
Möglichkeiten zur Attraktivierung von PPAs – Hintergrundpapier

Überblick über Maßnahmen anderer EU-Mitgliedsstaaten

Oktober 2025

1. Einleitung

Die Analyse von Maßnahmen zur Attraktivierung von PPAs basiert auf mehreren Überlegungen für den österreichischen Energiemarkt. Ein zentrales Anliegen ist die Schaffung leistbarer und wettbewerbsfähiger Strombeschaffungsmöglichkeiten, nicht nur für energieintensive Großunternehmen, sondern auch für kleine und mittlere Unternehmen, die bislang oft nur eingeschränkten Zugang zu langfristigen, planbaren Stromlieferverträgen haben.

PPAs sind interessant, weil sie den Ausbau erneuerbarer Energien ermöglichen und gleichzeitig Stromverbraucher direkt daran beteiligen. Im Unterschied zu rein fördergetriebenen Modellen schaffen PPAs eine direkte Verbindung zwischen Erzeugern und Abnehmern. Maßnahmen zur Förderung von PPA sind dabei vor allem relevant mit Hinblick auf Maßnahmen, die "Quick Wins" für die beteiligten Parteien mit niedriger Budgetwirkung ermöglichen. Darüber hinaus sieht die EU-Strommarktrichtlinie eine explizite Stärkung von PPAs vor.

Dabei ist eine zentrale Ausgangsfrage zu klären: Bilaterale Stromlieferverträge sind in Österreich seit Beginn der Liberalisierung möglich, der rechtliche Rahmen für PPAs existiert grundsätzlich bereits. Welcher zusätzliche Bedarf nach Attraktivierung besteht nun tatsächlich? Was kann nicht bereits jetzt im bestehenden Rahmen vereinbart werden? Wie kann dieser Rahmen verbessert werden, um PPAs attraktiver zu machen?

2. Abgrenzung: Was ist ein PPA?

Der Begriff Power Purchase Agreement bezeichnet einen langfristigen Stromliefervertrag zwischen zwei Akteuren (Erzeuger, Händler oder Endverbraucher).

Im Vergleich zu OTC-Geschäften liegen die Unterschiede hauptsächlich in der Fristigkeit und im Fokus auf erneuerbare Erzeuger. Während OTC-Geschäfte sich typischerweise an Standardprodukten orientieren und meist zwischen Energieversorgern gehandelt werden, zeichnen sich PPAs durch oft deutlich längere Vertragslaufzeiten aus und es wird statt einem Lastband das Erzeugungsprofil des jeweiligen Energieträgers beschafft. Zudem liegt bei PPAs in der Regel ein stärkerer Fokus auf erneuerbaren Erzeugern, wobei dies keine zwingende Voraussetzung darstellt.

Von Börsengeschäften unterscheiden sich PPAs in mehreren Aspekten. PPAs werden in der Regel bilateral ausgehandelt und nicht über standardisierte Handelsplattformen abgewickelt, wobei die Nutzung von Clearinghäusern von Energiebörsen in vielen Fällen dennoch möglich ist. Je nach Größe des Abnehmers unterliegen sie auch nicht den umfassenden Transparenzpflichten der REMIT-Verordnung, die für Börsengeschäfte gelten. Ein weiterer wesentlicher Unterschied liegt in der Art der Abwicklung: Während Börsengeschäfte meist rein finanziell abgewickelt werden und Margining-Bedingungen (d.h. Margin Calls o.ä. zur Besicherung) unterliegen, umfassen PPAs häufig die physische Lieferung von Strom. Dies bedeutet konkret, dass der erzeugte Strom tatsächlich vom Erzeuger zum Abnehmer fließt, wobei die Netzinfrastruktur genutzt wird.

3. Beispiele für Arten von PPAs

Die Vielzahl unterschiedlicher Vertragsformen im Bereich der PPAs zeigt, dass es keine einheitliche Definition dieses Instruments gibt. In der Praxis kommt es häufig zu Überschneidungen und begrifflichen Vermischungen mit anderen Konzepten wie dem (PV-)Contracting oder Formen des Direktstrombezugs, bei denen Strom über private Leitungen oder „behind the meter“ geliefert wird. Um Klarheit zu schaffen, wird im Rahmen dieser Betrachtung der Begriff Power Purchase Agreement ausschließlich für jene Verträge verwendet, bei denen die Lieferung über das öffentliche Stromnetz erfolgt.

Handelspartner	Corporate PPA Vereinbarung zwischen verbrauchendem Unternehmen und Erzeuger	Art der Lieferung	Physischer PPA Festgesetzte Strommenge wird verkauft und physisch geliefert	On-Site PPA Direkte Lieferung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes
	Merchant PPA Vereinbarung zwischen Stromhändler und Erzeuger		Off-Site PPA Direkte Lieferung mit Nutzung des öffentlichen Netzes	
			Sleeved PPA Off-Site PPA mit zusätzlichem Dienstleister	
	Utility PPA Vereinbarung zwischen Stromversorger und Erzeuger	Art der Lieferung	Virtueller PPA Handel von Strom in festgesetzter Menge über Strombörse inkl. Erwerb Herkunftsnachweis	Financial/Synthetic PPA Entkopplung von finanziellem und physischem Stromfluss – die Akteure kaufen/verkaufen am Strommarkt und tätigen ggf. ein Ausgleichsgeschäft bezogen auf den Börsenpreis (ähnlich Stromfutures) – d.h. keine physische Lieferung

4. Chancen und Herausforderungen

PPAs bieten eine Reihe von Chancen, gehen aber auch mit strukturellen Herausforderungen einher. Zu den zentralen Vorteilen zählt die Möglichkeit, den Strompreis über einen längeren Zeitraum festzuschreiben und damit Preisstabilität und Planungssicherheit zu schaffen. Besonders für energieintensive Unternehmen kann dies ein entscheidender Faktor sein, um sich gegen Marktvolatilität abzusichern. Die langfristige Preisfestlegung schafft zudem die Chance, dass Industriebetriebe Strom über viele Jahre hinweg zu stabilen und potenziell günstigeren Konditionen beziehen können. Damit können PPAs nicht nur zur Kostenkontrolle beitragen, sondern ermöglichen auch eine potentielle Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Branchen (siehe [Draghi-Report](#)). Zudem ermöglichen PPAs die wirtschaftliche Nutzung ausgeförderter Anlagen, deren Strom nach dem Auslaufen der Förderperiode weiterhin vermarktet werden kann. Bei Neuanlagen entsteht ein potenzieller Win-win-Effekt: Unternehmen profitieren von stabilen Bezugspreisen, während der Staat den Förderbedarf reduziert. Hinzu kommt die klare Nachweisbarkeit einer nachhaltigen, erneuerbaren und oft auch regionalen Strombeschaffung, die zunehmend an Bedeutung für unternehmerische Klimastrategien gewinnt.

Dem gegenüber stehen Herausforderungen, die eine breitere Nutzung von PPAs erschweren. Die langfristige Preisbindung kann zu Opportunitätsverlusten für die Industrie führen, wenn Marktpreise sinken. Zudem steht die PPA-Vermarktung teils in Konkurrenz zu bestehenden Fördersystemen, was Fragen der relativen Bankability und somit der Projektfinanzierung aufwirft. Weitere Hürden sind fehlende Kredit- und Ausfallgarantien, die insbesondere für kleinere Akteure den Marktzugang erschweren. Hinzu kommen eine noch geringe Marktliquidität und die mangelnde Standardisierung von Verträgen, die zu komplexen und zeitintensiven Verhandlungsprozessen führen. Diese Faktoren erklären, warum sich PPAs trotz ihres Potenzials in vielen Märkten bislang nur langsam verbreiten.

6. Überblick der Länder mit betrachteten Maßnahmen und Kurzbeschreibung der Situation weiterer Länder

Die Auswahl der in diesem Hintergrundpapier betrachteten Länder basiert nicht auf der Größe oder dem aktuellen Volumen der dort abgeschlossenen PPAs, sondern auf der ihren politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen im Vergleich zu Österreich. Zentral ist die Frage, welche EU-Mitgliedsstaaten in einem mit Österreich vergleichbaren Umfeld, also bspw. bei ähnlicher Marktstruktur, vergleichbaren industriellen Rahmenbedingungen und einem liberalisierten Strommarkt, gezielte Maßnahmen zur Attraktivierung von PPAs eingeführt haben.

Ausgewählt wurden daher Maßnahmen aus fünf Ländern, die in mehreren dieser Aspekte Parallelen zu Österreich aufweisen: Frankreich, Griechenland, Portugal, Belgien und Italien. Diese Staaten verfügen über liberalisierte Strommärkte, eine ausgeprägte industrielle Nachfrage und verfolgen trotz unterschiedlicher Ausgangspunkte und Energiemixe ähnliche energiepolitische Zielsetzungen, insbesondere im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien und die Integration marktnaher Instrumente.

In Polen gibt es trotz einer weiten Verbreitung von PPAs keine direkten Maßnahmen zur Förderung von PPAs. PPAs konnten aber dennoch zunehmend an Attraktivität gewinnen, weil sich Markt- und Rahmenbedingungen verbessert haben und Unternehmen wie auch Energieerzeuger von mehr Planungssicherheit profitieren. Einerseits treiben steigende Strompreise und die Volatilität an den Energiemärkten die Nachfrage nach langfristigen, preisstabilen Lieferverträgen, sodass Abnehmer mit einem PPA ihre Energiekosten besser kalkulieren und zugleich ihre Klimaziele absichern können. Andererseits hat die Regierung durch Anpassungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz, vereinfachte Genehmigungsverfahren für EE-Projekte und die Einführung von Förderprogrammen, wie etwa

günstigen Darlehen aus dem Wiederaufbauplan oder Beihilfen für Speicher, die Rahmenbedingungen für Investoren deutlich verbessert. Parallel dazu wächst die Zahl subventionsfreier Projekte, die zeigen, dass PPAs auch ohne staatliche Auktionen marktfähig sind, während internationale Player in Polen zunehmend großvolumige Solar- und Windprojekte realisieren. Zusätzlich wirkt der angekündigte Kohleausstieg bis spätestens 2049 als starker Treiber: Mit dem schrittweisen Rückgang konventioneller Kapazitäten steigt der Bedarf an erneuerbaren Alternativen, und Unternehmen sichern sich über PPAs frühzeitig langfristigen Zugang zu grüner Energie, um Kosten- und Versorgungssicherheit zu kombinieren. Zusammengenommen führt das dazu, dass Polen für viele Akteure zu einem dynamischen Markt wird, in dem PPAs nicht nur ein Finanzierungsinstrument für Erzeuger darstellen, sondern auch ein strategisches Werkzeug für Unternehmen, die ihre Versorgung mit nachhaltigem Strom absichern und gleichzeitig von der Transformation des polnischen Energiesystems profitieren wollen.

In Bulgarien herrschen ähnliche Rahmenbedingungen wie in Polen. So wurde ein Kohleausstieg bis 2038 beschlossen. Es gibt ebenso kein spezifisches Förderinstrument für PPAs, aber eine Umsetzung der Erneuerbaren Richtlinie führt zur Attraktivierung von Investitionen in Erneuerbare.

In Rumänien gibt es inzwischen mehrere rechtliche und politische Instrumente, die PPAs deutlich erleichtern, vor allem durch die Kombination aus Marktliberalisierung, staatlich geförderten Ausschreibungen (über CfDs) und neuen gesetzlichen Regelungen. Rumänien hat durch Verordnung GEO 74/2020 das Verbot aufgehoben, dass alle neuen Stromproduktionskapazitäten ihre gesamte Erzeugung über den zentralen Markt (OPCOM) abgeben müssen. Stattdessen dürfen Produzenten, die ihre Anlagen nach dem 1. Juni 2020 in Betrieb nehmen, bilaterale PPAs direkt verhandeln. Es gibt dabei keine technischen oder kapazitären Beschränkungen je nach Technologie, allerdings gelten solche PPAs nur für neue Kapazitäten.

Parallel dazu wurde mit Government Decision 318/2024 ein Rahmen geschaffen, der CfD-Ausschreibungen für PV- und Onshore-Wind ins Gesetz aufnimmt. Ziel ist es, über diesen CfD-Mechanismus bis Ende 2025 mehrere Gigawatt neuer Kapazitäten zu fördern. Diese Ausschreibungen ermöglichen, dass Produzenten im Rahmen des CfD einen garantierten „Strike-Price“ erhalten oder zahlen, je nachdem, ob der Marktpreis über oder unter dem vereinbarten Niveau liegt. Damit werden Preisrisiken reduziert und Projekte planbarer gemacht.

Hinzu kommt, dass Rumänien eine staatliche Beihilfe in Höhe von rund 3 Milliarden EUR dafür bewilligt bekommen hat, den Ausbau von Onshore-Wind und PV über CfD-Mechanismen zu fördern. Die Ausschreibungen sind wettbewerbsorientiert, Marktteilnehmer müssen Mindestanforderungen erfüllen (z.B. technische Netzanschlussgenehmigungen etc.), und der Zuschuss wird über den Unterschied zwischen Marktpreis und Strike Price abgewickelt.

Daneben wurden durch die Gesetzesänderungen auch Rahmenbedingungen gestärkt, die PPAs generell erleichtern: Marktliberalisierungsmaßnahmen in der Stromgesetzgebung, die Definition und Zulassung von bilateral verhandelten Verträgen sowie Änderungen bei Net-Metering-Regelungen für kleine Erzeuger.

7. Gruppierung der Maßnahmen zur Verbesserung struktureller Hemmnisse

Die in den untersuchten Mitgliedsstaaten umgesetzten oder geplanten Maßnahmen zur Attraktivierung von PPAs lassen sich in vier große Wirkungsgruppen einteilen, die unterschiedliche strukturelle Hemmnisse adressieren: De-Risking-Instrumente, regulatorische Maßnahmen, Plattformen sowie Maßnahmen zum Kapazitäts- und Informationsaufbau.

De-Risking

De-Risking-Maßnahmen verfolgen das Ziel, wirtschaftliche Unsicherheiten zu verringern und die Finanzierbarkeit von Projekten zu verbessern. Sie wirken, indem sie Ausfall- oder Preisrisiken abfedern und damit sowohl Erzeugern als auch Abnehmern eine höhere Planungssicherheit geben. Solche Instrumente, etwa Garantiefonds oder staatliche Rückversicherungsmechanismen, verbessern die Bankability von PPA-Projekten und ermöglichen längere Vertragslaufzeiten. Zugleich werden konservative Investoren und kreditgebende Institute angesprochen, die ohne entsprechende Absicherungen keine Finanzierung gewähren würden. Diese Maßnahmen richten sich somit gegen zentrale Hemmnisse wie die fehlende Bonität von Abnehmern, das Risiko von Zahlungsausfällen und die Unsicherheit über Preisentwicklungen im Strommarkt. Indem sie diese Risiken teilweise vergesellschaften oder über Fondsmechanismen absichern, senken sie die Eintrittsbarrieren für den Abschluss langfristiger Verträge.

Regulatorische Maßnahmen

Regulatorische Maßnahmen zielen darauf ab, rechtliche und institutionelle Hindernisse zu beseitigen und den Handlungsspielraum für PPAs zu erweitern. Sie schaffen Klarheit über die rechtliche Zulässigkeit, die

Marktintegration und mögliche Schnittstellen zu bestehenden Fördermechanismen. So können PPAs durch gesetzliche Privilegien, etwa Genehmigungspflichten oder Netzanschlussprioritäten, aktiv gestärkt werden. Solche Maßnahmen geben Investoren und Abnehmern Orientierung, vereinfachen die Vertragsgestaltung und mindern Rechtsunsicherheiten, die bislang als wesentliches Hemmnis galten. Ihr Beitrag liegt vor allem in der Institutionalisierung des PPA-Markts: Indem der Staat den Rahmen absteckt, innerhalb dessen PPAs abgeschlossen werden können, schaffen sie Vertrauen, Rechtssicherheit und Verlässlichkeit für private Akteure.

Plattformen

Plattformlösungen erfüllen in erster Linie die Funktion, Transparenz zu schaffen und Transaktionskosten zu reduzieren. Sie bieten einen zentralen Marktplatz, auf dem Angebot und Nachfrage nach langfristigen Stromlieferverträgen zusammengeführt werden. Dadurch verringern sie Informationsasymmetrien, erleichtern die Preisfindung und fördern die Standardisierung von Vertragskonditionen. Besonders für kleinere Unternehmen, die über keine spezialisierten Energieabteilungen verfügen, können solche Plattformen den Zugang zum PPA-Markt vereinfachen. Zudem stärken sie die Liquidität und schaffen Daten, die für Marktbeobachtung und Regulierung von Bedeutung sind. Durch den institutionellen Charakter einer Plattform entsteht ein strukturierter Raum für Vertragsverhandlungen, der Vertrauen aufbaut und zugleich den Markteintritt diverser Akteure ermöglicht. Plattformen adressieren somit die Hemmnisse eines intransparenten und fragmentierten Markts, in dem bislang nur große Akteure mit ausreichendem Know-how und Netzwerk agieren konnten.

Maßnahmen zum Kapazitäts- und Informationsaufbau

Maßnahmen zum Kapazitäts- und Informationsaufbau schließen dort an, wo Erfahrung und standardisierte Verfahren fehlen. Sie wirken unterstützend, indem sie rechtliche und technische Informationen bereitstellen, Musterverträge und Leitfäden entwickeln oder Schulungsangebote schaffen. Damit werden Unsicherheiten auf Seiten potenzieller Abnehmer und Erzeugern verringert. Solche Maßnahmen wirken unterstützend für eine stabile Marktentwicklung, da sie die Kompetenzbasis verbreitern und neue Akteure an den Markt heranzuführen. Informations- und Kapazitätsaufbau adressieren die Hemmnisse mangelnder Marktkennntnis, fehlender Standardisierung und ungleicher Verhandlungspositionen.

8. Darstellung der präsentierten Maßnahmen

Energy Release 2.0 (Italien)

Die Maßnahme folgt einem Zwei-Phasen-Modell zur Schaffung neuer erneuerbarer Kapazitäten.

In Phase 1 erhalten energieintensive Endkunden für 36 Monate Strom aus erneuerbaren Quellen sowie Herkunftsnachweise von der staatlichen Energieagentur GSE zu einem festen Preis von 65 €/MWh.

Im Gegenzug verpflichten sich die Unternehmen in Phase 2, innerhalb von 40 Monaten nach Vertragsabschluss neue Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie zu errichten, deren Leistung mindestens doppelt so hoch ist wie die für die Rückgabe der vorfinanzierten Energiemenge erforderliche Kapazität. Die Unternehmen müssen die neue Kapazität jedoch nicht zwingend selbst errichten – dies kann auch über eine dritte Partei geschehen, mit denen ein langfristiger Stromliefervertrag abgeschlossen wird. Nach Inbetriebnahme liefern sie die zuvor bereitgestellte Energiemenge über einen Zeitraum von 20 Jahren an GSE zurück. Eine Restvorteils-Klausel stellt sicher, dass am Ende der Vertragslaufzeit keine Überförderung entsteht; gegebenenfalls kann der Vertrag um bis zu 20 Jahre verlängert werden.

Renewable Electricity Guarantee – GER (Frankreich)

Die Garantie Électricité Renouvelable (GER) ist ein von der französischen staatlichen Investitionsbank (Bpifrance) verwalteter Garantiefonds zur Förderung von cPPAs für erneuerbaren Strom. Sie deckt 80 % der vertraglichen Zahlungen im Fall eines Zahlungsausfalls des industriellen Abnehmers ab und erleichtert so die Finanzierung neuer PV- und Windanlagen in Frankreich. Finanziert wird die Garantie über Prämien, die Produzenten zahlen und an die Abnehmer weitergeben.

Die Maßnahme zielt darauf ab, den CPPA-Markt für Industrieunternehmen zu öffnen, die nicht die höchste Bonitätsstufe aufweisen, und ermöglicht es ihnen im Gegenzug, ihre Versorgungskosten über lange Zeiträume zu sichern.

Die cPPAs müssen mindestens 10 Jahre Laufzeit und ein jährliches Mindestvolumen von 5 GWh (Einzelabnehmer) bzw. 10 GWh (Multi-Abnehmer) haben. Die Garantie greift bei drei ausgefallenen Monatszahlungen und sichert den Produzenten über monatliche Ausgleichszahlungen ab.

Pan-EU PPA Guarantee LE (EU-weit)

Die PAN-EU Power Purchase Agreement Guarantee Lending Envelope (LE) ist ein von der EIB im Juni 2025 genehmigtes Finanzierungsinstrument im Umfang von 500 Mio. EUR, das über Banken und andere Finanzintermediäre umgesetzt wird.

Ziel ist es, Midcaps und große Unternehmen beim Abschluss von Corporate PPAs mit erneuerbaren Energielieferanten zu unterstützen. Die Garantie soll es Abnehmern erleichtern, langfristig Strom zu festen Preisen zu beziehen, die Finanzierungsvorgaben von Banken zu erfüllen und damit sowohl Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung der Offtaker als auch den Ausbau von grüner Energie abzusichern.

Der geografische Anwendungsbereich der LE umfasst alle EU-Länder sowie Norwegen und Island. Das Gesamtinvestitionsvolumen liegt bei ca. 3 Mrd. EUR; rechtliche Vorgaben zu Umwelt, Soziales und Beschaffung müssen eingehalten werden.

Netzanschlusspriorität für RES-Projekte mit PPAs (Griechenland)

Über das Gesetz 5095/2024 und die darauffolgende Ministerialentscheidung Nr. ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/88889/2592 wird eine „absolute Netzanschlusspriorität“ für Projekte erneuerbarer Energiequellen gewährt, die ihre Erzeugung über PPAs vertreiben. Diese Priorität betrifft die Zuteilung eines endgültigen Anschlussangebots (CTO) durch den Übertragungsnetzbetreiber (IPTO) und hebt die begünstigten Projekte in der Hierarchie über das ursprünglich etablierte "Priority Framework". Zielgruppen dieser Maßnahme sind RES-Anlagen, die Strom über bilaterale PPAs an Landwirte oder an energieintensive Industrien liefern.

Um diese absolute Priorität zu erhalten, müssen die Industrial PPAs eine verpflichtende Mindestvertragslaufzeit von acht Jahren, und Agricultural PPAs eine verpflichtende Mindestvertragslaufzeit von zehn Jahren aufweisen. Projekte, die ein konformes PPA abgeschlossen haben und die Kriterien erfüllen, sind von der Auferlegung von Einspeisedrosselungen durch den IPTO befreit, die ansonsten ad hoc verhängt werden.

ENR Acceleration Act (Frankreich)

Das im März 2023 verabschiedete APER-Gesetz (Gesetz zur Beschleunigung der Produktion erneuerbarer Energien) ist ein zentraler Bestandteil von Frankreichs Verpflichtung, bis 2050 Kohlenstoffneutralität zu erreichen.

Zur Förderung von PPAs schafft das Gesetz einen rechtlichen Rahmen. Stromerzeuger, die einen Direktverkaufsvertrag mit Endverbrauchern oder Netzbetreibern abschließen, müssen eine von der Verwaltungsbehörde erteilte Genehmigung besitzen. Falls der Erzeuger selbst keine solche Genehmigung besitzt, kann der Vertrag einen Drittanbieter oder -lieferanten (der bereits über eine Genehmigung verfügt) benennen, der die Pflichten des Stromlieferanten gegenüber den Endverbrauchern übernimmt. Diese Delegation von Verpflichtungen vereinfacht die Teilnahme für Produzenten.

Zusätzlich ermöglicht das Gesetz die gleichzeitige Nutzung von PPAs und CfDs in zukünftigen Ausschreibungen (Mixed Bids) sowie Abschließen von PPAs für öffentliche Beschaffer. Die grundsätzliche Ermöglichung der Kombinierbarkeit von PPAs und CfDs entspricht Vorgaben der 2024 reformierten Electricity Market Directive.

PPA-Plattform HEnEx (Griechenland)

Die von der Hellenic Energy Exchange (HEnEx) betriebene PPA-Plattform dient der Einreichung von Angeboten und Interessenbekundungen zu bilateralen Stromabnahmeverträgen für erneuerbare Energien (RES-PPA). Sie gewährleistet transparenten, diskriminierungsfreien Zugang und umfasst zwei Bereiche: Angebote/Interessenbekundungen sowie Vertragsaufzeichnung. Teilnehmer können unverbindliche Kauf- oder Verkaufsangebote einstellen, die Abwicklung (physisch oder Barausgleich), Profil („pay-as-produced“, „baseload“, „customized“) und Preisform (fest oder gleitend) enthalten. Diese erscheinen anonymisiert in der „Offers Table“ und geben allen eine Marktübersicht. Bei Interessenbekundungen fungiert die Plattform als Matchmaking-Tool: Erst nach Annahme durch den Anbieter wird die Anonymität aufgehoben und der direkte Kontakt für Verhandlungen und Vertragsabschluss außerhalb der Plattform ermöglicht. Weder Angebote noch Interessenbekundungen verpflichten zum Vertrag.

Laut Website: 111 Mitglieder, größtenteils griechische Marktteilnehmer

Registrierungsgebühr in Griechenland: 500€ initial fee + 3000€ annual membership fee

Mercato PPA – MPPA (Italien)

Die geplante Plattform MPPA (Mercato PPA) soll den Handel mit PPAs aus erneuerbaren Energien fördern, Preissicherheit schaffen und Markteintrittsbarrieren senken. Sie wird vom Gestore dei Mercati Energetici (GME) betrieben, ist Teil des bestehenden Strommarktes (ME) und eng mit dem Terminmarkt (MTE/MCT) verknüpft. Die standardisierten PPA-Verträge beziehen sich auf „grünen Strom“ und laufen fünf bis zehn Jahre. Der Handel erfolgt zwischen gegenseitig vorher festgelegten bevorzugten Gegenparteien, wobei GME als zentrale Gegenpartei fungiert. Der Gestore dei Servizi Energetici (GSE) übernimmt als Garant Letzter Instanz das Ausfallrisiko: Bei Ausfall einer Gegenpartei tritt er für die Restlaufzeit ein, sofern die Gegenseite dies wünscht. Es gilt ein vom GSE festgelegter Reservepreis, abweichend vom ursprünglichen PPA-Preis. Die Kosten sind für 2025-2027 auf 45 Mio. € pro Jahr begrenzt und werden aus CO₂-Auktionserlösen gedeckt.

OMIP-Plattform (Portugal)

Durch das Dekret-Gesetz Nr. 99/2024 und die Verordnung Nr. 367/2024/1 wird die Schaffung der elektronischen OMIP-Plattform geregelt, welche über die portugiesische Energiebörse verwaltet wird. Sie soll die Nutzung von PPAs in Portugal fördern, die bislang im Vergleich zu anderen EU-Ländern gering ist.

Die Plattform adressiert die bisher fehlenden Daten, geringe Liquidität und mangelnde Standardisierung. Sie sorgt für Transparenz, da alle PPAs obligatorisch registriert werden müssen und dadurch zuverlässige Statistiken entstehen. Sie fungiert als Marktplatz, der Angebot und Nachfrage zusammenführt, Verhandlungen erleichtert und Liquidität stärkt. Standardklauseln und Vertragsvorlagen erhöhen die Rechtssicherheit und helfen kleineren Akteuren. Zudem ermöglicht die Plattform eine effiziente Registrierung, bei Vertragsabschluss über OMIP sogar gebührenfrei. Langfristig sollen weitere Funktionen zur Risikominderung integriert werden, etwa staatlich unterstützte Preismechanismen oder Modelle zur Bündelung der Nachfrage.

9. Weitere Maßnahmen

Debatte über staatliche Garantie (Deutschland)

In Deutschland wird derzeit über die Einführung einer staatlichen Garantie für PPAs diskutiert, insbesondere aus den Reihen der CDU und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz kommen positive Signale. Beide sehen in einer staatlichen Absicherung einen Weg, die Finanzierungssicherheit für ungeforderte erneuerbare Projekte zu erhöhen. Hintergrund ist, dass Banken ohne gesetzliche Förderung, wie sie das EEG bietet, bei langfristigen Stromlieferverträgen häufig keine ausreichende Kreditsicherheit sehen. Eine staatliche Bürgschaft oder Garantie könnte dieses Risiko verringern und PPAs für Investoren sowie Abnehmer verlässlicher und bankfähiger machen. Es werde geprüft, ob die geplante EU-weite Garantie der EIB national ergänzt oder über Förderbanken wie die KfW ausgeweitet werden kann. Anlass für die Diskussion ist die derzeit geringe Zahl neuer PPA-Abschlüsse: Im Solarbereich führen niedrige Marktpreise während der Erzeugungsspitzen zu geringen Erlösen, während Windprojekte meist weiterhin auf die sichereren EEG-Fördermechanismen zurückgreifen. Eine staatliche Garantie gilt daher parteiübergreifend als mögliche Maßnahme, um den PPA-Markt zu beleben und private Investitionen in erneuerbare Energien zu stärken.

Fördersystem Princess Elisabeth Zone (Belgien)

Das geplante Fördersystem für die Offshore-Windzone Princess Elisabeth Zone (PEZ) in Belgien basiert auf einem zweiseitigen CfD ohne grüne Zertifikate: Staat und Konzessionär gleichen über 20 Jahre monatlich die Differenz zwischen Marktpreis und Strike Price aus.

Zur Förderung von PPAs enthält das System eine Carve-out-Option, die es erlaubt, bis zu 50 % der Stromproduktion aus dem CfD auszunehmen, wenn sie über PPAs verkauft wird. Der PPA-Preis darf dabei den Strike Price + 3 €/MWh nicht überschreiten. Zusätzlich können 25 % für Pay-as-Produced-Festpreis-PPAs reserviert werden, speziell für Bürger:innen, KMUs, Gemeinden oder Energiegemeinschaften.

Eine Fallback-Option erlaubt es, bei Ausfall eines PPA die Mengen wieder ins CfD-Regime zurückzuführen. Damit wird das Risiko reduziert und PPAs für Produzenten wie Abnehmer attraktiver.

EDF CAPN (Frankreich)

Die Kernenergie-Produktionszuteilungsverträge (CAPN) sind langfristige industrielle Partnerschaftsverträge von EDF, die entwickelt wurden, um die Entwicklung langfristiger Verträge im europäischen Strommarkt zu fördern. Die Hauptfunktion der CAPN besteht darin, Kunden vor der Preisvolatilität der Großhandelsmärkte zu schützen. Partner erhalten Zugang zu einer kohlenstoffarmen Stromversorgung für 10 oder 15 Jahre in Frankreich, zu Preisen, die die Kosten der Kernkraftwerksflotte widerspiegeln und somit von den Großmarktpreisen entkoppelt sind.

Die Verträge sind an die historische französische Kernkraftwerksflotte (derzeit 61.370 MW Netto-Dauerleistung, ohne Flamanville 3) gekoppelt. Die Partner erhalten einen Anteil an der tatsächlichen Produktion dieser Flotte und tragen im Gegenzug zu den assoziierten Kosten und Risiken bei. Die zugeteilte Leistung entwickelt sich entsprechend der Netto-Dauerleistung der Flotte. Die wöchentliche Energielieferung basiert auf einem von EDF im Vormonat erstellten Produktionskoeffizienten-Prognose. Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlicher Produktion werden jährlich finanziell auf Basis von Spotpreisen angepasst. EDF bietet über einen europaweiten Auktionsmechanismus ein Gesamtvolumen von 1.800 MW Strom pro Jahr (etwa 10 TWh) an. Teilnahmeberechtigt sind Verbraucher mit einem jährlichen Strombedarf von über 7 GWh sowie Lieferanten oder Erzeuger.

Der Energiepreis setzt sich aus drei Komponenten zusammen: einer Anfangseinlage, die durch die Auktion bestimmt und bei Vertragsunterzeichnung fällig wird; einem monatlichen Beitrag, der die fixen Kosten und die proportionalen Brennstoffkosten abdeckt; sowie einer Verwaltungsgebühr. Die Partner haben Rechte wie die Kostenprüfung, die freie Weiterveräußerung der Energie und Informationsrechte, während EDF der alleinige Betreiber der Kraftwerke bleibt. Darüber hinaus werden den Partnern anteilig Einnahmen aus Kapazitätsgarantien und Herkunftsnachweisen weitergegeben.

FERGEI-Fonds (Spanien)

Der Fondo Español de Reserva para Garantías de Entidades Electrointensivas (FERGEI) deckt Risiken aus mittel- und langfristigen PPAs zwischen stromintensiven Verbrauchern und Energieanbietern ab. Die Garantie wird durch den spanischen Staat gestellt. Ziel des Fonds ist es, die Wettbewerbsfähigkeit der spanischen stromintensiven Industrie zu sichern und für einen besseren Zugang zu höherer Sicherheit von mittel- und langfristigen PPAs zu sorgen.

Der Fonds ist mit 200 Mio. EUR pro Jahr ausgestattet und kann über drei Jahre Garantien für ein Volumen von bis zu 600 Mio. EUR abdecken. Um eine Deckung in Anspruch nehmen zu können, müssen Unternehmen nach Inbetriebnahme des Fonds mindestens 10 % ihres Jahresverbrauchs über eine Laufzeit von mindestens fünf Jahren über PPAs absichern; Vertragslaufzeiten von bis zu zehn Jahren sind möglich.

Corporate PPA Roadmap (Irland)

Die Maßnahme zur Erstellung der Roadmap für Erneuerbare Energien Corporate Power Purchase Agreements (CPPAs) wurde im Climate Action Plan 2021 festgelegt, um das im Climate Action and Low Carbon Development (Amendment) Act 2021 verankerte Ziel einer 51%igen Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis 2030 zu erreichen. Die Roadmap wurde entwickelt, nachdem die Sustainable Energy Authority of Ireland (SEAI) beauftragt wurde, eine Studie zur Entwicklung des CPPA-Marktes durchzuführen, um die Regierungspolitik zu informieren.

Die Roadmap legt sieben Kernprinzipien fest, um sicherzustellen, dass die Unternehmensstrombeschaffung effektiv und effizient zur Erreichung der Klima- und Erneuerbare-Energien-Ziele Irlands beiträgt. Diese Kerninhalte umfassen die klare Reduzierung der GHG-Emissionen, die Senkung der Nettokosten der Energiewende für Verbraucher und den Staat, sowie die Gewährleistung von Transparenz und Genauigkeit in der Berichterstattung, um Greenwashing zu vermeiden. Weitere zentrale Prinzipien sind die Stimulierung von Innovation (einschließlich neuer Technologien und hybrider Lösungen), die Einbeziehung starker Community-Vorteile, die Ausrichtung auf nationale Politik (insbesondere den Climate Action Plan), und die Abstimmung mit dem EU Green Deal zur Reduzierung der EU-Netto-GHG-Emissionen bis 2030.

Strompreiskompensation (Deutschland)

Die Strompreiskompensation (SPK) dient dazu, energieintensive Unternehmen in Deutschland von einem Teil der indirekten CO₂-Kosten zu entlasten, welche über den Strompreis an sie weitergegeben werden. Seit Inkrafttreten der neuen Förderrichtlinie zur SPK für die Jahre 2021 bis 2030 müssen Unternehmen, um diese Beihilfe zu erhalten, bestimmte ökologische Gegenleistungen nachweisen. Die neuen Regelungen ermöglicht es Unternehmen, erneuerbaren Strom über PPAs zu beziehen und trotzdem eine Ausgleichszahlung zu erhalten; dies war zuvor nicht gegeben und hatte die Nachfrage nach PPAs gehemmt.

Konkret wird als Klimaschutzmaßnahme anerkannt, wenn das antragstellende Unternehmen mindestens 30 Prozent seines gesamten elektrischen Strombedarfs aus nicht weiter gefördertem Strom aus erneuerbaren Energien bezieht. Um diesen Strombezug nachzuweisen, müssen die Herkunftsnachweise bei einem Strombezug aus Deutschland das Kriterium der gekoppelten Lieferung erfüllen, was durch PPAs gesichert werden kann. Ferner müssen mindestens 80 Prozent dieses Grünstrombezugs aus Mittelwesteuropa (Deutschland, Österreich oder Luxemburg) stammen. Dadurch wird der direkte Bezug erneuerbarer Energien vor dem Hintergrund des wachsenden Bedarfs an wettbewerbsfähiger grüner Stromversorgung und der Absicherung gegen Mengen- und Preisrisiken weiter gestärkt und gewinnt an Relevanz.

Anpassung alter Verträge: Top-up statt Abnahmeverpflichtung

Die französische Regierung hat die PPAs für die Offshore-Windparks Fécamp, Saint-Nazaire und Saint-Brieuc angepasst. Produzenten dürfen ihre Anlagen nun bei negativen Strompreisen abschalten, um öffentliche Kosten zu senken und die Netzstabilität zu sichern. Gleichzeitig müssen sie am Ausgleichsmechanismus teilnehmen und so zur Systemstabilität beitragen. Laut Wirtschaftsministerium folgen diese Anpassungen dem Trend neuerer Förderverträge mit Top-up-Zahlungen statt Abnahmeverpflichtungen, die Betreiber ohnehin zu Abschaltungen bei negativen Preisen anreizen. Erste Abschaltungen erfolgten im Mai 2025.

Weitere private PPA-Plattformen (LevelTen Energy, PowerMatch von FlexPower)

LevelTen Energy ist eine internationale digitale Handels- und Ausschreibungsplattform für Stromabnahmeverträge (PPAs) mit Hauptsitz in den USA und einer europäischen Niederlassung. Ihr Zweck ist es, Angebot und Nachfrage im PPA-Markt effizient zusammenzuführen und den Zugang zu langfristigen Verträgen für Unternehmen und Projektentwickler zu erleichtern. Die Plattform deckt den europäischen und nordamerikanischen Markt ab und bietet eine standardisierte Infrastruktur für die Ausschreibung, Preisermittlung und Vertragsgestaltung von PPAs. Zu den zentralen Services zählen ein PPA-Marktplatz mit Vergleichs- und Ausschreibungsfunktion, Risiko- und Preisanalysen, Vertragsstandardisierung (LevelTen PPA Framework) sowie die Aggregation mehrerer Käufer zu sogenannten PPA-Pools. Ziel ist die Reduktion von Transaktionskosten, höhere Markttransparenz und eine beschleunigte Verbreitung von Corporate-PPAs.

FlexPower PowerMatch ist eine europäische Plattform zur digitalen Anbahnung und Automatisierung von Stromabnahmeverträgen und Flexibilitätsprodukten. Entwickelt von der niederländischen Firma FlexPower, dient sie als Marktplatz für die direkte Vermittlung zwischen Erzeugern erneuerbarer Energien, industriellen Abnehmern, Aggregatoren und Energiehändlern. Das Einsatzgebiet liegt vor allem im europäischen Binnenmarkt. Neben der digitalen PPA-Vermittlung bietet die Plattform Tools zur Vertragsstandardisierung, Portfolio-Optimierung und Integration von Speicher- oder Flexibilitätsdienstleistungen. Ihr Hauptzweck liegt in der Senkung von Transaktionskosten und der Vereinfachung des Zugangs zu bilateralen PPAs, insbesondere für mittelständische Marktteilnehmer.
