



Kurzimpuls zur Energiewende

Entwicklung der Marktwerte Erneuerbarer Energien an der Strombörse

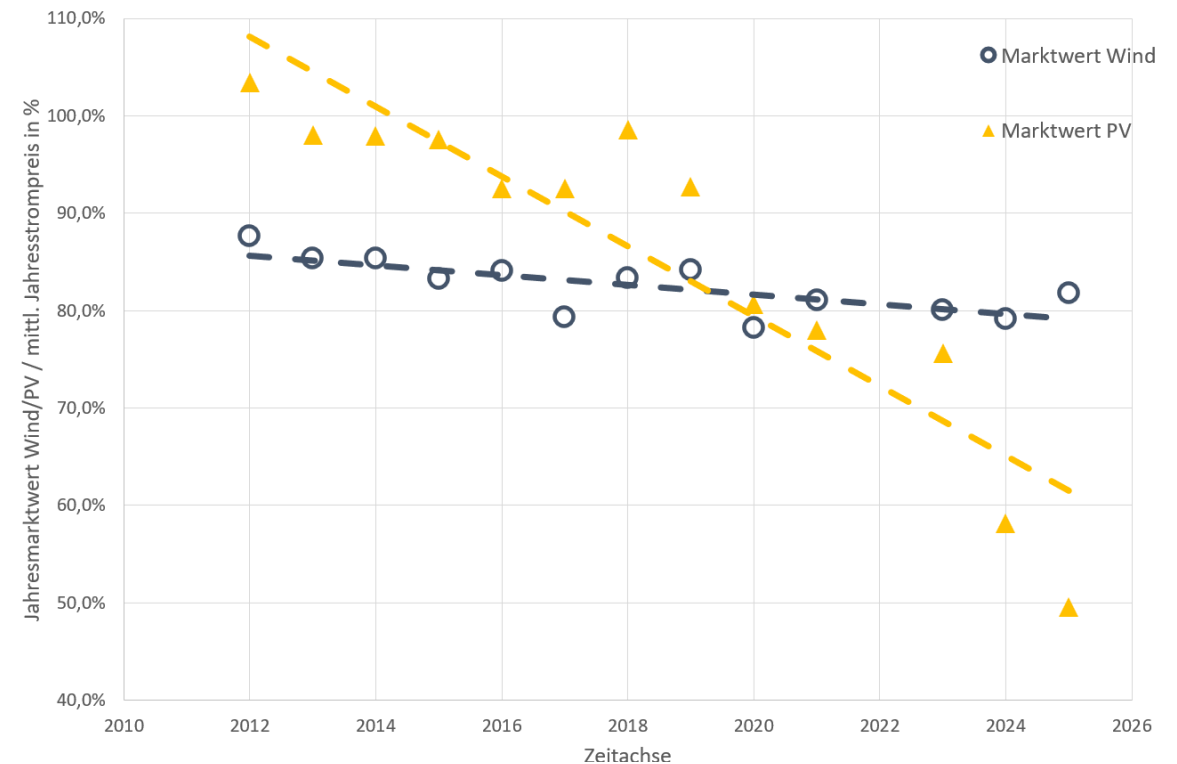
Herausforderungen

- Der Marktwert von Wind und PV sinkt seit Jahren gegenüber dem mittleren Marktniveau.
- Ist das Marktniveau niedrig, sind weder ein Weiterbetrieb noch Neuanlagen außerhalb der Förderung wirtschaftlich.

Lösungen

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Stabilisierung der Marktwerte Erneuerbarer Energien.

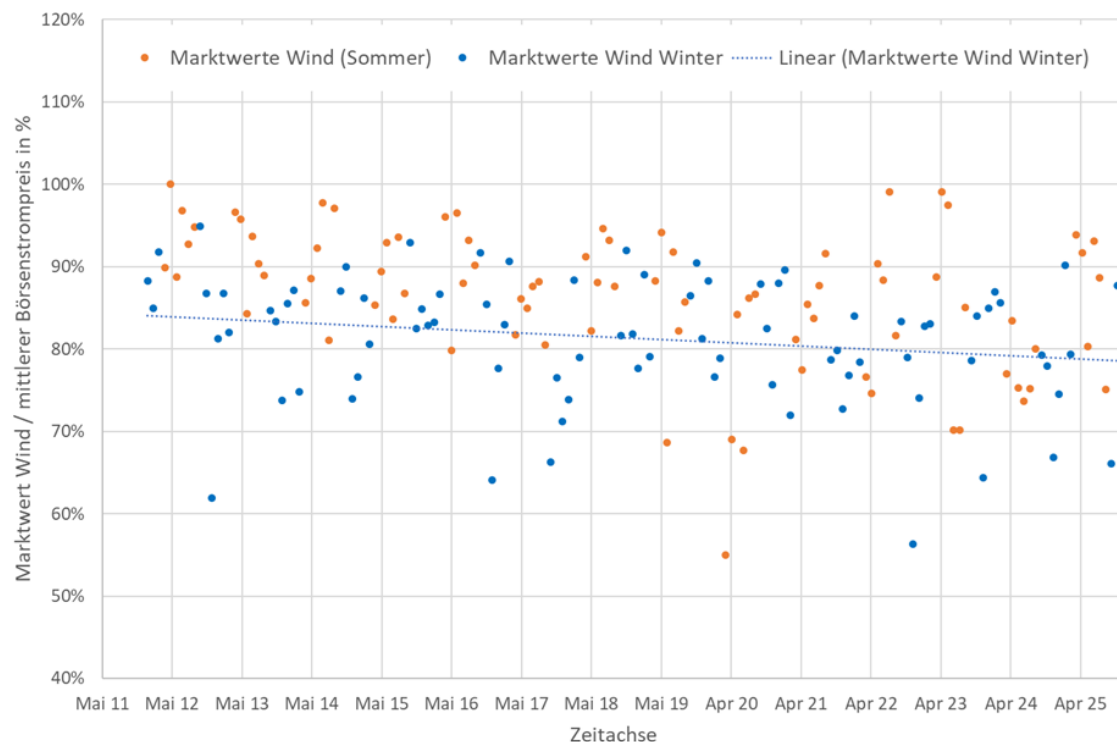
Jahresmarktwerte Wind/PV



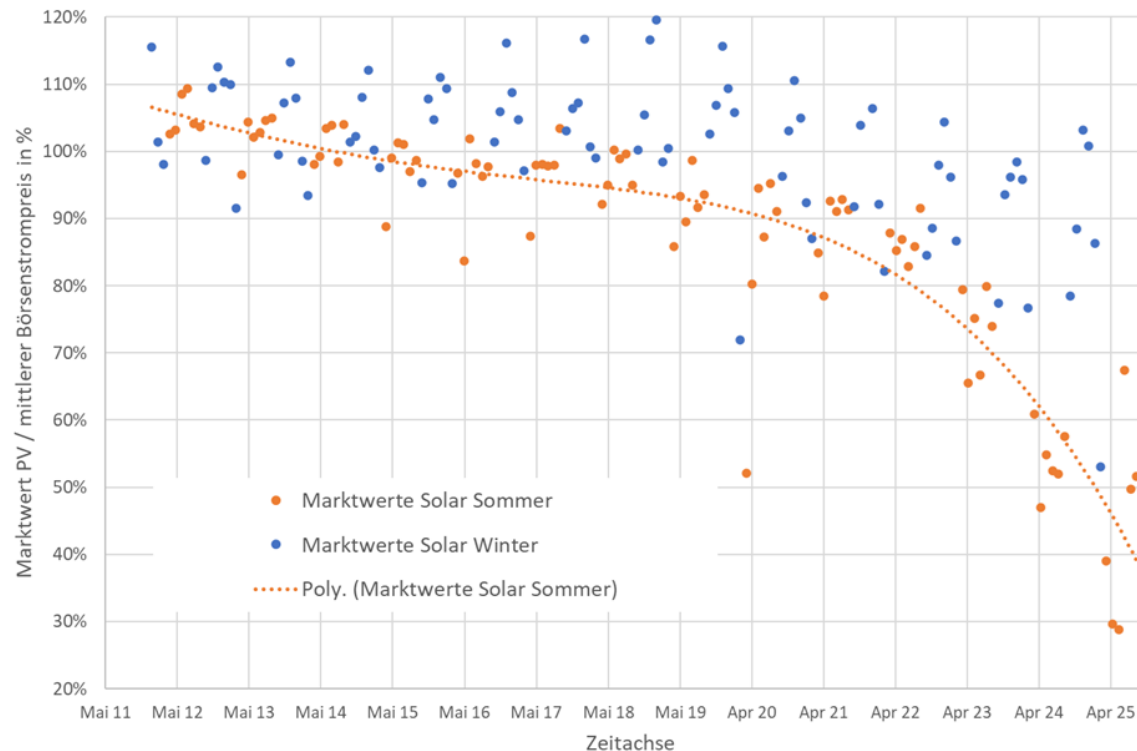
Marktniveau und Marktwerte EE

Entwicklung der letzten 10 Jahre

Entwicklung Marktwerte Wind Onshore



Entwicklung Marktwerte Photovoltaik



Der market capture value der Erneuerbaren Energien sinkt ohne ausreichende Flexibilitäten immer weiter. Dabei ist dieser Effekt bei der PV deutlich stärker als bei der Windenergie Onshore.

Entwicklung nicht vergüteter Strommengen innerhalb einer EEG Förderung

In Zeitfenstern* negativer Strompreise erhalten neue Anlagen keine Förderung im EEG
(siehe §51 EEG 2021).

Entwicklung §51 Mengen

- Starker Anstieg der nicht vergüteten §51 EEG-Energiemengen in den letzten Jahren.

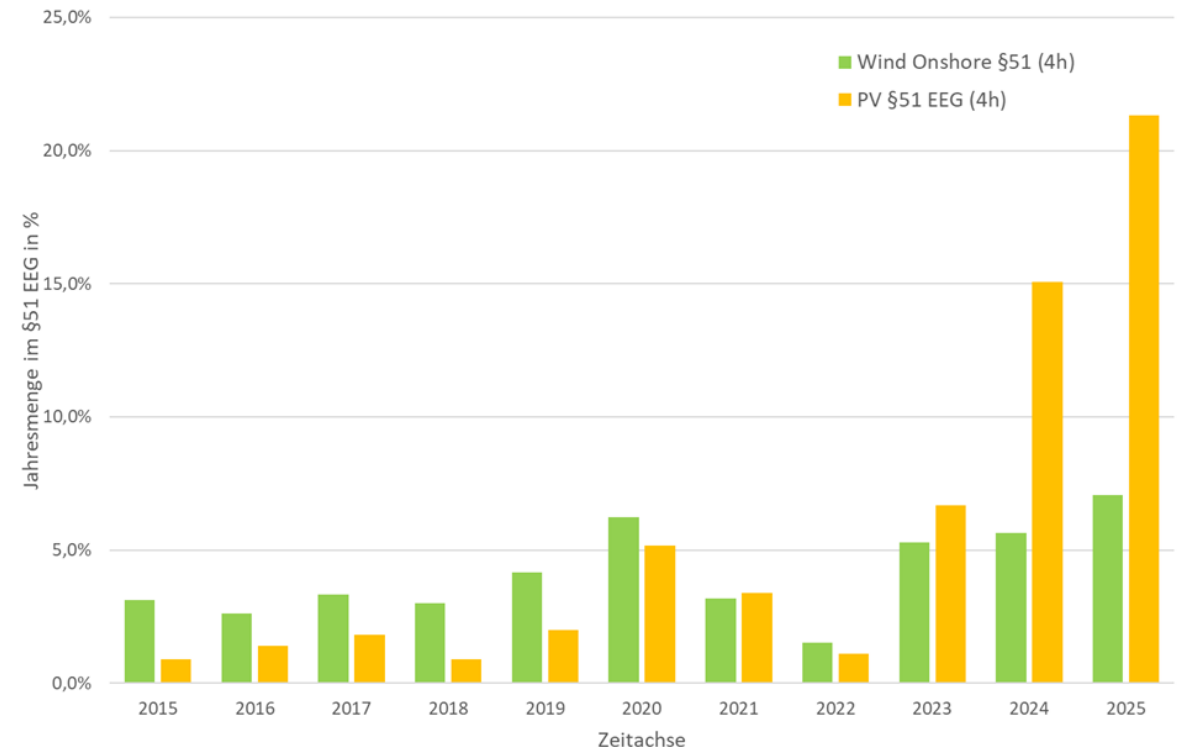
Herausforderung

- Aufgrund des klimapolitisch notwendigen EE-Ausbaus würde ohne die Schaffung ausreichender Flexibilitäten der §51 EEG Rahmen die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien gefährden.

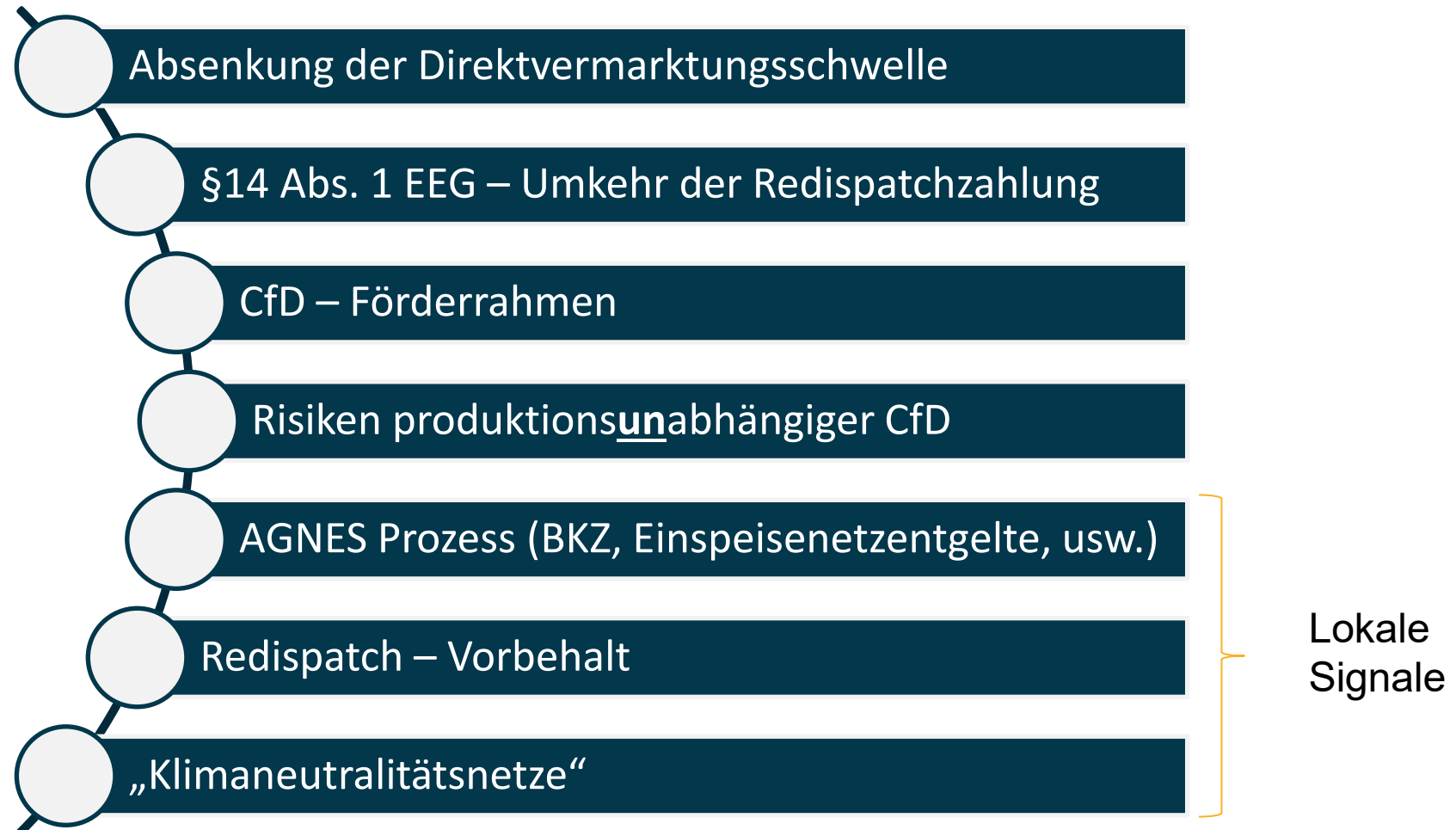
Lösung

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Verhinderung negativer Strompreise.

Nicht vergütungsfähige erneuerbare Strommengen

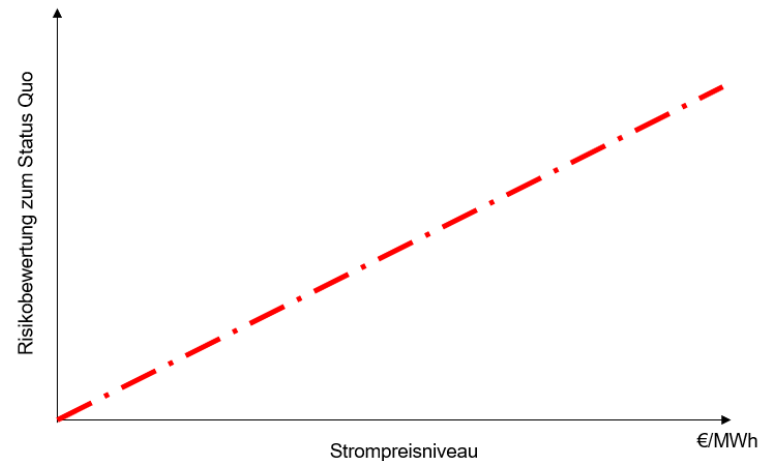


Was steht aktuell auf der pol. Agenda?

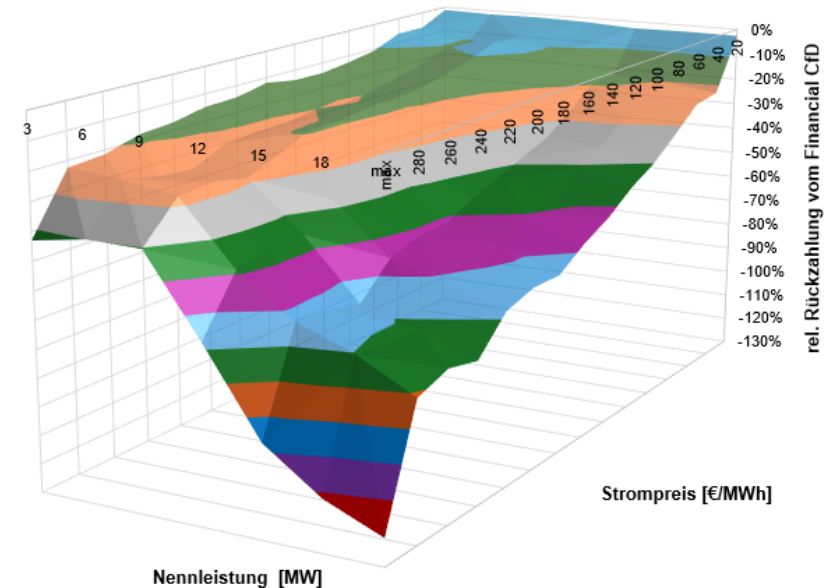


Risiken aus produktionsunabhängigen CfD auf Basis des **financial CfD** mit über 100 Windparks über 3 Jahre

Qualitativ



Quantitativ



Es wird aufgrund der Rückzahlungsstruktur am Spotpreis klar, dass zur Risikobewertung nicht nur die Differenzmengen sondern auch die Spotpreise (bzw. Spotpreisniveaus) über die Förderdauer bekannt sein müssen.

Aufbau eines hybriden CfD

Die Zeitfenster werden eingeteilt in „gewöhnliche“ und „problematische“ Stunden.

In „problematischen“ Stunden gibt es keine Vergütung, dafür wird in den „gewöhnlichen“ Stunden der anzulegende Wert hochskaliert.

Bsp.: Basierend auf der Online-Hochrechnung (OHR) wird ermittelt, dass in einem Jahr 50% der Energiemengen in „problematischen“ Stunden lagen. Daher wird der anzulegende Wert in den anderen 50% der Zeit verdoppelt.

Das Risiko besteht zwischen der Verteilung auf OHR Ebene und der realen Verteilung auf den Windpark / Solarpark.

Kurzbeschreibung Risiken produktionsunabhängiger CfD am Beispiel für Wind Teil 1

Standort

Liegt die Anlage in Regionen mit vielen anderen Anlagen der gleichen Technologie oder nicht?

Anlagentyp

Ist mein Einspeisungsverhalten in Schwachwindzeiten besser oder schlechter als der bundesweite Durchschnitt?

Nabenhöhe

Je höher meine eigene NH ist als der Bundesweite Durchschnitt ok, doch andersherum schlechter.

Alter der Anlage

Je älter die Anlage ist umso mehr wird sie durch neuere Anlagen unter den Mittelwert (siehe Anlagentyp, Nabenhöhe) gedrückt. Somit ist klar, dass nach 8 – 10 Jahren meine Anlage nur noch Durchschnitt oder schlechter ist.

Eigenverbrauch / Direktleitung zur Industrie

Der Eigenverbrauch reduziert anteilig viel stärker meine Einspeisung in anreizunproblematische Stunden und ist somit wiederum eine Verschlechterung des eigenen Mengenanteils in diesen Stunden.

➔ Kaum Erreichen der geplanten EEG Erlöse

Parkverdichtung / Parklayout

Der Parkabschattung ist vor allem in windschwachen Zeitfenstern, und somit in anreizunproblematische Stunden am größten.

➔ Verschlechterung des eigenen Mengenanteils in diesen Stunden und somit kaum Erreichen der geplanten EEG Erlöse

Kurzbeschreibung Risiken produktionsunabhängiger CfD am Beispiel für Wind Teil 2

BIMSCH-Auflagen

Häufig passieren BIMSCH-Auflagen in Schwachwindzeiten (z.B. Fledermausabschaltung, Schattenwurf, usw.) und liegen somit in anreizunproblematischen Stunden. Somit verschlechtert ein solcher Park seine Energiemengenverteilung gegenüber der ÜNB-Hochrechnung genau in den Zeiten in denen eigentlich die Auszahlung ansteht.

➔ Der AB kann selbst mit Korrekturfaktor auf den AZW nicht seine benötigte Vergütung erhalten.

Begehungen und Wartungen

So gut wie alle Begehungen und Wartungen kommen ebenfalls nur in windschwachen Zeiten aufgrund von Sicherheitsauflagen vor. Dies sind in den überwiegenden Fällen gekennzeichnet durch positive Strompreise und somit in anreizunproblematischen Stunden. Somit verschlechtert ein solcher Park seine Energiemengenverteilung gegenüber der ÜNB-Hochrechnung genau in den Zeiten in denen eigentlich die Auszahlung ansteht.

➔ Der AB kann selbst mit Korrekturfaktor auf den AZW nicht seine benötigte Vergütung erhalten.

Produktionsunabhängige CfD führen zu deutlich erhöhten Risiken für die Anlagenbetreiber und Investoren und werden voraussichtlich die Akteursvielfalt drastisch einschränken.

Lösungsansätze für den Förderrahmen der EE ab 2027

Die 10 Gebote einer sinnvollen Ausgestaltung eines CfD-Förderrahmens

Sinnvolle Ausgestaltung

1. Abschöpfung nach realen Erlösen
2. Monatliche Basis der Abschöpfung
3. Benötigter Cap & Floor mit Puffer
4. Berücksichtigung von Kostensteigerungen
5. Eigenverbrauch berücksichtigen
6. Wechselmöglichkeiten für EE
7. Herausnahme von Kleinstanlagen (deminimis Regel)
8. Vereinfachte „0“ Meldungen
9. Abschöpfung nicht bei ausgeförderten Anlagen
10. Umstellung zeit- in eine mengenbasierte Absicherung

Ziel

1. Vermarktung an allen Märkten möglich (u.a. PPA)
2. Geringe Liquiditätspuffer notwendig
3. Markt- und netzdienliche Investitionen möglich
4. Reduzierung von Finanzierungsrisiken und -kosten
5. Akteursvielfalt beibehalten, Akzeptanzsteigernd
6. Alle Märkte beispielbar machen
7. Aufwand reduzieren
8. Unnötigen Mehraufwand verhindern
9. Längere Betriebslaufzeiten von Altanlagen
10. Verhinderung negativer Strompreise, einfachere und risikoärmere Finanzierung.

Mengenförderung

Ausgestaltung, Vorteile, Nachteile

Ausgestaltung

Erneuerbare Energien erhalten ein Stromkontingent**, welches über die Betriebszeit der Anlage vergütungsfähig ist.

Vorteile

- Keine negativen Strompreise und §51 EEG Mengen
- Verringerte Einspeisung aus schlechten Wetterjahren oder Reparaturstillstände können nachgeholt werden
- Risiko der Windhöffigkeit bzw. Performance Ratio bei PV oder Naturschutzauflagen wird negiert
- Eingeplante Risikopuffer (u.a. P90) werden reduziert / negiert
- Deutlich höhere Marktwerte / geringere Differenzkosten

Nachteil

Ca. 4 Promille der Jahreseinspeisung werden verlagert oder nicht eingespeist.*

Bei Redispatch-Standorten wäre eine Wahlmöglichkeit zur direkten Entschädigung dieser Redispatch Mengen potenziell sinnvoll.

* Laut Fraunhofer Berechnung der Strommarktdesignstudie die absolute Veränderung der abgeregelten Strommengen zwischen Basis- und Reformszenario

** Bei Wind über den in der Ausschreibung angesetzten Strommengen. Bei PV könnte aus Vereinfachungsgründen ein Pauschalwert von 1.000 h/a angesetzt werden oder ein spezifischer Pauschalwert hinsichtlich Ausrichtung und Anstellwinkel.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

German Renewable Energy Federation

Dr. Matthias Stark
Leiter Erneuerbare Energiesysteme
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Tel 030 275817022
Mobil 0151 17123012
E-Mail matthias.stark@bee-ev.de
www.bee-ev.de

