabhängige CfDs (Option 1 & 2)

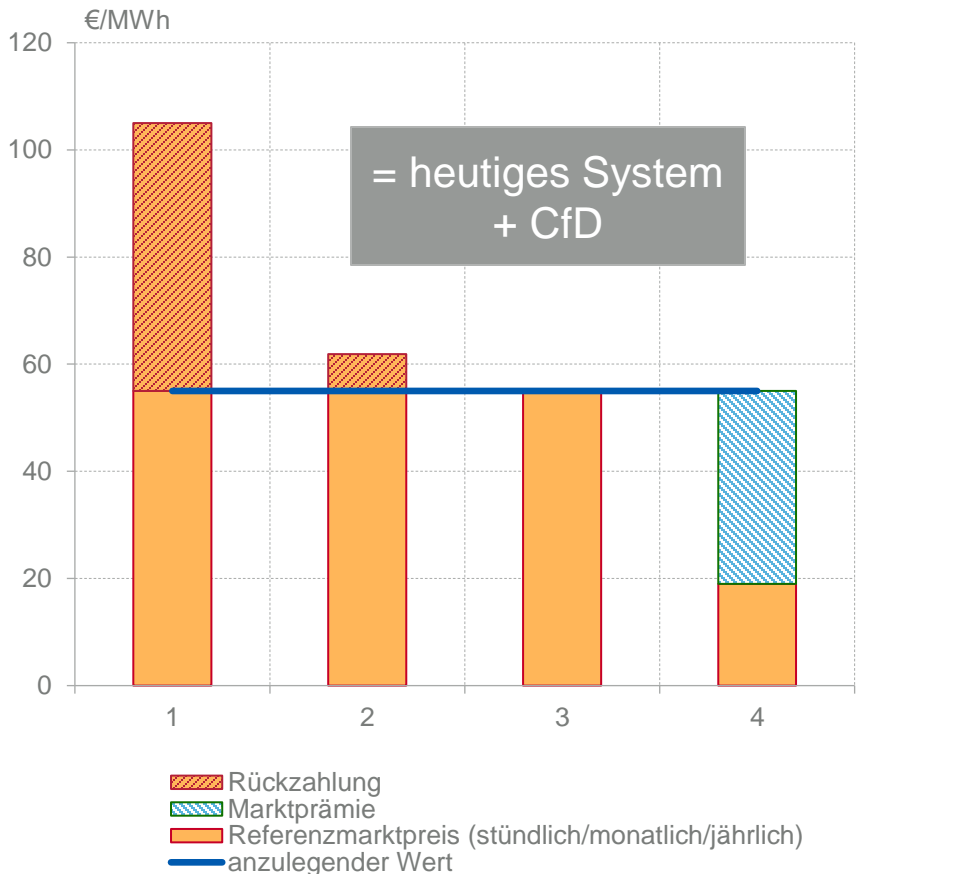
4 Fallbeispiele bei den Optionen 1 und 2

Abrechnungsrelevant sind immer die projektspezifischen Mengen (produktionsabhängige Optionen)

Produktionsabhängige Option 1

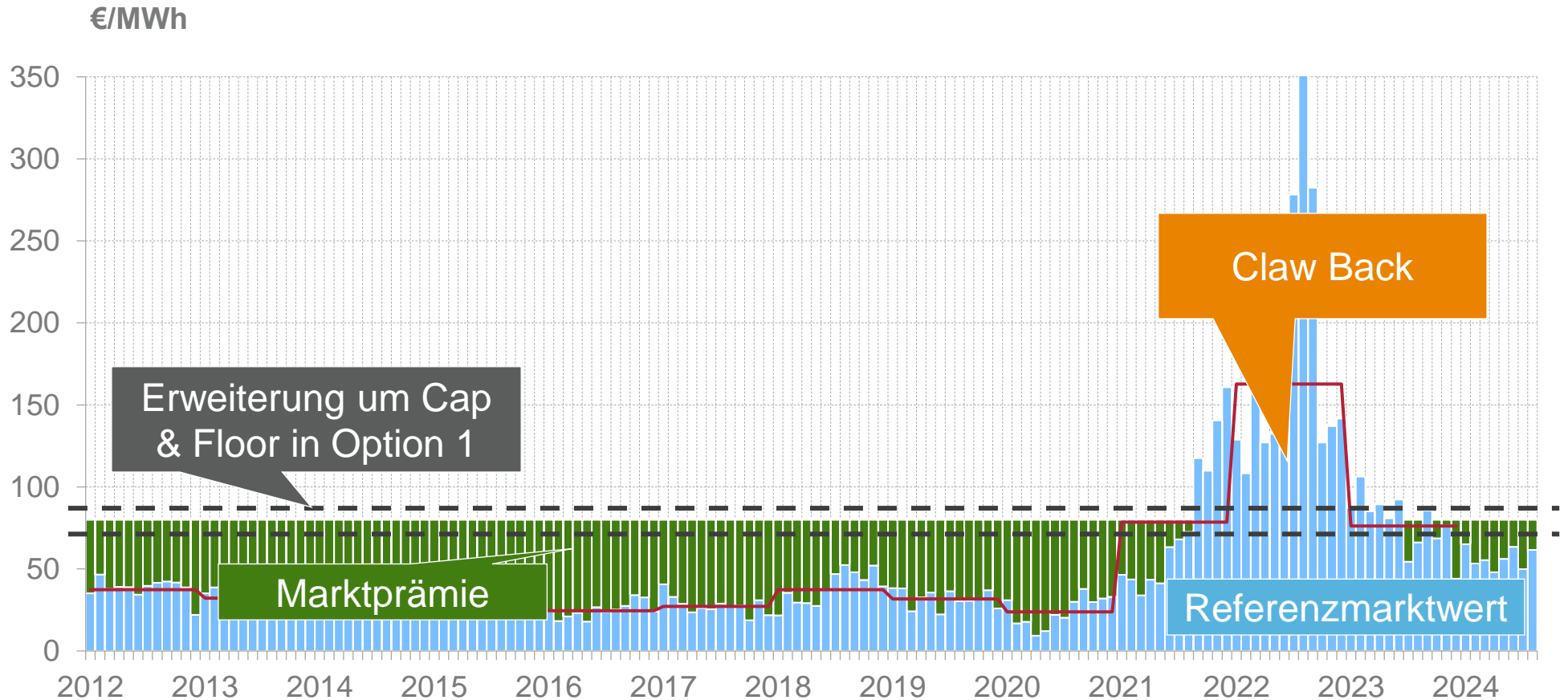


Produktionsabhängige Option 2



Zwei wesentliche Treiber

„Wenn Absicherung, dann auch Rückzahlung“ (Erlösabschöpfung)



Zwischenfazit – Wirkung auf „-“ Preise und Claw Back

Reaktion auf bzw.
Vermeidung
„-“ Preise

Claw Back



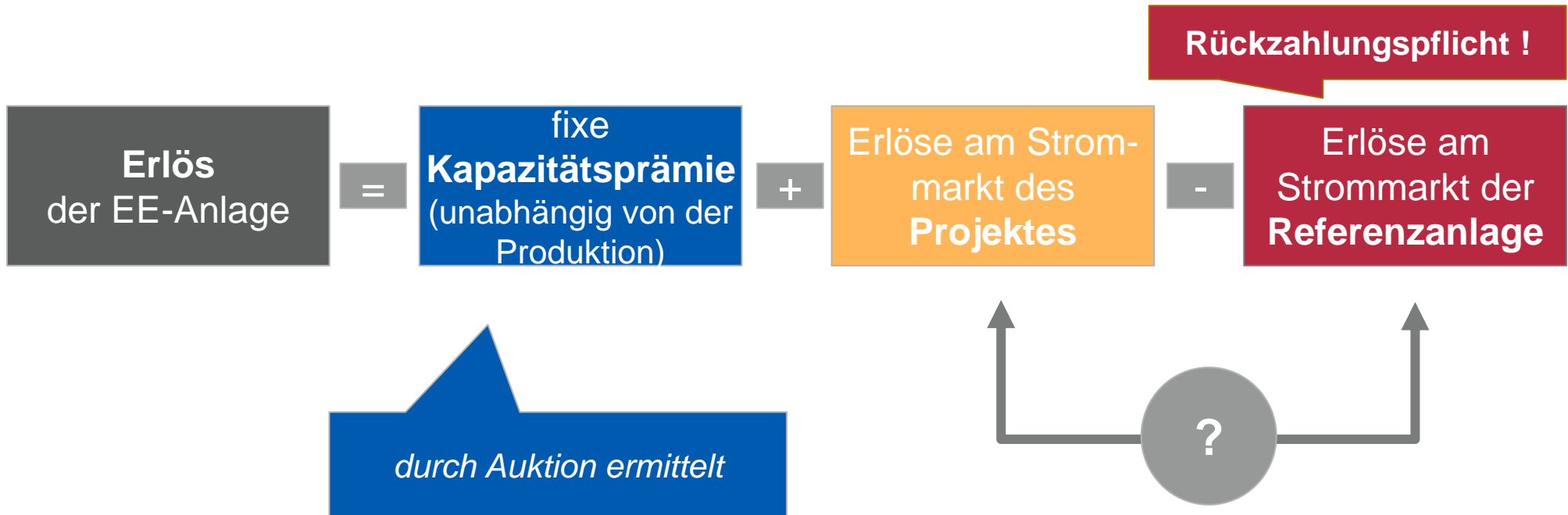
Konsequenzen
(aus Sicht
BMWK)

- Produktionsabhängige Optionen 1 und 2:
 - Zusatzregelungen analog § 51 notwendig
 - Wirkung einer Mengensteuerung zu prüfen
- Produktionsabhängige Optionen 1 und 2:
 - Zusätzliche Regelungen erforderlich, um ein Unterlaufen einer Claw Back Regelungen zu verhindern (siehe „Strompreisbremse“ 2022)
 - Könnte ggf. durch Abrechnungszeiträume von 1h „geheilt“ werden
- Daher Produktionsunabhängige Optionen 3 und 4
 - Zusätzliche Regelungen nicht erforderlich

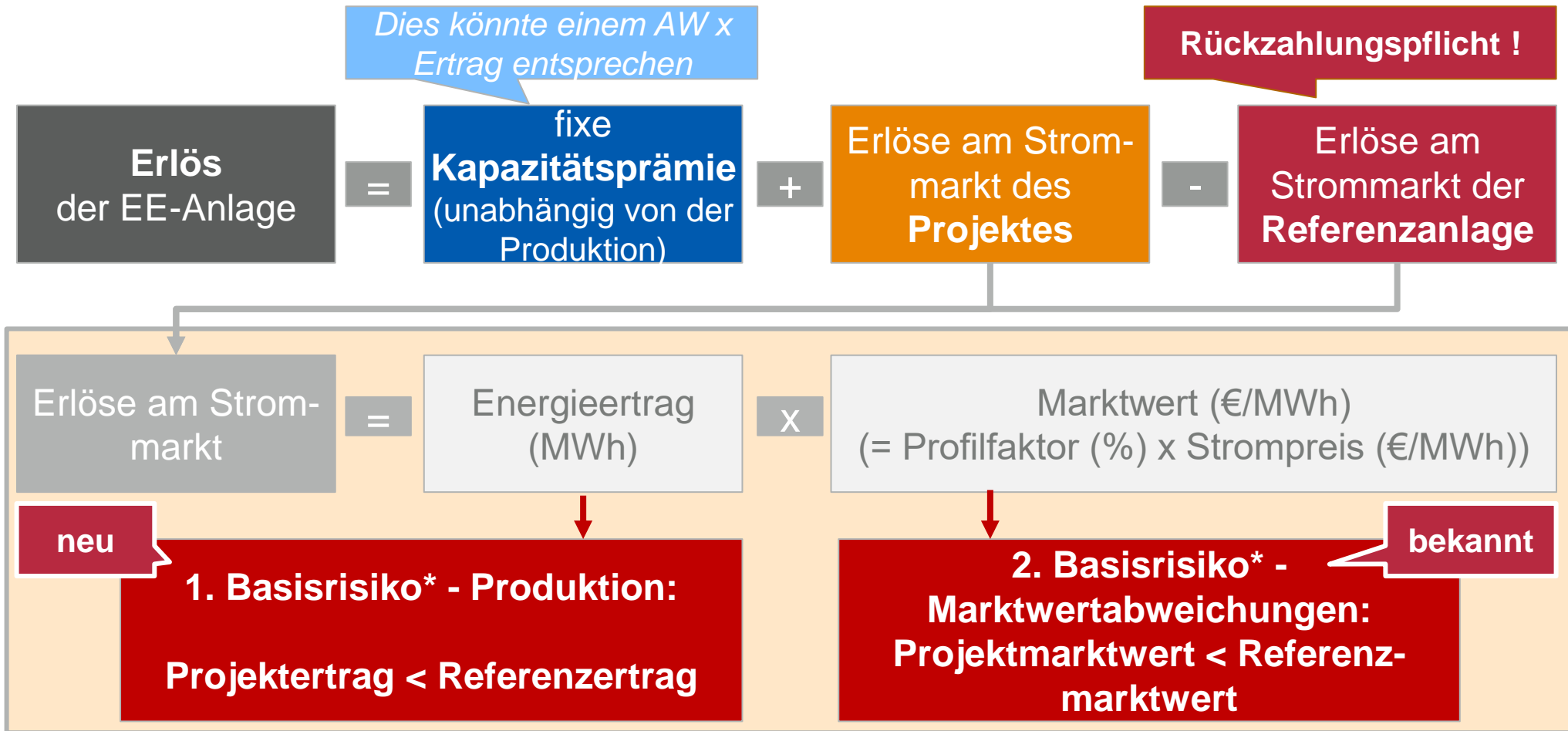


3. Produktionsunabhängige CfDs (Option 4) - Wirkungsweise und Herausforderungen

Option 4 – Mechanismus und Bausteine



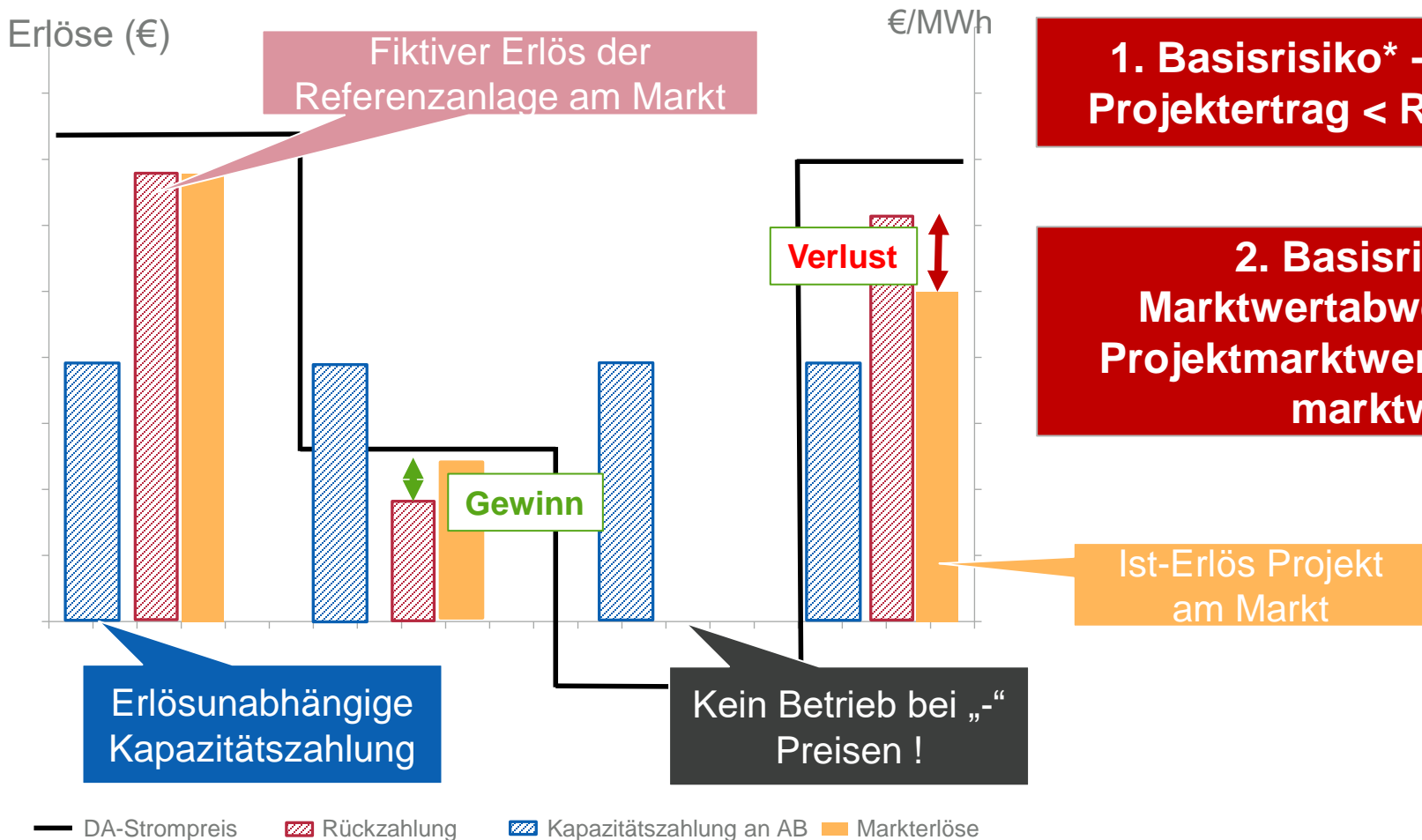
Option 4 - Mechanismus und Bausteine



* Hinweis: Abweichungen könnten auch nach oben gehen und damit Mehrerlöse generieren

Option 4: Kapazitätszahlung

Zahlungsströme in 4 Beispielfällen



1. Basisrisiko* - Produktion:
Projektertrag < Referenzertrag

2. Basisrisiko* -
Marktwertabweichungen:
Projektmarktwert < Referenz-
marktwert

Ist-Erlös Projekt
am Markt

Erlösunabhängige
Kapazitätszahlung

Kein Betrieb bei „-“
Preisen !

Beispielhaft: Wirkung Option 4

Annahmen: Jahres-Kapazitätsprämie = Anzulegender Wert (80 €/MWh) x Jahresertrag;
Referenzertrag 10.000 MWh

Risiko: sehr hohe Marktwerte (siehe 2022)

Annahme: Referenzmarktwert = 120 €/MWh

Option 4 - fixe Kapazitätsprämie Werte in €	Referenz	Beispielprojekt		
		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Referenzertrag in MWh	10.000			
Referenzmarktwert in €/MWh	120			
Projektertrag zu Referenzertrag		100%	90%	90%
Projektmarktwert zu Referenzmarktwert		100%	100%	95%
1. Kapazitätsprämie Projekt, unabhängig von Produktion		800.000	800.000	800.000
2. Markterlöse		1.200.000	1.080.000	1.026.000
3. Rückzahlungsverpflichtung aufgrund Referenz	-1.200.000	-1.200.000	-1.200.000	-1.200.000
Markterlöse - Rückzahlung		0	-120.000	-174.000
Resultierender Erlös = 1 + 2 - 3		800.000	680.000	626.000
Result. Erlös in Relation zur Kapazitätsprämie		100%	85%	78%

2 Treiber für Basisrisiko

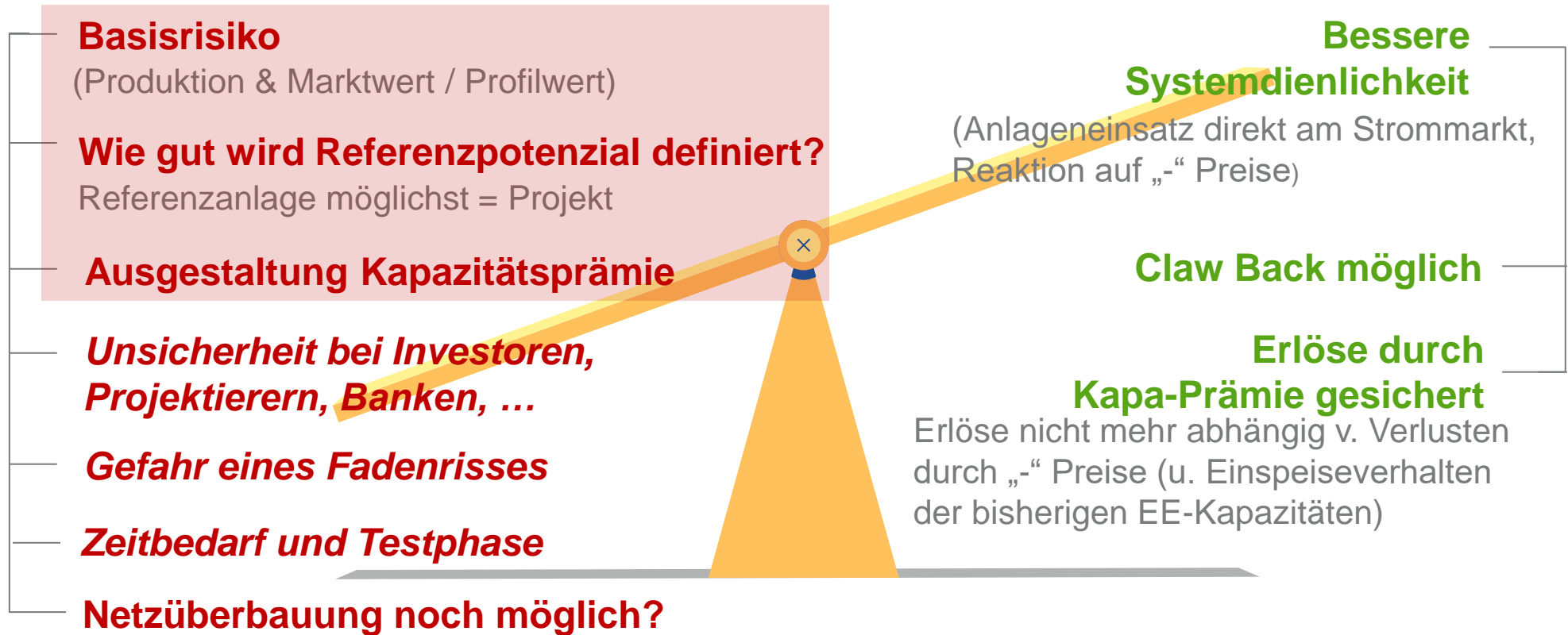
1. Differenz von Projektertrag zu Referenzertrag (MWh)
 2. Differenz von Projektmarktwert zu Referenzmarktwert (€/MWh)
- => Hier Beispiel für Basisrisiko: Erlösverluste von 22% ggü. Kapazitätsprämie

4. Fazit

Zusammenfassung in Bezug auf Option 4



Fazit - Gefahr einer Schieflage ist groß ...



Überwiegen die vermutlichen Markteffizienzvorteile die Risiken eines Fadenrisses?

Zeitbedarf notwendig; stufenweises Anpassen sinnvoll ...



enervis energy advisors GmbH
Schlesische Str. 29-30
10997 Berlin
Germany
Fon +49 (0)30 695175-0
Fax +49 (0)30 695175-20

E-Mail kontakt@enervis.de

Ihre enervis-Referenten



**ECKHARD KUHNHENNE-
KRAUSMANN**

eckhard.kuhnhenne@enervis.de
+49 (0)173 610 97 60



DR. NICOLAI HERRMANN

nicolai.herrmann@enervis.de
+49 (0)170 788 88 02



KATJA RÖPER

katja.roeper@enervis.de
+49 (0)151 18559694





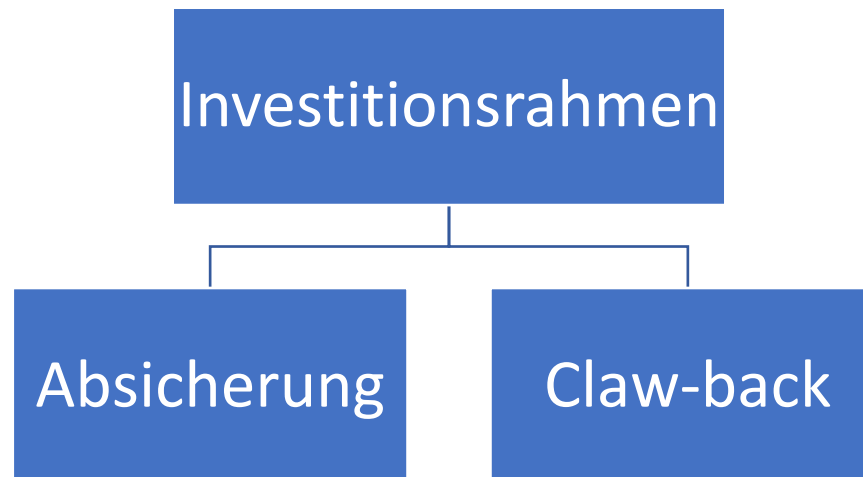
Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Investitionsrahmen für Wind und PV

Hintergrund

Hintergrund: Ab 2027 neuer Marktrahmen erforderlich, keine Förderung ohne Claw-back

- Ab 2027 angepasster Marktrahmen nötig: EU Vorgaben zu Claw-back aus EMD und Beihilferecht.
- Claw-back kann auch energiewirtschaftlich hilfreich sein, insb.:
 - Planbarere Erlösströme führen zu mehr Erlössicherheit (unsichere Erlöse werden getauscht gegen sichere Erlöse), geringere Kapitalkosten
 - Claw-back können marktsensibles Verhalten anreizen



Wachstumsinitiative der Bundesregierung zeigt Leitbild zur Zukunft der EE-Förderung

- Wachstumsinitiative der Bundesregierung:
 - EE schrittweise weiter in den Markt integrieren, Förderung läuft mit Ende der Kohleverstromung aus
 - Weiterer Hochlauf braucht zukunftsfähigen, verlässlichen und kosteneffizienten Investitionsrahmen
 - Alle Optionen des Optionenpapiers werden weiter betrachtet, Förderung als „Investitionskostenförderung (eigener Kapazitätsmechanismus)“
- Entspricht am ehesten Option 4 des Optionenpapiers: „Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag“
- Test des Instrumentes im Markt („Pilotausschreibungen“)

Kapazitätzahlung mit Refinanzierungsbeitrag

Produktionsunabhängige Investitionsrahmen: Risikoabsicherung und Marktintegration.

- Wind- und PV-Erzeuger sind ggü. Änderungen des Preisniveaus abgesichert.
- Wind- und PV-Erzeuger sind ggü. Mengenrisiken aus der Anzahl Stunden mit negativen Preisen abgesichert.
- Wind- und PV-Erzeuger sind ggü. Wetterrisiken abgesichert.
- Gleichzeitig vollständige Exposition ggü. allen kurzfristigen Marktpreissignalen. Anreiz, die Anlage vollständig auf die Marktpreissignale zu optimieren.
- Sonderregelungen zur Marktintegration können entfallen (z.B. bzgl. der Vergütung bei negativen Preisen).
- Höhere Erlössicherheit kann zu geringeren Kapital-, Investitions- und Förderkosten führen.

Risiko produktionsunabhängiger Investitionsrahmen: Fadenriss und Basisrisiko

- Weitreichende Systemumstellung kann zu Fadenriss führen
- Ausgestaltung des Referenzprofils ggf. administrativ aufwändig
- Neues Basis- oder Abweichungsrisiko für Betreiber, dass die eigene Anlage anders vom Referenzprofil abweicht als erwartet (Auswirkungen auf Bankability, Finanzierungskosten etc.).
- Systemdienliche Anlagenauslegung kann durch Fokus auf reine Kapazität beeinträchtigt werden.

→ Ausgestaltung des Instruments ist zentral

Ausgestaltungsfragen – Werkstattbericht

Aktuell drei Themen in der Werkstatt:

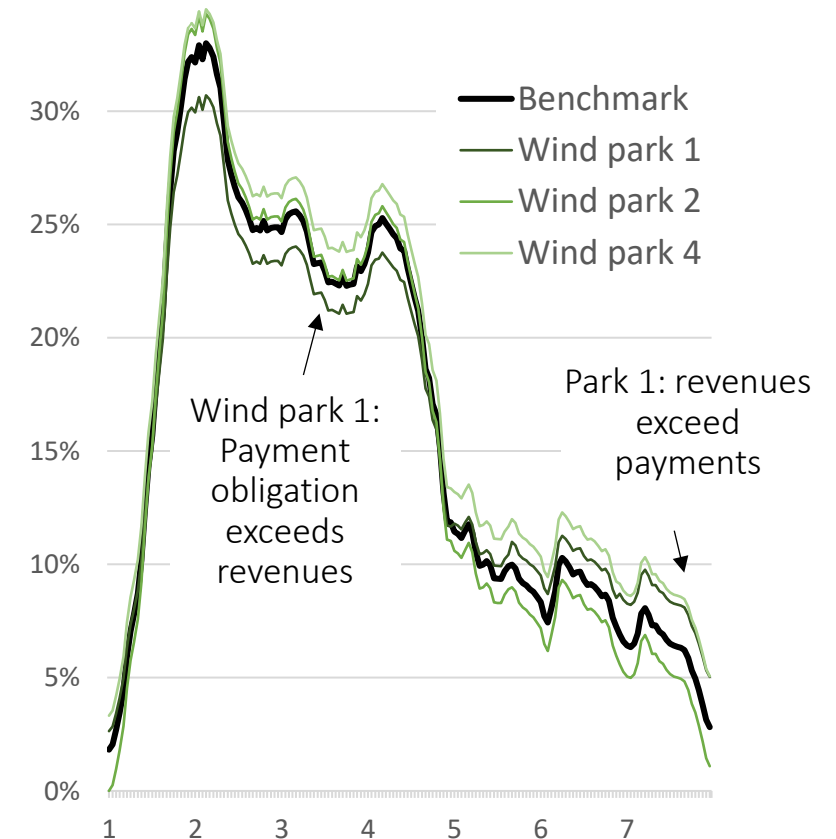
1. Definition der Kapazität: Anreize für systemdienliche Anlagen
2. Ausgestaltung des Referenzprofils
3. Standortkorrektur

Definition der Kapazität: Fehlanreize vermeiden

- Vermeiden: Kapazitätszahlung rein je MW Nennleistung
 - Generiert Anreize, nur die Generatorleistung zu maximieren
 - Spitzenlastigkeit verursacht mehr Probleme (Netzengpässe) und schafft weniger Wert (Stromerzeugung bei Schwachwind)
- Daher Korrektur der Kapazität um relevante technische Parameter wie Rotordurchmesser und Nabenhöhe
 - De facto Skalierung mit erwarteten Volllaststunden
 - Korrekturfaktor je Turbinentyp („Typenqualifikation“), z.B. typenspezifisches TR2-Gutachten, heute für Referenzertrag genutzt
 - Projektunabhängig, standortunabhängig

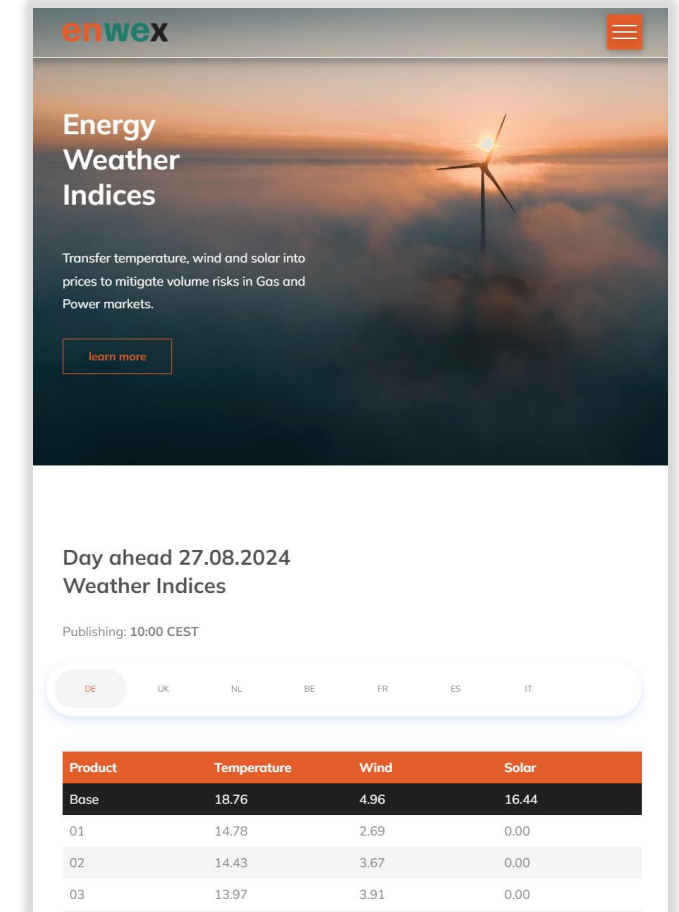
Basis für Rückzahlung ist ein Referenzprofil (Benchmark)

- Schätzung der stündlichen Produktionsmöglichkeit des Windparks – nicht: die tatsächliche Produktion
- Idealfall: transparentes und einfaches Verfahren, dass die tatsächliche Produktionsmöglichkeit gut abschätzt, ohne vom Windpark beeinflussbar zu sein
- Drei Optionen für das Referenzprofil
 - Option 1: Anlagenscharfe Messung (Anemometer, AAP) – Parkverschattung schwer zu berücksichtigen, komplex, fehleranfällig
 - Option 2: Durchschnittliche Einspeisemenge aller Anlagen je Technologie – ändert sich im Zeitablauf
 - Option 3: Anhand eines Wettermodells



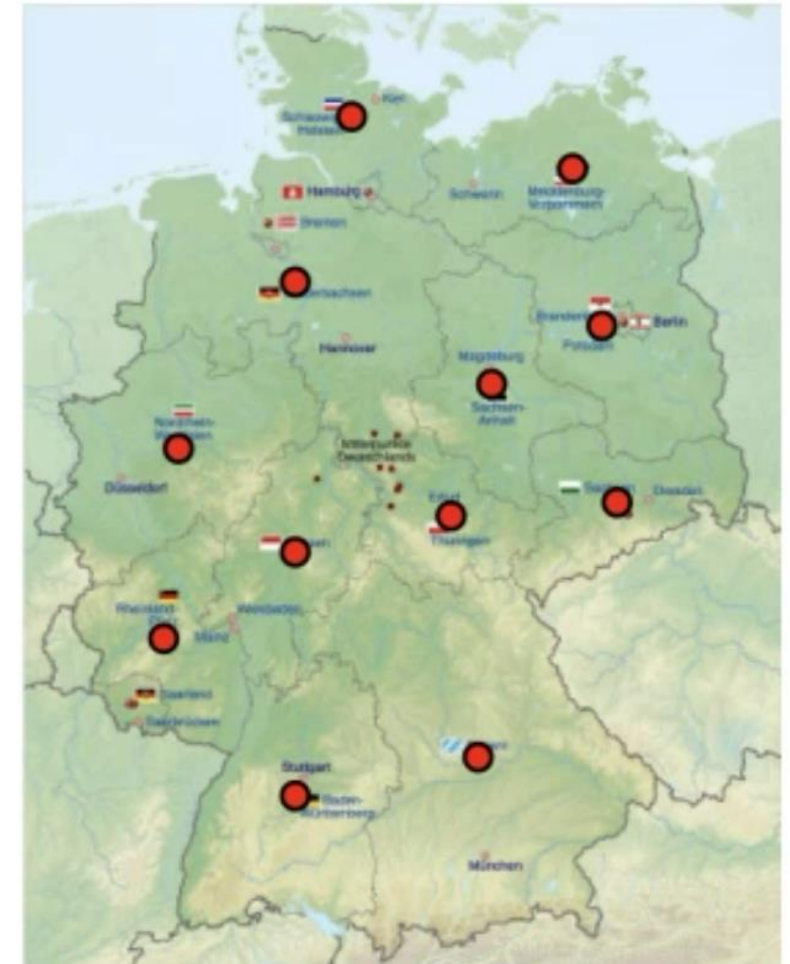
Wettermodell kann zur Abschätzung des Referenzprofils genutzt werden

- Abschätzung der Produktionsmöglichkeiten auf Basis eines Wettermodells
 - Relevante Wetterdaten aus Re-Analyse Wettermodell, z.B. Windgeschwindigkeit
 - Umrechnung in Referenzprofil (MW) durch (ggf. generische) Leistungskennlinie(n)
- Beispiel: ERA5-Wettermodell
 - Öffentliche Daten, transparente Methodik, auf Dauer verfügbar (ECMWF)
 - Wird am Strommarkt für Prognosen und Handel verwendet
 - Vielzahl an Wetterparametern sowohl für Wind als auch Solar
- Geographische Auflösung
 - Ein nationales Referenzprofil denkbar – oder mehrere Regionalprofile



Wettermodell: Beispiel enwex-Indizes

- Deutschlandweites Erzeugungspotenzial
 - Basierend auf ECMWF ERA5-Datensatz (~28km x ~18km)
 - Mittelwert der Erzeugungspotenziale am geografischen Mittelpunkt der Bundesländer, gewichtet mit installierter Leistung
 - Einfach nachvollziehbare Formel (in Excel implementiert und transparent veröffentlicht)
 - Wenige transparente Parameter definieren gesamten Index
- Wird für Handelsprodukte verwendet (Wind, Solar, Temperatur-Produkte)



Regionale Differenzierung zur Korrektur der Standortgüte erforderlich

- Förderung wird regional differenziert
 - Heute: Referenzertragsmodell
 - Motivation: Zubau deutschlandweit ermöglichen (daneben auch: Entlastung des Übertragungsnetz)
 - Aber: nicht vollständig egalisieren – Anreize für wind-stärkere Standorte sollen erhalten bleiben

Zur Korrektur der Standortgüte könnte z.B. ein Windatlas verwendet werden

- Wie kann die Standortgüte objektiv, transparent und bürokratiearm bestimmt werden?
- Verschiedene Optionen zur Bestimmung der Standortgüte
 - Wettermodell (ERA5) relativ grob aufgelöst (Auflösung 30km x 30km)
 - Individuelle Gutachten (TR6) von Methodik und Wahl des Gutachters beeinflussbar – ex-post Korrektur zu vermeiden (Fehlanreize)
 - Vielversprechend: Windatlas (Beispiel Anemos 25m x 25m)



Korrektur von Kapazitäts- und/oder Rückzahlung um die Standortgüte

- Drei Optionen zur regionalen Differenzierung
 - Höhere Kapazitätzahlung für windschwächere Standorte
 - Niedrigere Rückzahlung für windschwächere Standorte
 - Beides anpassen: windschwache Standorte erhalten weniger Kapazitätzahlung, müssen aber noch weniger zurückzahlen
- Beispiel für Korrektur von Kapazitätzahlung und Rückzahlung:
 - Rückzahlung wird voll korrigiert (60% erwarteter Ertrag = 60% Rückzahlung)
 - Kapazitätzahlung wird teilweise korrigiert
 - So wird überall Zubau ermöglicht, aber Anreize für bessere Standorte bleiben erhalten

Ausblick

Weiteres Vorgehen

- „Große“ Reform muss spätestens zum 1.1.2027 in Kraft getreten sein
- Kurzfristig: Pilotausschreibungen zur Erprobung der Investitionskostenförderung (eigener Kapazitätsmechanismus), spätestens in 2026
 - Verordnungsermächtigung im EEG (wird vrs. im weiteren Verfahren über das EnWG noch in diesem Jahr eingebracht)
 - Verordnungsgebungsverfahren 1. Hj. 2025