



POSITIONSPAPIER

PPAs in Deutschland: Wo stehen wir und was ist jetzt zu tun?

9 Maßnahmen zur Stärkung der Energiewende und des Wirtschaftsstandorts

Zusammenfassung: 9 Zentrale Handlungsfelder für einen zukunftsfähigen PPA-Markt

Nach einem turbulenten Jahr an den Energiemärkten zieht die Marktoffensive Erneuerbare Energien Bilanz und blickt einerseits auf die Entwicklungen des regulatorischen Marktumfeldes zurück und bewertet andererseits die aktuellen Beschlüsse zur Stärkung des Geschäftsmodells. Denn um zusätzliche Investitionen in erneuerbare Energien zu stärken und Abnehmern aus Industrie und Gewerbe Zugang zu günstigem Strom auf Basis erneuerbarer Energien zu bieten, benötigen Power Purchase Agreements (PPAs) einen langfristig stabilen Rahmen mit einer klaren Perspektive. Die Marktoffensive sieht insgesamt neun wesentliche Handlungsfelder und Ansatzpunkte, um den PPA-Markt zu stärken. Dabei sollten Maßnahmen auf insgesamt drei zentralen Ebenen umgesetzt werden:

Marktdesign: Mit Blick auf das übergeordnete Marktdesign muss es darum gehen, EU-Vorgaben zur Stärkung des PPA-Marktes rasch umzusetzen (1). Dabei ist dafür zu sorgen, dass das Zusammenwirken mit der aktuell geltenden Marktprämie sowie ggf. mit einer zukünftigen symmetrischen Marktprämie in Form von CfDs (2) nicht zu einer Schwächung von PPAs, als einem entscheidenden Instrument für den Strommarkt, führt. Preissignale sollten zudem weiterhin für einen systemdienlichen und effizienten Anlageneinsatz genutzt werden. Auch im Hinblick auf den Vorschlag zur Einführung von Strom-CfDs für die Industrie gilt es, die Perspektive des schnellen marktgetriebenen Ausbaus der Erneuerbaren als wesentliches energie- und industriepolitisches Ziel nicht zu gefährden sowie einen Weg zu finden, dem Markt nicht das notwendige Kapital für den weiteren Aufbau eines robusten PPA-Marktes zu entziehen. Denn der PPA-Markthochlauf erfolgt nicht von alleine, sondern ist abhängig vom übergeordneten Rahmen und von den Wechselbeziehungen.

Investitionssicherheit: Aus Sicht von Investoren gilt es – auch vor dem Hintergrund des amerikanischen Inflation Reduction Act (IRA) –, schnell steuerliche Anreize zu setzen (3) und gleichzeitig Ausfallrisiken zu minimieren (4). Dabei sollte mit Bezug auf abnehmende Unternehmen, welche der Finanzberichterstattung unterliegen, klargestellt werden, dass physische PPAs weiterhin nicht als finanzielle Derivate gelten. Für virtuelle PPAs sollte eine ähnliche europäische Regelung gefunden werden (5).

Geschäftsmodelle: Im Kontext konkreter Geschäftsmodelle muss es darum gehen, insgesamt Pooling-Modelle und lokale Erzeugungs- und Verbrauchsgemeinschaften zu stärken (6), Herkunftsnachweise (HKN) zukunftsfest zu machen und als Wertkomponente sowohl für Erzeuger als auch für Abnehmer zu etablieren (7) sowie Transaktionskosten über die Entwicklung von Marktstandards zu minimieren (8). Dabei sollten insbesondere lokale Stromlieferverträge beispielsweise über geringere Netzentgelte angereizt werden (9).

Marktdesign

- 1. EU-Vorgaben zur Stärkung des PPA-Marktes zügig umsetzen
- 2. Komplementarität von PPAs und der aktuell geltenden Marktprämie bzw. perspektivisch symmetrischen Marktprämie sicherstellen

Investitionssicherheit

- 3. Steuerliche Anreize im Rahmen einer Reduzierung der Stromsteuer setzen
- 4. Finanzierungsrisiken mithilfe von staatlichen Instrumenten minimieren
- 5. Rechtsicherheit durch eine Klarstellung von physischen sowie virtuellen PPAs in der Finanzberichterstattung

Geschäftsmodelle

- 6. Pooling-Modelle sowie lokale Erzeugungs- und Verbrauchsgemeinschaften stärken
- 7. Herkunftsnachweise zukunftsfest machen und als Wertkomponente etablieren
- 8. Transaktionskosten über die Entwicklung von Marktstandards reduzieren
- 9. Lokale Wertschöpfung für Akzeptanz stärken, Netzentgelte reduzieren

Abb. 1: Auf einen Blick: 9 zentrale Maßnahmen für eine Stärkung des Geschäftsmodells PPA

Inhalt

Ausgangslage	4
Status der Energiemärkte nach der Krise	4
Regulatorisches Marktumfeld: Wo stehen wir?	5
Der europäische Blick: PPAs als einen zentralen Baustein des Strommarkts etablieren	5
Berichtspflichten für Unternehmen: Direktbezug erneuerbarer Energien wird wichtiger	5
Grüne Wasserstoffproduktion: PPAs als maßgebliche Grundlage	5
Deutschland: Wo stehen wir und was wurde für die Stärkung von PPAs bereits auf den Weg gebracht?.....	6
Inkrafttreten der deutschen Förderrichtlinie zur Strompreiskompensation für die Jahre 2021–2030	6
Besondere Ausgleichsregelung: grüner Bonus für stromintensive Unternehmen	6
Repowering und Anhebung der Leistungsgrenze bei Ausschreibungen für PV-Freifläche.....	6
Jüngste Prüfaufträge zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für PPAs	6
PPAs in Deutschland: Was ist jetzt zu tun?	7
1. EU-rechtliche Vorgaben rasch umsetzen und den Green Industrial Deal stärken	7
2. Anforderungen an ein neues Strommarktdesign: Komplementarität zwischen marktbasierendem und gefördertem Ausbau sicherstellen.....	7
3. Finanzielle Anreize für physische PPAs setzen.....	9
4. Finanzierungsrisiken von PPAs minimieren.....	9
5. Rechtssicherheit zur Stellung von PPAs in der Finanzberichterstattung	9
6. Pooling-Modelle für PPAs stärken	10
7. System der Herkunftsnachweise zukunftsfest machen.....	10
8. Entwicklung von Marktstandards unterstützen.....	11
9. Lokale Wertschöpfung und Akzeptanz.....	11
Impressum	12
Unsere Mitglieder*	13

Ausgangslage

Status der Energiemärkte nach der Krise

Die Energiepreiskrise im Winter 2022/2023 war eine historische Bewährungsprobe für den europäischen Strommarkt. Zunehmend schwere und längerfristige Dürreperioden wie im vergangenen Sommer unterstreichen die kurzfristigen Schwierigkeiten, im EU-Strommarkt Alternativen für Erdgas zu finden, wenn größere Erzeugungskapazitäten bei Kern- und Wasserkraft ausfallen. Die wachsende Importabhängigkeit sowie der Wettbewerb mit anderen außereuropäischen Märkten um LNG Cargos bedeuten für die Zukunft, dass der europäische Strommarkt langfristig von einer hohen Markt- und Preisvolatilität gekennzeichnet sein wird.

In der Wirtschaft wächst der Bedarf an einer wettbewerbsfähigen grünen Stromversorgung. Dabei muss die Absicherung gegen Mengen- und Preisrisiken einerseits und die Erreichung der betrieblichen Klimaschutzziele andererseits möglich sein. Vor diesem Hintergrund gewinnt der Direktbezug erneuerbarer Energien (Power Purchase Agreements) an Relevanz. Die Kopplung der Stromlieferung mit grünen Herkunftsnachweisen (HKN) aus spezifischen Anlagen ist Ausweis des Klimaschutzes und in zunehmendem Maße bedeutend gegenüber Kunden und Kapitalgebern.

Bereits heute liegt der Anteil erneuerbarer Energien, die sich zumindest teilweise am europäischen Stromgroßhandelsmarkt refinanzieren, bei über 57 %.¹ Erneuerbare Energien sind bereits im Markt angekommen und mit der Debatte um Strommarktreformen in der EU und Deutschland entfaltet sich ein dynamisches Momentum für eine weitere Stärkung des marktgetriebenen Ausbaus erneuerbarer Energien. Dabei können neben dem EEG-geförderten Ausbau zusätzliche Investitionen in die Energiewende ermöglicht und der Ausbau insgesamt beschleunigt werden.

Aus Sicht der Marktoffensive Erneuerbare Energien bildet ein starker PPA-Markt einen zentralen Baustein für eine robuste Absicherung gegen Preissteigerungen und -volatilitäten, für Investitionssicherheit für erneuerbare Energien und ein wesentliches Mittel zur Dekarbonisierung. PPAs sollten deshalb ein wesentlicher Bestandteil für einen wettbewerbsfähigen Wirtschaftsstandort Deutschland sein.



¹ IEA (2022) – <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/share-of-renewable-capacity-in-the-eu-by-exposure-to-wholesale-market-price-based-on-member-country-policy-schemes>.

Regulatorisches Marktumfeld: Wo stehen wir?

Der europäische Blick: PPAs als einen zentralen Baustein des Strommarkts etablieren

Die Mitgliedstaaten sind mit der Strommarktreform aufgefordert, marktbasierende Instrumente wie langfristige Strombezugsverträge (PPAs) zu etablieren. Entsprechende Maßnahmen sollen zukünftig auch im Monitoring der nationalen Energie- und Klimaschutzpläne (NEKPs) berücksichtigt werden.² Zudem sollen die Mitgliedstaaten gemäß Artikel 15 (8) RED II die rechtlichen und administrativen Hindernisse für PPAs bewerten, unbegründete Hindernisse beseitigen und den PPA-Markt stärken.³

Konkret schreibt die Europäische Kommission in ihrem Vorschlag: „die Mitgliedstaaten [sollten] sicherstellen, dass finanziell gesunden Unternehmen, die auf dem PPA-Markt von Marktzutrittsschranken betroffen sind, Instrumente zur Verringerung der finanziellen Risiken durch Zahlungsausfälle von Abnehmern im Rahmen von Strombezugsverträgen (z. B. Garantiesysteme zu Marktpreisen) zur Verfügung stehen.“ „Weiterhin sollten Projektträger für erneuerbare und CO₂-arme Energie, die an einer öffentlichen Ausschreibung teilnehmen, einen Teil der erzeugten Energie über Strombezugsverträge verkaufen dürfen.“ Damit gibt die Kommission Eckpunkte für einen Finanzierungsrahmen für die Erneuerbaren vor, in dem Contracts for Differences (CfDs) und PPAs möglichst komplementär zusammenwirken sollen.

Darüber hinaus spielen Green PPAs bereits heute bei der Umsetzung des „European Green Deal“ eine bedeutende Rolle: Die Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL) machen u. a. einen Mindeststrombezug von 30 % aus CO₂-freien Energiequellen (inkl. der entsprechenden HKN) zur Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Strompreiskompensation in energieintensiven Industrien sowie der Besonderen Ausgleichsregelung. Somit wird die Nutzung eines marktlichen Instruments zur Voraussetzung für staatliche Beihilfen.

Berichtspflichten für Unternehmen: Direktbezug erneuerbarer Energien wird wichtiger

Nicht zuletzt verlangen zunehmend strikte Anforderungen in Finanz- und Nachhaltigkeitsberichterstattung (Corporate Sustainability Reporting Directive⁴ und Taxonomieverordnung⁵) sowie das Engagement einer wachsenden Zahl von Unternehmen in freiwilligen Initiativen (beispielsweise Science-Based-Targets-Initiative⁶ oder GHG-Protocol⁷) die transparente und nachvollziehbare Offenlegung des „carbon footprint“ von Unternehmen und ihren Wertschöpfungsketten inklusive der Nachweisführung für grünen Strombezug.

Grüne Wasserstoffproduktion: PPAs als maßgebliche Grundlage

Die Europäische Kommission definiert in ihrem delegierten Rechtsakt zu Artikel 27 RED II die Kriterien zur Herstellung von erneuerbarem Wasserstoff über den Bezug von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung. Dabei muss der Betreiber des Elektrolyseurs oder einer sonstigen Anlage einen direkten Stromliefervertrag mit einer Erneuerbare-Energien-Anlage (EE-Anlage) in der Menge abschließen, welche anschließend für die Herstellung des erneuerbaren Gases genutzt werden soll. Die EE-Anlage muss darüber hinaus ab 2028 das Kriterium der „Zusätzlichkeit“ erfüllen, wodurch der Elektrolyseur nicht später als 36 Monate nach der Errichtung der EE-Anlage in Betrieb gehen darf. Weiterhin ist es erforderlich, dass sich der Elektrolyseur innerhalb derselben oder einer verbundenen Gebotszone wie die EE-Anlage befindet. Neben der geografischen Korrelation wird zudem ab 2030 eine zeitliche Korrelation zwischen dem erzeugten Wasserstoff und dem dafür notwendigen erzeugten erneuerbaren Strom von einer Stunde festgelegt.⁸

² Europäische Union (2023): COM (2023) 148 Final – <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148>.

³ Europäische Kommission (2018): Richtlinie (EU) 2018/2001 – <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>.

⁴ Europäische Union (2022): Richtlinie (EU) 2022/2464 – <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022L2464>.

⁵ Europäische Union (2020): Verordnung (EU) 2020/852 – <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0852>.

⁶ SBTi – <https://sciencebasedtargets.org/>.

⁷ GHG Protocol – <https://ghgprotocol.org/>.

⁸ Europäische Kommission (2023): C(2023) 1087 final, https://energy.ec.europa.eu/document/download/708bb80b-f844-4bc6-b53a-e0d730d4e74a_en?filename=C_2023_1087_1_EN_ACT_part1_v8.pdf.

Deutschland: Wo stehen wir und was wurde für die Stärkung von PPAs bereits auf den Weg gebracht?

Im Koalitionsvertrag hat die Bundesregierung angekündigt, PPAs für den förderfreien Zubau der erneuerbaren Energien zu stärken.⁹ Aufgrund des Angriffskriegs Russlands gegen die Ukraine sind jedoch wesentliche Hemmnisse bisher noch nicht vollumfänglich angegangen worden und die Umsetzung weiterer Maßnahmen steht noch aus. Bisher haben vor allem folgende Schritte zu einer Verbesserung der Rahmenbedingungen von PPAs in Deutschland beigetragen:

Inkrafttreten der deutschen Förderrichtlinie zur Strompreiskompensation für die Jahre 2021–2030

Die neuen Regelungen zur Strompreiskompensation (SPK) ermöglichen es Unternehmen, erneuerbaren Strom ohne Benachteiligung über PPAs zu beschaffen und dennoch eine Ausgleichszahlung zu erhalten.¹⁰ Dies war zuvor nicht möglich und hat die Nachfrage nach PPAs eingeschränkt. Die neue Förderrichtlinie für die Strompreiskompensation sieht zudem vor, dass für eine beihilferechtliche Zuwendung eine entsprechende ökologische Gegenleistung des energieauditpflichtigen Unternehmens erbracht werden muss. Neben Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen ist auch die Deckung des gesamten Strombedarfs zu mindestens 30 % aus CO₂-freien Quellen möglich. Um dieser Forderung nachzukommen, können Unternehmen sowohl Potenziale vor Ort durch Eigenversorgungsmodelle als auch stromnetzgebundene Green PPAs nutzen.

Besondere Ausgleichsregelung: grüner Bonus für stromintensive Unternehmen

Die Bundesregierung hat mit der Einführung des Energiefinanzierungsgesetzes (EnFG) geregelt, dass bestehende erneuerbare Stromlieferverträge von stromintensiven Unternehmen als Zugangskriterium für eine Entlastung von KWK- und Offshore-Netzumlage im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) genutzt werden können. Dabei müssen mindestens 30 % des gesamten Stromverbrauchs durch ungeforderten Strom aus erneuerbaren Energien gedeckt werden.¹¹

Repowering und Anhebung der Leistungsgrenze bei Ausschreibungen für PV-Freifläche

Der PPA-Markt wurde durch die Verpflichtung des Anlagenbetreibers, zusätzliche Leistungen beim Repowering mittels PPAs zu vermarkten, gestärkt. Gleichzeitig wurde aber auch die bis 2024 befristete Anhebung der Leistungsgrenze bei den EEG-Ausschreibungen von vormals 20 auf 100 MW beschlossen. Da mit der Erhöhung der Leistungsgrenze dem PPA-Markt mittelfristig Potenzial entzogen wird, sollte die Anhebung wie geplant Ende 2024 auslaufen.

Jüngste Prüfaufträge zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für PPAs

Das Arbeitspapier zum Industriestrompreis des Wirtschaftsministeriums entwirft einen ersten Rahmen, in dem Green PPAs neben CfDs eine zentrale Rolle spielen sollen. Die Förderung von PPAs für industrielle Abnehmer zielt primär auf die Minderung von Finanzierungsrisiken über staatliche Instrumente ab. Angesprochen werden aber auch reduzierte Netzentgelte für Unternehmen im Rahmen einer regionalen Direktbelieferung durch PPAs. In der Wind-an-Land-Strategie wird zudem angekündigt, dass Kommunen kurzfristig neue unbeplante Flächen für Windenergieanlagen nutzen dürfen, wenn diese der Direktbelieferung benachbarter Unternehmen dienen.

⁹ SPD, Bündnis 90/die Grünen und die Freien Demokraten: Koalitionsvertrag 2021–2025 – <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/1f422c60505b6a88f8f3b3b5b8720bd4/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>.

¹⁰ DEHsT (2022) – https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/spk/Foerderrichtlinie_BAnz_01-09-2022.pdf?__blob=publicationFile&v.

¹¹ Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) – https://www.gesetze-im-internet.de/enfg/_30.html.

PPAs in Deutschland: Was ist jetzt zu tun?

Auf dem Weg zur Klimaneutralität wird der Bedarf an wettbewerbsfähigem erneuerbarem Strom in Industrie und Gewerbe erheblich ansteigen. Für eine sichere und bezahlbare Energieversorgung muss die Angebotsausweitung förderfreier erneuerbarer Stromerzeugung erheblich an Tempo gewinnen. Dies ist nur möglich, wenn eine Verbesserung der regulatorischen Rahmenbedingungen Investoren, Betreibern und Abnehmern eine langfristig attraktive Perspektive aufzeigt. Denn PPAs sind längst kein Nischenmarkt mehr und Deutschland hat das Potenzial, in den nächsten Jahren zu einem europäischen Leitmarkt für direkte erneuerbare Strombezugsverträge zu werden.¹²

1. EU-rechtliche Vorgaben rasch umsetzen und den Green Industrial Deal stärken



Der Green Industrial Deal der EU zielt auf die Transformation hin zu einer CO₂-neutralen Industrie in Europa ab. Neben der Umwandlung von Produktionsprozessen ist insbesondere der Bezug von Energie auf Basis erneuerbarer Energien über nachfragegetriebene Geschäftsmodelle wie PPAs von zentraler und strategischer Bedeutung. Gleichzeitig zeigt die rege Diskussion um eine europäische Antwort auf den US-amerikanischen Inflation Reduction Act, dass es kluger und schnell wirksamer Antworten bedarf, um erneuerbare Energien zu einem Standortfaktor in Deutschland und Europa zu machen.

Die EU-Kommission hat bereits frühzeitig PPAs über die RED II als eines der tragenden Geschäftsmodelle erkannt und die Mitgliedstaaten aufgefordert, die Rahmenbedingungen für dieses Geschäftsmodell zu verbessern. Dabei geht es nicht nur darum, direkte Hemmnisse zu beseitigen, sondern PPAs aktiv zu fördern.

2. Anforderungen an ein neues Strommarktdesign: Komplementarität zwischen marktbasierendem und gefördertem Ausbau sicherstellen



Ein zukunftsfähiges Strommarktdesign muss so ausgestaltet werden, dass der Ausbau erneuerbarer Energien dort, wo es notwendig ist, gefördert wird und dort, wo es möglich ist, zusätzliche Finanzmittel für die Energiewende im Markt aktiviert werden. Deutschland sollte daher sicherstellen, dass Contracts for Differences (CfDs – gemäß Kommissionsvorschlag verpflichtend für staatlich geförderte EE-Anlagen) und Green PPAs möglichst effizient zusammenwirken, damit ein systemdienlicher und wirtschaftlicher Einsatz der Anlagen gewährleistet werden kann.

PPAs und CfDs komplementär ausgestalten

Insbesondere auf den zunehmend wichtigen Kurzfristmärkten Day-Ahead und Intraday gilt es zu vermeiden, dass CfDs das Preissignal verzerren und einen effizienten und emissionsmindernden Einsatz der Anlagen behindern. Schlecht ausgestaltet bergen CfDs das Risiko einer Rückkehr in die „produce and forget“-Welt, da die symmetrische Abführung von Gewinnen bzw. die Erstattung von Verlusten Anreize zu marktdienlichem Verhalten mindert. Im Gegensatz zu PPAs, die ein natürliches Hedging- bzw. Preis- und Mengenabsicherungsinstrument sind, lassen klassische CfDs die Erzeugerseite weitgehend exponiert gegenüber Mengenrisiken.¹³ Gleichzeitig schließen sich CfDs und PPAs nicht notwendigerweise aus. So ist beispielsweise denkbar, dass beide Mechanismen kombiniert werden. Dabei könnten exemplarisch Mindestanteile für eine verpflichtende PPA-Vermarktung bei geförderten CfD-Projekten festgelegt werden. Ein weiterer, weniger systemischer Ansatz wäre die Steuerung der PPA- und CfD-Segmente über spezifische Flächenkulissen, wie er teilweise auch schon im Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) praktiziert wird. Mit Blick auf einen ineinandergreifenden geförderten und marktbasierenden Zubau von neuer erneuerbarer Erzeugungsleistung können volkswirtschaftliche Kosten reduziert sowie der Ausbau über beide Mechanismen vollständig gehoben werden. Notwendig ist es daher, etablierte Ansätze in Europa zu sichten sowie zu analysieren und deren Mehrwerte im Rahmen von Experimentier- und Reallaboren in Deutschland zu erproben.

¹² Deutsche Energie-Agentur (2023): Kurzstudie PPA-Märkte – https://marktoffensive-ee.de/fileadmin/marktoffensive-ee/Dokumente/Kurzstudie_PPA_Maerkte/2023_Kurzstudie_PPA-Maerkte.pdf.

¹³ Schlecht et al. (2023): Financial Wind CfDs – <http://hdl.handle.net/10419/267597>.

Industriepolitik: Brücken- und Transformationsstrompreis

Auch die aktuelle Diskussion um einen garantierten mittelfristigen Brückenstrompreis¹⁴ für die energieintensive Industrie, der bis 2030 den Übergang in einen langfristigen Transformationsstrompreis¹⁵ ermöglichen soll, stellt eine Herausforderung hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung beider Instrumente dar. Denn ab diesem Zeitpunkt soll der erneuerbare Industriestrompreis mit zwei zentralen Bausteinen im Markt greifen: So sollen für einen Großteil der Unternehmen durch eine Stärkung des PPA-Marktes günstige PPAs zur Verfügung stehen sowie für einen kleineren Teil EE-Strom zu Gestehungskosten über CfDs.¹⁶ Grundlage ist hier die bereits bestehende Verordnungsermächtigung des Artikels 96 a des WindSeeG, die die Einführung eines entsprechenden Modells vorsieht. Auch hier stellt sich die Frage nach der Komplementarität mit dem marktgetriebenen Ausbau: Wie können Preisgarantien für einen Teil der energieintensiven Industrie ausgestaltet werden, ohne dass sie dem Markt die erforderliche Liquidität für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien entziehen sowie die volkswirtschaftlichen Kosten für Letztverbraucher erhöhen? Wie kann zudem sichergestellt werden, dass der Brückenstrompreis nicht dazu führt, dass Unternehmen aufhören, aktiv in erneuerbare Erzeugungskapazitäten zu investieren? Auch hier muss ein Weg gefunden werden, der die Energiewende und den weiteren marktgetriebenen Ausbau nicht schwächt. Denn sonst droht, dass das mittelfristig angestrebte Ziel des Aufbaus eines gefestigten PPA-Marktes, der vielen Unternehmen zur Verfügung steht, nicht erreicht wird. Bereits die Diskussion um die Einführung eines Brückenstrompreises hat dazu geführt, dass Unternehmen Abschlüsse langfristiger direkter Lieferverträge aufgrund der Unsicherheit, resultierend aus den unklaren Rahmenbedingungen, hinauszögern.

Um das Verhältnis zwischen der direkten industriepolitischen Förderung mittels eines günstigen staatlich garantierten Strompreises und dem übergeordneten Ziel eines resilienten Strommarktes mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien nicht grundsätzlich zu gefährden, sollten Unternehmen, die einen Zugang zum Brückenstrompreis oder zu einem Strom-CfD bekommen, verpflichtet werden, analog zu den zuvor genannten Regelungen der BesAR sowie der Strompreiskompensation einen bestimmten zusätzlichen Anteil über direkte Stromlieferverträge abzuschließen.



¹⁴ Der Brückenstrompreis stellt eine Subvention des Strombezugspreises auf ein Niveau von 6 ct/kWh für 80 % des Strombedarfs der energieintensiven Unternehmen dar, unabhängig von der jeweiligen Güte des Stroms.

¹⁵ EE-Strom zu Gestehungskosten aus Strom-CfDs für die energieintensive Industrie sowie die Stärkung des PPA-Marktes im Allgemeinen bilden den Transformationspreis ab 2030.

¹⁶ BMWK (2023): Arbeitspapier des BMWK zum Industriestrompreis für das Treffen Bündnis Zukunft der Industrie – https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wettbewerbsfaehige-strompreise-fuer-die-energieintensiven-unternehmen-in-deutschland-und-europa-sicherstellen.pdf?__blob=publicationFile&v=6.

3. Finanzielle Anreize für physische PPAs setzen

Der Inflation Reduction Act (IRA) führt vor Augen, wie schnell und effektiv eine unbürokratische Wirtschaftsförderung den Ausbau erneuerbarer Energien forciert und zugleich ein günstiges Investitionsklima schafft. Um die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands zu verbessern und den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen, kann die Bundesregierung mit vergleichbaren Instrumenten den Direktbezug von grünem Strom über PPAs anreizen. Konkret sollten für eine Stärkung des marktbasierten Ausbaus Investitionskostenzuschüsse für EE-Anlagen geschaffen werden, wenn die Errichtung nicht im Rahmen der EEG-Förderung, sondern über ein physisches PPA finanziert wird. Des Weiteren sollten PPAs zusätzlich an Attraktivität gewinnen, indem Verbraucher von einer Entlastung bei den Netzentgelten profitieren, die umso größer zu gestalten ist, je näher Erzeugung und Verbrauch sich in räumlicher Nähe befinden.¹⁷ Ergänzend sollte die Stromsteuer im Rahmen von PPA-Verträgen maximal reduziert werden. Die geltende europäische Energiebesteuerungsrichtlinie (EU Energy Taxation Directive (ETD)) sollte genutzt werden, um erneuerbaren Strom aus direkten Lieferverträgen auf den aktuellen Mindestsatz zu reduzieren. Darüber hinaus sollte sich die Bundesregierung in Brüssel für eine generelle Ausnahmeregelung im Rahmen der laufenden Revision stark machen.

Entsprechende Maßnahmen lassen sich schnell und unbürokratisch umsetzen. Sie erhöhen die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft und sichern die Wertschöpfung am Standort Deutschland. Zugleich wird der Ausbau erneuerbarer Energien forciert und mit einem zusätzlichen Energieangebot alle Verbraucher entlastet.

4. Finanzierungsrisiken von PPAs minimieren



Die Kombination aus geringer Anbieterbonität und Abnehmerisiko führt teilweise zu hohen Zinssätzen bei der Finanzierung von PPA-Projekten am Finanzmarkt und im Bankensektor. Zusätzlich erhöhen lange Vertragsdauern das Zahlungsausfallrisiko (Offtaker-Risiko), insbesondere bei Unternehmen mit niedriger Bonität. Weil die Risikoübernahme durch private Versicherer zum Teil schwer mit der Rentabilität der Projekte vereinbar ist, sollten Finanzierungsrisiken von PPAs neben marktlichen Instrumenten über staatliche Instrumente unbürokratisch minimiert werden.

Ein am Markt etabliertes Modell ist das norwegische Modell der Ausfallgarantien. In diesem nimmt der norwegische Staat bei einem Zahlungsausfall des PPA-Käufers die Stromlieferung ab und veräußert diese am Spotmarkt. Dabei zahlt er bis zu 80 % der Differenz zwischen PPA-Preis und dem kalenderjährlichen Spotmarktpreisdurchschnitt oder aber nimmt entsprechende Überschüsse aus dem Spotmarktverkauf gegenüber dem PPA-Preis vollständig ein.¹⁸ Darüber hinaus würden sich auch staatliche Garantien in Analogie zu den Hermesbürgschaften als Instrument zur Risikominimierung anbieten. Dabei werden mögliche Ausfallrisiken der Abnehmer gegen eine kleine Gebühr staatlich abgesichert.

Ein weiteres Instrument zur Risikominderung ist die (teilweise) Haftungsfreistellung durch die KfW-Bank, die von den kreditgebenden Banken Teile des Ausfallrisikos übernimmt. Haftungsfreistellungen sind bei kleinen und mittelständischen Unternehmen etabliert, beispielsweise im Rahmen bestehender KfW-Förderkredite.

5. Rechtssicherheit zur Stellung von PPAs in der Finanzberichterstattung



Der Abschluss von Green PPAs sollte aufgrund der dringend erforderlichen Investitionen in die Energiewende keine negativen Auswirkungen auf das Kreditrating von Abnehmern haben.

Aufgrund der Komplexität und der Vielzahl an Ausgestaltungsmöglichkeiten von Green PPAs sollte für die Bilanzierung nach dem International Financial Reporting Standard (IFRS 9) und Handelsgesetzbuch (HGB) eine konkrete Analyse und Einordnung vollzogen werden, da sich je nach PPA-Vertrag unterschiedliche Anforderungen in der Finanzberichterstattung ergeben. Zentral in diesem Kontext ist eine Klarstellung, inwieweit Green PPAs wie ein Finanzinstrument gemäß IFRS 9 zu behandeln sind. Ein Finanzderivat ist per Definition ein finanzieller Vertrag, der in der Zukunft erfüllt wird und dessen Wert sich nach einem Underlying (z. B. Terminmarktpreis Strom) richtet. Im Kontext möglicher Pflichten zur Finanzberichterstattung muss im Vorfeld geprüft werden, ob das Green PPA die Eigenschaften eines Derivates nach IFRS 9 erfüllt. Ist dies der Fall, wird eine komplexe Fair-Value-Bewertung erforderlich. Der Fair Value oder beizulegende Zeitwert wird dabei definiert als Wert, der in einem geordneten Geschäftsfall bei Verkauf des Wirtschaftsobjekts vereinnahmt werden würde. Die Differenz zwischen Transaktionspreis und ermitteltem Zeitwert wird als „day one gain or loss“ bezeichnet. Je nach ermitteltem Zeitwert kann sich dieser Wert positiv oder negativ auf den Lagebericht des Unternehmens auswirken. Aufgrund des in Europa geltenden IFRS-Standards sind gegenwärtig insbesondere virtuelle PPAs berichtspflichtig. Mit Blick auf physische PPAs gilt aktuell die „own use exception“, die eine Ausnahme der Fair-Value-Bewertung darstellt, da der gelieferte Strom innerhalb des Betriebs für eigene Zwecke genutzt und verbraucht wird. Die Bewertung als „nicht derivativer finanzieller Vermögenswert“ ermöglicht es, nach den ursprünglichen Anschaffungskosten zu bewerten, ohne entsprechend unvorhergesehene Auswirkungen auf die Finanzberichterstattung. Angesichts des volatilen Erzeugungsprofils eines Green PPAs und des gleichzeitig

¹⁷ Mit dem Konzept zur „StromPartnerschaft“ hat die DIHK einen ersten Vorschlag in diesem Kontext vorgelegt - <https://www.dihk.de/de/aktuelles-und-presse/aktuelle-informationen/so-laesst-sich-das-energieangebot-schneller-und-nachhaltiger-steigern-98274>.

¹⁸ Eksfin: Power purchase guarantee – <https://www.eksfin.no/en/products/power-guarantee/>.

individuellen Nachfrageprofils des Unternehmens sind Handelsgeschäfte an der Börse zum Ausgleich der Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch nötig. Durch den entsprechenden Zu- bzw. Verkauf von Strom ist aktuell nicht immer klar, ob bzw. wann die Ausnahmeregelung der „own use exception“ Anwendung findet. Es bedarf daher einer generellen Klarstellung durch das International Accounting Standards Board (IASB), dass ein physisches Green PPA immer und vor allem dauerhaft unter die beschriebene Ausnahmeregelung fällt und die Bewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten möglich ist. So kann sichergestellt werden, dass Unternehmen keine Nachteile aufgrund des direkten Bezugs von Strom aus erneuerbarer Energien haben. Ebenfalls bedarf es einer Klarstellung, inwieweit ein PPA gemäß IFRS16 als Lease zu klassifizieren und für den Abnehmer zu bilanzieren ist, wenn dieser entsprechende Ver- oder Rückkäufe aus Über- oder Unterproduktion der PPA-Lieferung tätigen muss.

Vor dem Hintergrund der steigenden Bedeutung von virtuellen PPAs sollte sich Deutschland darüber hinaus perspektivisch im Rahmen des IASB dafür einsetzen, dass auch virtuelle PPAs in Europa ähnlich wie in den USA von entsprechenden Berichtspflichten ausgenommen werden.¹⁹

6. Pooling-Modelle für PPAs stärken



Im Rahmen von Pooling-Modellen können vorzugsweise kleinere Verbraucher als Einkäufergemeinschaft gemeinsam eine Belieferung über ein PPA organisieren. Bei der physischen Belieferung besteht allerdings eine Reihe ungeklärter Fragen bezüglich der Verteilung von Pflichten und Risiken im Einlieferungs- und Bilanzkreismanagement bei Abnehmergemeinschaften, etwa wer welches Risiko der Residualprofilvermarktung im Falle von Prognoseungenauigkeiten übernimmt. Entsprechend sind in diesem Rahmen auch staatliche Instrumente zur Absicherung von Finanzierungsrisiken von zentraler Bedeutung, wenn beispielsweise ein Unternehmen aus der Käufergemeinschaft ausfällt.

Den finanziellen Vorteilen eines PPA stehen damit oftmals prohibitive Transaktionskosten gegenüber. Hier sollte die Bundesregierung die Vorgaben aus der RED II als Chance verstehen, um regionale Erzeugungs- und Verbrauchsgemeinschaften als auch Energy-Sharing-Modelle zu stärken.

7. System der Herkunftsnachweise zukunftsfest machen



Der ursprünglich als Instrument für die Stromkennzeichnung entwickelte Herkunftsnachweis (HKN) stellt mittels der immer bedeutsamer werdenden qualitativen Ausprägungen für Unternehmen schon heute einen wesentlichen Ansatzpunkt dar, eigene Strombezugsstrategien im Kontext der individuellen betrieblichen Klimaschutzstrategie zu entwickeln. Dabei stehen spezifische Qualitäten im Vordergrund. Insbesondere HKN aus neuen und/oder regionalen Anlagen haben für viele Unternehmen einen höheren Wert als HKN aus alten Anlagen und/oder HKN aus dem Ausland.²⁰ Auch im Hinblick auf die Schnittstelle zur betriebseigenen Nachhaltigkeitsberichterstattung bietet der HKN eine Grundlage für ein nachvollziehbares und prüfbares Reporting und sollte weiter gestärkt werden. In einem zukunftsfähigen, von Erneuerbaren geprägten Strommarkt müssen Erzeugung und Verbrauch hinsichtlich einer hochauflösenden zeitlichen und geografischen Korrelation immer näher zusammengeführt werden. HKN bieten das Potenzial, bei einer Weiterentwicklung des bestehenden Systems zu granularen HKN die nötige zeitliche sowie geografische Granularität nachweislich prüfsicher abzubilden und darüber hinaus in Wert zu setzen.²¹ Letztverbraucher sollten zudem in die Lage versetzt werden, HKN selbständig entwerten zu dürfen. Ein weiterer entscheidender Punkt ist, dass Eigenverbrauchskonzepten der Zugang zu HKN für Grünstrom ermöglicht wird, damit Unternehmen diese Investitionen in den Ausbau erneuerbarer Energien vor Ort auch unmittelbar in ihren Klima- und Nachhaltigkeitsberichten abbilden können. Ergänzend soll diesbezüglich auch die Möglichkeit eröffnet werden, für kleinere Erzeugungsmengen als 1 MWh Herkunftsnachweise zu erhalten. Der vielseitig wirkende HKN würde bei richtiger Adjustierung abnehmenden Unternehmen als probates Instrument zur Verfügung stehen, um ihre betrieblichen Klimaschutzstrategien in der Praxis umsetzen zu können.

Das Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG schließt die Vermarktung von Grünstrom aus geförderten Anlagen aus. Die Marktoffensive ist sich der Brisanz der Diskussion bewusst, ob neue geförderte Anlagen mit der Veräußerung des HKN einen zusätzlichen Erlös erzielen dürfen sollten oder nicht. Mit Bezug auf die steigende Bedeutung von spezifischen HKN aus Sicht von Abnehmern sehen wir gleichzeitig eine Chance für ihre Stärkung als Wertkomponente. Dabei sollte kein zusätzlicher Erlös für den Betreiber der geförderten Anlage entstehen. Vielmehr sollten Mehrerlöse durch den Verkauf von HKN nur akzeptiert werden, wenn ein solcher Erlös dem Finanzierenden zugutekommt. HKN aus neuen geförderten Anlagen sollten daher genutzt werden, um auf staatlicher Seite zusätzliche Einnahmen für den Ausbau erneuerbarer Energien zu generieren, wie dies bereits in einigen anderen europäischen Staaten der Fall ist. Diese HKN können von Unternehmen genutzt werden, um ihren grauen Strombezug grün zu stellen. Die beziehenden Unternehmen

¹⁹ Deloitte (2020) – <https://www2.deloitte.com/de/de/pages/energy-and-resources/articles/power-purchase-agreements.html>.

²⁰ ENTSO-E (2022): Views on a Future-Proof Market Design for Guarantees of Origin – <https://www.entsoe.eu/2022/07/20/views-on-a-future-proof-market-design-for-guarantees-of-origin/>.

²¹ AFRY, Granular Energy, Nordpool (2023): Whitepaper – <https://www.nordpoolgroup.com/49b69a/globalassets/download-center/whitepaper/whitepaper-may-2023.pdf>.

würden so gleichzeitig einen indirekten Beitrag für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien leisten. Zugleich bietet der Abschluss von PPA-Verträgen Unternehmen wie bisher einen direkten Zugang zu HKN aus spezifischen Anlagen.²²

Im Hinblick auf die mögliche Einführung eines Transformationsstrompreises, welcher erneuerbaren Strom zu Gestehungskosten über Strom-CfDs der energieintensiven Industrie bereitstellt, sollte die grüne Eigenschaft an die Unternehmen zwar weitergegeben, jedoch nicht im Rahmen der Strompreiskompensation oder der besonderen Ausgleichsregelung geltend gemacht werden können.



8. Entwicklung von Marktstandards unterstützen

Marktakteure sollten bei der Entwicklung von standardisierten Vertragskomponenten unterstützt werden. Damit würden insbesondere kleine und mittelständische Unternehmen auf ihrem Weg in den PPA-Markt Orientierung in einem neuen Marktumfeld erhalten. Die Marktoffensive Erneuerbare Energien begrüßt, dass nun wie in der Windstrategie angekündigt eine EU-weite Standardisierung einzelner PPA-Vertragskomponenten ähnlich dem EFET²³-Standardrahmenvertrag geprüft werden soll.

In diesem Kontext arbeitet die Marktoffensive Erneuerbare Energien bereits an Lösungen für PPA-Standardrahmenverträge für physische und virtuelle PPAs unter Bezugnahme auf den EFET-Standardrahmenvertrag, der jedoch für Anwendungsfälle im KMU-Bereich eine zu hohe Komplexität aufweist.



9. Lokale Wertschöpfung und Akzeptanz

Erneuerbare Energien sind ein lokaler Standortfaktor. Hinsichtlich des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien und des damit einhergehenden Flächenbedarfs muss es zukünftig noch viel mehr darum gehen, in den Standortkommunen vor Ort ökonomische Vorteile greifen zu lassen. Dabei bieten Green PPAs die Möglichkeit, die Akzeptanz zu steigern, da sie den erneuerbaren Strombezug mit lokaler Wertschöpfung verbinden. Regionale Stromtarife für lokale Abnehmer bieten monetäre Vorteile vor Ort und führen gleichzeitig zu einer netzdienlichen Nutzung. Entsprechende bestehende Geschäftsmodelle sollten weiter adressiert und gestärkt werden. Der in den jüngsten Prüfaufträgen formulierte Ansatz einer Reduzierung der Netzentgelte für lokale PPAs geht in diesem Zusammenhang in die richtige Richtung.

Zudem sollte geprüft werden, wie weitere Anreize, für die Stärkung lokaler Geschäftsmodelle über die bisher geltende Möglichkeit der Beteiligung von Kommunen an der Direktvermarktung hinaus, gesetzt werden können. Nicht zuletzt bieten hohe regionale Erzeugungspotenziale von erneuerbaren Energien Kommunen auch die Möglichkeit, Unternehmen anzusiedeln und von den damit einhergehenden Steuereinnahmen zu profitieren.



²² Deutsche Energie-Agentur (2022): Herkunftsnachweise als Wertkomponente nutzen! https://marktoffensive-ee.de/fileadmin/marktoffensive-ee/Dokumente/HKN_Positionspapier22/20221222_Positionspapier>Weiterentwicklung_HKN_System_Lektoriert_v1.pdf.

²³ European Federation of Energy Traders

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Stand: 07/2023

Alle Rechte sind vorbehalten. Dieses Positionspapier gibt die mehrheitliche Meinung der an der Marktoffensive und der AG Politik beteiligten Unternehmen wieder. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena. Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht, sofern ihr nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

Bildnachweis:

Titelbild: shutterstock/Pawel Kazmierczak; shutterstock/Ugis Riba (S.4), GettyImages/Yaorusheng (S. 8), shutterstock/fokke baarsen (S.11)

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023) „Green PPAs in Deutschland: Wo stehen wir und was ist jetzt zu tun“

Wer wir sind

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien ist ein Zusammenschluss von rund 50 Unternehmen aus Anbietern und Nachfragern aus der Wirtschaft sowie von Dienstleistern und bildet die gesamte Wertschöpfungskette ab. Gemeinsames Ziel ist es, den Markt für erneuerbare Energien mit unterschiedlichen Maßnahmen und Aktivitäten zu entwickeln und dazu beizutragen, dass Deutschland seine Energiewendeziele erreicht. Die Marktoffensive ist von der dena, der DIHK und dem Klimaschutzunternehmen e. V. ins Leben gerufen worden und wird von diesen Institutionen operativ unterstützt. Die Aktivitäten der Initiative werden maßgeblich über die Mitgliedsbeiträge finanziert.

Wir wollen den direkten Bezug grüner Energien zu einem Baustein der deutschen Energiewende machen

Unsere unternehmensgetriebene Initiative will das Potenzial von Stromlieferverträgen für grünen Strom (Green Power Purchase Agreements, Green PPAs) in Deutschland erschließen. Dieses Ziel eint unsere Mitglieder. Zur Marktoffensive Erneuerbare Energien gehören große und kleinere Abnehmer, Erzeuger und Vermarkter sowie Finanzierer und Dienstleister. Unsere gemeinsame Vision: mit zusätzlichen Investitionen über Green PPAs den Zubau erneuerbarer Energien in Deutschland beschleunigen und gleichzeitig Unternehmen einen zentralen Hebel zur Absicherung gegenüber steigenden Strompreisen und zur Dekarbonisierung bieten. Mit zielgerichteten branchenspezifischen Informationen will die Marktoffensive Erneuerbare Energien Abnehmern, Erzeugern, Finanzierern und anderen Marktakteuren die Potenziale von PPAs aufzeigen und die Marktentwicklung unterstützen.

Erneuern Sie mit!

Die wirtschaftsgetriebene Initiative und Plattform weitet ihre Aktivitäten kontinuierlich aus. Teilen Sie unsere Vision und wollen erneuerbare Energien und die Energiewende zu einem wesentlichen Bestandteil einer zukunftsfähigen Energie-, Standort- und Industriepolitik machen? Wollen Sie gleichzeitig von einem starken Netzwerk und Marktexpertise profitieren? Dann sprechen Sie uns an und werden Sie Mitglied!

Internet <https://marktoffensive-ee.de/mitglied-werden> E-Mail Marktoffensive@dena.de



Unsere Mitglieder*

ARUP

AURORA
ENERGY RESEARCH

aspo

aws

DB NETZE

DIGITAL
renewables

EFET
DEUTSCHLAND
Verband Deutscher
Energiehändler e.V.

eex

enovos

enplify.

ENGIE
by people for people®

EVONIK
Leading Beyond Chemistry

goldbecksolar

gunnercooke

Georgsmarienhütte
Holding GmbH

KRAFTWERK
RENEWABLE POWER SOLUTIONS

LichtBlick

Microsoft

M:PG
partners in metals

M&P

PEXAPARK

pwc

SALZGITTER
FLACHSTAHL
Ein Unternehmen der Salzgitter Gruppe

symrise

THEMA

trimet

thyssenkrupp

uni
per

Uhlmann
UHLMANN GROUP

Wallstabe
& Schneider

VATTENFALL

vonBredow Valentin Herz
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

ZINQ®

ZF

* Bei Redaktionsschluss lagen noch nicht alle Logos unserer Mitglieder vor.

SAVE THE DATE --- 19.10.2023 in Berlin

3. Jahreskonferenz der Marktoffensive Erneuerbare Energien

Am 19.10.2023 findet die 3. Jahreskonferenz der Marktoffensive Erneuerbare Energien im Haus der Deutschen Wirtschaft in Berlin statt.

Seien Sie dabei und diskutieren mit Vertreterinnen und Vertretern aus Politik und Wirtschaft zentrale Trends des PPA-Marktes in Deutschland und Europa. Profitieren Sie vom praxisnahen Austausch und erweitern Sie ihr Netzwerk!

Die Anmeldung ist ab August über die Webseite möglich: www.marktoffensive-ee.de

Sie wollen direkt informiert werden? – Schreiben Sie eine E-Mail an: marktoffensive@dena.de