

Marktprämien 2.0

Weiterentwicklung der Marktprämienförderung unter Einbeziehung der Rolle von PPAs

G. Resch, C. Monsberger, F. Schöniger, D. Schwabeneder, F. Hasengst,
L. Liebmann, W. Ponweiser
(AIT Austrian Institute of Technology)

L. Szabó, A. Diallo, A. Vékony, B. Dézsi, K. Varga, M. Bartek-Lesi,
A. Mezősi *(REKK Regionális Energia- és Infrastruktúra-politik)*

J. Baumüller
(TU Wien, Institut für Managementwissenschaften)

Berichte aus Energie.Frei.Raum

3. Ausschreibung

08/2025

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung	4
2	Abstract.....	5
3	Ausgangslage.....	6
	3.1. Das bestehende Marktprämien-System in Österreich	7
4	EU-Vorgaben zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugung.....	9
5	Vergleich verschiedener CfD-Umsetzungen in Europa	11
	5.1. Vergleich der Förderdesigns auf europäischer Ebene	11
	5.2. Fallbeispiel Ungarn.....	14
	5.3. Fallbeispiel Spanien.....	15
	5.4. Fallbeispiel Vereinigtes Königreich	16
	5.5. Schlussfolgerungen CfD-Umsetzungen in Europa	17
6	Strompreistrends und künftige Marktwerte	20
	6.1. Historische Entwicklung von Strompreisen und Marktwerten.....	20
	6.2. Methode und Annahmen der Szenariomodellierung	21
	6.3. Ergebnisse der Modellierung von Strompreisen und Marktwerten	23
	6.4. Marktwerte und Marktwertfaktoren.....	24
	6.5. Schlussfolgerungen Strompreistrends und Marktwerte	25
7	Die Rolle von PPAs im Zusammenhang mit Fördersystemen	27
	7.1. Entwicklung von PPAs in Europa.....	27
	7.2. Treiber und Barrieren von PPAs in Europa	30
	7.3. Zusammenspiel PPAs und Fördermechanismen (CfD, Marktprämie)	31
	7.4. Risikoabsicherung von PPAs	33
	7.5. Schlussfolgerungen und Zukunftsperspektiven bzgl. PPAs.....	35
8	Allgemeine Finanzierungsbedingungen im Zusammenhang mit staatlichen Förderungen .	36
	8.1. Die Bedeutung des WACC-Konzeptes im Rahmen der Marktprämienregelung in Österreich...	36
	8.2. WACC und CAPM	37
	8.2.1. Das Konzept des WACC.....	37
	8.2.2. Das Konzept des CAPM.....	38
	8.3. Kapitalkostensätze in den bisherigen Gutachten zu Betriebs- und Investitionsförderungen zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)	44
	8.4. Zwischenfazit der allgemeinen Finanzierungsbedingungen.....	47
9	Weiterentwicklung des Marktprämiendesigns und Finanzierungsaspekte	49
	9.1. Einleitung und Ausgangssituation.....	49
	9.2. Vier Gestaltungsoptionen im Detail – inklusive qualitativer Bewertung.....	49
	9.2.1. Option A: Inkrementelle Anpassung (EAG 2.0).....	49
	9.2.2. Option B: Zweiseitige Differenzverträge (CfDs).....	50

9.2.3. Option C: Kapazitätsszahlungen auf jährlicher Basis	50
9.2.4. Option D: Kapazitätsszahlungen bei Errichtung.....	50
9.3. Quantitative Bewertung der Gestaltungsoptionen aus energiewirtschaftlicher Sicht.....	51
9.3.1. Windenergie	51
9.3.2. Photovoltaik.....	53
9.3.3. Gesamtbetrachtung.....	54
9.4. Negative Preise als wachsender Einflussfaktor	55
9.5. Steuerbare Erneuerbare und ihre Rolle in der Marktintegration.....	56
9.6. Implikationen der Lösungskonzepte auf die Finanzierung	57
9.6.1. Vorbemerkung: Differenzkontrakte vs. Marktpreisfinanzierungen	58
9.6.2. Alternativen A und B.....	59
9.6.3. Alternativen C und D.....	60
9.6.4. Zusätzliche Betrachtungen	61
9.6.5. Fazit der Auswirkung auf die Finanzierung.....	61
10 Ergebnisse und Schlussfolgerungen	63
11 Ausblick und Empfehlungen	65
12 Verzeichnisse.....	66

1 Kurzfassung

Der vorliegende Bericht, basierend auf dem Sondierungsprojekt „Marktprämien 2.0“, befasst sich mit der Weiterentwicklung des österreichischen Marktprämiensystems für erneuerbare Energien und untersucht dessen Auswirkungen auf Investitionssicherheit, Finanzierungskosten und die Systemintegration erneuerbarer Technologien.

Der beschleunigte Ausbau erneuerbarer Energien ist zentral für die Umsetzung der österreichischen Klima- und Energieziele. Damit Investitionen in Photovoltaik, Windkraft und andere erneuerbare Energien langfristig gesichert sind, muss das Förderregime so ausgestaltet werden, dass es sowohl Investitionsanreize als auch Marktintegration gewährleistet. Der europäische Rechtsrahmen sieht künftig die Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung durch zweiseitige Differenzkontrakte (Contracts for Difference, CfDs) vor, was möglicherweise Anpassungen des bestehenden Marktprämiensförderregimes in Österreich erforderlich macht. Die Forschungsfrage lautet daher: Wie muss das österreichische Marktprämiensystem weiterentwickelt werden, um Finanzierungssicherheit, Kosteneffizienz und Marktintegration zu verbinden?

Ziel der Studie ist es, das bestehende österreichische Marktprämiensystem kritisch zu evaluieren und Weiterentwicklungsoptionen aufzuzeigen. Dabei stehen die Aspekte Investitionssicherheit, Finanzierungskosten, Wettbewerbsfähigkeit sowie die Integration in den europäischen Energiemarkt im Vordergrund.

Die Analyse zeigt, dass das bestehende Marktprämiensystem nach dem EAG den Ausbau erneuerbarer Energien unterstützt hat, jedoch mittelfristig Schwächen aufweist und im Hinblick auf die EU-Vorgaben zu CfDs Anpassungen erforderlich sind. Im Rahmen des Projekts wurden vier mögliche Gestaltungsoptionen geprüft. Kurzfristig bietet sich eine vorsichtige Anpassung des bestehenden Modells (Option A) als praktikabler Weg an, um bestehende Schwächen abzufedern, während langfristig zweiseitige Differenzverträge (Option B) eine stabile Lösung für Investoren und den kontinuierlichen Ausbau erneuerbarer Energien darstellen könnten. Umfangreichere Systemwechsel wie Kapazitätzahlungen (Optionen C und D) erscheinen angesichts technischer, administrativer und rechtlicher Herausforderungen derzeit weniger realistisch. Ergänzend sollten negative Preise und die Integration steuerbarer erneuerbarer Energien stärker berücksichtigt werden, um Fehlanreize zu vermeiden, Erlössicherheit zu verbessern und die Systemflexibilität zu erhöhen. Besonders die aktuelle Regelung zu negativen Preisen (§ 15 EAG) wird kritisch gesehen, eine Reform erscheint sinnvoll, um Investitionsbereitschaft zu sichern und den Ausbau erneuerbarer Energien nachhaltig zu unterstützen. Ein weiterer zentraler Befund betrifft die notwendige Anpassung der Fördersystematik an die wachsende Rolle von Flexibilitätsoptionen und Speichertechnologien, um die Systemintegration erneuerbarer Energien zu sichern.

2 Abstract

The present report, based on the exploratory project “Market Premiums 2.0,” addresses the further development of Austria’s market premium system for renewable energies and examines its impacts on investment security, financing costs, and the system integration of renewable technologies.

The accelerated expansion of renewable energies is central to achieving Austria’s climate and energy targets. To ensure that investments in photovoltaics, wind power, and other renewable energies are secure in the long term, the support scheme must be designed to provide both investment incentives and market integration. The European legal framework will increasingly promote renewable electricity generation through two-sided contracts for difference (CfDs), which may require adjustments to the existing market premium support regime in Austria. The research question is therefore: How should Austria’s market premium system be further developed to combine investment security, cost efficiency, and market integration?

The aim of the study is to critically evaluate the existing Austrian market premium system and to identify potential development options, with a focus on investment security, financing costs, competitiveness, and integration into the European energy market.

The analysis shows that the current market premium model under the EAG has supported the expansion of renewable energies but exhibits weaknesses in the medium term and requires adjustments in light of the EU CfD framework. Within the project, four possible design options were examined. In the short term, a cautious adjustment of the existing model (Option A) appears to be a practical way to mitigate current weaknesses, while in the long term, two-sided contracts for difference (Option B) could provide a stable solution for investors and the continued expansion of renewable energies. More extensive system changes, such as capacity payments (Options C and D), appear less realistic at present due to technical, administrative, and legal challenges.

In addition, negative prices and the integration of controllable renewable energies should be given greater consideration to avoid distortions, improve revenue security, and enhance system flexibility. In particular, the current regulation on negative prices (§15 EAG) is viewed critically, and a reform seems advisable to secure investment readiness and sustainably support the expansion of renewable energies. Another key finding concerns the necessary adaptation of the support system to the growing role of flexibility options and storage technologies to ensure the system integration of renewable energies.

3 Ausgangslage

Die Gestaltung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien ist ein zentrales energiepolitisches Thema, das unmittelbare Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen, Ausbaupfade und die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt hat. Einerseits ist dies eng mit den europäischen Vorgaben zur Weiterentwicklung des Strommarktes verbunden, andererseits ergibt sich der Druck aus den stark schwankenden Bedingungen an den Energiemärkten selbst. Spätestens seit der Energiekrise infolge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine haben extreme Preisausschläge auf den Strommärkten gezeigt, dass vielerorts in Europa bestehende Fördermechanismen für erneuerbare Energien in ihrer jetzigen Form teils nicht mehr ausreichend sind, um langfristige Investitionssicherheit zu garantieren beziehungsweise eine bedarfsgerechte Vergütung zu ermöglichen. Ebenso kam von Stromkonsument:innen aus Industrie, Gewerbe und Haushalten Kritik an Fördermechanismen bzw. dem generellen Preisbildungsmechanismen in Strommärkten auf, da in Zeiten hoher Energiepreise ein hoher Anteil (geförderter) erneuerbarer Energie nicht immer eine preisdämpfende Wirkung zeigte.

Das im Jahr 2021 beschlossene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) schuf in Österreich die Grundlage für den weiteren Ausbau von Windkraft, Photovoltaik (PV), Wasserkraft und Biomasse. Im Zentrum des Gesetzes steht die Marktprämie als zentrales Förderinstrument. Dieses Modell sieht vor, dass die Differenz zwischen den an den Strombörsen erzielten Markterlösen und einem politisch festgelegten „anzulegenden Wert“ (azW) durch eine gleitende Prämie ausgeglichen wird. Liegen die Marktpreise unterhalb des azW, wird die Differenz als Förderung ausgezahlt; liegen sie deutlich darüber, muss ein Teil der Mehrerlöse zurückgeführt werden. Dieses Prinzip soll einerseits Investitionsschutz für Betreiber:innen bieten, andererseits verhindern, dass in Hochpreisphasen übermäßige Gewinne auf Kosten der Allgemeinheit erzielt werden (RIS, 2021).

In der Praxis hat sich dieses Modell bis dato bewährt. In den wenigen Jahren nach Einführung hat das EAG maßgeblich zum Ausbau erneuerbarer Energien beigetragen: Speziell im Bereich der PV sieht man dies bereits in den Ausbaumengen der vergangenen Jahre, aber auch bei der Windenergie und der Wasserkraft ist ein Fortschritt bemerkbar. Demnach wurde der heimische Windenergiemarkt aus dem „Winterschlaf“ erweckt und es befinden sich etliche Vorhaben in einem fortgeschrittenen Planungsstadium, obgleich die Vorlaufzeiten bis zur Inbetriebnahme deutlich länger sind als im Vergleich zur Photovoltaik. Der EAG-Evaluierungsbericht 2024 bestätigt diese Einschätzung und zeigt, dass das Marktprämienmodell maßgeblich zum Erreichen der Ausbauziele bei PV und Biomasse beigetragen hat, während bei Wind- und Wasserkraft weiterhin Nachjustierungen erforderlich sind (AEA & BMK, 2024).

Gleichzeitig zeigten sich jedoch schon bald Schwächen:

- Rückzahlungsmechanismus bei hohen Energiepreisen: Die Regelungen zum Rückzahlungsmechanismus gemäß § 11 (6) EAG sind wenig feinfühlig ausgestaltet, da Rückzahlungen abrupt einsetzen, sobald bestimmte Schwellenwerte überschritten werden (RIS, 2025).
- Negative Preise auf Strommärkten: Zudem berücksichtigen die Förderregelungen nicht das wachsende Problem negativer Strompreise, die vor allem in Zeiten hoher PV-Einspeisung und geringer Nachfrage auftreten. Für Betreibende bedeutet dies nicht nur den Verlust der

Marktvergütung, sondern auch den Wegfall der Förderzahlung, sodass ihre Erlöse ins Bodenlose fallen können.

- Europäische Vorgaben zur Ausgestaltung der Fördermechanismen: Parallel zu diesen nationalen Erfahrungen hat die Europäische Union eine umfassende Reform des Strommarktdesigns beschlossen, die ab 2027 für neue Projekte wirksam werden wird. Zentrales Element dieser Reform sind zweiseitige Differenzverträge, sogenannte Contracts for Difference (CfDs), siehe Kapitel 4. Sie sollen das Standardmodell für staatliche Förderungen werden und eine verlässliche Einnahmebasis für Betreibende bieten. Während Österreich bisher auf eine „eineinhalbseitige“ Variante setzt, in der Mehrerlöse nur teilweise abgeschöpft werden, verlangen CfDs die vollständige Rückführung sämtlicher Überschüsse oberhalb des Referenzwertes.

Vor diesem Hintergrund ist klar, dass die österreichische Energiepolitik reagieren muss. Die Frage lautet: Soll das bestehende Modell behutsam angepasst werden, oder ist ein grundlegender Systemwechsel notwendig? Um diese Frage zu beantworten, werden im vorliegenden Bericht verschiedene CfD-Umsetzungen in Europa analysiert, künftige Strompreise und Marktwerte Erneuerbarer dargestellt, Finanzierungsbedingungen aufgezeigt und anschließend Reformoptionen analysiert, ihre Chancen und Risiken diskutiert sowie quantitative Rückblicke auf die Jahre 2021 bis 2024 herangezogen. Ergänzend wird die Rolle steuerbarer erneuerbarer Energien beleuchtet, die für die Stabilität des Gesamtsystems eine wachsende Bedeutung haben.

3.1. Das bestehende Marktprämien-System in Österreich

Das Marktprämienmodell nach EAG basiert auf einem einfachen Prinzip: Der anzulegende Wert (azW), der in einem wettbewerblichen Verfahren (Ausschreibung) ermittelt wird, stellt die Zielgröße dar, die die Finanzierung der Anlage sicherstellen soll. Erzielt eine Anlage im Markt weniger als diesen Wert, gleicht die Marktprämie die Differenz aus. Damit ist eine Mindestabsicherung gewährleistet, die Investitionen auch in Zeiten niedriger Preise attraktiv macht.

Ein besonderer Mechanismus greift jedoch, sobald die Markterlöse (PV-Anlagen größer 5 MW und Wind- und Wasserkraftanlagen größer 20 MW), den anzulegenden Wert deutlich übersteigen. Ab einer Überschreitung von 40 % muss die:der Betreiber:in zwei Drittel der Mehrerlöse an die Abwicklungsstelle zurückzahlen. Diese Regelung soll verhindern, dass übermäßige Gewinne auf Kosten der Allgemeinheit entstehen. Allerdings greift der Mechanismus sehr abrupt: Sobald die Schwelle überschritten wird, setzt die Rückzahlung ein, ohne dass es eine graduelle Einschleifregelung gibt. Für Betreibende bedeutet das, dass sie bei bestimmten Marktkonstellationen unerwartet große Teile ihrer Erlöse verlieren.

Eine weitere Schwäche zeigt sich im Umgang mit negativen Preisen. Sobald die Börsenpreise für 6 hintereinander folgende Stunden unter null fallen, entfällt nicht nur der Markterlös, sondern auch der Anspruch auf die Marktprämie. Für Betreibende bedeutet das, dass sie in diesen Stunden keinerlei Einnahmen erzielen, obwohl ihre Anlagen weiter produzieren. Während die Windenergie im EAG über einen standortbezogenen Korrekturmechanismus teilweise abgesichert ist, fehlt eine vergleichbare Regelung für die PV. Damit sind PV-Anlagen besonders anfällig für Erlösentgänge in Zeiten negativer Preise.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass das bestehende Modell zwar eine gewisse Planungssicherheit bietet, aber zunehmend an seine Grenzen stößt. Besonders die fehlende Feinsteuerung beim Rückzahlungsmechanismus gemäß § 11 (6) EAG und die unzureichende Berücksichtigung negativer Preise machen es notwendig, über Anpassungen nachzudenken. Besonders die aktuelle Regelung zu negativen Preisen gemäß § 15 EAG wird zunehmend kritisch gesehen, da sie die Erlössicherheit untergräbt und Investitionen in neue Projekte erschwert (RIS, 2025), (Resch, Monsberger, Liebmann, Schwabeneder, & Schöniger, 2025), (ACER, 2024), (IEA, 2023), (Agora Energiewende, 2022). Eine Reform dieser Vorschrift könnte erforderlich sein, um Fehlanreize zu vermeiden und zugleich Investitionsbereitschaft sicherzustellen.

Vor diesem Hintergrund setzt dieses Sondierungsprojekt „Marktprämien 2.0“ an. Ziel ist es, zentrale Problemfelder des bestehenden Systems zu analysieren und praxistaugliche Weiterentwicklungsvorschläge zu erarbeiten – etwa zur Stärkung der Marktintegration steuerbarer Technologien, zum Umgang mit Überförderungen und dem Umgang mit Power Purchase Agreements (PPAs) als komplementäres oder alternatives Instrument. Auf Basis einer fundierten Analyse europäischer Best-Practice-Beispiele sowie modellbasierter Bewertungen sollen konkrete Reformoptionen für ein zukunftsfähiges Marktprämiensystem in Österreich, vor allem auch in Hinblick auf EU-Vorgaben zu CfDs, entwickelt werden.

Der Bericht gliedert sich folgendermaßen: Es werden zunächst die europäischen Rahmenbedingungen dargestellt (Kapitel 4). Anschließend folgt eine vergleichende Analyse bestehender CfD-Systeme (Kapitel 5), bevor Strompreistrends und modellierte Marktwerte (Kapitel 6) in den Blick genommen werden. Darauf aufbauend wird die Rolle von PPAs (Kapitel 7) sowie die Bedeutung allgemeiner Finanzierungsbedingungen (Kapitel 8) analysiert. Kapitel 9 widmet sich schließlich der Weiterentwicklung des Marktprämiendesigns in Österreich. Die Ergebnisse werden in Kapitel 10 zusammengefasst und in Kapitel 11 mit einem Ausblick auf künftige Entwicklungen und Empfehlungen ergänzt.

4 EU-Vorgaben zur Förderung erneuerbarer Stromerzeugung

Im Juni 2024 wurde die Reform der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie und der zugehörigen Verordnung („Reform Strommarktdesign“) abgeschlossen. Die neue Elektrizitätsbinnenmarktverordnung, die Anfang Juli 2024 in Kraft trat, zielt auf eine Modernisierung des Strommarkts ab und legt einen Schwerpunkt auf verbesserte Fördermechanismen, Preissicherheit für Endkund:innen sowie auf die Stärkung langfristiger Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements, PPAs).

Künftig sollen nur noch zweiseitige Differenzverträge (CfDs) oder vergleichbare Modelle mit gleichwertiger Wirkung als staatliche Förderinstrumente für neue erneuerbare Stromerzeugungsanlagen verwendet werden. Diese Verträge sichern den Betreibenden einen fixierten Abnahmepreis: Liegt der Marktpreis darunter, gleicht der Staat die Differenz aus; liegt er darüber, werden die Überschüsse vom Staat abgeschöpft (siehe eine vereinfachte CfD-Darstellung in Abbildung 1 rechts). Die CfDs gelten für neue Anlagen zur Stromerzeugung aus Wind-, Solar-, Geothermie-, Laufwasser- und Kernenergie.

Die Einführung der CfDs erfolgt nach einer dreijährigen Übergangsfrist, um laufende Projekte abzusichern. Die Verordnung sieht zudem flexible Regelungen für die Verwendung staatlicher Einnahmen aus diesen Verträgen vor: Diese Mittel können zur Entlastung von Endkund:innen, zur Finanzierung direkter Preisstützungssysteme oder zur Förderung weiterer Investitionen eingesetzt werden.

Das aktuelle österreichische Marktprämiensystem im Rahmen des EAGs basiert auf einem „eineinhalbseitigen“ Differenzvertragsmodell. Dabei ist vorgesehen, wie in Kapitel 3 erläutert, dass Betreiber:innen unter bestimmten Bedingungen einen Teil ihrer Mehrerlöse an den Staat rückführen. Dabei müssen PV-Anlagen größer 5 MW und Wind- und Wasserkraftanlagen größer 20 MW 66% ihrer übersteigenden Gewinne zurückzahlen, wenn der zugrundeliegende Marktwert der Marktprämienberechnung 40% über dem bezuschlagten Gebotswert (azW) zu liegen kommt (siehe Abbildung 1 links).

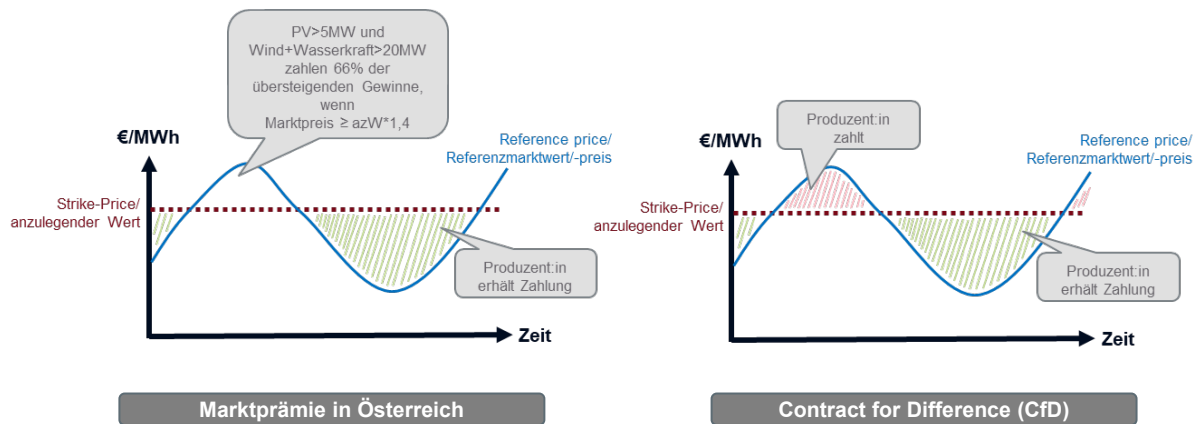


Abbildung 1: Derzeitiges Marktpremiensystem in Österreich (links) und generisches CfD-Design (rechts), eigene Abbildung.

Laut der EU-Verordnung sind zweiseitige Differenzverträge verpflichtend für Betriebsförderungen von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, die ab dem 17. Juli 2027 gewährt werden. Derzeit wird geprüft, in welchem Umfang die EAG-Marktpremienregelung diesen Vorgaben bereits entspricht (EUR-Lex, 2024) (RIS, 2021).

Aufbauend auf die rechtlichen Rahmenbedingungen widmet sich das folgende Kapitel der CfD-Umsetzungen in der Praxis. Es werden verschiedene europäische Umsetzungen verglichen, um bewährte und problematische Gestaltungsmerkmale zu identifizieren

5 Vergleich verschiedener CfD-Umsetzungen in Europa

Im Rahmen des Projekts wurde eine umfassende vergleichende Analyse von CfD-basierten Fördersystemen in acht europäischen Ländern durchgeführt: Frankreich, Griechenland, Ungarn, Irland, Italien, Polen, Spanien und dem Vereinigten Königreich. Ziel war es, bewährte wie auch problematische Gestaltungsmerkmale dieser Fördermechanismen zu identifizieren, insbesondere im Hinblick auf Marktintegration, Projektrealisierung und Wechselwirkungen mit PPA-Märkten.

Die Analyse ist zweigeteilt: Zunächst wurde ein Ländervergleich auf systemischer Ebene durchgeführt, anschließend folgten vertiefende Fallstudien zu Ungarn, Spanien und dem Vereinigten Königreich. Im Fokus stehen die folgenden drei Aspekte: (1) Ausgestaltung und Funktionalität von CfD-Modellen, (2) Marktintegration steuerbarer erneuerbarer Energien sowie (3) die Rolle von PPAs und deren Verhältnis zu CfD-Auktionen.

5.1. Vergleich der Förderdesigns auf europäischer Ebene

Die Unterschiede zwischen den Ländern beginnen bereits beim Auktionsdesign. Tabelle 1 vergleicht grundlegende Parameter wie Technologieauswahl, Auktionshäufigkeit und ausgeschriebenes Produkt (Kapazität, Energie oder Budget) in den acht betrachteten Staaten. Besonders heterogen ist etwa die Technologiedifferenzierung: Während Frankreich und Italien technologiespezifische Körbe verwenden, setzen Irland oder Ungarn auf technologieoffene Ausschreibungen (AURES project, 2022), (Zabala, Diallo, & Publications Office of the European Union, 2022).

Tabelle 1: Überblick über die grundlegenden Auktionssysteme in den acht betrachteten Ländern (AURES project, 2022), (Zabala, Diallo, & Publications Office of the European Union, 2022).

Land	Zugelassene Technologien	Technologie-spezifisch	Ausgeschriebenes Produkt	Durchschnittl. Anzahl Auktionen pro Jahr
Frankreich	PV, Wind, Bioenergie, Wasserkraft	Ja (technologiespezifisch)	Kapazität	4
Griechenland	PV, Wind (Onshore)	Nein (mehrtechnologisch); kleine PV: technologiespezifisch	Kapazität	nicht verfügbar
Ungarn	Alle erneuerbaren Technologien	Nein (mehrtechnologisch)	Energie & Budget	1 (keine seit 2022)
Irland	Alle erneuerbaren Technologien	Nein (mehrtechnologisch)	Energie	1
Italien	PV, Wind (Onshore), Wasserkraft, Klärgas	Ja (Technologiekörbe)	Kapazität	3
Polen	Alle erneuerbaren Technologien	Ja (Technologiekörbe)	Energie & Budget	1
Spanien	PV, Wind (Onshore), Bioenergie, Wasserkraft	Hybrid (offen mit Mindestquoten)	Kapazität	2 (keine seit 2022)
Vereinigtes Königreich	Alle erneuerbaren Technologien	Ja (Technologiekörbe)	Budget	0,5-1

Ein zentrales Unterscheidungsmerkmal ist die Berechnung des Referenzpreises im CfD-System. Tabelle 2 gibt einen Überblick über Referenzzeiträume, Methoden zur Strike-Price-Anpassung sowie die Möglichkeit eines verzögerten Eintritts in die Vergütungsphase – ein Element, das vor allem in Ungarn großzügig gehandhabt wird (Stakeholders, 2024).

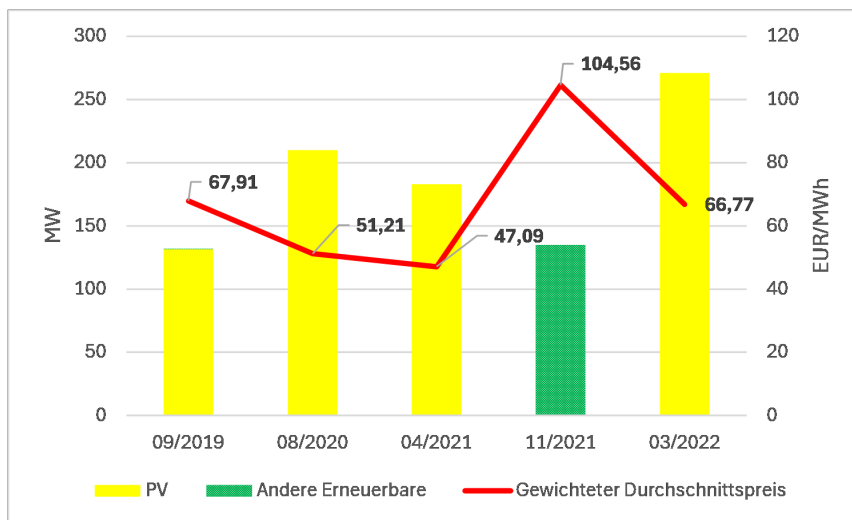
Tabelle 2: Die wichtigsten Merkmale der CfD-Systeme in den acht betrachteten Ländern (Stakeholders, 2024).

Land	Referenztechnologie für Preisberechnung	Referenzzeitraum	Anpassung des Strike Preises	Möglichkeit verzögerter Eintritt in CfD-System
Frankreich	Technologiespezifisch für fluktuierende Erzeugung	Monatlich	Bonuszahlung für PV, wenn es im Jahr mindestens 15 Stunden mit 0 €/MWh gibt und PV in diesen Stunden nicht erzeugt hat.	Temporär war 2022 Markteintritt bis zu 18 Monate vor Vertragsbeginn erlaubt.
Griechenland	Technologiespezifisch für fluktuierende Erzeugung	Monatlich	Keine Preisänderung	Bis 03/2023 war ein Markteintritt bis zu 24 Monate vor Beginn des CfD-Vertrags möglich.
Ungarn	Technologiespezifisch für fluktuierende Erzeugung	Monatlich	Indexierung mit Inflation minus 1 Prozentpunkt	Unbegrenzte Verzögerung des CfD-Eintritts möglich; nach Eintritt kein Austritt möglich.
Irland	Nicht relevant (da stündliche Referenzperiode)	Stündlich für fluktuierende, jährlich für steuerbare RES	„Evaluation Correction Factor“ kann eingesetzt werden, um bestimmte Technologien zu bevorzugen (jeweils rundenspezifisch)	Keine Information
Italien	Nicht relevant	Stündlich	Keine Anpassung	Markteintritt bis zu 18 Monate vor Vertragsbeginn erlaubt
Polen	Technologiespezifisch für fluktuierende Erzeugung	Monatlich	Anpassung an Inflation	Keine Möglichkeit zum verzögerten Eintritt
Spanien	Nicht relevant	Stündlich	Zahlung ist gewichtetes Mittel aus Gebots- und Marktpreis; für steuerbare Technologien ist der Marktpreisanteil höher	Keine Möglichkeit zum verzögerten Eintritt
Vereinigtes Königreich	Nicht relevant	Stündlich für fluktuierende, halbjährlich für steuerbare Technologien	Anpassung an Inflation	Keine Information

5.2. Fallbeispiel Ungarn

Ungarn verfügt über ein einzigartiges CfD-Design im Rahmen des „METÁR“-Systems. Während die Ausschreibungen preislich erfolgreich verliefen (siehe Tabelle 3), offenbaren sich gravierende Defizite bei der Projektumsetzung: Laut der ungarischen Regulierungsbehörde MEKH wurden weniger als die Hälfte der Projekte aus den ersten Ausschreibungsrunden realisiert. Grund dafür sind u. a. großzügige Fristverlängerungen, die eine Verschleppung der Umsetzung ermöglichen (MEKH, 2022).

Tabelle 3: Ergebnisse der ungarischen CfD-Auktionen (MEKH, 2022).



Besonders hervorzuheben ist die Möglichkeit eines verzögerten Eintritts in das CfD-Vergütungssystem, was in Phasen hoher Marktpreise zu strategischer Ausnutzung führen kann. Gleichzeitig leidet der PPA-Markt unter steuerlichen Nachteilen („Robin-Hood-Steuer“), was die Attraktivität privatwirtschaftlicher Alternativen massiv einschränkt (MEKH, 2022). Die ungarischen CfD-Auktionsspezifika sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: CfD-Auktionsspezifika Ungarns (MEKH, 2022).

Auktionsspezifikum	Beschreibung
Methode der Referenzpreisberechnung	Produktionsgewichteter durchschnittlicher monatlicher Day-Ahead (DA)-Preis für Solar-PV und Onshore-Wind, ungewichteter Durchschnittspreis für alle anderen RES-Technologien (einschließlich Brown Premium)
Referenzzeitraum	Monatlich
Anpassung des Gebotspreises	Gebotspreis wird jährlich nach oben angepasst, mit Inflation minus 1 Prozentpunkt (Effizienzfaktor)
Cap oder Floor	Nein

Vertragseintritt/-austritt

Es ist möglich, den Eintritt in das Vergütungssystem zu verzögern. Ein Austritt ist nach dem Eintritt nicht mehr möglich.

5.3. Fallbeispiel Spanien

Spanien vereint ein wettbewerbsfähiges CfD-System mit einem stark ausgebauten PPA-Markt. Das REER¹-Auktionsdesign setzt auf technologieoffene Ausschreibungen mit Mindestmengen je Technologie. Ein zentrales Merkmal ist die Kombination aus Mengen- und Preisgrenzen: Projektbetreibende erhalten CfD-Vergütung nur bis zu einer maximalen erzeugten Strommenge. Dies fördert die Produktion in Stunden hoher Marktpreise – ein marktintegrativer Anreiz, siehe Tabelle 5.

Tabelle 5: Spezielle Regelungen des spanischen CfD-Auktionssystems (Del Río & Kiefer, 2023).

Spezielle Regelung CfDs	Beschreibung
Technologie-Schwerpunkt	Hybrides Design: technologieoffen mit technologiespezifischen Mindestobergrenzen
Ausgeschriebenes Produkt	Kapazität
Größenbeschränkungen	Nicht definiert
Förderzeitraum	12 Jahre (für Biomasse-, CSP- und Biogasprojekte 20 Jahre), aber wenn ein Projekt die maximal unterstützte Menge früher erreicht, muss es das Förderprogramm verlassen.
Erlaubte Realisierungszeit für Projekte	Hängt von der Technologie ab und kann je nach Auktionsrunde variieren
Vorqualifikationskriterien	Gebotsbürgschaft: 60 EUR/kW (wird nach erfolgreicher Registrierung zurückerstattet) Leistungsbürgschaft (2. Phase Gebotsbürgschaft): 60 EUR/kW (wird in Teilen zurückerstattet: 18 EUR/kW nach den ersten Schritten der Umsetzung, 12 EUR/kW nach Erhalt der Baugenehmigung, 30 EUR/kW nach Projektfertigstellung)

Während die Ergebnisse der ersten beiden REER-Ausschreibungen erfolgreich verliefen, scheiterte die dritte (fokussiert auf steuerbare Technologien) weitgehend, und die vierte wurde wegen unattraktiv niedriger Höchstpreise kaum angenommen. Infolgedessen wurden seit 2022 keine neuen Ausschreibungen mehr durchgeführt.

Der spanische PPA-Markt ist dagegen führend in Europa, wie Abbildung 2 zeigt. Besonders bemerkenswert ist das regulatorische Umfeld, das z. B. über den FERGEI-Fonds Anreize für energieintensive Unternehmen schafft, langfristige PPAs abzuschließen.

¹ REER bezeichnet das 2020 eingeführte Wirtschaftssystem für erneuerbare Energiequellen in Spanien.

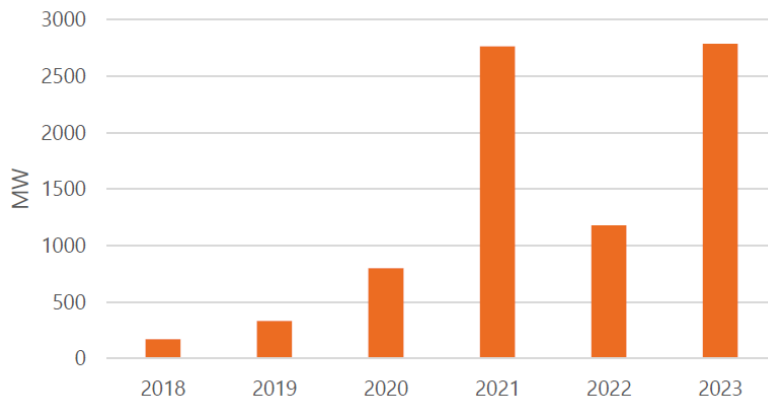


Abbildung 2: Jährlich installierte PPA-Volumina in Spanien (windeurope, 2024).

Die spanischen CfD-Auktionsspezifika sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: CfD-Auktionsspezifika Spanien (Del Río & Kiefer, 2023).

Auktionsspezifikum	Beschreibung
Methode der Referenzpreisberechnung	Stündlicher DA-Preis wird für alle Technologien berücksichtigt
Referenzzeitraum	Stündlich
Anpassung des Gebotspreises	Für Zahlungen wird der gewichtete Durchschnittspreis des Gebots- und Marktpreises mit dem Referenzpreis verglichen
Cap oder Floor	Nein
Vertragseintritt/-austritt	Eintritt: Es ist möglich, Strom auf dem Markt zu verkaufen, wenn das Projekt schneller als die erlaubte Realisierungszeit fertiggestellt wird. Danach ist der Eintritt ins CfD-System obligatorisch. Austritt: Möglich, nachdem die Mindestmengenanforderung erfüllt ist, verpflichtend.

5.4. Fallbeispiel Vereinigtes Königreich

Als Ursprungsland des CfD-Ansatzes verfügt das Vereinigte Königreich über ein transparentes, differenziertes und technologisch breit gefächertes Fördersystem. Ausschreibungen finden getrennt nach Technologiegruppen (sogenannte „Pots“) statt. Verträge werden projektindividuell für verschiedene Lieferjahre vergeben, was Planungsflexibilität erlaubt. Die Ergebnisse der bisherigen fünf Vergaberunden zeigen eine insgesamt erfolgreiche Umsetzung, mit starkem Wettbewerb und technologischem Spektrum (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7: Spezielle Regelungen des CfD-Auktionssystems im Vereinigten Königreich (Low Carbon Contracts Company, 2023).

Spezielle Regelung CfD	Beschreibung
Technologie-Schwerpunkt	Mehrtechnologisch
Ausgeschriebenes Produkt	Budget
Größenbeschränkungen	Für Solar-PV, Wind, Onshore-Wind, anaerobe Vergärung: mind. 5 MW; für Wasserkraft: zwischen 5 und 50 MW (kann je nach Zuteilungsrunde variieren)
Förderzeitraum	15 Jahre (wenn sich die Lieferung des Projekts verzögert, wird der effektive Förderzeitraum verkürzt)
Erlaubte Realisierungszeit für Projekte	Verträge werden für die Lieferung in einem bestimmten Jahr vergeben, in der Regel 2-3 Jahre nach dem Datum der Ausschreibung
Vorqualifikationskriterien	Netzanbindungsvereinbarung, Planungsentscheid, relevante Baugenehmigungen (projektspezifisch), für Offshore-Windprojekte und alle Projekte über 300 MW: Erklärung zur Lieferkette

Die CfD-Spezifika des Vereinigten Königreichs sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: CfD-Auktionsspezifika Vereinigtes Königreich (Low Carbon Contracts Company, 2023).

Auktionsspezifikum	Beschreibung
Methode der Referenzpreisberechnung	Für steuerbare (Baseload-)Technologien: Volumengewichteter Durchschnittspreis basierend auf Forward-Daten für die Saison. Für fluktuierende Technologien: DA-Börsenpreise (technologieoffen)
Referenzzeitraum	Für steuerbare (Baseload-)Technologien: Saisonabhängig (halbjährlich, Winter und Sommer) Für fluktuierende Technologien: Stündlich
Anpassung des Gebotspreises	CPI-Indexierung
Cap oder Floor	Nein

5.5. Schlussfolgerungen CfD-Umsetzungen in Europa

Die vergleichende Analyse von acht europäischen Ländern und drei vertieften Fallstudien zeigen, dass die konkrete Ausgestaltung des CfD-Systems maßgeblich die Wirkung der Ausschreibungen bestimmt und mit spezifischen Herausforderungen verbunden ist.

Ein zentrales Problem liegt in der begrenzten Marktintegration erneuerbarer Energien innerhalb von CfD-Systemen. Da diese primär stabile Zahlungen bieten, fehlen Anreize für Anlagenbetreiber:innen – insbesondere bei fluktuierenden Erzeugungstechnologien – marktnahe Erzeugungsentscheidungen zu treffen. Zudem kann die Rückzahlungspflicht bei hohen Marktpreisen dazu führen, dass sich Betreibende gezielt für alternative Geschäftsmodelle wie PPAs entscheiden, wenn diese höhere Erlöse bei vergleichbarem Risiko versprechen. In Märkten mit paralleler Existenz von CfDs und PPAs, etwa in Frankreich, Italien oder Polen, entstehen dadurch Spannungen zwischen beiden Instrumenten, die je nach Ausgestaltung entweder konkurrieren oder sich ergänzen.

In diesem Zusammenhang ist besonders die Ausgestaltung des Referenzzeitraums und der Referenzpreisberechnung von Bedeutung. Die Analyse zeigt, dass in vielen europäischen Ländern ein monatlicher Referenzzeitraum für alle Technologien üblich ist – in einzelnen Fällen werden jedoch stündliche oder technologiespezifische Zeiträume eingesetzt. Eine monatliche Referenzperiode für alle Technologien erscheint als Mindeststandard zur Förderung einer gewissen Marktintegration. Bei der Referenzpreisberechnung ist das Bild uneinheitlicher: Produktionsgewichtete Durchschnittspreise schützen insbesondere PV-Anlagen vor Marktwertverlusten, bergen jedoch die Gefahr einer technologischen Verzerrung in technologieoffenen Auktionen – etwa zugunsten von Photovoltaik gegenüber Windkraft. Eine Umstellung auf ungewichtete Durchschnittspreise könnte zu einer effizienteren und technologieutraleren Allokation der Fördermittel führen.

Daneben zeigen sich in einzelnen Ländern auch innovative Ansätze zur marktintegrierten Ausgestaltung von CfDs. Spanien etwa koppelt die Förderung nicht nur an eine feste Laufzeit, sondern auch an eine maximal förderbare Energiemenge. Dadurch entsteht ein Anreiz, vorrangig in Stunden hoher Marktpreise zu produzieren. Ergänzt wird dieses Design durch die Möglichkeit, den Strike Price dynamisch mit dem Marktpreis zu gewichten – eine Variante, die auch mit einem Cap-and-Floor-Mechanismus vergleichbar wäre, jedoch bislang in Europa kaum verbreitet ist.

Eine weitere Herausforderung besteht in der Frage, wie der Marktzugang geregelt wird. In mehreren Ländern ist es möglich, erst nach Projektfertigstellung in das CfD-System einzutreten – eine Praxis, die zwar höhere Einnahmen für Betreibende ermöglicht, aber dem Grundprinzip von CfDs widerspricht. Denn eigentlich sollen Produzent:innen bei niedrigen Marktpreisen unterstützt werden und bei hohen Marktpreisen Rückzahlungen leisten. Späteintritte hebeln dieses Gleichgewicht aus, weshalb viele Länder entsprechende Regelungen bereits abgeschafft haben. Für eine glaubwürdige und faire Ausschreibungspraxis sollten solche Optionen künftig vermieden werden.

Nicht zuletzt ist auch die Umsetzungswahrscheinlichkeit ein kritischer Punkt. Auch wenn CfD-Auktionen häufig stark nachgefragt sind, zeigen Beispiele aus Ungarn oder dem Vereinigten Königreich, dass Projekte oft nicht realisiert werden. In Ungarn sind dafür vor allem flexible Fristen ohne wirksame Sanktionen verantwortlich, während in Großbritannien geringe Pönalen und fehlende finanzielle Sicherheiten den Anreiz zur Umsetzung schwächen. In beiden Fällen wird zudem deutlich, dass sich Produzent:innen – insbesondere bei veränderten Marktbedingungen – bewusst gegen eine Realisierung oder einen Verbleib im CfD-System entscheiden können, um Rückzahlungsverpflichtungen zu vermeiden. Um dies zu verhindern, sollten CfDs mit festen Realisierungsfristen, angemessenen Sanktionen und ohne Ausstiegsmöglichkeit nach Vertragsbeginn ausgestaltet werden.

Zusammenfassend zeigt sich, dass CfDs ein wirkungsvolles Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien sein können – vorausgesetzt, sie werden mit marktintegrierenden Elementen, realistischen Umsetzungsfristen und klaren Regeln zur Vermeidung strategischer Ausnutzung kombiniert.

Während die Analyse der CfD-Systeme deren institutionelle und regulatorische Dimension verdeutlicht hat, ist für die Bewertung ihrer Wirksamkeit auch die Entwicklung der Strommärkte entscheidend. Im nächsten Kapitel werden daher historische und künftige Strompreistrends sowie Marktwerte modelliert.

6 Strompreistrends und künftige Marktwerte

Es wurden historische und zukünftige Entwicklungen der Strompreise und Marktwerte erneuerbarer Energien in Österreich und Europa analysiert, mit dem Ziel, Szenarien für die Weiterentwicklung des Marktprämienfördermechanismus in Österreich zu schaffen. Der Fokus liegt auf den wirtschaftlichen Auswirkungen von Marktprämien- und CfD-Systemen sowie auf den entscheidenden Einflussfaktoren für die Marktintegration erneuerbarer Energien.

6.1. Historische Entwicklung von Strompreisen und Marktwerten

Die Analyse der historischen Strompreise und Marktwerte zeigt starke Schwankungen, besonders im Jahr 2022, das durch große Disruption auf den Strommärkten geprägt war. Diese Schwankungen wurden durch geopolitische Faktoren und Unsicherheiten im Energiemarkt beeinflusst. Der Marktwert erneuerbarer Energien zeigt saisonale und technologieabhängige Unterschiede: Wind- und Wasserkraft wiesen stabilere Marktwerte auf, während PV stärker schwankte, besonders während der Sommermonate.

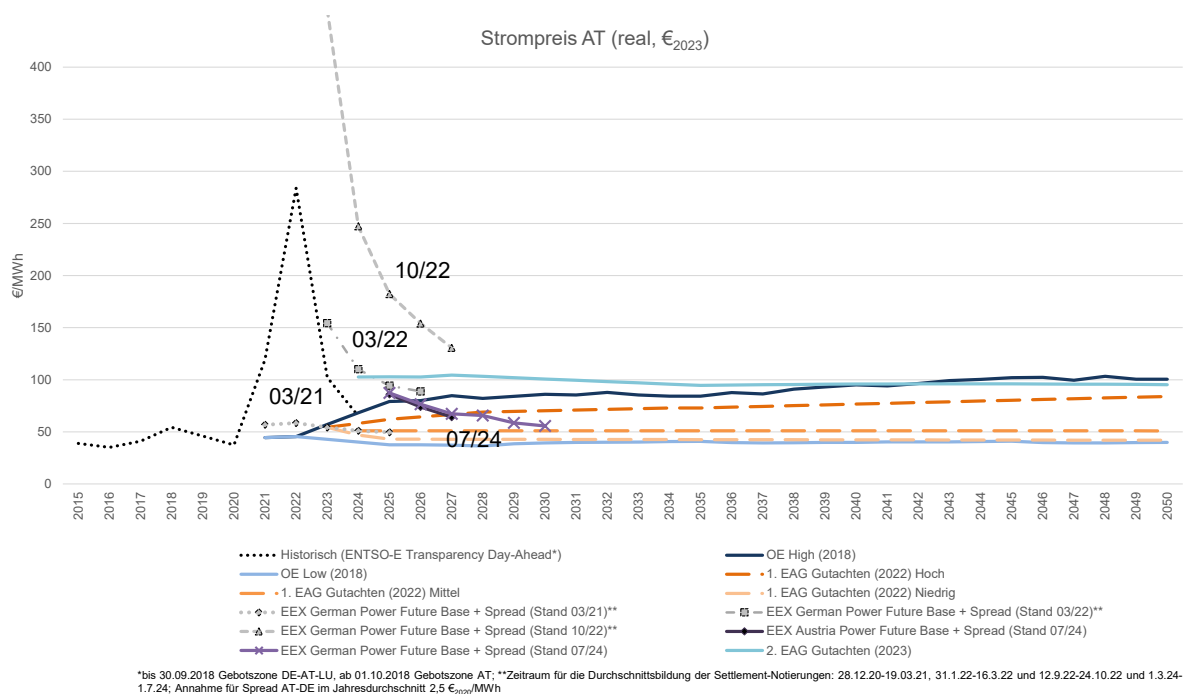


Abbildung 3: Historische Strompreisentwicklung in Österreich. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BMK, 2023; ENTSO-E, 2024; Resch et al., 2021) sowie EEX-Preisdaten.

Abbildung 3 zeigt die historische Entwicklung der Strompreise in Österreich, während Abbildung 4 und Abbildung 5 die Referenzmarktpreise und -werte für die Jahre 2019-2024 darstellen.

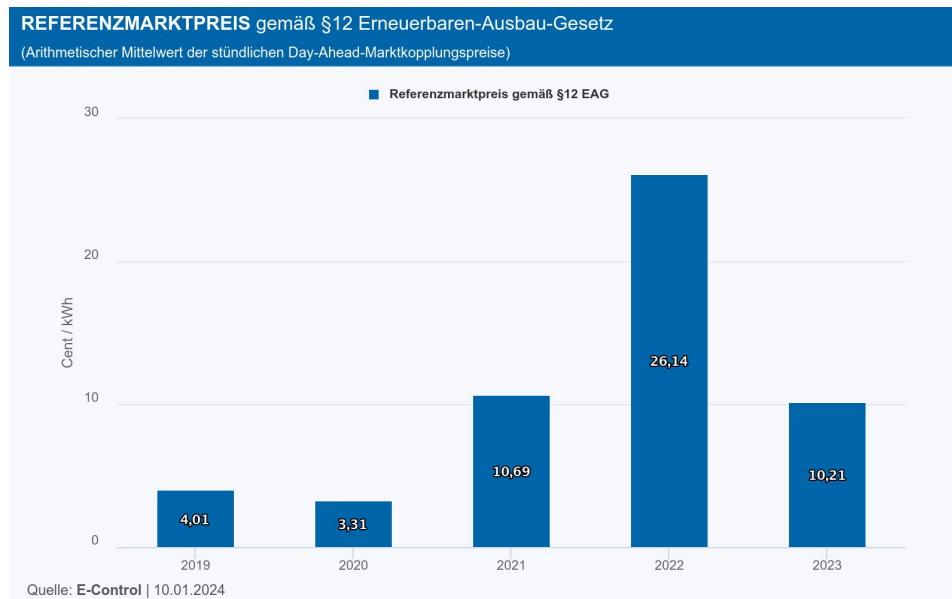


Abbildung 4: Historischer Referenzmarktpreis in Österreich 2019-2023. Quelle: (E-Control, 2024a).

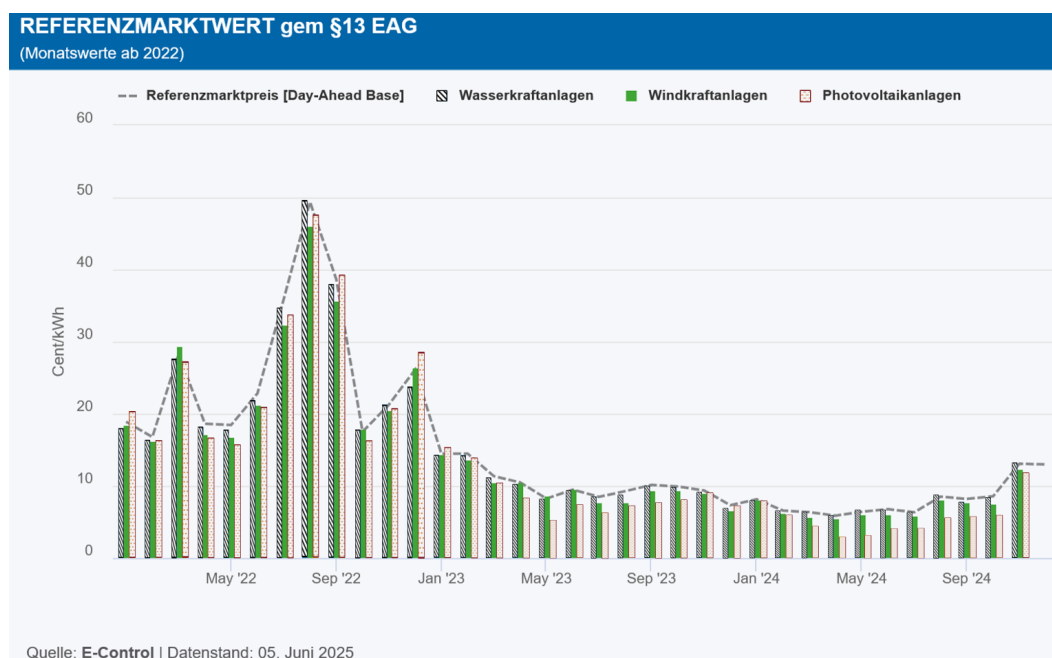


Abbildung 5: Historische Referenzmarktwerte für Januar 2022 bis November 2024. Quelle: Bearbeitet nach (E-Control, 2024b).

6.2. Methode und Annahmen der Szenariomodellierung

Zur Prognose zukünftiger Entwicklungen wurde das Modell IESopt (Integrated Energy System Optimisation) des AIT verwendet, das eine integrierte Analyse des Strommarktes und der Sektorkopplung ermöglicht (Strömer et al., 2021). Die Szenarien für 2030 und 2050 wurden anhand von Annahmen zu Stromnachfrage, Emissions- und Brennstoffpreisen sowie technologischen

Entwicklungen modelliert. Es wurden zwei Hauptszenarien berücksichtigt: das Reference (REF)-Szenario und das Decarbonisation Needs (DN)-Szenario, das eine stärkere Dekarbonisierung und eine höhere Stromnachfrage vorsieht.

Abbildung 6 und Abbildung 7 zeigen die modellierten Strombedarfsprognosen für Österreich und weitere europäische Länder im Jahr 2030 und 2050.

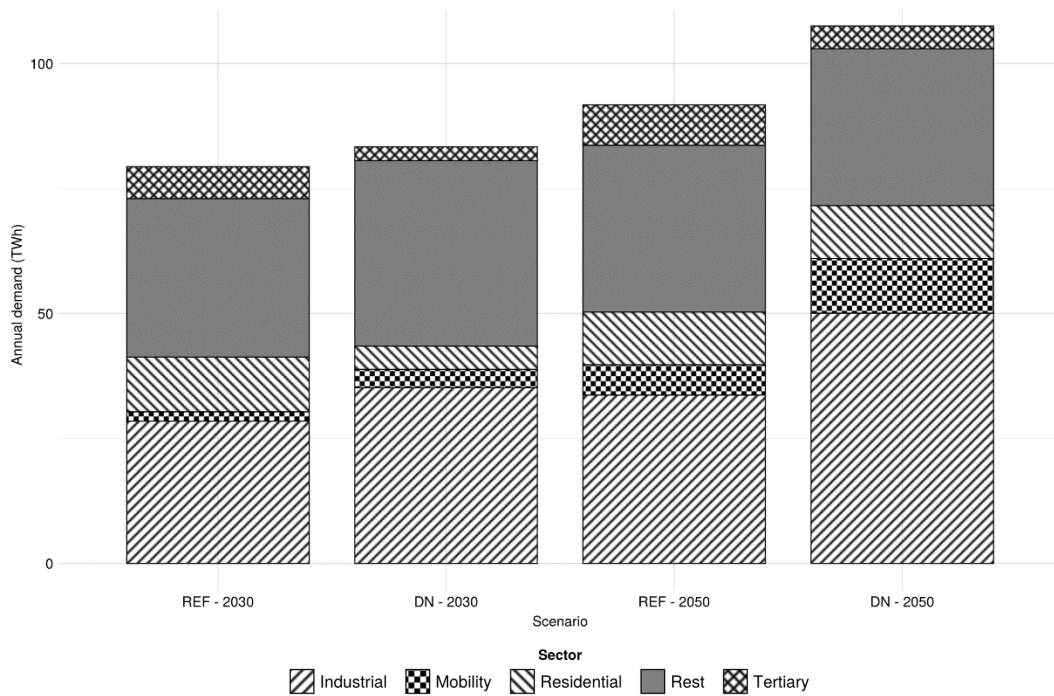


Abbildung 6: Jährlicher Strombedarf in Österreich in den beiden Szenariowelten Decarbonisation Needs (DN) und Reference (REF) für 2030 und 2050.

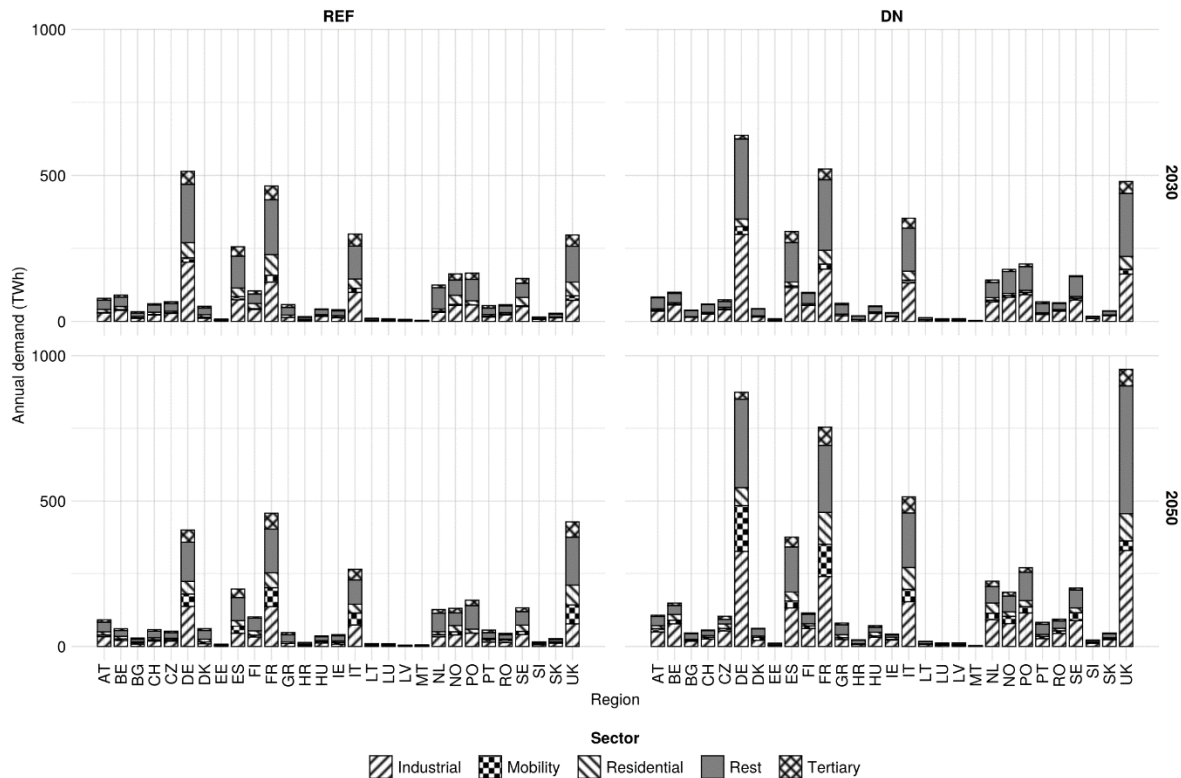


Abbildung 7: Jährlicher Strombedarf in den modellierten Ländern in den beiden Szenariowelten Decarbonisation Needs (DN) und Reference (REF) für 2030 und 2050.

6.3. Ergebnisse der Modellierung von Strompreisen und Marktwerten

Die Modellierung der Strompreise für 2030 und 2050 zeigt, dass die Preise in Ländern mit höherem Anteil erneuerbarer Energien in der Regel niedriger sind. Dies ist besonders im DN-Szenario der Fall, in dem eine hohe Elektrifizierung und Sektorkopplung erwartet werden. Die Preisunterschiede innerhalb eines Landes werden durch saisonale Schwankungen in der Erzeugung und Nachfrage sowie durch die Flexibilität des Systems verstärkt.

Abbildung 8 veranschaulicht die Großhandelsstrompreise für die modellierten Länder für 2030 und 2050 in den verschiedenen Szenarien.

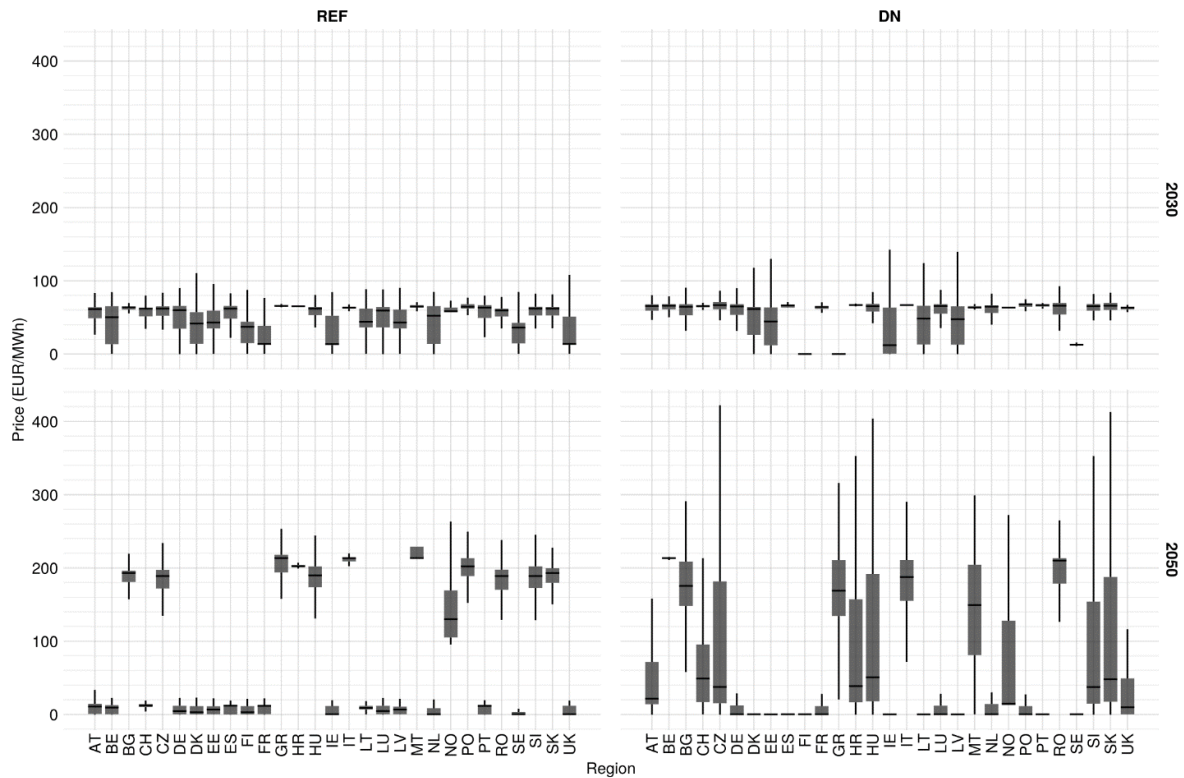


Abbildung 8: Großhandelsstrompreise in EUR2020/MWh für die modellierten Länder für 2030 und 2050 sowie das REF- und DN-Szenario für alle modellierten Szenarien. Darstellung ohne statistische Outliers.

6.4. Marktwerte und Marktwertfaktoren

Die Analyse der Marktwerte für verschiedene erneuerbare Erzeugungstechnologien zeigt, dass steuerbare Technologien wie Biomasse und Pumpspeicherkraftwerke höhere Marktwerte aufweisen, während fluktuierende Technologien wie Windkraft und PV aufgrund der Kannibalisierungseffekte tendenziell niedrigere Marktwerte erzielen. Diese Ergebnisse verdeutlichen die Notwendigkeit, Flexibilitätsoptionen zu integrieren, um die Marktintegration erneuerbarer Energien zu fördern.

Zur Bewertung der Unsicherheiten wurden vier Sensitivitätsanalysen durchgeführt, die den Einfluss von Flexibilität, Netzkapazitäten, Preisen und Energiemix untersuchen. Die Ergebnisse zeigen, dass eine reduzierte Flexibilität (z. B. weniger Speicher) und eingeschränkte Netzkapazitäten zu höheren Strompreisen führen können, da teurere Erzeugungsalternativen erforderlich sind, um die fehlende Flexibilität auszugleichen.

Abbildung 9 zeigt die modellierten Marktwerte für 2030 und 2050 für Österreich.

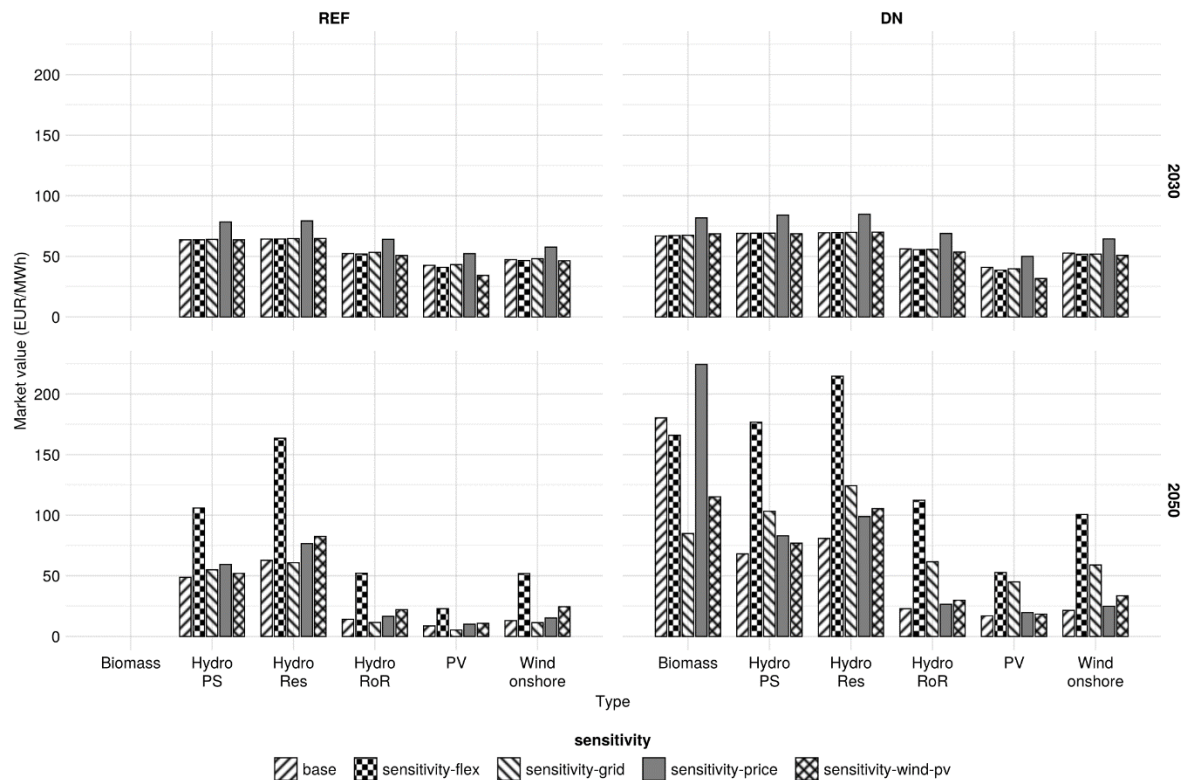


Abbildung 9: Marktwerte in EUR₂₀₂₀/MWh für Österreich für die Jahre 2030 und 2050 sowie die modellierten Szenariowelten REF und DN (jeweils das Base Szenario und die vier Sensitivitätsläufe). Die betrachteten Technologien sind Bioenergie (biomass), Pumpspeicher (Hydro PS), Speicherkraftwerke (Hydro Res), Laufwasserkraft (Hydro RoR), Photovoltaik (PV) und Windkraft (Wind onshore).

6.5. Schlussfolgerungen Strompreistrends und Marktwerte

Die historische Entwicklung der Strompreise und Marktwerte zeigt, dass die letzten vier Jahre besonders durch außergewöhnliche Dynamiken in den Strompreisen und Marktwerten geprägt waren – insbesondere während der Jahre 2021 und 2022, als die Preise außergewöhnlich hoch ausfielen. Diese Periode war von starken Schwankungen und Veränderungen gekennzeichnet, die größtenteils durch externe Faktoren, vor allem geopolitische Ereignisse, beeinflusst wurden. Diese außergewöhnlichen Bedingungen haben die Analyse und das Verständnis der Marktwertdynamiken erheblich geprägt.

Die Analyse ergab, dass der Marktwert erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien stark von der jeweiligen Erzeugungstechnologie und den saisonalen Bedingungen abhängt. Verschiedene Technologien wie Windkraft, PV, Biomasse und Wasserkraft weisen unterschiedliche Marktwerte auf, die je nach Jahreszeit und Nachfragebedingungen variieren. Diese Unterschiede sind von großer Bedeutung für die Planung und Bewertung der zukünftigen Energieerzeugung und -verteilung.

Die Sensitivitätsanalysen im Rahmen der Modellierungen verdeutlichten den Einfluss von Emissions- und Brennstoffpreisen: Der Effekt dieser Faktoren auf Strompreise und Marktwerte verringert sich mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem. In Systemen mit einem hohen Anteil

an erneuerbaren Energien sind die Preise weniger anfällig für Schwankungen bei den Emissions- und Brennstoffkosten, da die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringert wird. Dies führt zu einer stabileren Preisstruktur und geringerer Volatilität. Gleichzeitig wurde deutlich, dass die Verfügbarkeit von Flexibilität – beispielsweise durch Speicherlösungen und Netzausbau – einen immer größeren Einfluss auf die Strompreise und Marktwerte hat, besonders in Systemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien. Mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien wird die Flexibilität des Systems zunehmend entscheidend, um Schwankungen in der Stromerzeugung und -nachfrage auszugleichen. Eine reduzierte Flexibilität führt zu höheren Strompreisen, da teurere Erzeugungsoptionen herangezogen werden müssen, um die fehlende Flexibilität zu kompensieren. Dies hat auch Auswirkungen auf die Marktwerte. Daher wird die zukünftige Bedeutung der Flexibilität für die Stabilität der Strompreise und Marktwerte als sehr hoch eingeschätzt. Im Hinblick auf den Übergang zu einem stärker auf erneuerbare Energien ausgerichteten Energiesystem wird die Fähigkeit, flexibel auf Schwankungen in Angebot und Nachfrage zu reagieren, von entscheidender Bedeutung sein. Investitionen in Speichertechnologien, Netzausbau und andere Flexibilitätslösungen werden daher wesentlich sein, um stabile und wettbewerbsfähige Strompreise zu sichern. Insgesamt zeigt die Analyse, dass die Marktwertdynamiken und Strompreise künftig stark von der Verfügbarkeit von Flexibilität und dem Anteil erneuerbarer Energien im System abhängen werden.

Die dargestellten Ergebnisse fließen in die Entwicklung der Lösungskonzepte für die Weiterentwicklung der Marktprämienregelungen ein. Im folgenden Kapitel werden zudem PPAs und deren Rolle und Zusammenspiel mit Fördermechanismen näher beleuchtet.

7 Die Rolle von PPAs im Zusammenhang mit Fördersystemen

Power Purchase Agreements (PPAs) gewinnen in Europa zunehmend an Bedeutung als langfristige Abnahmeverträge für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen. Sie bieten Unternehmen Preisstabilität und Versorgungssicherheit und fördern gleichzeitig den Ausbau erneuerbarer Energien. Im Folgenden soll die Entwicklung von PPAs in Europa, ihre Bedeutung für Österreich sowie das Verhältnis zu staatlichen Fördermechanismen wie Contracts for Differences (CfDs) und Marktprämien erläutert werden.

Die EU hat mit der 2024 verabschiedeten Strommarktreform (Überarbeitung der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie und -verordnung) die Weichen für die künftige Gestaltung des Strommarktes in den Mitgliedsstaaten gestellt. Für den Ausbau erneuerbarer Energien sind dabei zwei zentrale Mechanismen vorgesehen: Der geförderte Ausbau soll über Contracts for Differences (CfDs) erfolgen, während der ungeforderte Zubau durch die Stärkung und Ausweitung langfristiger Stromlieferverträge (PPAs) vorangetrieben wird (dena, Risikoabsicherung für PPAs. Auswirkungen auf die Projektfinanzierung, 2025). Laut neuer Elektrizitätsbinnenmarktverordnung müssen Mitgliedstaaten Maßnahmen ergreifen, um finanzielle Risiken bei PPAs zu mindern und den Zugang zu langfristigen Verträgen wie PPAs und CfDs zu erleichtern. Diese Verträge sorgen für stabile Verbraucher:innenpreise und verlässliche Einnahmen für Erzeugende erneuerbarer Energien (European Commission, 2024).

7.1. Entwicklung von PPAs in Europa

PPAs haben sich in Europa zu einem zentralen Instrument für den Ausbau erneuerbarer Energien entwickelt. Stand Anfang 2024 wurden Europa insgesamt 40 GW durch (Corporate) PPAs vertraglich gesichert (SolarPower Europe, 2024). Allein im Jahr 2024 kamen 15 bis 19 GW hinzu (Wood Mackenzie, 2025), (Pexapark, 2025). Betrachtet man die einzelnen Länder, liegt Spanien mit 4,66 GW an der Spitze der kontrahierten PPAs. Deutschland folgt mit 2,04 GW auf dem zweiten Platz, siehe Abbildung 10. In Spanien dominiert – wenig überraschend – PV-Strom den PPA-Markt. In Deutschland hingegen liefern sich Wind- und PV-Strom ein enges Rennen (pv magazine, 2024), (Pexapark, 2025). Dieses Wachstum wird durch die steigende Nachfrage nach nachhaltiger Energie und die Absicherung gegen volatile Strompreise getrieben. Unternehmen nutzen vermehrt PPAs, um ihre Nachhaltigkeitsziele zu erreichen und sich gegen Preisschwankungen abzusichern.

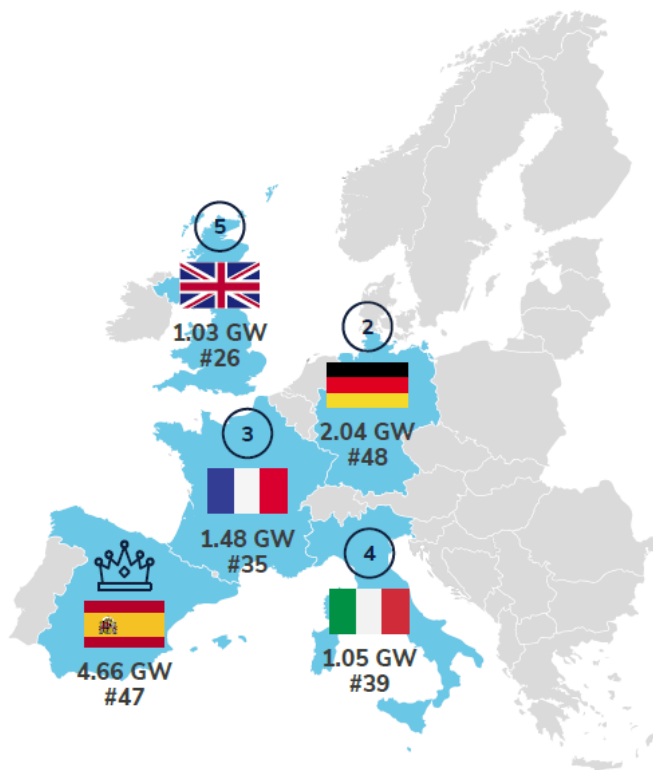


Abbildung 10: PPA-Volumina 2024 in Europa (Pexapark, 2025).

Der PPA-Markt in Europa ist sehr volatil. Abbildung 11 zeigt die Entwicklung von europäischen PPAs zwischen 2019 und 2024, die zwischen Unternehmen und nicht mit einem Energieversorger abgeschlossen werden (Corporate PPAs) als year-over-year (yoy) Wachstum. Dabei wird ersichtlich, dass Krisen, wie etwa die Covid-Pandemie und die Energiepreiskrise großen Einfluss auf die Entwicklung am PPA-Markt hatten/haben (Pexapark, 2025).

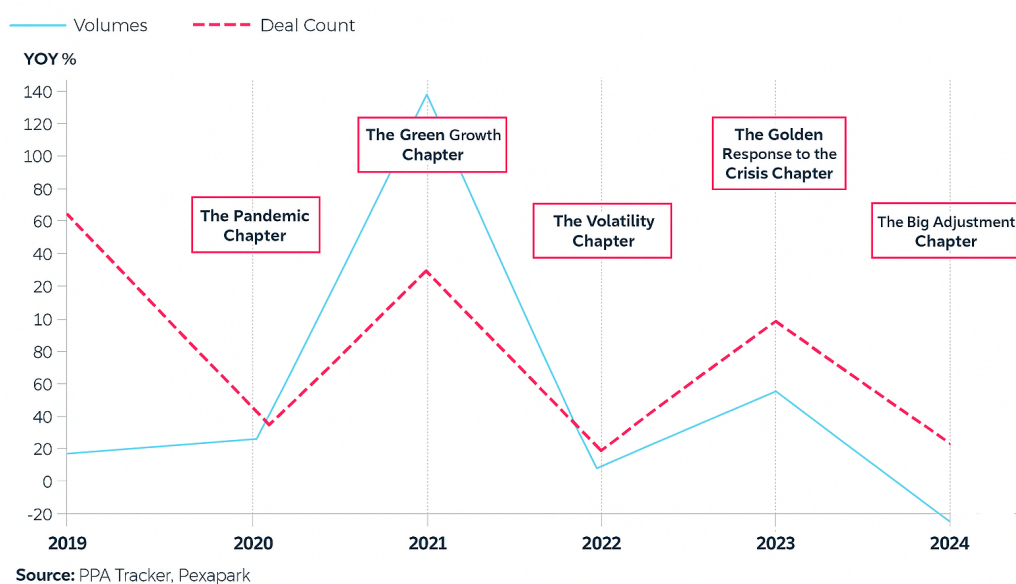


Abbildung 11: YoY-Entwicklung von europäischen Corporate PPAs 2019-2024 (Pexapark, 2025).

Eine Analyse der 8 Länder Frankreich, Griechenland, Ungarn, Irland, Italien, Polen, Spanien und dem Vereinigten Königreich zeigt, dass der PPA-Markt besonders in Spanien stark ausgeprägt (siehe Abbildung 12). In Ungarn und Griechenland können kaum nennenswerte PPA-Aktivitäten verzeichnet werden (Aurora Energy Research, 2022), (windeurope, 2024).

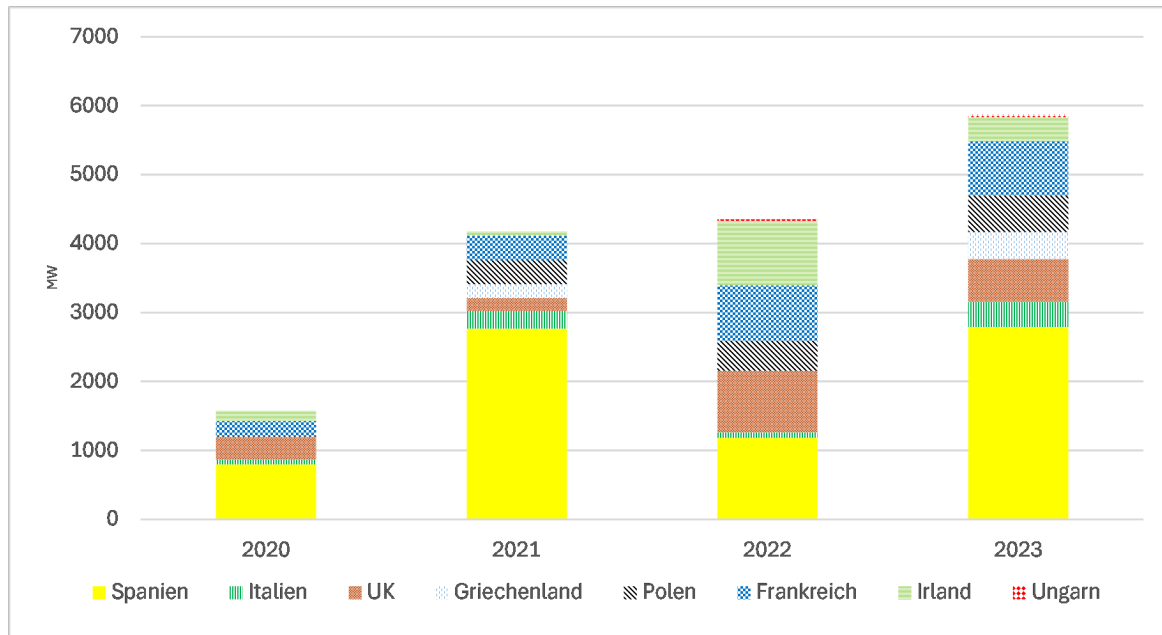


Abbildung 12: Neu abgeschlossene PPA-Kapazitäten der 8 verglichenen Länder 2021-2023 (Aurora Energy Research, 2022), (windeurope, 2024)².

Auch bei den Preisentwicklungen bestehen große Unterschiede. In Abbildung 13 wird deutlich, dass spanische PPAs im Durchschnitt deutlich günstiger ausfallen als etwa im Vereinigten Königreich oder Polen.

² Genaue Daten sind für Ungarn nicht verfügbar, daher wurden die Volumina auf Basis öffentlich zugänglicher Daten geschätzt. Zudem gibt es einige Diskrepanzen zwischen verschiedenen PPA-Datenbanken, sodass die dargestellten Werte für alle Länder geringfügig von den tatsächlichen Werten abweichen können.

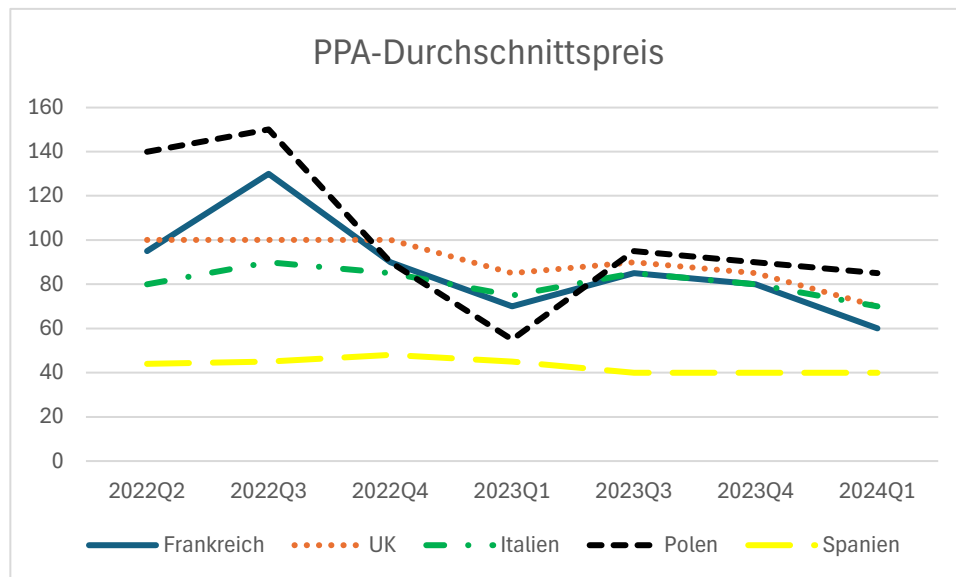


Abbildung 13: Entwicklung der PPA-Preise der 8 verglichenen Länder 2022 Q2-2024 Q1.

Der österreichische Markt zeigt ebenso einen dynamischen, wenn auch noch nicht außerordentlich hohen Anstieg in der Nachfrage nach PPAs, insbesondere bei großen Industriekunden und mittelständischen Unternehmen, die ihre Energieversorgung nachhaltig und wirtschaftlich gestalten wollen (Pexapark, 2025).

7.2. Treiber und Barrieren von PPAs in Europa

Die Europäische Investitionsbank kommt in einer Studie von 2020 (durchgeführt durch Baringa) zum Schluss, dass trotz staatlicher Unterstützung der Markt für Corporate PPAs durch sinkende Technologiepreise und eine steigende Nachfrage nach grünem Strom wachsen. Die Marktgröße hängt von Faktoren wie den Preisen (Energiepreise, Technologiepreise), staatlicher Förderung, Risikobereitschaft und Nachfrage der Abnehmer:innen ab (EIB, 2022).

Zentrale Barrieren sind die begrenzte Risikobereitschaft vieler Abnehmer:innen, insbesondere in margenstarken Branchen wie Industrie oder Konsumgüter, sowie lange Bauzeiten bei Offshore-Windprojekten. Zudem stellt die Kreditwürdigkeit vieler Unternehmen ein Hindernis dar, da Banken oft nur Projekte mit gut bewerteten Vertragspartner:innen finanzieren. Auch eine Studie der DENA aus dem Jahr 2025 kommt zum Schluss, dass fehlende Ausfallgarantien (insbesondere auf Abnehmer:innenseite) ein zentrales Hemmnis der PPA-Projektfinanzierung darstellen (dena, Risikoabsicherung für PPAs. Auswirkungen auf die Projektfinanzierung, 2025). Weitere Herausforderungen sind die mangelnde Standardisierung von PPA-Verträgen und fehlende Absicherungsinstrumente für langfristige Strompreise (EIB, 2022).

Die Marktdynamik unterscheidet sich regional stark: Während Frankreich und Irland große Abnehmer:innenpotenziale haben, fehlt es dort an der Integration staatlicher Förderungen mit dem PPA-Markt. Iberien und die Nordics sind bereits etablierte Märkte, während Deutschland, die Niederlande und Italien durch starke Unternehmensnachfrage folgen könnten. Osteuropäische Länder wie Polen und Rumänien haben attraktive Investitionsbedingungen, jedoch fehlt es an regulatorischer Stabilität und Marktkennntnis (EIB, 2022).

Die Kosten der erneuerbaren Stromproduktion variieren ebenso stark. Die Geschwindigkeit, mit der Netzparität erreicht wird, ist nicht in allen europäischen Ländern gleich hoch. Dafür gibt es zwei Hauptgründe: Erstens lagen in einigen Ländern die Strommarktpreise über dem europäischen Durchschnitt, was das Erreichen der Netzparität beschleunigt, wie in Spanien, Großbritannien und Italien. Zweitens sind die geografischen und klimatischen Bedingungen von Land zu Land unterschiedlich. Dies wirkt sich auf die Produktionskosten für erneuerbare Stromproduktion wie Solar- und Windenergie aus (CREG, 2024).

Hinsichtlich Finanzierung zur Förderung von PPAs können Banken verschiedene Finanzinstrumente einsetzen, darunter projektgebundene Kredite zur Risikominderung, Bau- und hybride Finanzierungen für Offshore-Windprojekte sowie Kreditgarantien für kleinere Unternehmen. Diese Instrumente könnten die Marktakzeptanz von PPAs verbessern, Standardisierung fördern und zusätzliche Investitionen ermöglichen (EIB, 2022).

7.3. Zusammenspiel PPAs und Fördermechanismen (CfD, Marktprämie)

PPAs können in direkter Konkurrenz zu traditionellen Fördermechanismen wie CfDs und Marktprämien stehen, oder aber auch diese ergänzen. Während CfDs einen festen Preis garantieren und Preisrisiken minimieren, bieten Marktprämien Anreize zur Integration erneuerbarer Energien in den Markt.

- **CfDs:** Staatlich garantierte Preise für erzeugte Energie bieten Investor:innen Preisstabilität. CfDs reduzieren das Marktpreisrisiko, indem sie Differenzzahlungen leisten, wenn der Marktpreis unter dem vereinbarten Wert liegt.
- **Marktprämien:** (Gleitende) Prämien auf den Marktpreis, meist ohne oder mit nur teilweise Rückvergütungsmechanismen, incentivieren die Direktvermarktung erneuerbarer Energien und fördern die Marktintegration.

PPAs können diese Mechanismen durch flexible, vertragliche Vereinbarungen, die unabhängig von staatlicher Unterstützung sind, ergänzen. Manche Staaten ermöglichen allerdings keine Kombination von PPAs mit staatlichen Förderinstrumenten. Im Laufe des Jahres 2024 zeigte sich zunehmend der Wettbewerb zwischen staatlich unterstützten CfD-Programmen und dem PPA-Markt. Länder wie Vereinigtes Königreich, Deutschland, Frankreich und Polen passten ihre Höchstpreise an die gestiegenen Kosten an, wodurch die Differenz zwischen Auktionspreisen und marktgetriebenen PPA-Preisen wuchs (Pexapark, 2025).

Eine Analyse der Länder Frankreich, Griechenland, Ungarn, Irland, Italien, Polen, Spanien und dem Vereinigten Königreich zeigt, dass Polen und Spanien parallele Verkäufe über PPAs im CfD-Regime ausschließen, das Vereinigte Königreich solche Kombinationen allerdings teilweise unter Auflagen erlaubt (siehe Tabelle 9). In Frankreich wird der Erhalt von Herkunftsnachweisen (HKN) bei gleichzeitiger PPA-Nutzung untersagt (Stakeholders, 2024).

Tabelle 9: Spezielle Regelungen in den acht betrachteten Ländern bezüglich des Verhältnisses zwischen CfD-Abschlüsse und PPAs (Stakeholders, 2024).

Land	Spezielle Regelungen für PPAs und CfD-Abschlüsse
Frankreich	Projekte, die am staatlichen Förderprogramm teilnehmen und parallel ein PPA unterzeichnen, sind nicht für HKN berechtigt.
Griechenland	PPA-Projekte haben Vorrang in der Anschlusswarteschlange.
Ungarn	PPA-Projekte (außer vor-Ort PPAs ohne Einspeisung ins Netz) müssen 40 % höhere Einkommenssteuer zahlen als Projekte, die am staatlichen Auktionssystem teilnehmen.
Irland	Keine speziellen Regelungen.
Italien	Keine speziellen Regelungen.
Polen	Projekte, die am staatlichen Förderprogramm teilnehmen, dürfen keine PPAs abschließen.
Spanien	Projekte, die am staatlichen Förderprogramm teilnehmen, dürfen keine PPAs abschließen. Sie können nur auf dem Großhandelsmarkt verkaufen, wenn die Anlage vor Ablauf der Realisierungsfrist betriebsbereit ist, nach Ablauf der Frist müssen sie innerhalb des Auktionsförderprogramms verkaufen.
Vereinigtes Königreich	Projekte, die am staatlichen Förderprogramm teilnehmen, dürfen nur Utility-PPAs mit Energieversorgungsunternehmen abschließen, jedoch keine Corporate-PPAs (PPA direkt mit abnehmendem Unternehmen).

Einige Länder, wie Norwegen und Schweden, haben Fördermechanismen für die erneuerbare Energieerzeugung eingeführt, die das Entstehen von PPAs fördern. Diese Länder haben Unterstützungsmechanismen geschaffen, die Produzent:innen Marktschwankungen aussetzen. Tatsächlich wird die gewährte Förderung auf der Grundlage eines festen Preises berechnet. Dies schafft einen Anreiz, langfristige Festpreisverträge, wie Corporate PPAs, abzuschließen, um dieses Risiko abzudecken und stabile Einnahmen zu gewährleisten. In Abwesenheit eines langfristigen Festpreisvertrags wird die Produktion zu Marktpreisen verkauft. Liegen die Marktpreise unter dem für die Förderberechnung angesetzten Festpreis, ist die tatsächliche Rentabilität des Projekts niedriger als die im Fördermechanismus angenommene.

Umgekehrt haben sich Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Belgien (wie auch in Österreich) von einem Modell mit fester Unterstützung pro erzeugter Megawattstunde zu Mechanismen entwickelt, die von Marktpreisen abhängen. Dabei wird ein Durchschnitt der Börsenpreise des Referenzmarktes (z.B. Terminmarkt oder Day-Ahead-Markt) über einen gewissen Produktionszeitraum (Monat, Halbjahr, Jahr) als Referenzwert herangezogen. Um ihr finanzielles Risiko zu verringern, werden Produzent:innen daher ermutigt, ihre Produktion zu einem Preis zu verkaufen, der dem im Fördermechanismus berücksichtigten Referenzpreis entspricht, d. h. auf der Grundlage des Referenzmarkts basiert. Dieser Ansatz unterscheidet sich von den Bedürfnissen von Industrieunternehmen, die bei PPAs über mehrjährige Zeiträume hinweg feste Preise bevorzugen. Daher fördert diese Art von Fördermechanismus für erneuerbare Energien nicht die Entwicklung von

PPAs. In anderen Ländern, wie Italien und Dänemark, haben Maßnahmen wie das Verbot bestimmter Technologien in Ausschreibungen oder staatlich verordnete Kürzungen der öffentlichen Förderung ebenfalls die Nutzung von PPAs beeinflusst (CREG, 2024).

7.4. Risikoabsicherung von PPAs

Ein stabiler regulatorischer und marktwirtschaftlicher Rahmen ist für die Markttakteur:innen unerlässlich. Dabei sollte besonders darauf geachtet werden, wie PPAs mit dem aktuellen Marktprämienmodell und einer möglichen zukünftigen symmetrischen Marktprämie in Form von CfDs zusammenspielen. Zusätzlich könnten steuerliche Anreize die Attraktivität von PPAs steigern.

Angesichts der Finanzierungsrisiken bei PPA-Projekten könnte die Einführung einer staatlichen Ausfallgarantie geprüft werden, um das Risiko für Abnehmer:innen zu verringern (dena, 2023).

Hinsichtlich Risikoabsicherung für die Erzeugerseite verfolgen europäische Länder unterschiedliche Strategien (siehe Tabelle 10). Die Finanzierungskosten liegen für PPAs höher als für staatlich geförderte Projekte, da Banken das Risiko anhand der Bonität des Abnehmenden bewerten. Unternehmen mit schlechterer Bonität haben daher oft nur eingeschränkten Zugang zu günstigen PPAs. Einige europäische Länder haben bereits Instrumente zur Risikoabsicherung eingeführt, um das Finanzierungsrisiko zu senken und PPAs wettbewerbsfähiger zu machen. Eine staatliche Absicherung könnte PPAs als Industriestrompreis-Alternative weiter stärken (dena, 2025). Ein Beispiel stellt das norwegische Modell dar, in dem der Staat bei Zahlungsausfall des PPA-Abnehmenden einspringt und dabei die Stromlieferung abnimmt bzw. vergütet (Deloitte, 2024).

Tabelle 10: PPA-Absicherungsmechanismen in Norwegen, Spanien und Frankreich (dena, 2025).

Land	Garantie- geber:in	Berechtigte Abnehmer:in	Berechtigte Erzeuger:in	PPA-Anforder- ungen	Garantie- struktur	Finanzierung
Nor- wegen	Export Finance Norway (Eksfin)	Unternehmen der Holz-, Holzverarbeitun- gs-, Chemie- oder Metallindustrie mit > 10 GWh Jahresverbrauch h, Konsortien	Keine Technologie- oder Standortbeschränk- ungen; auch Anlagen außerhalb Norwegens möglich	Laufzeit 7–25 Jahre, Mindestvolume n 35 GWh, physisch oder finanziell	80 % der Differenz zwischen jährlichem Spotpreis und PPA- Preis, Eksfin übernimmt Verkauf, jährliche Abrechnung	Selbstfinanzieru- ng durch Prämien
Spanien	FERGEI über CESCE	Zertifizierte stromintensive Unternehmen mit > 1 GWh Jahresverbrauch h und 50 % Off- Peak-Verbrauch	Strom aus erneuerbaren Quellen mit Herkunftsnachweis , keine Förderung bereits subventionierter Anlagen	Laufzeit 5–20 Jahre, Mindestabdecku- ng von 10 % des Strombedarfs	80 % der Verluste durch Nichtzahlun- g des Abnehmers oder Finanzinstitu- ts	Finanzierung über FERGEI- Fonds (200 Mio. Euro/Jahr, 600 Mio. Euro für die ersten 3 Jahre)
Frank- reich	GER über Bpifrance	Unternehmen aus Rohstoffabbau oder Fertigungssektor mit Sitz und Verbrauch in Frankreich	Onshore-Wind- oder PV-Anlagen auf französischem Festland, Neu- oder Repowering- Anlagen	Laufzeit 10–25 Jahre, Mindestvolume n 5 GWh (Einzelabnehmer :in) oder 10 GWh (Konsortien)	80 % der Differenz zwischen monatliche m Spotpreis und PPA- Preis, monatliche Abrechnung, virtuelle Verrechnun- g mit unerwartete n Gewinnen	68 Mio. Euro Fonds, Kombination aus Prämien und Abschöpfung unerwarteter Gewinne bei hohen Spotpreisen

In Deutschland kann das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine indirekte Absicherung für erneuerbare Energieprojekte bieten, sofern die Anlagen förderfähig sind und in den Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten. Durch die monatliche Möglichkeit, die Veräußerungsform zu wechseln – etwa von einer sonstigen Direktvermarktung (darunter fallen PPA-Verträge, wenn die Herkunftsnachweise ebenso veräußert werden sollen) in die geförderte Direktvermarktung – kann das EEG als eine Art „Fall-Back-Option“ dienen. Dies bedeutet, dass ein Projekt im Falle eines Ausfalls des PPA-Abnehmenden oder bei einem offenen Anschlussvertrag weiterhin durch die EEG-Förderung abgesichert wäre. Allerdings ist unklar, ob diese Möglichkeit langfristig bestehen bleibt, da sie Teil der aktuellen Diskussion um die Weiterentwicklung des deutschen Strommarktdesigns ist (dena, 2025).

In Österreich gibt es eine vergleichbare Absicherung durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG). Da die Direktvermarktung im EAG nicht näher spezifiziert ist, wäre es theoretisch möglich, ein PPA trotz einer Förderzusage im Marktprämienmodell zu nutzen. Dadurch könnte auch das EAG eine gewisse Ausfallsicherung für PPA-Projekte bieten (RIS, 2025). Hier gilt es allerdings im Gegensatz zur

Marktprämienförderung in Deutschland zu unterscheiden, dass in Österreich für Windkraft- und Wasserkraftanlagen größer 10 MW und für PV-Anlagen größer 5 MW bereits eine Rückzahlungspflicht von 66% der Mehrerlöse besteht, wenn der anzulegende Wert den Referenzmarktwert um 40% übersteigt. Diese Rückzahlungspflicht, welche sich auf den Day-Ahead-Markt als Referenzmarkt bezieht, würde PPA-Abschlüsse eher verhindern.

7.5. Schlussfolgerungen und Zukunftsperspektiven bzgl. PPAs

PPAs haben sich in Europa zu einem zentralen Instrument für den Ausbau erneuerbarer Energien und zur Förderung der Energiewende entwickelt. Sie bieten langfristige Preisstabilität, flexible Vertragsgestaltungen und eine unabhängige Finanzierung von erneuerbaren Energieprojekten. Tabelle 11 zeigt zusammenfassend die in diesem Bericht beschriebenen Treiber und Barrieren für PPAs.

Tabelle 11: Zusammenfassung der wichtigsten Treiber/Barrieren für PPAs (EIB, 2022), (CREG, 2024), (dena, 2025), (Pexapark, 2025).

	EU-weit	Länderspezifisch	PPA-spezifisch
Treiber/ Barrieren	<ul style="list-style-type: none"> Rechtlicher Rahmen <ul style="list-style-type: none"> EE-Ziele Nachhaltigkeitsreporting Weitere Vorgaben (z.B. RFNBO, Additionality) Marktentwicklungen/-events 	<ul style="list-style-type: none"> Kosten EE-Stromproduktion („Netzparität“) Nachfrage Unternehmen/Industrie Energiemix (CO₂-Intensität) Regulatorischer Rahmen <ul style="list-style-type: none"> Ausgestaltung EE-Fördersystem (nächste Folie) Ausfallsgarantien Investitionsbedingungen, steuerliche Hindernisse/Erleichterungen 	<ul style="list-style-type: none"> Vertragskomplexität – fehlende Standardisierung Risiko-Allokation <ul style="list-style-type: none"> Kredit-/Ausfallsrisiko abnehmende Partei

In Österreich spielen PPAs derzeit jedoch noch eine untergeordnete Rolle. Theoretisch sind PPA-Abschlüsse in Österreich möglich, praktisch jedoch kaum umsetzbar, da durch die Marktprämienregelung (und etwaig zukünftige CfD-Regelungen) eine potenzielle Rückzahlungspflicht entsteht – ein erhebliches Risiko, das vom Anlagenbetreibenden getragen werden müsste. Sollte hier ein PPA-Hochlauf politisch angestrebt werden, sollte hier eine separate Förderschiene oder der PPA-Preis als Referenzmarktwert herangezogen werden, um die Abschöpfung von nicht vorhandenen Übergewinnen zu verhindern.

Die Wahl des Förder- oder Vermarktungsinstruments ist eng mit den Finanzierungsbedingungen von Projekten verknüpft. Daher widmet sich das nächste Kapitel der Frage, wie Kapitalkosten und WACC-Konzepte die Investitionsbereitschaft beeinflussen.

8 Allgemeine Finanzierungsbedingungen im Zusammenhang mit staatlichen Förderungen

Im Zuge des Projektes wurde untersucht, wie im Rahmen einer Weiterentwicklung der Marktprämienregelung angemessen auf Finanzierungsbedingungen eingegangen werden kann. Dabei soll einerseits die Wirtschaftlichkeit des Fördersystems beachtet werden, d.h. die anfallenden Gesamtkosten reduziert werden. Andererseits sollen methodisch einfache und klar zu kommunizierende, konzeptionell soweit wie möglich abgesicherte Vorgehensweisen gesucht werden.

Im Zentrum der Darstellungen steht das Konzept des WACC, nicht zuletzt aufgrund seiner hohen praktischen Bedeutung und der damit einhergehenden Anerkennung, die er im vorherrschenden Diskurs erfährt. In Kapitel 8.1 wird es in Folge dargestellt und auf seine Eignung für den Untersuchungsgegenstand gewürdigt. Hiernach folgt eine Betrachtung, in welcher Weise Finanzierungsbedingungen im Allgemeinen und das WACC-Konzept im Speziellen in den jüngsten Gutachten zu Betriebs- und Investitionsförderungen zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) berücksichtigt wurden. Die daran knüpfende gesamthafte Würdigung des WACC-Konzeptes geht über in eine Diskussion der Ausgestaltungsvorschläge, die im vorliegenden Projekt zur zukünftigen Neugestaltung der Marktprämienregelung erarbeitet wurden. Hierzu lassen die erzielten Ergebnisse – bei allen aufzuzeigenden methodischen Limitationen des WACC-Konzeptes – konkrete Schlussfolgerungen zu, die den Projektzielsetzungen zutragen.

8.1. Die Bedeutung des WACC-Konzeptes im Rahmen der Marktprämienregelung in Österreich

Die Finanzierungsbedingungen, mit denen sich Energieprojekte in Österreich konfrontiert sehen, sind ein wesentlicher Bestimmungsfaktor für die Wirtschaftlichkeit eines Projektes

- sowohl aus Sicht der öffentlichen Hand (häufig als Fördergeber)
- als auch aus Sicht der Projektbetreibenden

und sind damit nicht zuletzt maßgeblich für den Umfang, in dem Projekte realisiert werden können (nebst weiteren ordnungspolitischen Aspekten in Verbindung mit der Projektrealisierung). Deutlich zeigten dies die Turbulenzen in Folge der Pandemie und des russischen Einmarsches in der Ukraine auf. Die ansteigende Inflation und steigende Risikozuschläge auf den Kapitalmärkten verteuerten u.a. die Finanzierung, was die Realisierung von neuen Projekten maßgeblich erschwerte. Ähnliche schockartige Entwicklungen waren allerdings auch in der Vergangenheit zu beobachten und lassen sich gleichsam für die Zukunft weder ausschließen noch prognostizieren.

Die hohe Bedeutung der Finanzierungsbedingungen (Kapitalkosten) für Investitionsverhalten ist durch empirische Befunde entsprechend belegt. Beispielsweise finden sich in der Literatur Belege dafür, dass die Kapitalkosten in den relevanten Kalkülen der Betreibenden ein höheres Gewicht

einnehmen als wie mengenmäßige Ertragsparameter (im Kontext von Photovoltaik: z.B. Sonnenertrag; (Ondraczek & et al., 2015)).

Der Umgang mit den Finanzierungsparametern ist damit ein wichtiges Schlüsselement in Überlegungen zur Neugestaltung von Marktprämienregelung. Einerseits hinsichtlich der Frage, wie mit der Bemessung derartig volatilen Parametern sachgerecht in einer Prämienregelung umgegangen werden sollte. Andererseits hinsichtlich des noch grundlegenden Aspektes, auf welcher methodischen Grundlage eine Berücksichtigung bei der Festlegung von Marktprämien erfolgen sollte.

Sowohl in der Literatur als auch in der überwiegenden Förderpraxis herrscht das Modell der Weighted Average Cost of Capital (WACC) vor, um eine Festlegung angemessener Finanzierungsparameter vorzunehmen (z.B. (Franz-Dabrowska & et al., 2021), (Bruck & et al., 2018)). Dies trägt dem hohen Stellenwert dieses Konzeptes in weiten Teilen der Bewertungspraxis Rechnung, ist darüber hinaus aber wenig reflektiert. Da die für die Ermittlung benötigten Daten insbesondere im relevanten Fall der nicht-börsennotierten Unternehmen nicht empirisch beobachtbar sind, wird häufig auf Befragungen oder Rückrechnungsverfahren zurückgegriffen. Mitunter stehen Auktionsdaten zur Verfügung, um zu einer Ableitung zu gelangen (z.B. (Steffen & Waidelich, Determinants of cost of capital in the electricity sector, 2022)).

In der Projektentwicklung werden häufig Kapitalkostensätze in Form von „hurdle rates“ angewandt, die vom WACC abweichen. Zumeist liegen sie dabei über dem WACC, sodass dieser auch hier der WACC methodischer Ausgangspunkt ist und seine Relevanz einnimmt (z.B. (Kell & et al., 2023)). Aus Sicht eines Fördergebers ist in diesem Zusammenhang die damit verbundene Anreizwirkung von Bedeutung (Romeijnders & Mulder, 2022).

8.2. WACC und CAPM

8.2.1. Das Konzept des WACC

Das Konzept des WACC sieht die Ermittlung eines gewichteten Gesamtkapitalkostensatzes vor, der Eigen- wie Fremdkapitalgebende gleichermaßen bedient. Dies soll ein Maß für die erwartete oder tatsächliche Verzinsung eines durchschnittlichen Kapitalgebers sein.

$$c^{WACC} = r(FK) * (1 - s) * \frac{FK}{GK} + r(EK)_v * \frac{EK}{GK}$$

c^{WACC} = WACC

FK = Marktwert des verzinslichen Fremdkapitals

EK = Marktwert des Eigenkapitals

GK = Marktwert des Gesamtkapitals (WACC-Ansatz)

s = Unternehmenssteuersatz

$r(FK)$ = Kosten des Fremdkapitals bzw. Renditeforderung der Fremdkapitalgebenden

$r(EK)_v$ = Renditeforderung der Eigenkapitalgebenden für das verschuldete Unternehmen

Die Berechnung des WACC basiert grundsätzlich auf Marktwerten bzw. erwarteten zukünftigen Kapitalstrukturen, wo diese von den gegenwärtigen abweichen. Während die Ermittlung von Marktwerten für das Fremdkapital im Regelfall unproblematisch ist, liegt besonderes Augenmerk auf der Ableitung eines Eigenkapitalkostensatzes. Dieser ist im Rahmen obiger Formel nicht nur $r(EK)_v$ maßgeblich, sondern auch für die Gewichtung von Eigenkapital- und Fremdkapitalsätzen. Als wichtigster Ansatz für diese Ableitung hat sich das Capital Asset Pricing Model (CAPM) etabliert.

Ein zentrales Anwendungsgebiet des WACC liegt einerseits in Discounted Cash-Flow (DCF)-Verfahren. Für die Bewertung von Unternehmen bzw. Einzelprojekten werden die Erwartungswerte zukünftiger Zahlungsüberschüsse mit dem WACC diskontiert, um einen Kapitalwert zu ermitteln. Dieser drückt die Vorteilhaftigkeit eines Projektes aus im Sinne der Erwirtschaftung von Rückflüssen, die über den maßgeblichen Kapitalkosten zu liegen kommen. Die Berechnung kann mit nominellen oder realen Wertansätzen erfolgen, wobei auf Konsistenz zwischen Zähler und Nenner zu achten ist. Das Konzept des WACC im Rahmen des DCF-Verfahrens ist in folgender Formel dargestellt.

$$UW = \sum_{t=1}^{\infty} \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

UW = Unternehmenswert

CF = Cash-Flow

r = Kapitalkostensatz

t = Zeitpunkt

Für die Ermittlung der Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCOE) unterscheidet sich die Berechnungsweise, der WACC spielt aber gleichermaßen eine zentrale Rolle. Als wichtige Besonderheit ist anzumerken, dass auf den Abzug des sog. tax shield („(1-s)“) zu verzichten ist. Mit dem LCOE wird nämlich ein Vorsteuerwert ermittelt, siehe folgende Formel (Fraunhofer, Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, 2024, S. 39).

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE = Stromgestehungskosten in EUR/kWh

I_0 = Investitionsausgaben in EUR

A_t = Jährliche Gesamtkosten in EUR im Jahr t

$M_{t,el}$ = Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh

i = realer kalkulatorischer Zinssatz

n = wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren

t = Jahr der Nutzungsperiode (1, 2,...n)

8.2.2. Das Konzept des CAPM

Überblick

Das CAPM ist ein Modell zur Erklärung von Wertpapierrenditen auf Kapitalmärkten. Es basiert auf theoretischen Fundamenten wie der Portefeuilletheorie, nach deren Erkenntnis sich durch Mischung von Wertpapieren deren Risiko reduzieren lässt, sofern die Renditen nicht vollständig positiv

korreliert sind. Das Risiko wird dabei als Renditeschwankung, d.h. als Volatilität eines Wertpapier-Kurses, verstanden, die bezweckte Mischung als Diversifikation. Annahmegemäß muss ein vollkommener Kapitalmarkt unterstellt werden; weiters, dass alle Anlegenden dieselben Erwartungen hinsichtlich der Renditen und Risiken der Anlage haben. Steuern und Transaktionskosten werden nicht in die Betrachtung aufgenommen. Schließlich handelt es sich um ein Ein-Perioden-Modell.

Die Annahmen, auf denen das CAPM basiert, liegen im Regelfall nicht vor. Darüber hinaus ist die empirische Fundierung der ermittelten Ergebnisse schwach. Dennoch ist es sowohl für kapitalmarktbasierte Bewertungen als auch abseits des Kapitalmarkts weit verbreitet. Dies liegt insbesondere in der theoretischen Geschlossenheit des Systems, die für Transparenz in der Ermittlung sorgt und damit u.a. den Raum für willkürliche Bewertungen einschränkt.

Die nachfolgende Abbildung 14 und die folgende Formel systematisiert die Bestandteile des CAPM und deren Zusammenhänge. Auf diese wird im Detail in den nächsten Kapiteln eingegangen.

$$r_{EK} = r_f + (r_m - r_f) * \beta_{levered}$$

r_{EK} = Eigenkapitalkosten

r_f = Basiszinsfuß/Zinssatz risikofreier Anlagen

r_m = Erwartete Markttrendite

$\beta_{levered}$ = Systematisches Risiko des Unternehmens

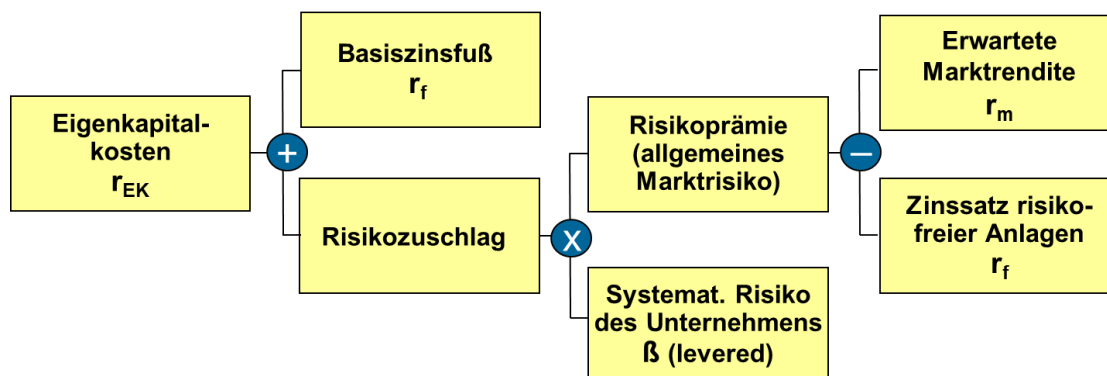


Abbildung 14: Bestandteile und Zusammenhänge des CAPM.

Basiszinsfuß

Ausgangspunkt der Bewertung der Eigenkapitalkosten gemäß CAPM ist die Annahme, dass eine Anlage jederzeit risikolos möglich ist. Die diesfalls erhaltene Rendite wird als „Basiszinsfuß“ bezeichnet. Sie ist dadurch charakterisiert, dass ihre Rendite nicht schwankt, sohin keine Volatilität existiert.

Da solche Anlagen nicht existieren, wird im Regelfall auf Anleihen der öffentlichen Hand mit hervorragender Bonität („AAA“) abgestellt. Unter Berücksichtigung von Äquivalenzprinzipien wie jenem der Währungs- bzw. Laufzeitäquivalenz wird im deutschsprachigen Raum zumeist auf die interne Verzinsung deutscher Staatsanleihen abgestellt. Diese werden über die Homepage der deutschen Bundesbank zur Verfügung gestellt bzw. lassen sich mittels Svensson-Methode ableiten. Die Laufzeit orientiert sich an der Laufzeit bzw. Lebensdauer der bewerteten Anlage; ist diese

unendlich, so wird häufig auf eine 30-jährige der vergleichbaren sicheren Anlage Laufzeit abgestellt, um den Basiszinsfuß abzuleiten.

Ein wesentlicher Faktor, der die Höhe des Basiszinsfußes bestimmt, stellt die Inflation dar. Diese sowie geldpolitische Maßnahmen, die zur Bekämpfung von zu hohen Inflationsraten gesetzt werden, können Anleiherenditen steigen lassen.

Marktrisikoprämie

Hiernach ist die Marktrisikoprämie als Differenz zwischen dem Basiszinsfuß und der Marktrendite zu berechnen. Letztere ist über einen möglichst breit zu wählenden Index zu ermitteln. Als Beispiele kommen etwa der MSCI World oder der STOXX Europe 600 in Betracht.

Traditionell erfolgt eine Ableitung auf Basis von am Markt beobachtbaren historischen realisierten Renditen; dies führt zu vergleichsweise stabilen Ergebnissen, die insbesondere durch die Wahl des betrachteten Index sowie der zugrunde gelegten Analysezeiträume beeinflusst werden. Alternativ hat sich in der jüngeren Vergangenheit die Berücksichtigung von erwarteten Renditen, sog. impliziter Marktrenditen, etabliert, die neben Vorteilen aber auch spezifische Nachteile aufweisen (siehe dazu Kapitel „Modifikationen und deren Relevanz“).

Da die Inflation gleichermaßen die Höhe der Marktrenditen beeinflussen kann, spielt sie hier ebenso eine wichtige Rolle. Wird die Marktrisikoprämie auf Grundlage historischer Renditen ermittelt, ist sie allerdings in ihrer gegenwärtigen Höhe nicht angemessen berücksichtigt, sodass häufig gutachterliche Anpassungen vorgenommen werden.

Beta-Faktor

Der Beta-Faktor bildet nunmehr die individuelle Risikoposition einer Anlage ab. Er gibt wieder, wie sich die Rendite dieser Anlage im Verhältnis zur Marktrendite entwickelt. Ein Beta von 1 bedeutet, dass die Anlage sich im gleichen Maße wie der Markt bewegt, ein Beta größer als 1 deutet auf eine überproportionale Bewegung hin und ein Beta kleiner als 1 auf eine unterproportionale Bewegung. Die folgende Formel zeigt die Ermittlung des Beta-Faktors für eine Anlage.

$$\beta = \frac{\rho_{i,M} * \sigma_i}{\sigma_M} \text{ bzw. } \beta = \frac{Cov(r_i, r_M)}{\sigma_M^2}$$

$\rho_{i,M}$ = Korrelation zwischen Unternehmens- und Marktrendite (r_i und r_M)

σ_i, σ_M = Volatilität der jeweiligen Renditen

Der Beta-Faktor wird aus dem Verhältnis der Kovarianz zwischen der Rendite der Anlage und der Marktrendite zur Varianz der Rendite des Marktrendite abgeleitet. Die erfolgt anhand von Zeitreihendaten mittels einfacher linearer Regression; Gestaltungsspielraum zeigt hier u.a. bei der Wahl der Betrachtungszeiträume, die für die Ermittlung des Beta-Faktors herangezogen werden. Eine solche Ableitung ist allerdings grundsätzlich nur für börsennotierte Anlagen (z.B. Aktien von Unternehmen) möglich; anderenfalls ist auf Beta-Faktoren einer Peer-Group bzw. einer ganzen Branche abzustellen, um für eine Anlage zu einem aussagekräftigen Ergebnis zu gelangen; hierbei eröffnen sich weitreichende weitere Gestaltungsspielräume.

Der Beta-Faktor erfasst nur das systematische Risiko einer Anlage, d.h. das Risiko, welches nicht diversifiziert werden kann. Im Konzept des CAPM wird hinsichtlich des unsystematischen Risikos nämlich eine vollständige Diversifikation unterstellt.

Aus empirischen Daten von Anlagen kann zunächst nur ein levered Beta ermittelt werden, welches den gegebenen Verschuldungsgrad bereits berücksichtigt. Dieser Verschuldungsgrad ist zunächst zu bereinigen (unlevered Beta, das somit auf das operative (Geschäfts-)Risiko einer Anlage abstellt), um anschließend eine Anpassung auf die maßgebliche Zielverschuldung zu erreichen („re-levering“).

Einschränkungen des CAPM in der Praxis

Die bisherigen Ausführungen stellten das theoretische Fundament dar, auf denen das CAPM beruht. Die methodische Geschlossenheit und damit verbunden die Willkürfreiheit in der Vorgehensweise sind zentrale Vorteile. Es sticht allerdings ebenso hervor, dass das Konzept auf restriktiven Annahmen beruht, die im Kontext erneuerbarer Energieprojekte im Regelfall nicht vorliegen werden.

Einen wichtigen Problembereich, der in diesem Zusammenhang zu würdigen ist, stellt die Heterogenität der Betreibenden in Österreich dar (Thoman, 2016, S. 15). Diese können in drei verschiedene Klassen eingeteilt werden:

- börsennotiertes Unternehmen als Betreiber:in
- nicht-börsennotiertes Unternehmen als Betreiber:in
- natürliche Person als Betreiber:in

Auf Unternehmensebene lässt sich v.a. für die erstgenannte Kategorie von Unternehmen ein Eigenkapitalkostensatz nach dem CAPM verlässlich ermitteln. Eine feingliederigere Differenzierung nach verschiedenen Technologien ist auf Basis öffentlich zugänglicher Daten aber bereits schwierig. Für nicht-börsennotierte Unternehmen gestaltet sich die Ermittlung bereits weitaus problematischer, wobei häufig Analogieschlüsse zu börsennotierten Unternehmen – mit den soeben dargelegten Einschränkungen – zur Anwendung gelangen kann. Sofern natürliche Personen als Betreibende in Betracht kommen, steht die Betrachtung im dargelegten Rahmen jedoch vor besonderen Herausforderungen. Die Abhängigkeit von Finanzierungsbedingungen und damit einhergehend von Kapitalkosten ist zusammengefasst ein zu würdigender Faktor, dessen Relevanz empirisch belegt ist (z.B. (Fraunhofer, 2021, S. 12 f.)), der jedoch im Regelfall nicht berücksichtigt wird.

Ebenso soll das Problem des Bewertungsobjektes hervorgestrichen werden. Kapitalmarktdaten stehen im Regelfall auf Ebene von Unternehmen in ihrer Gesamtheit zur Verfügung. Der Rückschluss auf konkrete Projekte, die mitunter deutlich abweichende Risikoprofile aufweisen können, ist diesfalls häufig nicht möglich. Dies gilt auch die Identifikation einer Peer-Group, deren Geschäftsmodell hinreichend fokussiert ist, um solche Rückschlüsse zu erlauben, wird sich bei börsennotierten Unternehmen schwierig gestalten. Empirische Studien zeigen auf, dass der Unterschied zwischen verschiedenen Arten erneuerbarer Energietechnologien mitunter ein nicht unbedeutender ist, und darüber hinaus stark vom Länderkontext geprägt ist (Steffen, 2020). Insofern ist hier für Bewertungen mit nicht zu beseitigenden Unschärfen zu rechnen, die mitunter beträchtliche Ausmaße annehmen können.

Weitergehend ist auch anzumerken, dass Marktprämienregelungen nicht auf Betreibende, sondern auf einzelne Projekte abstellen. Dies verschärft die soeben umrissene Problematik weiter.

Modifikationen und deren Relevanz

Um die Kritik am CAPM zu adressieren bzw. dessen Aussagekraft zu verbessern, haben sich eine Vielzahl an Modifikationen in Literatur und Praxis etabliert. Als wichtigste Alternativen sind dabei zunächst zu nennen:

- Arbitrage Pricing Theory: Basiert auf der Idee, dass die Renditen eines Vermögenswerts anhand der linearen Beziehung zwischen der erwarteten Rendite des Vermögenswerts und einer Reihe von makroökonomischen Variablen, die das systematische Risiko erfassen, vorhergesagt werden können.
- 3-Faktoren-Modell/5-Faktoren-Modell von Fama/French. Bewertung der Faktoren „Marktrisiko“, „Größe“ und „Wert“; später ergänzt um „Ertragskraft“ und „Investitionskraft“.
- Consumption CAPM: Gegenüber dem CAPM ein realistischerer, mehrperiodiger Ansatz. Die erwartete Rendite eines Vermögenswerts hängt mit dem „Konsumrisiko“ zusammen, d. h. damit, wie viel Unsicherheit im Konsum durch das Halten des Vermögenswerts entstehen würde.

Ausgehend von drei grundlegenden Kriterien, die angewandte Methoden aus regulatorischer Sicht erfüllen sollten (Einfachheit, Nachvollziehbarkeit/Ermessensspielräume beschränken/Zeiträume der Komponenten an Kapitalbindungsdauer anpassen) kommt (Römer, 2016, S. 77) zu folgendem Schluss: *„Vor allem die Ermittlung der zusätzlichen Komponenten erweist sich hierbei als Herausforderung. Die Ermittlung dieser Werte erhöht den Arbeitsaufwand bei der Regulierungsbehörde deutlich und ist in der Regel kompliziert. Ferner bieten weitere Komponenten zusätzliche Freiräume bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes, die nicht gewünscht sind. Daher empfiehlt es sich auch weiterhin, das CAPM für die Ermittlung der Kapitalkosten im Rahmen der Regulierung zu verwenden, da es bisher keine Alternative zu einem marktorientierten Ansatz gibt.“*

Eine Modifikation dieses CAPM, die in der jüngeren Vergangenheit weite Verbreitung gefunden hat, betrifft die Ermittlung impliziter Kapitalkosten. Hierdurch sollen die Parameter des CAPM stärker an den zukunftsgerichteten Markterwartungen ausgerichtet sein. Dies nimmt insbesondere den Parameter der Marktrisikoprämie in den Fokus, da der Basiszinsfuß im Regelfall bereits zukunftsgerichtet ermittelt wird, während die zukunftsgerichtete Ermittlung des Beta-Faktors noch mit besonderen methodischen Herausforderungen verbunden ist. Allerdings sind mit diesem Ansatz spezifische Probleme verbunden, welche die Einsatzmöglichkeiten im Rahmen der Regulierung beschränken:

- Implizite Kapitalkosten unterliegen in der Regel einer hohen Volatilität
- Die erzielten Ergebnisse weisen eine starke Abhängigkeit von den getroffenen Annahmen auf, z.B. Schätzmethoden, Analysezeiträume und angenommene Wachstumsraten
- Darüber hinaus ist die Verknüpfung implizit abgeleiteter Parameter mit historischen Parametern (v.a. dem Beta-Faktor) methodisch problematisch.

Eine Veranschaulichung bietet die nachfolgende Abbildung 15. Diese enthält die implizit ermittelten Marktprämien auf Basis dreier Index-Werte, unter Angabe gewählter Betrachtungszeiträume und Wachstumsannahmen. Diese Parameter würden zu weiteren Sensitivitäten führen.

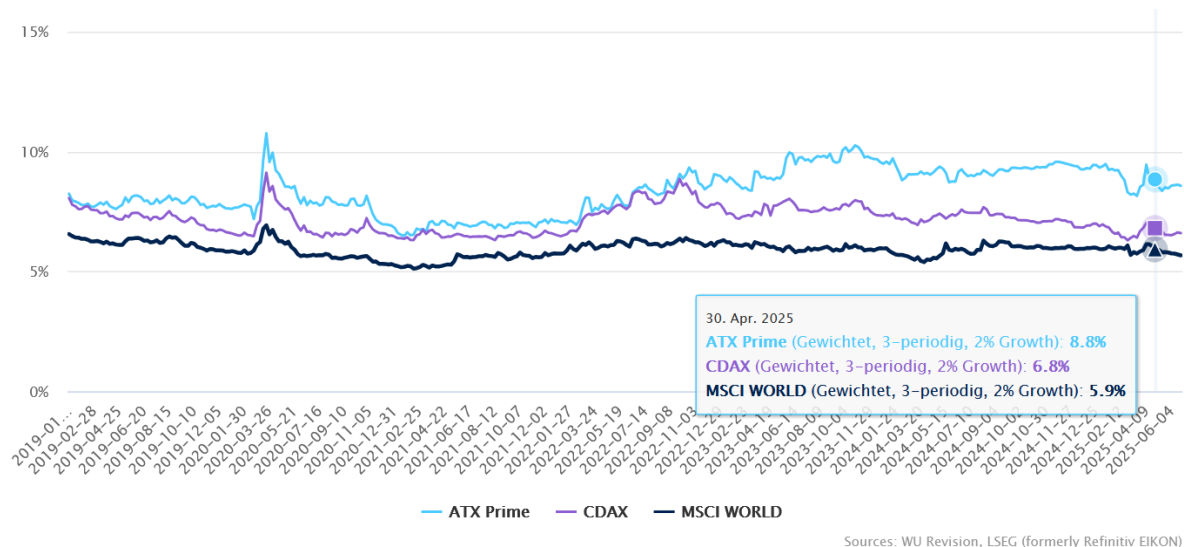


Abbildung 15: Entwicklung der impliziten Marktprämie (Aschauer & et al., 2025).

In der gutachterlichen Praxis etabliert ist darüber hinaus die Integration eines Debt-Beta in das CAPM. Dies wird als erforderlich angesehen, wenn die zum Basiszinssatz laufzeitäquivalenten Fremdkapitalkosten des Unternehmens wesentlich vom Basiszinssatz abweichen. Diesfalls liegt ein sogenannter credit spread vor, der das höhere Ausfallrisiko der Fremdkapitalgeber ausgleichen soll (siehe folgende Formel, Variablenerklärungen auf S. 39).

$$r_{FK} = r_f + \beta_{FK} * (r_M - r_f)$$

$$\beta_{FK} = \frac{r_{FK}}{r_M}$$

Wobei

Als weitere Modifikationen anzuführen sind u.a.:

- Länderrisikoprämien
- Size-Premiums
- Fungibilitätszuschläge
- Zuschläge für mangelnde Diversifikation

In empirischer Hinsicht kommt diesen eine hohe Relevanz zu. Insbesondere für kleinere und nicht-börsennotierte Unternehmen lassen sich höhere Kapitalkosten feststellen, die auf Faktoren wie die soeben angeführten zurückgeführt werden können. Etwa da viele Voraussetzungen des CAPM im Kontext dieser Unternehmen nicht erfüllt sind. Dennoch steht die Integration solcher Zuschläge in das CAPM umgekehrt im Widerspruch zu dem CAPM, weswegen eine Integration in dieses abgelehnt wird. Gefordert wird stattdessen, die von diesen Modifikationen angesprochenen Risikofaktoren in die bereits vom CAPM vorgesehenen Parameter zu integrieren bzw. im Erwartungswert der Zahlungsflüsse, die mithilfe des CAPM diskontiert werden sollen, zu berücksichtigen. Willkürliche Modifikationen des CAPM sind jedenfalls abzulehnen.

Im Zusammenhang mit erneuerbaren Energieprojekten ist schließlich zu untersuchen, inwieweit Abschläge in den Kapitalkosten aufgrund der Nachhaltigkeit der verfolgten Geschäftstätigkeit

geboten sind. In der Literatur wird hier von einem „Greenium“ gesprochen. Dessen Existenz bzw. Höhe ist jedoch umstritten und stark schwankend; zuletzt wurde ein Rückgang festgestellt (DWS, 2024). Damit scheint auch dieser Faktor gegenwärtig bewertungsirrelevant zu sein.

Die Diskussion unterstreicht einerseits die methodischen Vorzüge des CAPM, zugleich aber dessen Limitationen. Anlass und Zweck der Bewertung, für welche auf das CAPM zurückgegriffen wird, sollten damit besonders im Fokus stehen. Es bleibt dabei zu bezweifeln, dass dieses Konzept im Zusammenhang mit einer Marktprämienregelung für erneuerbare Energieprojekten ein geeignetes Einsatzgebiet findet.

8.3. Kapitalkostensätze in den bisherigen Gutachten zu Betriebs- und Investitionsförderungen zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

Auch in den bisherigen Gutachten zur Betriebs- und Investitionsförderung im Rahmen des EAG erfolgte ein Rückgriff auf das WACC-Verfahren. Diese verstehen sich als gutachterliche Würdigungen zu den Vorgaben, die sich im Rahmen des EAG dargelegt finden. § 47 Abs. 2 Z 2 EAG fordert: *„Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen“*. Dies entspricht einer Umschreibung des Konzeptes des WACC; in abgeschwächter Form („sind zu berücksichtigen“) wird weiters auf das CAPM verwiesen.

Im Gutachten von (Resch & et al., Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG), 2022) wurde ein Zugang gewählt, der auf empirischen Daten aus Branchenerhebungen basierte. Die relevanten Eigenkapitalkosten-Parameter wurden nicht auf Basis des CAPM aus Kapitalmarktdaten abgeleitet, sondern basierten auf einer empirischen Erhebung (AURES II-Studie) und wurden letztlich im gutachterlichen Ermessen festgelegt (AURES II project, 2021). Eine Differenzierung erfolgte nach Technologien wie folgt: Für alle Technologien mit Ausnahme von Wasserkraft wurden Parameter festgelegt. Für Wasserkraft wurden die maßgeblichen Eigenkapitalkosten herabgesetzt, jedoch die Eigenkapitalquote erhöht. Im Ergebnis führte diese Modifikation zu höheren WACC-Sätzen. Für kleine PV-Anlagen wurde schließlich ein deutlich reduzierter WACC abgeleitet, der in den Spezifika der Eigentümer:innen-Strukturen und der für diese zu unterstellenden Renditeanforderungen begründet gesehen wurde (siehe Tabelle 12).

Tabelle 12: Eingangsparameter und ermittelter WACC, differenziert nach Energieart und zugrunde liegendem Finanzierungsrisiko (Resch & et al., Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG), 2022, S. 36, 38)

Beschreibung	Alle Technologien exkl. Wasserkraft (Basisszenario)		Wasserkraft (Modifikation)	
	Standard	Risiko	Standard	Risiko
Eigenkapitalkosten nach Steuern (%)	10,00%	12,00%	8,50%	10,50%
Fremdkapitalkosten (%)	2,25%	2,25%	2,00%	2,00%
Körperschaftsteuer (%)	23%	23%	23%	23%
EK-Anteil (%)	20%	25%	30%	32,5%
WACC vor Steuern (%)	4,39%	5,58%	4,71%	5,78%

Auch in diesem Gutachten wird auf die Problematik der Festlegung der Eigenkapitalkosten eingegangen. Die Daten der AURES II-Studie sind bereits älter und decken nur einen Teil des Spektrums der erneuerbaren Energien ab. Im Rahmen der durchgeführten Erhebung blieben viele Faktoren unklar, die für den korrekten Umgang mit den erhobenen Werten von Bedeutung wären. Z.B. hinsichtlich der Berücksichtigung von Steuereffekten oder Verschuldungsgraden.

Im Gutachten von (Österreichische Energieagentur, 2023) aus dem Folgejahr erfolgt einerseits eine stärkere Differenzierung nach unterschiedlichen Technologien der erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien, andererseits wird das CAPM in das Zentrum der Ermittlung der Kapitalkosten gerückt. Dabei wird auf Kapitalmarktdaten von Professor Damodaran zum gesamteuropäischen Markt erneuerbarer Energien bzw. der KPMG zurückgegriffen. Darüber hinaus werden Annahmen der Gutachter:innen getroffen, die v.a. zwischen den verschiedenen Technologien eine Differenzierung erlauben sollen. Hinsichtlich kleiner PV-Anlagen wird ebenso ein reduzierter Kapitalkostensatz in Ansatz gebracht, siehe Tabelle 13.

Tabelle 13: Ermittelte Kapitalkosten im Gutachten von (Österreichische Energieagentur, 2023, S. 19).

Parameter	PV und Stromspeicher	Wind	Biomasse	Biogas	Wasserkraft
Risikoloser Zinssatz	2,45 %	2,45 %	2,45 %	2,45 %	2,45 %
Equity-Risk-Prämie	6,43 %	6,43 %	6,43 %	6,43 %	6,43 %
Unlevered Beta	0,6821	0,6821	0,6821	0,6821	0,6821
Fremdkapitalanteil	60 %	80 %	77,4 %	80 %	66 %
Eigenkapitalanteil	40 %	20 %	22,6 %	20 %	34 %
Levered Beta	1,470	2,783	2,481	2,783	1,696
Eigenkapitalkosten	11,90 %	20,35 %	18,40 %	20,35 %	13,36 %
Risikozuschlag Fremdkapital	1,5 %	1,5 %	1,75 %	1,75 %	1,5 %
Fremdkapitalkosten	3,95 %	3,95 %	4,20 %	4,20 %	3,95 %
WACC (vor Steuern)	8,55 %	8,44 %	8,65 %	8,64 %	8,52 %
Körperschaftsteuersatz	23 %	23 %	23 %	23 %	23 %
WACC (nach Steuern)	6,59 %	6,50 %	6,66 %	6,66 %	6,56 %

Die Ergebnisübersicht zeigt hier, dass letztlich einzig hinsichtlich der unterstellten Eigenkapitalquote eine Differenzierung vorgenommen wird. Dies führt über den Leverage-Faktor zu veränderten Eigenkapitalkosten und zugleich zu einem Anstieg der Fremdkapitalkosten.

Beide Gutachten bewegen sich in dem Rahmen, den das EAG vorgibt, sohin jenen des WACC in Verbindung mit dem CAPM. Im ersten Gutachten wird auf branchen- bzw. unternehmensspezifische Parameter mit geringer Verfügbarkeit abgestellt, im zweiten auf kapitalmarktorientierte Parameter mit hoher Verfügbarkeit, aber potenziell geringer Relevanz (u.a. durch ein sehr weit gefasstes Benchmark-Sample und geringer Differenzierung zwischen den Technologien). Die Probleme, die sich hierbei stellen und bereits in Kapitel 8.2 aufgezeigt wurden, werden in unterschiedlicher und nur sehr eingeschränkter Weise adressiert – und lassen in beiden Fällen viele Kritikpunkte offen.

8.4. Zwischenfazit der allgemeinen Finanzierungsbedingungen

Das CAPM – als üblicherweise herangezogenes Herzstück im Rahmen der Ermittlung des WACC – ist ein akademisch fundiertes und in der Praxis etabliertes Verfahren. Es beruht auf einem geschlossenen Konzept und scheint sich weitgehend als allgemein akzeptiertes Verfahren in der Ermittlung von Eigenkapitalkosten durchgesetzt zu haben. Seine Anwendung ist damit von Transparenz, (methodischer) Willkürfreiheit und Nachvollziehbarkeit.

Die Ausführungen aus den vorherigen Kapiteln zeigen aber zugleich auf, dass das CAPM nicht für Fälle konzipiert wurden, wie sie die hier gegenständliche Ermittlung von Marktpremien (oder etwaig zukünftigen CfDs) darstellt. Die Voraussetzungen, die an die Anwendung der Methode gestellt werden, sind im Regelfall nicht erfüllt. Freilich scheint dies in einer Vielzahl an weiteren Anwendungsfällen der Methode nicht der Fall zu sein.

Hinzu kommt, dass die bisherigen Anwendungen sowohl in der gutachterlichen Praxis als auch aufseiten weiter Teile der Praxis von Limitationen bzw. Vereinfachungen geprägt ist. Ein entscheidendes Problem ist die Datenverfügbarkeit abseits des Bereiches börsennotierter Unternehmen. Darüber hinaus lässt die Heterogenität der vorherrschenden Betreiber:innen-Strukturen darauf schließen, dass beträchtliche Unterschiede hinsichtlich der tatsächlich relevanten Finanzierungsparameter vorherrschen. Wird bei der Festlegung von Kapitalkosten nicht zwischen den maßgeblichen unterschiedlichen Kategorien von Betreibenden differenziert, so scheint es naheliegend, dass insbesondere große und börsennotierte Betreibenden der Bewertung zugrunde gelegt werden – was aus Sicht vieler weiterer Projektbetreibenden (v.a. mittelständische Unternehmen) zu unangemessen niedrigen Kapitalkosten führen kann; und insofern mitunter zu geringe Anreize setzt, um die Ausbauziele, denen eine Marktpreisregelung zutragen soll, zu erreichen.

Von methodischen Problemen abgesehen stellt sich jedoch für den hier behandelten Kontext die Frage nach der Zweckangemessenheit. Das CAPM spielt insbesondere bei der Ermittlung von sogenannten objektivierten Wertansätzen eine entscheidende Rolle. Dies stellt auf die Ausgangslage eines typisierten Wirtschaftsakteurs dar und bezweckt für diesen eine angemessene Entgeltung übernommenen Risikos unter Opportunitätskostengesichtspunkten. Dies weist eine Nähe zum kostenrechnerisch etablierten Konzept des „volkswirtschaftlich gerechtfertigten Preis“ auf. Anders würde es sich z.B. im Bereich der Entgeltung von zur Verfügung gestellten Netzdienstleistungen handeln, wo ein solches Konzept einen plausibleren Anwendungsfall findet.

Wesentliche Aufgaben von Marktpremien/CfDs stellen jedoch die Incentivierung erforderlicher Ausbauten von Alternativenenergieprojekten bei gleichzeitig möglichst sparsamer Mittelverwendung dar. Für einen solchen Zweck ist das CAPM jedoch nicht konzipiert und es ist zweifelhaft, dass es diese Aufgabe daher zweckmäßig erfüllen kann.

Eine individuelle Festlegung von Kapitalkosten – im Sinne subjektiver Wertansätze für die Entscheidungsfindung einzelner Wirtschaftsakteure – erscheint allerdings gleichermaßen bereits aus Gründen der Durchführbarkeit wenig erfolgversprechend. Weiters ist kritisch anzumerken: Prognosen der Parameter, welche für die Ermittlung der Kapitalkosten gemäß CAPM erforderlich sind, gestalten sich darüber hinaus methodisch herausfordernd und für den Kontext der Festlegung von Marktpremien/CfDs nur eingeschränkt sinnvoll. Zu einem wesentlichen Teil werden diese

Parameter nämlich von Entwicklungen bestimmt, die sich der Beeinflussbarkeit durch Unternehmen bzw. öffentliche Stellen entziehen.

Die wohl vielversprechendste Antwort hierauf stellen Auktionsmechanismen dar. Diese stellen inzwischen die übliche Praxis in der EU dar (Resch & et al., 2021, S. 19). Da diese, soweit überblickbar, nicht auf strukturelle Unterschiede in den Finanzierungsbedingungen unterschiedlicher Bieter eingehen, müsste auf diese zumindest in folgender Feingliedrigkeit eingegangen werden:

- börsennotiertes Unternehmen als Betreiber:in
- nicht-börsennotiertes Unternehmen als Betreiber:in
- natürliche Person als Betreiber:in

Unter Abwägung von ökonomischen Erwägungen ebenso wie von risikostreuenden und weiteren ordnungspolitischen Aspekten wäre ein System zu generieren, das entsprechende Kontingenzuteilungen an diese Bieter:innen-Kategorien erlaubt. Dafür scheint ein mehrstufiges Verfahren erforderlich, das auf verhaltenswissenschaftliche Erkenntnisse (z.B. Spieltheorie) zurückgreift. Da die (Weiter-)Entwicklung derartiger Mechanismen im Rahmen eines Marktprämien/CfD-Systems allerdings nicht Gegenstand des vorliegenden Projektes waren, erfolgt auch keine weiterführende Abhandlung hierzu.

Aufbauend auf den rechtlichen, marktwirtschaftlichen und finanzierungsrelevanten Analysen werden im anschließenden Kapitel konkrete Ansätze zur Weiterentwicklung des Marktprämiendesigns in Österreich vorgestellt.

9 Weiterentwicklung des Marktprämiendesigns und Finanzierungsaspekte

9.1. Einleitung und Ausgangssituation

Die Europäische Union hat mit der Strommarktreform 2024 einen klaren Rahmen für die künftige Förderung erneuerbarer Energien gesetzt. Zentrales Element sind CfDs, die in nahezu allen Mitgliedstaaten zum Standard werden sollen.

Für jede Anlage in einem CfD wird ein Referenzwert festgelegt, der die angestrebte Erlösbasis darstellt. Liegt der Marktpreis unter diesem Wert, erhält die:der Betreibende eine Ausgleichszahlung in Höhe der Differenz. Liegt der Marktpreis über dem Referenzwert, muss die:der Betreibende sämtliche Mehrerlöse abführen. Damit entsteht eine symmetrische Regelung, die extreme Ausschläge nach oben oder unten abfedert.

Der Vorteil liegt in einer hohen Planungssicherheit. Betreibende können mit stabilen Zahlungsströmen kalkulieren, was die Finanzierungskosten deutlich reduziert. Für Investor:innen bedeutet das, dass Projekte auch in volatilen Märkten attraktiv bleiben. Gleichzeitig sorgt das Modell dafür, dass extreme Gewinne abgeschöpft und die entsprechenden Einnahmen zur Entlastung von Endkund:innen oder zur Finanzierung weiterer Investitionen verwendet werden können.

Kritiker:innen weisen jedoch darauf hin, dass das Modell Fehlanreize setzen könnte. So besteht die Gefahr, dass Betreibende in bestimmten Situationen ihre Produktion reduzieren, um Rückzahlungen zu vermeiden. Außerdem adressieren CfDs nicht das Problem negativer Preise, die immer häufiger auftreten. Dennoch gilt dieses Modell in der europäischen Debatte als die langfristig stabilste Lösung, da es die Interessen von Investoren und Verbrauchern gleichermaßen berücksichtigt und mit den europäischen Vorgaben kompatibel ist.

9.2. Vier Gestaltungsoptionen im Detail – inklusive qualitativer Bewertung

9.2.1. Option A: Inkrementelle Anpassung (EAG 2.0)

Diese Variante baut auf dem bestehenden System auf und verfeinert die Regelungen zur Rückzahlung der Förderungen im Fall von hohen Marktpreisen um einen sogenannten Marktwertkorridor. Analog zur bestehenden EAG-Praxis wird neben dem bestehenden unteren Referenzwert („Floor“) ein oberer Referenzwert („Cap“) eingeführt werden. Liegen die Markterlöse zwischen diesen beiden Werten, finden weder Zahlungen noch Rückzahlungen statt. Erst bei Überschreiten des Caps müssen Betreibende ihre Mehrerlöse an den Staat abführen – und zwar jene, die über dem Cap zu liegen kommen.

Die Vorteile liegen in der Kontinuität und der geringen Umstellungsnotwendigkeit. Das Modell wäre mit den bestehenden Strukturen kompatibel und könnte vergleichsweise schnell umgesetzt werden. Zudem bliebe die standortspezifische Differenzierung erhalten, was die Akzeptanz bei Betreibenden erhöhen könnte.

Die Nachteile sind jedoch erheblich: Das Mengenrisiko bleibt bestehen, da wetterabhängige Schwankungen weiterhin nicht abgedeckt werden. Negative Preise führen zu zusätzlichen Unsicherheiten, da während dieser Phasen keine Förderung erfolgt. Insgesamt könnten die Kapitalkosten steigen, weil Investoren höhere Risikoaufschläge einpreisen.

9.2.2. Option B: Zweiseitige Differenzverträge (CfDs)

Bei dieser Variante würde ein einheitlicher Referenzwert definiert, bei dem sowohl Ausgleichszahlungen an die Betreibenden als auch Rückzahlungen an den Staat greifen. Im Gegensatz zu Option A gibt es keinen Korridor, sondern eine klare symmetrische Regelung.

Der wesentliche Vorteil liegt in der hohen Planungssicherheit. Betreibende können mit stabilen Einnahmen kalkulieren, was die Finanzierungskosten deutlich reduziert. Zudem entspricht dieses Modell den EU-Vorgaben und könnte daher langfristig als Standard etabliert werden.

Die Nachteile betreffen vor allem mögliche Fehlanreize. So könnte es vorkommen, dass Betreibende ihre Produktion gezielt zurückhalten, um Rückzahlungen zu vermeiden. Außerdem bleibt auch hier das Mengenrisiko bestehen, da witterungsbedingte Schwankungen nicht abgedeckt werden.

9.2.3. Option C: Kapazitätsszahlungen auf jährlicher Basis

Dieses Modell sieht eine fixe Vergütung pro installierter Leistung vor, unabhängig von der tatsächlichen Produktion. Die Erlöse würden sich somit aus einer festen Kapazitätsszahlung und den Markterlösen zusammensetzen.

Die Vorteile sind vielfältig: Betreibende hätten höchste Planungssicherheit, da sowohl Preis- als auch Mengenrisiken abgesichert wären. Zudem könnten Anreize für einen effizienten Betrieb und eine systemdienliche Auslegung gesetzt werden. Fehlanreize bei negativen Preisen würden entfallen, da die Förderung nicht direkt an die Produktion gekoppelt wäre.

Die Nachteile liegen jedoch in der praktischen Umsetzung. Eine solch grundlegende Systemumstellung wäre technisch und administrativ äußerst anspruchsvoll. Zudem könnte die Gefahr bestehen, dass Anlagen auf maximale Kapazität ausgelegt werden, ohne Rücksicht auf die tatsächliche Systemintegration.

9.2.4. Option D: Kapazitätsszahlungen bei Errichtung

Die vierte Option sieht eine einmalige Investitionsförderung bei Errichtung einer Anlage vor. Damit würde die gesamte Förderung zu Beginn der Projektlaufzeit ausgezahlt, laufende Marktprämien oder Differenzverträge wären nicht mehr notwendig.

Der Vorteil liegt in der einfachen Administration. Betreibende könnten die Mittel sofort für die Refinanzierung einsetzen, und der Staat hätte keine laufenden Verpflichtungen.

Die Nachteile überwiegen jedoch: Es ist unklar, ob dieses Modell mit den EU-Vorgaben vereinbar ist. Zudem besteht das Risiko, dass Betreibende nach der Errichtung keine ausreichenden Anreize für einen effizienten Betrieb haben. Finanzierungen könnten erschwert werden, da keine kontinuierlichen Einnahmeströme zur Verfügung stehen.

9.3. Quantitative Bewertung der Gestaltungsoptionen aus energiewirtschaftlicher Sicht

Um die unterschiedlichen Fördermodelle besser einschätzen zu können, lohnt ein Blick auf die jüngsten Entwicklungen im österreichischen Strommarkt. Insbesondere die Jahre 2021 bis 2024 waren von großen Preisschwankungen geprägt, die unterschiedliche Effekte auf die Erlössituation von Wind- und Photovoltaikanlagen hatten.

Im Rahmen einer quantitativen Analyse wurden aus Betreibendensicht für die gemäß qualitativer Bewertung präferierten Optionen A (EAG 2.0)³ und B (CfD) die Folgewirkungen hinsichtlich Markt-, Förder- und Gesamterlöse sowie der Erlösentgang bei negativen Preisen⁴ ausgewertet. In analoger Form wurden zwecks Vergleichs auch die Folgewirkungen der bestehenden Förder- und Rückzahlungsregelungen gemäß EAG mitausgewertet.

Als Datenbasis für die quantitative Analyse dienten ENTSO-E Marktdaten bzgl. Day-Ahead Strompreise und erfolgter Windkraft- sowie PV-Einspeisung in der heimischen Strommarktgebiet für die Jahre 2021 bis 2024 (ENTSO-E, 2025). Annahmen zu den Förderregelungen bzw. den erforderlichen Gesamterlösen von Wind- und PV-Anlagen fußen auf der für die Jahre 2024 und 2025 gültigen Marktprämienverordnung, welche für die Windenergie beispielsweise einen Gebotshöchstwert von 96 €/MWh festlegt (RIS, 2024). Dieser diente als Basis für den azW und in Folge auch als Richtwert für den erforderlichen Gesamterlös.

Des Weiteren wurden in der quantitativen Analyse auch auf Technologieebene bestehende Detailregelungen mitberücksichtigt, wie etwa die realertragsabhängige, standortbezogene Vergütung im Fall der Windenergie. Ein Fortbestand dieser Regelungen wurden für alle betrachteten Optionen unterstellt.

9.3.1. Windenergie

Die Jahre 2021 bis 2023 waren durch hohe Großhandelspreise gekennzeichnet. Diese führten dazu, dass die Markterlöse der Windkraftanlagen über dem anzulegenden Wert lagen. Nach der aktuellen EAG-Regelung mussten Betreibende in solchen Situationen einen Teil der Mehrerlöse zurückzahlen. Ein CfD (Option B) hätte in diesen Jahren jedoch noch deutlich stärkere Rückzahlungen ausgelöst, da

³ Speziell für die Option A wurde zwecks quantitativer Folgenbetrachtung die Höhe des Caps mit 20% angenommen. Dies besagt, dass im Fall hoher Marktpreise Mehrerlöse über diesem Cap gänzlich abgeschöpft werden würden. Im Vergleich zur bestehenden Rückzahlungsregelung gemäß EAG, welche ein Abschöpfen bei Markterlösen vorsieht, die den azW um 40% übersteigen, bedeutet diese eine Verschärfung. Dafür blieben aber die Korridorserlöse zwischen „Cap“ und „Floor“ gemäß Reformvorschlag unangetastet, was eine klare Verbesserung im Vergleich zur Ausgangslage darstellt.

⁴ Punkto negativer Preise wurde hierbei unterstellt, dass künftig in allen Stunden, wo negative Börsenpreise auftreten, die Marktprämienförderung ausgesetzt werden würde, unabhängig von der Dauer der Negativpreisperiode.

dort sämtliche Mehrerlöse oberhalb des Referenzwerts abgeschöpft würden. In der Folge wären die Gesamterlöse für Betreibende geringer ausgefallen. Ein inkrementell angepasstes EAG (Option A, als „EAG 2.0“ bezeichnet) würde im Vergleich zu obigen Ausgestaltungsvarianten einen Mittelweg beschreiten: Nur jene Mehrerlöse, welche die festgelegte Obergrenze (Cap) überschreiten, müssten gänzlich rückerstattet werden. In der quantitativen Analyse wurde hierzu ein Cap in 20% (über dem azW) angenommen.

Im Jahr 2024 änderte sich das Bild. Aufgrund der wachsenden Einspeisung aus PV-Anlagen traten zunehmend Stunden mit negativen Preisen auf, insbesondere während der Mittagsstunden im Frühjahr und Sommer. Für Windkraftanlagen führten diese negativen Preise zu einem Erlösentgang, im Mittel in Höhe von rund 2% gemessen am erforderlichen Gesamterlös (gemäß azW).

Ein Vergleich der Ausgestaltungsoptionen der Fördermechanismen liefert wertvolle Erkenntnisse:

- Bestehende Regelung gemäß EAG: Bei Standorten niedriger Güte kompensierte der Erlösentgang vollständig die Mehrerlöse, welche unterjährig in Zeiten hoher Strompreise lukriert werden konnten. Bei Standorten hoher Güte wären hingegen aufgrund unterjähriger temporärer Hochpreisphasen Mehrerlöse resultiert, auch nach Abzug des Erlösentgangs durch negative Strompreise.
- Ein zweiseitiger CfD (Option B) hätte daran wenig geändert, da auch in diesem Modell keine Kompensation für Stunden negativer Preise vorgesehen ist. Im Gegenzug, aufgrund entgangener Mehrerlöse wäre die Erlösentgangsproblematik verschärft worden.
- Die Verfeinerung der Rückzahlungsregelung gemäß Option A (Inkrementelle Verbesserung), also die Einführung eines Marktwertkorridors würde bei Standorten niedriger Güte keine Verschlechterung im Vergleich zum EAG bedingen, jedoch bei Standorten hoher Güte etwaige Mehrerlöse klar verringern.
- Abschließend eine gute Nachricht aus Betreibendensicht: Unabhängig von den betrachteten Ausgestaltungsoptionen bietet das EAG für die Windenergie einen automatischen Korrekturmechanismus, der die Effekte zu großen Teilen abfedert, da die real erzielten Stromerträge bei der jährlichen Festlegung der Förderprämien berücksichtigt werden.

Eine grafische Illustration der Gesamterlöse gemäß der betrachteten Optionen A (EAG 2.0) und B (CfD) bietet nachfolgend Abbildung 16. Hierin wird, wie obig beschrieben, auch der Erlösentgang durch negative Strompreise sowie der „Korrekturmechanismus“ bei der Windenergie aufgrund der jährlich erfolgenden, realertragsbezogenen Festlegung der exakten standortspezifischen Förderhöhe dargestellt.

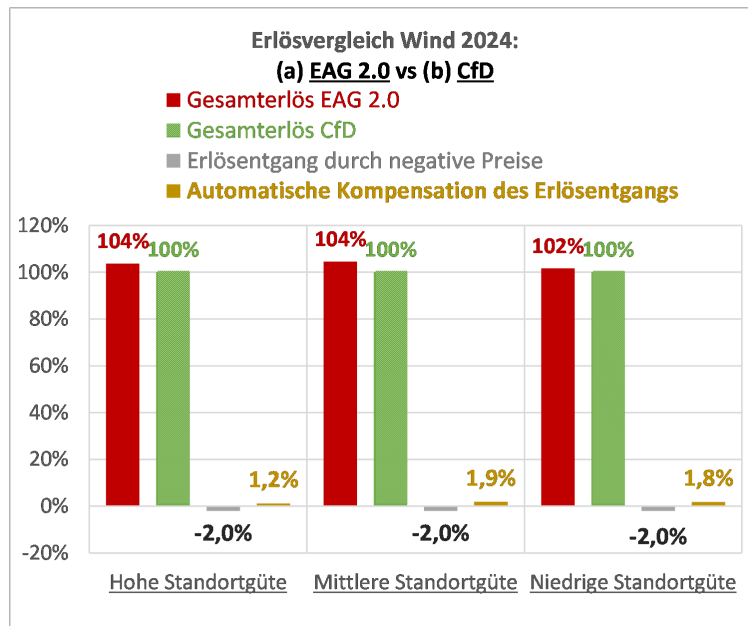


Abbildung 16: Gesamterlöse im Optionenvergleich am Beispiel Windenergie gemäß Strommarktdaten des Jahres 2024: EAG 2.0 (Option A) vs CfD (Option B). (Eigene Analysen auf Basis von (ENTSO-E, 2025)).

9.3.2. Photovoltaik

Für die PV waren die Unterschiede zwischen dem EAG und einem CfD in den Jahren 2021 bis 2023 vergleichsweise gering, da die Markterlöse in etwa den anzulegenden Werten entsprachen. Im Jahr 2024 jedoch zeigten sich gravierende Unterschiede. Das aus Kund:innensicht erfreuliche Sinken der Strompreise, also das Ende der Hochpreisphase im Vergleich zu den Vorjahren, verbunden mit der zunehmenden Zahl an Stunden mit negativen Preisen führte dazu, dass Betreibende erhebliche Verluste erlitten. Anders als bei der Windenergie gibt es im EAG für die PV keinen automatischen Korrekturmechanismus. Das bedeutet, dass die Verluste nicht kompensiert werden und die Einnahmen deutlich unter den Erwartungen lagen.

Der Vergleich der Ausgestaltungsoptionen der Fördermechanismen offenbart:

- Bestehende Regelung gemäß EAG: Bei kleinen bis mittleren PV-Anlagen im Haushalts-/Gebäudebereich bei Standorten niedriger Güte überschritt der Erlösentgang deutlich die Mehrerlöse, welche unterjährig in Zeiten hoher Strompreise lukriert werden konnten. Bei großen Freiflächen-PV-Anlagen war das Bild etwas besser, dennoch übertraf der Erlösentgang aufgrund negativer Preise die hochpreisbedingten Mehrerlöse.
- Ein zweiseitiger CfD (Option B) hätte die Problematik deutlich verschärft, was speziell für Freiflächen-PV eine deutliche Verschlechterung im Vergleich zur jetzigen Förderausgestaltung impliziert hätte.
- Die Verfeinerung der Rückzahlungsregelung gemäß Option A (Inkrementelle Verbesserung), also die Einführung eines Marktwertkorridors würde bei Standorten nur minimale Änderungen im Vergleich zur jetzigen Förderpraxis bedingen, obgleich die Rückzahlungsregelung „fairer“ geregelt wäre.

Eine grafische Illustration der Gesamterlöse gemäß der betrachteten Optionen A (EAG 2.0) und B (CfD) für PV bietet nachfolgend Abbildung 17.

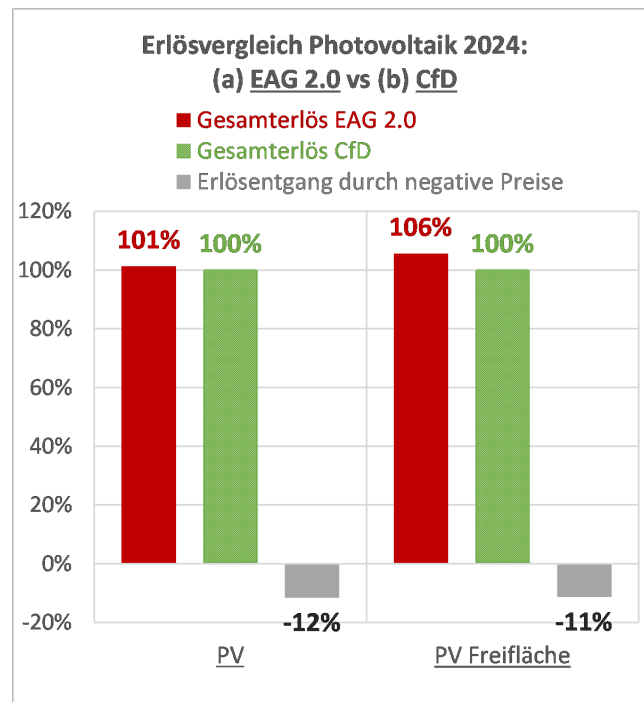


Abbildung 17: Gesamterlöse im Optionenvergleich am Beispiel Photovoltaik gemäß Strommarktdaten des Jahres 2024: EAG 2.0 (Option A) vs CfD (Option B). (Eigene Analysen auf Basis von (ENTSO-E, 2025)).

9.3.3. Gesamtbetrachtung

Der quantitative Optionenvergleich auf Basis realer Strommarktdaten der vergangenen Jahre liefert wertvolle Erkenntnisse, wie sehr die eine oder andere Ausgestaltung der Förderregelungen Einfluss auf die Erlöse der Anlagenbetreibenden hat. Option A (EAG 2.0), also die inkrementelle Anpassung der bestehenden Marktprämienregelung hinsichtlich der Ausgestaltung der Rückzahlungsregelung im Fall von hohen Energiepreisen und Markterlösen, würde Mehrerlöse über einem vordefinierten Schwellwert abschöpfen und an die Fördergebenden, also die Stromkonsument:innen in direkter oder indirekter Form returnieren. Die unterstellte Detailausgestaltung der Rückzahlungsregelung würde im heimischen Kontext eine Verfeinerung im Vergleich zur derzeitigen Praxis darstellen, was wohl auch aus Sicht der Anlagenbetreibenden als „fairer“ empfunden werden kann. Punkto Erlösentgänge aufgrund negativer Strompreise wären kaum Änderungen im Vergleich zur heutigen Praxis bemerkbar.

Die Einführung eines CfD (Option B) würde etwaige Mehrerlöse im Fall von hohen Preisen gänzlich abschöpfen, was Sicht der Stromkonsument:innen, also im Regelfall der Fördergeber, als „fair“ empfunden werden kann. Gleichmaßen würde dies für die Anlagenbetreibenden aber die Erlösentgangsproblematik aufgrund negativer Preise deutlich verschärfen.

Der Optionenvergleich auf Basis realer Marktdaten der jüngsten Vergangenheit macht im Resümee ebenso deutlich, dass Fördermodelle künftig stärker auf die wachsende Bedeutung negativer Preise

eingehen müssen. Während hohe Preise in den Jahren 2022 und 2023 vor allem Mehrerlöse für Betreibende bedingten und, wie in Österreich gemäß EAG bereits vorgesehen, Rückzahlungsverpflichtungen ausgelöst hätten, zeigt das Jahr 2024, dass die eigentliche Herausforderung in der Zukunft im Umgang mit negativen Preisen liegt.

9.4. Negative Preise als wachsender Einflussfaktor

Aktuelle Studien zeigen, dass negative Preise nicht nur ein temporäres Phänomen sind, sondern eine strukturelle Eigenschaft liberalisierter Strommärkte darstellen (Pexapark, 2025), (ACER, 2024). Die Zunahme von PV-Anlagen mit hohen Mittagslastspitzen verstärkt diese Entwicklung. In Deutschland etwa wurden im Jahr 2023 mehr als 300 Stunden mit negativen Preisen registriert, 2024 waren es bereits 457 Stunden (Bundesnetzagentur, 2025). Dies wirft Fragen nach der ökonomischen Tragfähigkeit von Geschäftsmodellen auf, die primär auf Förderinstrumente setzen. Förderpolitiken müssen daher überdacht werden, um Fehlanreize zu vermeiden.

Gemäß § 15 EAG wird die Marktprämie nicht gewährt, wenn an der Strombörse für mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden negative Preise auftreten. In diesen Zeiträumen erhalten Betreibende keine Förderung, auch wenn ihre Anlagen weiter produzieren. Diese Regelung soll verhindern, dass eine finanzielle Unterstützung für Strom erfolgt, der zu volkswirtschaftlich unerwünschten negativen Preisen verkauft wird (RIS, 2025).

Diese Bestimmung ist jedoch stark umstritten. Kritiker:innen betonen, dass sie die Erlössicherheit für Betreibende erheblich reduziert und insbesondere für PV-Anlagen problematisch ist, da hier – anders als bei der Windenergie – kein standortbezogener Korrekturmechanismus existiert (Resch, Monsberger, Liebmann, Schwabeneder, & Schöniger, 2025). Internationale Analysen zeigen zudem, dass die steigende Häufigkeit negativer Preise die Wirksamkeit dieser Regelung weiter untergräbt und dadurch höhere Kapitalkosten für neue Projekte entstehen (ACER, 2024), (IEA, 2023). Auch in der energiepolitischen Debatte wird diskutiert, ob die starre Sechs-Stunden-Regel sachgerecht ist oder ob flexiblere Ansätze – etwa eine gleitende Reduktion oder die gezielte Förderung von Flexibilitätsoptionen – sinnvoller wären (Agora Energiewende, 2022). Auch der EAG-Evaluierungsbericht 2024 weist darauf hin, dass negative Preise künftig häufiger auftreten werden und daher eine Anpassung der Förderlogik erforderlich sein könnte, um Investitionssicherheit zu gewährleisten (AEA & BMK, 2024).

Negative Preise sind längst kein Randphänomen mehr, sondern haben sich zu einem strukturellen Element europäischer Strommärkte entwickelt. In Spanien beispielsweise wurde im April 2024 mehr als ein Drittel der Solarproduktion zu negativen Preisen verkauft. Ähnliche Entwicklungen sind auch in Deutschland und zunehmend in Österreich zu beobachten (Solas Capital, 2025).

Das Auftreten negativer Preise ist im Wesentlichen auf das Zusammenspiel von zwei Faktoren zurückzuführen: einerseits die stark wachsende Einspeisung aus Photovoltaikanlagen, die insbesondere zur Mittagszeit sehr hohe Produktionsspitzen erreicht, und andererseits eine Nachfrage, die in diesen Stunden nicht im gleichen Maße steigt. Die Folge ist ein Angebotsüberhang, der die Preise ins Negative drückt.

Für Betreibende erneuerbarer Anlagen stellt dies ein erhebliches Problem dar. Zum einen entfallen während dieser Stunden nicht nur die Markterlöse, sondern auch die Förderzahlungen, da diese an

den Marktpreis gekoppelt sind. Zum anderen steigen die Unsicherheiten in der Finanzplanung, was sich in höheren Kapitalkosten niederschlägt.

Politisch und regulatorisch stellt sich daher die Frage, wie Fördermodelle mit negativen Preisen umgehen sollen. Eine Möglichkeit besteht darin, die Förderung unmittelbar auszusetzen, sobald negative Preise auftreten. Damit wird vermieden, dass Betreibende für Stromerzeugung entlohnt werden, die keinen volkswirtschaftlichen Wert hat. Gleichzeitig müssen jedoch Mechanismen geschaffen werden, um Investitionssicherheit zu gewährleisten. Eine Option wäre, negative Preise in die Berechnungslogik der azW einzubeziehen, sodass sich automatische Korrekturen ergeben, wie dies bei der Windenergie bereits der Fall ist.

Darüber hinaus sollten negative Preise als Anreiz verstanden werden, zusätzliche Flexibilitätsoptionen zu schaffen. Speichertechnologien, Lastmanagement oder flexible steuerbare Erzeugung können dazu beitragen, das Angebot besser an die Nachfrage anzupassen. Fördermodelle könnten daher so ausgestaltet werden, dass sie Investitionen in Flexibilität gezielt unterstützen.

9.5. Steuerbare Erneuerbare und ihre Rolle in der Marktintegration

Internationale Erfahrungen zeigen, dass steuerbare erneuerbare Energien entscheidend zur Systemstabilität beitragen können. Besonders in Deutschland hat sich die Einführung von Flexibilitätszuschlägen für Biogasanlagen als erfolgreich erwiesen (BMWK, 2021). Diese haben dazu geführt, dass Betreibende verstärkt in Wärmespeicher und Lastmanagement investierten, um Strom bedarfsgerecht bereitzustellen.

Für Österreich könnte ein vergleichbares Modell implementiert werden, wobei die Rolle der Biomasse und der Geothermie stärker berücksichtigt werden müsste, (Agora Energiewende, 2022). Die Schaffung gezielter Anreize könnte nicht nur die Integration variabler Energien wie PV und Windkraft erleichtern, sondern auch Versorgungssicherheit gewährleisten. Deutschland hat hierfür im Energiewirtschaftsgesetz (EEG) klare Regelungen geschaffen. So ist der Flexibilitätszuschlag von 65 €/kW installierter Leistung pro Jahr seit EEG 2014 eingeführt und heute in § 50a Abs. 1 EEG 2021 verankert (BMWK, 2021). Darüber hinaus regelt § 44b EEG 2023, dass nur ein bestimmter Anteil der erzeugten Strommenge förderfähig ist, während darüber hinausgehende Mengen lediglich zum Marktwert vergütet werden (BMWK, 2023). Dies verhindert Überförderung und schafft gezielte Anreize für flexible Fahrweise von Biogasanlagen. Neben dem Flexibilitätszuschlag existiert für ältere Bestandsanlagen auch weiterhin die Flexibilitätsprämie gemäß § 50b EEG 2014, die mit 130 €/kW pro Jahr vergütet wird. Studien zeigen zudem, dass ein stärkerer Fokus auf steuerbare erneuerbare Energien die Systemintegration erleichtern würde (Agora Energiewende, 2022).

Die folgende Tabelle 14 zeigt einen Vergleich der Flexibilitätsanreize in Deutschland nach EAG und eine bisherige bzw. mögliche Ausgestaltung in Österreich.

Tabelle 14: Vergleich Flexibilitätsanreize Deutschland vs. mögliche Ausgestaltung für Österreich. (Quelle: Eigene Analysen basierend auf (BMWK, 2023)).

Deutschland (EEG)	Österreich (EAG)
<ul style="list-style-type: none"> • Instrument: Flexibilitätszuschlag (seit EEG 2014) • Vergütung: 65 €/kW/a (ab 100 kW) • Technologien: Biogas, Biomethan • Anreizwirkung: Investitionen in Speicher & flexible Fahrweise • Status: Etabliertes Modell 	<ul style="list-style-type: none"> • Instrument: (noch) kein spezifisches Flexibilitätsinstrument • Vergütung: Marktpremienmodell nach EAG • Technologien: v.a. Biomasse, weniger Biogas • Anreizwirkung: Keine systematische Flexibilisierung • Potenzial: Einführung eines nationalen Flexibilitätszuschlags für steuerbare EE

Während Windkraft und PV zu den variablen erneuerbaren Energien zählen, die stark wetterabhängig sind, gibt es auch Technologien, die steuerbar sind und daher eine besondere Rolle in der Marktintegration spielen können. Dazu gehören vor allem Biogas, Biomasse und Geothermie.

Ein Blick nach Deutschland zeigt, wie solche Technologien gefördert werden können. Mit der EEG-Reform 2014 wurde dort die Flexibilitätsprämie eingeführt, die später durch den Flexibilitätszuschlag ersetzt wurde. Betreibende von Biogasanlagen erhalten seither eine jährliche Zahlung von 65 €/kW installierter Leistung, wenn sie ihre Anlagen flexibilisieren und damit in der Lage sind, Strom nicht kontinuierlich, sondern bedarfsgerecht bereitzustellen. Diese Regelung hat dazu geführt, dass zahlreiche Biogasanlagen in Wärmespeicher, Spitzenlastkessel und andere Flexibilitätsoptionen investiert haben. Dadurch können sie Strom dann erzeugen, wenn er gebraucht wird, und gleichzeitig Wärme für lokale Versorgungssysteme bereitstellen.

Für Österreich könnte eine ähnliche Regelung sinnvoll sein. Derzeit gibt es nur begrenzte Anreize für steuerbare erneuerbare Energien, sich stärker am Markt zu orientieren. Ein gezieltes Förderinstrument, das an die Flexibilität der Anlagen anknüpft, könnte hier Abhilfe schaffen. Es würde nicht nur die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt verbessern, sondern auch die Stabilität des Gesamtsystems erhöhen.

Dabei gilt es, die besonderen Rahmenbedingungen in Österreich zu berücksichtigen. Während Biogas in Deutschland eine zentrale Rolle spielt, ist in Österreich die Bedeutung von Biomasseanlagen höher. Entsprechend müsste ein Flexibilitätszuschlag so ausgestaltet werden, dass er die spezifischen Potenziale der österreichischen Energielandschaft adressiert.

9.6. Implikationen der Lösungskonzepte auf die Finanzierung

Die in Kapitel 8.4 dargelegten Abwägungen zu den Limitationen der vorherrschenden Methoden für die Ableitung der Kapitalkosten im Bereich erneuerbarer Stromerzeugungsprojekte stehen allerdings nicht der vergleichenden Betrachtung unterschiedlicher Ausgestaltungsvorschläge für eine Neuregelung von Marktpremien/CfDs entgegen. Sofern als Ziel auf möglichst geringe Finanzierungskosten (für Unternehmen wie für öffentliche Stellen) fokussiert wird, kann untersucht werden, wie sich die Ausgestaltungsvorschläge auf die einzelnen Parameter im WACC (auf Grundlage

des CAPM) auswirken⁵. Untersucht werden dabei die Auswirkungen auf Eigenkapitalkosten (CAPM), Fremdkapitalkosten und Kapitalstruktur. Dabei ist die Erkenntnis aus Kapitel 8.2 hervorzuheben, dass insbesondere Volatilität als Maß für Risiko gilt, damit mittels Kapitalkosten-Konzept zu entgelten ist – und sohin eine reduzierte Volatilität zu geringeren Kosten führt.

Die vier im Rahmen des Projektes betrachteten Anpassungsmöglichkeiten und ihre hier relevanten Charakteristika sind die folgenden:

- Alternative A: Inkrementelle Anpassung – Volatilität höher, Erwartungswert höher
- Alternative B: Zweiseitige Differenzkontrakte mit produktionsbezogener Förderung – Volatilität gering (Marktpreis-bezogen), Erwartungswert geringer
- Alternative C: Kapazitätsszahlung auf jährlicher Basis, mit Rückzahlungsregelung – Volatilität am geringsten (Marktpreis und Produktion)
- Alternative D: Kapazitätsszahlung bei Errichtung (Investitionsförderungen) – Volatilität am höchsten, aber geringste Kapitalverzinsungsbasis

Aus Sicht der öffentlichen Hand erscheint Alternative B als angemessener und ökonomisch vorteilhafter. Die Gründe hierfür erschließen sich aus dem Vergleich der Alternativen zueinander bzw. aus dem praktischen Ausschluss einzelner Alternativen aufgrund der getroffenen zum Teil problematischen Grundannahmen.

9.6.1. Vorbemerkung: Differenzkontrakte vs. Marktpreisfinanzierungen

In der Literatur gut belegt sind die vorteilhaften Effekte von CfD-Regelungen gegenüber Marktpreisfinanzierungen. Eine Studie des UK Department for Business, Energy and Industrial Strategy enthält eine Indikation von bis zu 35 Prozentpunkten als Ausmaß, in dem von einer Steigung der Fremdkapitalquote angenommen werden kann (UK Department for Business, 2020, S. 25 f.). Die verringerte Volatilität erhöht die Visibilität und erlaubt damit ein verbessertes Kreditrating, was wiederum die Begrenzung der zur Verfügung gestellten Mittel erhöhen kann. Da die Kosten für Fremdkapital typischerweise deutlich unter den Kosten für Eigenkapital zu liegen kommen, ergibt sich hieraus ein potenziell beträchtlicher Effekt.

Eine weitere Untersuchung von (Ostrovnya & et al., 2020) simulierte die Effekte eines Wechsels zwischen Differenzkontrakten und Marktpreisfinanzierungen auf den WACC. Als Ergebnis wurde für den Fall einer (reinen) Marktpreisfinanzierung ein Anstieg der Kapitalkosten in Form des WACC in Höhe von zwei Prozentpunkten ermittelt, die aus der erhöhten Volatilität dieser Ausgestaltungsoption resultierten.

Diese Befunde unterstreichen die Annahme, dass sich eine Reduktion der Volatilität positiv auf die Kapitalkosten und damit auf die Finanzierungsbedingungen auswirkt. Für eine tiefergehende Analyse der Ausgestaltungsvorschläge im vorliegenden Projekt sind diese Befunde nicht unmittelbar anwendbar, jedoch bieten die gezogenen Schlussfolgerungen ebenso Ansatzpunkte für eine Einstufung.

⁵ Die im Folgenden dargestellten Grundaussagen lassen sich freilich abstrahieren und beanspruchen damit auch außerhalb des WACC-Kontextes Relevanz.

9.6.2. Alternativen A und B

Alternative A entspricht im Wesentlichen einer Fortführung der bisherigen Praxis in Österreich, die sich als einseitiger (oder eineinhalbseitiger) Differenzkontrakt verstehen lässt. Alternative B ergänzt diese bisherige Regelung um eine zweite Begrenzung. Dies hat zur Folge, dass in Alternative B die Volatilität der erwarteten Zahlungen reduziert wird. Ceteris paribus führt dies zu geringeren Eigenkapitalkosten und zugleich der Möglichkeit zu einer höheren Verschuldung. Beides reduziert die Kapitalkosten gegenüber Alternative A.

Für die Interpretation dieses auf den ersten Blick kontraintuitive Ergebnisses ist allerdings zu berücksichtigen, dass aus Betreibendensicht Alternative A (ceteris paribus) zugleich mit einem höheren Erwartungswert für die Zahlungsüberschüsse verbunden ist. Dieser Effekt kann die vergleichsweise höheren Kapitalkosten sogar überkompensieren und damit aus dessen Sicht – die allerdings nicht jene des öffentlichen Fördergebers ist – die Wirtschaftlichkeit in Alternative A erhöhen. Ohne solchermaßen erhöhten Erwartungswert wäre anderenfalls Alternative A ökonomisch sinnlos.

Um Alternative A und B äquivalent zu machen, müsste im Falle einer solchen Überkompensation der Strike-preis angepasst werden, d.h. für Alternative A niedriger als für Alternative B angesetzt werden, um der Differenz des höheren Erwartungswertes in Alternative A Rechnung zu tragen. Anderenfalls wäre Alternative A aufgrund seiner asymmetrischen Vorteilhaftigkeit aus Sicht eines öffentlichen Fördergebers ökonomisch nicht rechtfertigbar. D.h. in Alternative B beläuft sich der Strike-preis idealerweise auf die Höhe der LCOE; in Alternative A ist grundsätzlich ebenso der nunmehr höhere LCOE als Basis für die Strike-preis -Festlegung heranzuziehen, jedoch diesfalls vermindert um die erwarteten (und nicht rückzahlbaren) Mehrerträge aus höheren lukrierten Marktpreisen. Die Schwierigkeit der Festlegung der erforderlichen Parameter für die Berechnung in Alternative A unterstreicht nur weiter die Nachteilehaftigkeit aus Sicht des öffentlichen Fördergebers.

Beispiel

Angenommen sei ein Investitionsobjekt mit Anschaffungskosten in der Höhe von 10.000 EUR. Die jährlichen Betriebskosten belaufen sich auf 500 EUR, die jährliche Produktion auf 16.000 kWh über einen Zeitraum von 20 Jahren. Der WACC des Betreiberunternehmens beläuft sich im Falle eines einseitigen CfD-Designs (Alternative A) auf 8% und im Falle eines zweiseitigen CfD-Designs (Alternative B) auf 7%. Im Falle des einseitigen CfD-Designs rechnet das Betreiberunternehmen von nicht rückzahlbaren Mehrerträgen in der Höhe von 0,6 Cent je kWh.

Der LCOE in Alternative A beträgt rd. 9,5 Cent/kWh, im Fall von Alternative B rd. 9 Cent. Der Strike-preis hat sich in beiden Fällen grundsätzlich an den 9 Cent zu orientieren, wobei für Alternative A der Mehrertrag in der Höhe von 0,6 Cent zu berücksichtigen ist und damit der Strike-preis von 0,9 Cent auf 0,89 Cent anzupassen wäre.

Beliefe sich der Mehrertrag aus den erwarteten nicht rückzahlbaren Erträgen auf weniger als 0,5 Cent (d.h. die Differenz zwischen den LCOE nach Alternative A und Alternative B), so wäre Alternative A weder aus Sicht eines öffentlichen Fördergebers, noch aus Sicht eines Betreiberunternehmens sinnvoll und die Alternative wäre damit ohne ökonomische Berechtigung.

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass auch Wechselmechanismen, z.B. zwischen CfD-Vereinbarung und PPA, aus den zuvor genannten Gründen zu Volatilität und damit zu Risiko führen. Dies wirkt sich gleichermaßen Kapitalkosten-steigernd aus. Die Höhe dieser Steigerung hängt vom Umfang der

gewährten Wechselmöglichkeiten ab und fällt tendenziell höher aus, je mehr Wechselbeschränkungen vorgesehen werden (ausführlich dazu (Peper & et al., 2024, S. 26) . Den erhöhten Kapitalkosten stehen allerdings gleichermaßen steigende Erwartungswerte für zu lukrierende Zahlungen durch die Betreibenden gegenüber, die in die Betrachtung wie beschrieben aufgenommen werden müssen.

9.6.3. Alternativen C und D

Nicht näher zu beurteilen sind die Alternativvorschläge C und D, da diese im vorliegenden Projekt auch nicht zu einer Umsetzung empfohlen werden. Zu Alternative C ist anzumerken, dass diese als Weiterführung von Alternative B zu einer weiteren Reduktion von Volatilität und damit zu einem Finanzierungsvorteil führen würde. Hinsichtlich Alternative D (Investitionsförderung) sticht hervor, dass dies die Volatilität der Rückflüsse (und damit die Kapitalkosten) zunächst erhöhen würde, da diese zur Gänze den Marktpreisen unterliegen würden; durch die anfängliche Förderung reduziert sich in Summe jedoch der Bedarf an Mittel, die ein Projekt generieren muss, weiters die Finanzierungsbasis und damit die LCOE, signifikant. Aus Sicht eines öffentlichen Fördergebers resultiert eine Ersparnis aus dem Vorteil in der Finanzierung der anfänglichen Investitionsförderung zu den Konditionen z.B. einer staatlichen Finanzierung zu einer laufenden Bezuschussung auf Basis des höheren WACC eines Unternehmens.

Beispiel

Angenommen sei ein Investitionsobjekt mit Anschaffungskosten in der Höhe von 10.000 EUR. Die jährlichen Betriebskosten belaufen sich auf 500 EUR, die jährliche Produktion auf 16.000 kWh über einen Zeitraum von 20 Jahren. Der WACC des Betreiberunternehmens beläuft sich im Falle einer Investitionsförderung auf 9% und im Falle eines CfD-Designs auf 7%. Für den öffentlichen Fördergeber betragen die maßgeblichen Finanzierungskosten demgegenüber 2%.

Unter den Rahmenbedingungen eines CfD belaufen sich die LCOE (vereinfacht berechnet) auf rd. 10 Cent/kWh. Dies müsste auch als Strike-Preis im CfD-Design angewandt werden, um eine Realisation des Projektes zu erlauben. Tatsächlich wird aber nur erwartet, dass sich ein Marktpreis in der Höhe von 7,5 Cent realisieren lässt. Die Differenz ist damit jährlich vom öffentlichen Fördergeber zu erstatten.

Unter den Rahmenbedingungen einer Investitionsförderung wäre demgegenüber nur eine anfängliche Förderung in der Höhe von. rd. 35% der Investitionskosten erforderlich, um LCOE in der Höhe von 7,5 Cent zu erreichen und damit eine Projektrealisation zu erlauben. Aus Sicht des öffentlichen Fördergebers wäre damit zugleich eine weitere Einsparung gegenüber den CfD-Rahmenbedingungen von rd. 2.700 EUR verbunden, was eine weitere Erhöhung der Investitionsförderung am Beginn des Projektes auf bis zu rd. 60% erlaubt, dann allerdings bei der:dem Betreibenden zu einem Übergewinn über die Kapitalkosten hinaus) über die Laufzeit führen würde.

Die Validität dieses Beispiels hängt maßgeblich von den getroffenen Annahmen ab. Die Bemessung der Höhe der angenommenen Investitionsförderung setzt darüber hinaus Kenntnis über Marktparameter voraus, die im Regelfall nicht vorauszusetzen ist. Dies verbindet die dargestellten Überlegungen mit einem spezifischen Risiko aus Sicht öffentlicher Fördergeber, v.a. hinsichtlich einer (ordnungspolitisch gegebenenfalls problematischen) Betreiber:innen-Überförderung

Wie außerdem in der Literatur angemerkt wird, ist diese Alternative für öffentliche Fördergeber im Regelfall nicht abbildbar, da die hohen Einmalzahlungen mit fiskalischen Restriktionen (und unabhängig davon mit beträchtlichen Mittelaufbringungsbedarfen) verbunden sind. Dies stellt den spezifischen Nachteil gegenüber den anderen hier behandelten Alternativen hinsichtlich der Umsetzbarkeit dar (z.B. (UNDP & ETH Zurich, 2018, S. 75)).

9.6.4. Zusätzliche Betrachtungen

Im Zusammenhang mit der Diskussion unterschiedlicher Ausgestaltungsalternativen von Fördersystemen und der damit verbundenen Perspektive mehr oder weniger weitreichender Abweichungen von der bisherigen Praxis ist auf einen weiteren Bestimmungsfaktor der Höhe von Kapitalkosten hinzuweisen: Auch Veränderungen in den Rahmenbedingungen von Projekten im Bereich erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien stellen Risiko dar und führen zu einer entsprechenden Kostenkomponente. Ausgelöst wird dadurch für Betreibende und ihre Kapitalgebende letztlich eine Volatilität in den entscheidenden Parametern der wirtschaftlichen Planung. Vorhersehbarkeit, Frequenz und Wirkung sind hier maßgeblich. Obschon eine genauere Quantifizierbarkeit nicht möglich ist, scheinen mitunter beträchtliche Kapitalkosten-Effekte möglich.

Dies legt die Sinnhaftigkeit behutsamer und inkrementeller Änderungen in den eingerichteten Fördersystemen nahe. Entsprechende Vorlaufzeiten für Änderungen und eine klare Kommunikation vorab sind stellen weitere Empfehlungen dar.

9.6.5. Fazit der Auswirkung auf die Finanzierung

Die Finanzierungsbedingungen spielen für die Umsetzung eines Projektes im Bereich erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien in der Regel eine ebenso große Rolle wie technische Parameter. Die Erfassung und Messung sind jedoch mit besonderen Herausforderungen verbunden. Volatilitäten in den Rahmenbedingungen zählen ebenso hierzu wie die Diversität der Unternehmen, die als Projektbetreibende in Erscheinung treten und mit unterschiedlichen Finanzierungsbedingungen konfrontiert sind.

Das weitverbreitetste Konzept, um die Finanzierungsbedingungen im Bereich erneuerbarer Stromerzeugungstechnologien zu erfassen, ist jenes des WACC – und im Rahmen dessen das Konzept des CAPM zur Bestimmung der Eigenkapitalkosten. Auch im Rahmen bisheriger EAG-Gutachten wurde es – ausgehend von den gesetzlichen Vorgaben – als Bezugspunkt genommen (Resch & et al., 2022), (Österreichische Energieagentur, 2023). Dieser hohen praktischen Relevanz steht eine geringe methodische Eignung für die im Rahmen einer Marktprämienregelung gegenüber; besonders trifft dies hinsichtlich der heterogenen Zusammensetzung der Unternehmen zu, die als Förderwerbende in Betracht kommen sollen. Eine angemessene Finanzierung, die noch dazu entsprechende Ausbauanreize optimiert setzt, kann damit nur sehr eingeschränkt gewährleistet werden. Im Sinne einer erweiterten Marktprämienregelung oder eines potenziellen CfD-Regimes sollten daher Weiterentwicklungen angestrebt werden.

Ansatzpunkte, um die angesprochenen Defizite zu adressieren, können insbesondere in der Einführung eines Aktionsmodus liegen. Dieser kann in der Ausgestaltung der relevanten Parameter auf dem Konzept des WACC basieren, darüber hinaus aber verhaltenswissenschaftliche Erkenntnisse berücksichtigen und sohin eine ökonomisch zielgerichtete Adressierung der Projektwerbende

ermöglichen. Hierbei sollte stärker auf individuelle Voraussetzungen und konkrete Entscheidungssituationen eingegangen werden.

Unabhängig von der Empfehlung zur Weiterentwicklung der Abbildung von Finanzierungsbedingungen im Rahmen von Marktprämienregelungen/CfDs lassen sich jedoch konkrete Aussagen zu Ausgestaltungsfragen in Verbindung mit einer solchen Marktpreisregelung treffen. Aus der Perspektive eines öffentlichen Fördergebers scheint die Ausgestaltung eines Systems auf Basis eines zweiseitigen CfD zu bevorzugen zu sein. Die erwartbaren günstigeren Finanzierungsbedingungen sprechen hierfür ebenso wie ein Vermeiden zusätzlicher Komplexität in der Bemessung von Strike-preisen, die z.B. im Falle einseitiger CfD-Schemen zu berücksichtigen sind.

Wechsoptionen sollten in diesem Sinne der verbesserten Finanzierungsbedingungen nicht oder nur in einem sehr eingeschränkten Maße vorgesehen sein. Dies ergibt sich bereits unmittelbar aus den zuvor dargelegten Abwägungen.

Änderungen im Fördersystem verursachen ebenso Kosten. Sie sollten daher bedachtsam und inkrementell durchgeführt werden. Eine begleitende und frühzeitige Kommunikation, die durch entsprechende Stakeholder:innen-Einbindungen ergänzt wird, ist ebenso zu empfehlen.

10 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das Projekt hat zentrale Erkenntnisse zur Weiterentwicklung des österreichischen Marktpremiensystems hervorgebracht. Ein wichtiges Ergebnis ist die vergleichende Analyse europäischer CfD-Umsetzungen. Sie zeigt, dass Details wie Referenzpreisberechnung, Realisierungsfristen oder Markteintrittsoptionen entscheidend für die Investitionssicherheit und Marktwirkung sind. Innovative Ansätze bzgl. Referenzperiode, Laufzeit oder Anpassungen des Strike-Preises liefern wertvolle Anregungen.

Die modellierten Strompreis- und Marktwertszenarien für 2030 und 2050 verdeutlichen, dass mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien Flexibilitätsoptionen (Speicher, steuerbare EE, Netzausbau) unverzichtbar sind, um Preisvolatilität zu begrenzen und ebenso dass Förderungen Erneuerbarer weiterhin notwendig sind.

Darüber hinaus wurde die Rolle von PPAs im Zusammenspiel mit CfDs und Marktpremien untersucht. PPAs spielen in Österreich derzeit kaum eine Rolle und wären nur dann relevant, wenn ihr Ausbau politisch gewollt wäre. Zwar sind PPAs grundsätzlich möglich, werden aber durch die Marktpremienregelung faktisch erschwert, da für Anlagenbetreibende erhebliche Rückzahlungsrisiken entstehen. Um einen PPA-Markt zu fördern, wären daher eigene Förderschienen oder eine Anpassung der Referenzmarktwert-Logik nötig. PPAs sind vor allem in den Ländern etabliert, wo öffentlichen Förderinstrumente fehlen oder nicht hinreichend wirksam sind.

Die Analyse der verschiedenen Reformoptionen zeigt, dass Österreich vor einer grundlegenden Entscheidung steht. Das bestehende Marktpremienmodell nach dem EAG hat zwar zum Ausbau erneuerbarer Energien beigetragen, erfüllt aber die neuen europäischen Anforderungen wohl nicht in allen Details. Ebenso scheint das bestehende Modell nicht den Erfordernissen eines Marktes, der zunehmend von extremen Preisschwankungen geprägt ist, gänzlich gewachsen zu sein. Die Optionen A bis D verdeutlichen die Spannweite möglicher Reformpfade – von einer vorsichtigen inkrementellen Anpassung über den Übergang zu zweiseitigen Differenzverträgen bis hin zu weitreichenden Systemwechseln mit Kapazitätzahlungen.

Kurzfristig bis mittelfristig erscheint Option A als die ideale Lösung, um die Schwächen des bestehenden Modells abzufedern. Langfristig jedoch wird Österreich kaum umhinkommen, das europäische Leitmodell zu übernehmen. Zweiseitige Differenzverträge (Option B) bieten eine gute Balance zwischen Planungssicherheit für Investoren und Kompatibilität mit den Vorgaben der EU. Sie ermöglichen stabile Zahlungsströme, reduzieren die Finanzierungskosten und sichern den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien. Gleichmaßen verschärfen sie aber auch die Erlösentgangsproblematik im Fall von negativen Preisen.

Die Optionen C und D bleiben interessante theoretische Konzepte, sind jedoch mit erheblichen Risiken verbunden. Kapazitätzahlungen, sei es jährlich oder einmalig bei Errichtung, erfordern einen vollständigen Systemumbau, der technisch, administrativ und rechtlich kaum zu bewältigen wäre. Zudem sind die Anreize für effizienten Betrieb und langfristige Marktintegration in diesen Modellen schwach ausgeprägt.

Über die reine Frage des Förderdesigns hinaus muss die Politik künftig zwei zusätzliche Themen stärker in den Blick nehmen. Erstens das wachsende Problem negativer Preise: Diese werden in den kommenden Jahren zunehmen und könnten die Erlöse vieler Betreibenden massiv beeinträchtigen. Fördermodelle müssen so ausgestaltet werden, dass sie Fehlanreize vermeiden, gleichzeitig aber die Investitionsbereitschaft nicht gefährden. Zweitens die Rolle steuerbarer erneuerbarer Energien: Nur wenn diese gezielt gefördert und in die Märkte integriert werden, kann das System die notwendige Flexibilität erreichen, um große Mengen variabler Erzeugung aus Windkraft und PV erfolgreich aufzunehmen.

Insgesamt lässt sich festhalten: Österreich braucht eine Förderpolitik, die sich an den europäischen Vorgaben orientiert, gleichzeitig aber nationale Besonderheiten berücksichtigt. Der Übergang zu CfDs scheint dabei langfristig unausweichlich. Hier erscheinen aber Verfeinerungen in der Ausgestaltung der Förderregelungen notwendig, um bestmöglich der Problematik negativer Strompreise und des damit verbundenen Erlösentgangs bestmöglich zu begegnen bzw. diese nicht zu verschärfen. Ergänzend dazu sollten spezifische Instrumente für steuerbare erneuerbare Energien eingeführt und Mechanismen zum Umgang mit negativen Preisen entwickelt werden. Nur so kann der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgreich fortgesetzt werden – in einem Marktdesign, das sowohl Investor:innen Sicherheit bietet als auch die Interessen der Verbrauchenden wahrt.

Besonders die aktuelle Regelung zu negativen Preisen gemäß § 15 EAG wird zunehmend kritisch gesehen, da sie die Erlössicherheit untergräbt und Investitionen in neue Projekte erschwert (RIS, 2025), (Resch, Monsberger, Liebmann, Schwabeneder, & Schöniger, 2025), (ACER, 2024), (IEA, 2023), (Agora Energiewende, 2022). Eine zeitnahe Reform dieser Vorschrift erscheint sinnvoll, um Fehlanreize zu vermeiden und zugleich Investitionsbereitschaft sicherzustellen.

Zudem wurde untersucht, wie die Weiterentwicklung der Marktprämienregelung die Finanzierungsbedingungen von Energieprojekten sachgerecht berücksichtigen kann. Im Mittelpunkt steht das Konzept des WACC, das trotz methodischer Limitationen eine zentrale Rolle in Gutachten und Praxis spielt, aber im Kontext erneuerbarer Projekte teilweise ungeeignet erscheint. Die Analysen zeigen, dass die Heterogenität der Betreiber:innen und die Volatilität relevanter Parameter zu Verzerrungen führen können, weshalb alternative Ansätze – insbesondere Auktionsmechanismen – als vielversprechender erachtet werden. Änderungen am derzeitigen Förderregime sollten dabei inkrementell erfolgen und durch transparente Kommunikation sowie Stakeholder:innen-Einbindung flankiert werden. Insgesamt zeigt sich, dass die aktuelle Marktprämienregelung zumindest in einem kleinen Umfang Anpassungen bedarf.

Stellungnahmen der Erneuerbaren-Branche betonen, dass das bestehende österreichische Förderregime auf Basis des EAG noch jung ist und bisher keine ausreichende Evaluierung seiner Wirksamkeit erfolgt ist. Grundlegende Änderungen am Fördersystem würden erhebliche Unsicherheiten schaffen, Finanzierungskosten erhöhen und den dringend notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energien verzögern. Besonders hervorgehoben wird, dass die vorgeschlagenen Anpassungen überwiegend Verschlechterungen darstellen und den Markthochlauf gefährden könnten. Anstatt zusätzliche regulatorische Eingriffe vorzunehmen, wäre es zielführender, die tatsächlichen Hemmnisse beim Ausbau – wie Netzkapazitäten, Flächenverfügbarkeit und Genehmigungsverfahren – systematisch zu adressieren und technologieübergreifend zu analysieren. Zudem sollten Besonderheiten des österreichischen Energiemarktes berücksichtigt werden, um Investitionsanreize und Planungssicherheit zu stärken.

11 Ausblick und Empfehlungen

Folgende Handlungsempfehlungen lassen sich ableiten:

- **Anpassungsbedarf überprüfen:** Überprüfen, welche Anpassungen des österreichischen Marktprämienregimes notwendig sind, um die EU-Vorgaben zu CfDs vollständig umzusetzen.
- **PPAs, wenn politisch gewünscht, gezielt entwickeln:** Eine klare, eigenständige Förderlogik für PPAs, wenn der Ausbau dessen forciert werden soll, könnte mittelfristig zusätzliche Investitionsimpulse schaffen, ohne das bestehende Fördersystem zu destabilisieren.
- **Stabile Übergangsregelungen schaffen:** Kurzfristig das bestehende Marktprämienmodell behutsam anpassen (Option A), um Unsicherheiten bei Finanzierung und Projektentwicklung zu vermeiden und Investitionssicherheit zu gewährleisten.
- **Langfristige Einführung von CfDs (Option B) vorbereiten, wenn EU-rechtlich notwendig:** Planungssicherheit für Investoren erhöhen, Finanzierungskosten senken und den Ausbau erneuerbarer Energien systematisch fortführen.
- **Strukturelle Hemmnisse adressieren:** Genehmigungsverfahren, Netzanbindung, Flächenverfügbarkeit und technologieübergreifende Ausbauhemmnisse gezielt analysieren und abbauen, um Investitionen effizient zu ermöglichen, ohne das Fördersystem grundlegend zu verändern.
- **Finanzierungsbedingungen berücksichtigen:** Die Ausgestaltung von Fördermodellen sollte auf eine Reduktion der Volatilität der Zahlungsflüsse abzielen, um Eigen- und Fremdkapitalkosten zu senken, den WACC zu optimieren und damit die Finanzierungskosten für Projekte im Bereich erneuerbarer Energien zu reduzieren.
- **Flexibilitätsoptionen fördern:** Speicher, Lastmanagement und Netzausbau gezielt in die Förderlogik einbinden.

12 Verzeichnisse

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Derzeitiges Marktprämiensystem in Österreich (links) und generisches CfD-Design (rechts), eigene Abbildung.	10
Abbildung 2: Jährlich installierte PPA-Volumina in Spanien (windeurope, 2024).	16
Abbildung 3: Historische Strompreisentwicklung in Österreich. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BMK, 2023; ENTSO-E, 2024; Resch et al., 2021) sowie EEX-Preisdaten.....	20
Abbildung 4: Historischer Referenzmarktpreis in Österreich 2019-2023. Quelle: (E-Control, 2024a).	21
Abbildung 5: Historische Referenzmarktwerte für Januar 2022 bis November 2024. Quelle: Bearbeitet nach (E-Control, 2024b).	21
Abbildung 6: Jährlicher Strombedarf in Österreich in den beiden Szenariowelten Decarbonisation Needs (DN) und Reference (REF) für 2030 und 2050.....	22
Abbildung 7: Jährlicher Strombedarf in den modellierten Ländern in den beiden Szenariowelten Decarbonisation Needs (DN) und Reference (REF) für 2030 und 2050.	23
Abbildung 8: Großhandelsstrompreise in EUR2020/MWh für die modellierten Länder für 2030 und 2050 sowie das REF- und DN-Szenario für alle modellierten Szenarien. Darstellung ohne statistische Outliers.	24
Abbildung 9: Marktwerte in EUR ₂₀₂₀ /MWh für Österreich für die Jahre 2030 und 2050 sowie die modellierten Szenariowelten REF und DN (jeweils das Base Szenario und die vier Sensitivitätsläufe). Die betrachteten Technologien sind Bioenergie (biomass), Pumpspeicher (Hydro PS), Speicherkraftwerke (Hydro Res), Laufwasserkraft (Hydro RoR), Photovoltaik (PV) und Windkraft (Wind onshore).....	25
Abbildung 10: PPA-Volumina in Europa (Pexapark, 2025).....	28
Abbildung 11: YoY-Entwicklung von europäischen Corporate PPAs 2019-2024 (Pexapark, 2025).	28
Abbildung 12: Neu abgeschlossene PPA-Kapazitäten der 8 verglichenen Länder 2021-2023 (Aurora Energy Research, 2022), (windeurope, 2024).	29
Abbildung 13: Entwicklung der PPA-Preise der 8 verglichenen Länder 2022 Q2-2024 Q1.....	30
Abbildung 14: Bestandteile und Zusammenhänge des CAPM.	39
Abbildung 15: Entwicklung der impliziten Marktprämie (Aschauer & et al., 2025).....	43
Abbildung 16: Gesamterlöse im Optionenvergleich am Beispiel Windenergie gemäß Strommarktdaten des Jahres 2024: EAG 2.0 (Option A) vs CfD (Option B). (Eigene Analysen auf Basis von (ENTSO-E, 2025)).	53
Abbildung 17: Gesamterlöse im Optionenvergleich am Beispiel Photovoltaik gemäß Strommarktdaten des Jahres 2024: EAG 2.0 (Option A) vs CfD (Option B). (Eigene Analysen auf Basis von (ENTSO-E, 2025)).	54

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die grundlegenden Auktionssysteme in den acht betrachteten Ländern (AURES project, 2022), (Zabala, Diallo, & Publications Office of the European Union, 2022).....	12
Tabelle 2: Die wichtigsten Merkmale der CfD-Systeme in den acht betrachteten Ländern (Stakeholders, 2024).	13
Tabelle 3: Ergebnisse der ungarischen CfD-Auktionen (MEKH, 2022).	14
Tabelle 4: CfD-Auktionsspezifika Ungarns (MEKH, 2022).	14
Tabelle 5: Spezielle Regelungen des spanischen CfD-Auktionssystems (Del Río & Kiefer, 2023).	15
Tabelle 6: CfD-Auktionsspezifika Spanien (Del Río & Kiefer, 2023).	16
Tabelle 7: Spezielle Regelungen des CfD-Auktionssystems im Vereinigten Königreich (Low Carbon Contracts Company, 2023).	17
Tabelle 8: CfD-Auktionsspezifika Vereinigtes Königreich (Low Carbon Contracts Company, 2023).	17
Tabelle 9: Spezielle Regelungen in den acht betrachteten Ländern bezüglich des Verhältnisses zwischen CfD-Abschlüsse und PPAs (Stakeholders, 2024).	32
Tabelle 10: PPA-Absicherungsmechanismen in Norwegen, Spanien und Frankreich (dena, 2025).	34
Tabelle 11: Zusammenfassung der wichtigsten Treiber/Barrieren für PPAs (EIB, 2022), (CREG, 2024), (dena, 2025), (Pexapark, 2025).	35
Tabelle 12: Eingangsparameter und ermittelter WACC, differenziert nach Energieart und zugrunde liegendem Finanzierungsrisiko (Resch & et al., 2022, S. 36, 38)	45
Tabelle 13: Ermittelte Kapitalkosten im Gutachten von (Österreichische Energieagentur, 2023, S. 19).	46
Tabelle 14: Vergleich Flexibilitätsanreize Deutschland vs. mögliche Ausgestaltung für Österreich. (Quelle: Eigene Analysen basierend auf (BMWK, 2023)).	57

Literaturverzeichnis

- ACER. (2024). *Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity Markets*. Ljubljana: Agency for the Cooperation of Energy Regulators.
- AEA, & BMK. (2024). *EAG-Evaluierungsbericht*. Austrian Energy Agency im Auftrag des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität Innovation und Technologie.
- Agora Energiewende. (2022). *Klimaneutrales Stromsystem 2045*. Berlin.
- Aschauer, E., & et al. (2025). *iMR: implizite Markttrendite(n) für den österreichischen Markt. Ein Kapitalkosten-Tool der Abteilung für Unternehmensrechnung und Revision der WU Wien*. Von https://revision.shinyapps.io/iMR_implizite_Markttrendite/ abgerufen
- AURES II project. (2021). *AURES II*. Von <http://aures2project.eu/> abgerufen
- AURES project. (06 2022). *AURES II Auction Database*. Von <http://aures2project.eu/auction-database/> abgerufen
- Aurora Energy Research. (12 2022). *Role of PPAs in the GB Power Market*. Von [auroraer.com: https://auroraer.com/wp-content/uploads/2023/05/Role-of-PPAs-in-the-GB-Power-Market-Redacted-report.pdf](https://auroraer.com/wp-content/uploads/2023/05/Role-of-PPAs-in-the-GB-Power-Market-Redacted-report.pdf) abgerufen

- BloombergNEF. (13. 02 2024). *Corporate Clean Power Buying Grew 12% to New Record in 2023, According to BloombergNEF*. Von <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-power-buying-grew-12-to-new-record-in-2023-according-to-bloombergnef/> abgerufen
- BMWK. (2021). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)*. Von https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-11/EEG_2021_210716.pdf abgerufen
- BMWK. (2023). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023)*. Von https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ abgerufen
- Bruck, M., & et al. (2018). A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). *Renewable Energy* 122(8), 131-139.
- Bundesnetzagentur. (11. 06 2025). *Der Strommarkt im Jahr 2024*. Von smard.de: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211784/215556> abgerufen
- CREG. (11. 04 2024). *Power Purchase Agreements: Overview and evaluation*. Von <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2782EN.pdf> abgerufen
- Del Río, P., & Kiefer, C. (2023). Assessing the design and the outcome of the new renewable electricity auctions in Spain. *Renewable Energy Law and Policy* 11(2), 1-15.
- Deloitte. (03 2024). *Power Purchase Agreements als wirksamer Hebel zur Dekarbonisierung*. Von <https://image.marketing.deloitte.de/lib/fe31117075640474771d75/m/1/139586fe-0d7e-4efb-87d2-7481dab67ad5.pdf> abgerufen
- dena. (2023). *Green PPAs für die Energiewendeziele 2030. Abschätzung des zukünftigen Marktpotenzials für PPAs in Deutschland*. Von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/Green PPAs fuer die Energiewendeziele_2030.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/Green_PPAs_fuer_die_Energiewendeziele_2030.pdf) abgerufen
- dena. (2025). *Risikoabsicherung für PPAs. Auswirkungen auf die Projektfinanzierung*. Von [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Risikoabsicherung fuer PPAs.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2025/Risikoabsicherung_fuer_PPAs.pdf) abgerufen
- DWS. (2024). *Green Bonds: "Vom Nischen- zum Kernfinanzierungsmarkt"*. Von <https://funds.dws.com/de-at/informieren/anlagethemen/zinsanlagen/green-bonds-vom-nischen-zum-kernfinanzierungsmarkt/> abgerufen
- EIB. (03 2022). *Commercial Power Purchase Agreements*. Von <https://advisory.eib.org/publications/attachments/commercial-power-purchase-agreements.pdf> abgerufen
- ENTSO-E. (11. 06 2025). *Transparency Platform*. Von <https://transparency.entsoe.eu/> abgerufen
- EUR-Lex. (13. 06 2024). *Verordnung (EU) 2024/1747 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union*. Von <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj/eng> abgerufen
- European Commission. (21. 05 2024). *Questions and Answers on the revised electricity market design*. Von https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_24_2260 abgerufen
- Franz-Dabrowska, J., & et al. (2021). Energy Sector Risk and Cost of Capital Assessment—Companies and Investors Perspective. *Energies*, 1613.
- Fraunhofer. (2021). *Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien*.
- Fraunhofer. (2024). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*.
- IEA. (2023). *Renewables 2023 - Analysis and Forecast to 2028*. Paris: International Energy Agency.
- Kell, N., & et al. (2023). Methodology to prepare for UK's offshore wind Contract for Difference auctions. *Applied Energy* 226, 120844.
- Low Carbon Contracts Company. (2023). *Low Carbon Contracts Company (LCCC)*. Von <https://register.lowcarboncontracts.uk/downloadfiles> abgerufen
- MEKH. (2. 05 2022). *Megújuló Támogatási Rendszer (METÁR)*. Von [mekh.hu: https://www.mekh.hu/megujulo-tamogatasi-rendszer-metar](https://www.mekh.hu/megujulo-tamogatasi-rendszer-metar) abgerufen
- Ondraczek, J., & et al. (2015). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy* 75(3), 888-898.

- Österreichische Energieagentur. (2023). *Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes, 2. EAG-Gutachten: Empfehlungen für das Jahr 2024*. BMK.
- Ostrovnya, A., & et al. (2020). The High Cost of Electricity Price Uncertainty. SSRN 3588288.
- Peper, D., & et al. (2024). *Wechseloptionen zwischen CfD-Förderung und PPAs*. Berlin: Green Planet Energy eG.
- Pexapark. (2025). *Renewables Market Outlook 2025*. Von <https://go.pexapark.com/pexapark-renewables-market-outlook-2025-pdf> abgerufen
- pv magazine. (25. 10 2024). *Der europäische Corporate PPA-Markt steht 2024 vor einem neuen Rekordjahr*. Von <https://www.pv-magazine.de/2024/10/25/der-europaeische-corporate-ppa-markt-steht-2024-vor-einem-neuen-rekordjahr/> abgerufen
- Resch, G., & et al. (2021). *Auktionen für erneuerbare Energien in Österreich gemäß EAG (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz)*. In: *Das Energiesystem nach Corona: Irreversible Strukturänderungen – Wie?* Von <http://hdl.handle.net/20.500.12708/77596> abgerufen
- Resch, G., & et al. (2022). *Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG)*. BMK.
- Resch, G., Monsberger, C., Liebmann, L., Schwabeneder, D., & Schöniger, F. (2025). *Lösungsvorschläge Marktprämien 2.0*. Wien: AIT Austrian Institute of Technology.
- RIS. (07. 07 2021). *Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)*. Von <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619> abgerufen
- RIS. (2024). *EAG-Marktprämienverordnung 2024*. Von <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012029> abgerufen
- RIS. (2025). *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz*. Von BGBl. I Nr. 18/2025: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619> abgerufen
- Romeijnders, W., & Mulder, M. (2022). Optimal WACC in tariff regulation under uncertainty. *Journal of Regulatory Economics* 61(3), 89-107.
- Römer, A. (2016). *Dissertation: Kapitalkosten in der Regulierung*. Universität Hohenheim.
- S&P Global. (20. 09 2023). *Continued success: European PPA market experiences strong growth in H1 2023*. Von <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/research-analytics/continued-success-european-ppa-market-experiences-strong-growt> abgerufen
- SolarPower Europe. (2024). *Corporate Sourcing: Power Purchase Agreements*. Von <https://www.solarpowereurope.org/interests/corporate-sourcing> abgerufen
- Solas Capital. (11. 06 2025). *When Energy Pays You: The Paradox of Negative Energy Prices*. Von <https://www.solas.capital/negative-electricity-prices-europe/> abgerufen
- Stakeholders. (2024). Interviews on CfD design. (REKK, Interviewer) Budapest.
- Steffen, B. (2020). Estimating the cost of capital for renewable energy projects. *Energy Economics* 88(4), 104783.
- Steffen, B., & Waidelich, P. (2022). Determinants of cost of capital in the electricity sector. *Progress in Energy* 4, 033001.
- Thoman, J. (2016). Eigentumsverhältnisse der (erneuerbaren) Elektrizitätswirtschaft & Effizienzpotentiale der Ökostromförderung in Österreich am Beispiel Windkraft. 14. *Symposium Energieinnovation, Technische Universität Graz*.
- UK Deptment for Business, E. a. (2020). *Allocation of the Contracts for Difference Schema, Allocation Round 3*. London.
- UNDP, & ETH Zurich. (2018). *Derisking Renewable Energy Investment: Off-Grid Electrification*. United Nations Development Programme, New York, NY and ETH Zurich, Energy Politics Group, Zurich, Switzerland.
- windeurope. (2024). *The corporate PPA tool*. Von windeurope.org: <https://windeuropeb2c.b2clogin.com/windeuropeb2c.onmicrosoft.com/oauth2/v2.0/authori>

[ze?client_id=eaec5e8b-1a23-4a93-ab75-ef3d94f47828&response_type=code+id_token&redirect_uri=https%3A%2F%2Fwindeurope.org%2Fsignin&response_mode=form_post&scope=openid&state](https://www.woodmac.com/press-releases/european-renewable-ppa-market-sees-19gw-of-new-capacity-contracted-in-2024/) abgerufen

Wood Mackenzie. (15. 04 2025). *European renewable PPA market sees 19GW of new capacity contracted in 2024*. Von <https://www.woodmac.com/press-releases/european-renewable-ppa-market-sees-19gw-of-new-capacity-contracted-in-2024/> abgerufen

Zabala, C., Diallo, A., & Publications Office of the European Union. (2022). *Study on the performance of support for electricity from renewable sources granted by means of tendering procedures in the Union 2022*. Von <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/e04f3bb2-649f-11ed-92ed-01aa75ed71a1> abgerufen

Abkürzungsverzeichnis

CAPEX	Capital Expenditures (Kapitalkosten)
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CfD	Contract for Difference (Differenzkontrakt)
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EEG	Erneuerbaren-Energie-Gesetz
EU	Europäische Union
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
OPEX	Operational Expenditures (Betriebskosten)
PPA	Power Purchase Agreement
WACC	Weighted Average Cost of Capital