



# Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen über Power Purchase Agreements

Ein Leitfaden für Stromerzeuger und -abnehmer sowie Projektfinanzierer

# Inhalt

- 01** Gründe für den Abschluss von PPAs
- 02** Unterschiede zwischen PPA- und EEG-basierter Finanzierung
- 03** Ausgestaltung von PPAs und Implikationen für die Finanzierung von EE-Anlagen
  - 3.1 Unterscheidung verschiedener PPA-Typen
  - 3.2 Wesentliche Vertragselemente in PPAs
  - 3.3 Der Lieferbeginn und die Vertragslaufzeit
- 04** Strompreisbildung in PPAs
  - 4.1 Wertkomponenten eines PPA – Grundlaststrompreis, Herkunftsnachweis, Umformungskosten und Ausgleichskosten
  - 4.2 Anlagenprofile und Stromgestehungskosten
- 05** Einzupreisende Risiken bei der Gestaltung von PPAs
  - 5.1 Bonitätsrisiko des Abnehmers
  - 5.2 Prognoserisiko des Wind- bzw. Sonnenangebots
  - 5.3 Preisrisiko aus Sicht von Erzeuger und Abnehmer
  - 5.4 Portfoliorisiko der Banken
- 06** Finanzrechtlicher Rahmen und Risiken
- 07** PPAs und öffentliche Fördermittel
- 08** Attraktivität von PPAs für verschiedene Anlagentypen heute und in Zukunft

# Vorwort

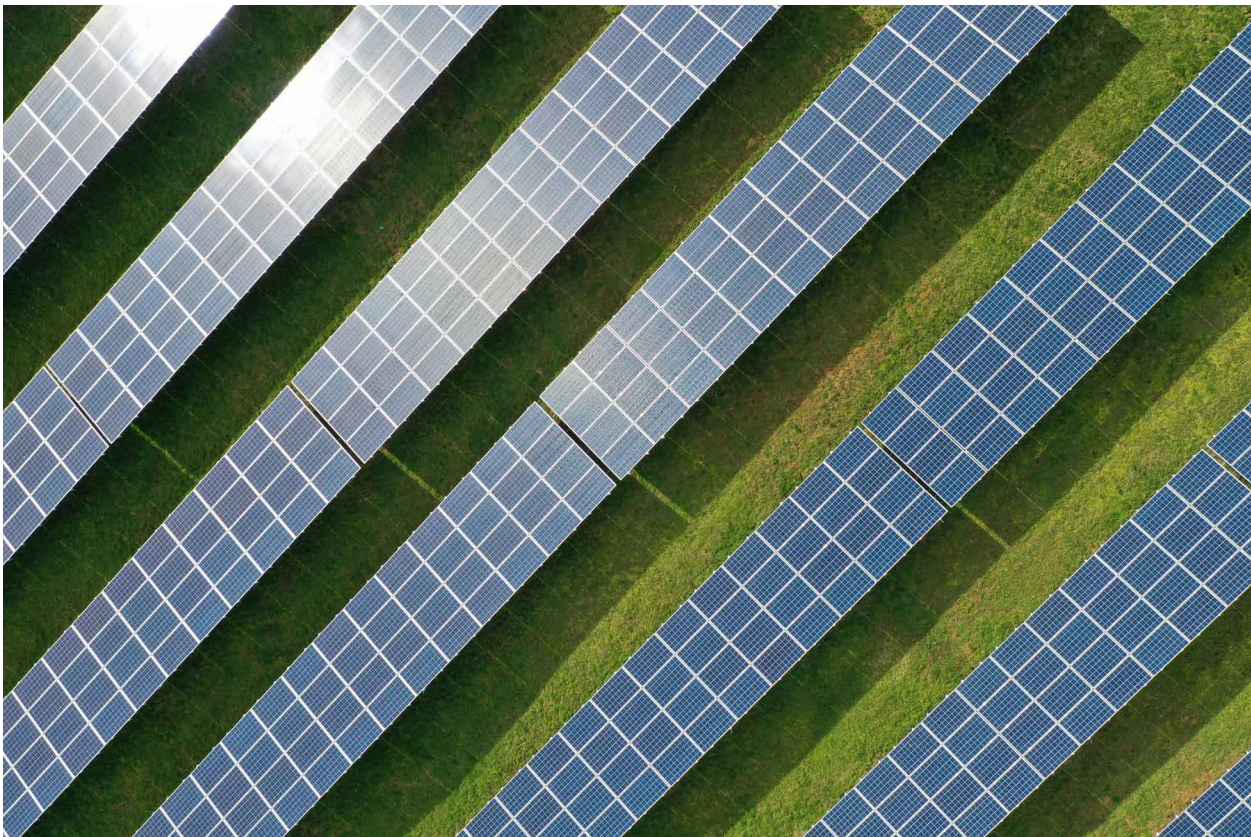
Die Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien gehört zu den größten Herausforderungen der Energiewende in den kommenden Jahren. Mit dem Auslaufen der Förderung für die etablierten Erzeugungstechnologien muss zusätzlich zu den klassischen staatlichen Fördermechanismen privates Kapital mobilisiert werden, um die sehr großen Installationsvolumen anzustoßen. Denn nach den Plänen der neuen Bundesregierung soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch auf 80 Prozent im Jahr 2030 steigen.

In Deutschland bot das Erneuerbare-Energien-Gesetz in den vergangenen zwei Jahrzehnten ein hohes Maß an Rückzahlungssicherheit für die Investoren und für die finanzierenden Banken. Mit dem gewünschten Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit bei den Stromerzeugungskosten für viele Erneuerbare-Energien-Erzeugungstechnologien sowie der gleichzeitigen Erwartung steigender Stromkosten wächst der Wunsch aus der Wirtschaft, sich komplett, langfristig und direkt mit wettbewerbsfähigem erneuerbaren Strom per grünen Stromabnahmeverträgen (Power Purchase Agreements, PPAs) einzudecken. Der geringe Standardisierungsgrad beim Abschluss dieser Verträge und die verbleibende Unsicherheit hinsichtlich der bei einem PPA zu beachtenden Finanzierungsaspekte gehören zu den Gründen, warum das Geschäftsmodell seine Potenziale hierzulande noch nicht voll ausschöpfen konnte.

So ist auch dem kürzlich veröffentlichten Marktmonitor Green PPAs 2021<sup>1</sup> erneut eine große Unsicherheit der Marktteilnehmer hinsichtlich der notwendigen Kenntnisse im Bereich der Finanzierung und der die PPA-Finanzierung betreffenden Finanzmarktregulierung zu entnehmen. Auf diese Unsicherheiten möchten wir mit diesem Leitfaden reagieren.

Er richtet sich an die Erzeuger und Abnehmer von erneuerbaren Energien sowie an die finanzierenden Banken. Alle stehen in einer Wechselbeziehung zueinander und die Anforderungen und Zielsetzungen der jeweiligen Beteiligten beeinflussen, wie ein PPA ausgestaltet werden kann. Insofern ist es wichtig, die verschiedenen Sichtweisen zu kennen, um einen langfristig tragfähigen PPA zu strukturieren. Der Leitfaden erlaubt es Projektierern und Anlagenbetreibern, schon zu Beginn der Planung eines Erneuerbare-Energien-Projekts die Sichtweise der Finanzinstitute kennenzulernen. Investoren werden auf die größten Unterschiede im Gegensatz zur EEG-basierten Finanzierung aufmerksam gemacht.

Insofern soll dieser Leitfaden ein Grundlagenwerk für große, aber auch für kleine Akteure darstellen, das Zusammenhänge aufzeigt und bestehende Unsicherheiten abbaut. Für die Erarbeitung der ersten Version des Leitfadens bedankt sich die Marktoffensive Erneuerbare Energien bei Herrn Jörg Böttcher und bei unseren Mitgliedsunternehmen PwC und NORD/LB.

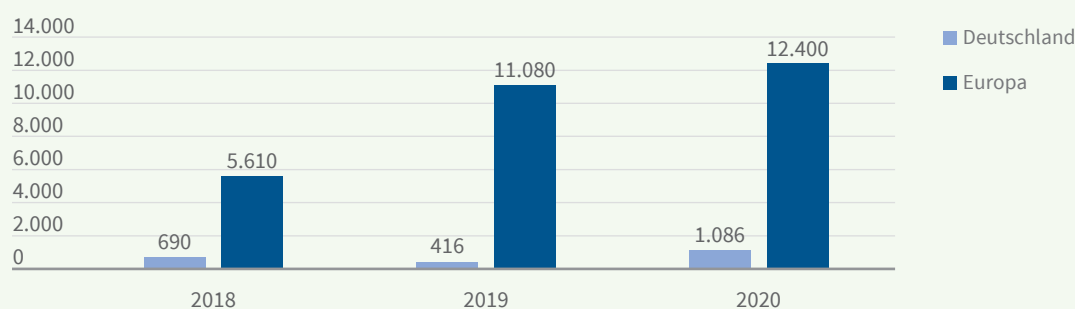


<sup>1</sup> Zum Download erhältlich unter [www.marktoffensive-ee.de/aktuelles/publikationsdetailansicht/pub/marktmonitor-green-ppas/](http://www.marktoffensive-ee.de/aktuelles/publikationsdetailansicht/pub/marktmonitor-green-ppas/)

# Hintergrund

Power Purchase Agreements (PPAs) sind langfristige zivilrechtliche Abnahmeverträge für Strom, die bilateral zwischen dem Stromerzeuger als Verkäufer und dem Stromabnehmer als Käufer abgeschlossen werden. Sie regeln im Wesentlichen die Liefermenge, den Preis und die Laufzeit des Vertrags und sollen stabile und prognostizierbare Cashflows für die Betreibergesellschaft sicherstellen. Europaweit ist ihre Bedeutung in den letzten Jahren deutlich gestiegen (Abbildung 1). Es ist absehbar, dass sie auch in Deutschland enorm zunehmen wird.

## Jährlich zugebaute PPA-Kapazität in MW



Quelle: Pexapark

Abbildung 1: Zugebaute Erzeugungskapazitäten in Deutschland und Europa, die durch PPAs besichert wurden

Bei Finanzierungen von Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen im europäischen Ausland nimmt der Anteil von Projekten mit Stromabnahmeverträgen kontinuierlich zu. Und während in einigen Ländern noch Einspeise-/Auktionstarife bzw. Contracts for Difference als Haupteinnahmequelle für Projekte dienen, sind PPAs in anderen Ländern bereits als vornehmliches Absicherungsinstrument etabliert.

Finanzierende Institute sehen bei der Begleitung von ausländischen Projekten neben unterschiedlichen und veränderlichen Strompreisen verschieden ausgestaltete PPAs und Trends, die einige grundsätzliche analytische Überlegungen erfordern.

# 01

## Gründe für den Abschluss von PPAs

Für den Einsatz von PPAs in Deutschland gibt es folgende Gründe:

# 1

Für „Altanlagen“: Die staatliche Förderung ist ausgelaufen und es bleibt noch die Vermarktungsvariante über PPAs.

# 3

Grüner Wasserstoff: Die Vermarktung über PPAs ist notwendig, um die Strombelieferung von Power-to-X-Anlagen sicherzustellen.

# 2

Für „Bestandsanlagen“ und „Neuanlagen“: Die Vermarktung über PPAs kann ökonomisch vorteilhafter sein, weil zum Beispiel ein höherer Preis erreicht werden kann oder Restriktionen des EEG vermieden werden können: Es entstehen keine Strafzahlungen aufgrund späterer Fertigstellung, die bundesimmissionsschutzrechtliche Genehmigung kann später eingeholt werden und die Wertkomponente „Herkunftsnachweis“ kann separat vermarktet werden.



# 02

## Unterschiede zwischen PPA- und EEG-basierter Finanzierung

### Wie ändert sich die Finanzierbarkeit von Erneuerbaren-Energien-Projekten durch das Aufkommen von PPAs?

Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 gab es einen **staatlich garantierten Fördertarif**, der nach Energieträger und oft nach Leistungskategorie differenziert war. Entscheidend für die Finanzierbarkeit des jeweiligen Vorhabens war, dass mit dem EEG eine gesetzliche Grundlage geschaffen wurde, die den Kapitalgebern durch die bevorrechtigte Einspeisung der erneuerbaren Energien und eine festgelegte Einspeisevergütung ein hohes Maß an Verlässlichkeit und Planbarkeit zusicherte. Ein Preisrisiko bestand damit für die berechtigten Projekte nicht, sodass sich ihr Einnahmenrisiko ganz auf die Abschätzbarkeit des Energieangebots bezog. Im Regelfall wurden und werden EE-Projekte über die Finanzierungsmethode einer **Projektfinanzierung** dargestellt.

In dem Maße, in dem die EEG-Förderung nicht mehr verfügbar oder weniger attraktiv ist, stellt sich die Frage nach einer alternativen Vermarktung des grünen Stroms. Zunächst einmal gibt es die Möglichkeit, grünen Strom an einer **Strombörse** zu vermarkten. Abhängig von der Dauer der gehandelten Kontrakte spiegelt der erzielbare Preis die Angebots- und Nachfragesituation über einen bestimmten, relativ kurzen Zeitraum wider. Damit schwankt dieser Preis, sodass die resultierende Einkommensvolatilität in jedem Fall höher ist als bei einem Festpreissystem. Unterstellen wir im Durchschnitt gleiche Preise, wird ein Projekt, das seinen Strom über die Börse vermarkten muss, weniger Fremdmittel bekommen als eines, das ihn zu festen Bedingungen an den Staat vermarkten kann.

Einen Schritt weiter geht die Vermarktung von grünem Strom über einen PPA an einen Abnehmer, der während der Vertragslaufzeit einen festen Preis zahlt. Hier erreicht der Verkäufer eine Situation, die mit einem Festpreis vergleichbar ist: Auch hier wird über einen bestimmten Zeitraum ein fester Tarif bezahlt. Das bedeutet für die finanzierende Bank, dass sie mit einer festen Preisbasis rechnen kann, sodass sich ihre Anforderung an die Kapitaldienstfähigkeit für den durch einen PPA gedeckten Teil im Vergleich zu einer Vermarktung an der Börse verringern wird.

### Unterschied zwischen Projektfinanzierung und Unternehmensfinanzierung

Die Ausführungen zu PPAs gelten unabhängig davon, welche Finanzierungsmethode – Projektfinanzierung, Unternehmensfinanzierung oder Innenfinanzierung – gewählt wird. Allerdings erfolgt die Kreditprüfung bei einer **Unternehmensfinanzierung** anders und bezieht sich auf die Fähigkeit des Unternehmens, aus seinen **allgemeinen Unternehmensaktivitäten** die Darlehen vereinbarungsgemäß zu bedienen. Bei einer **Projektfinanzierung** gilt es sicherzustellen, dass die **vom Projekt** generierten Zahlungsrückflüsse (Cashflows) ausreichend sind, um die Darlehen zurückzuführen. Und in diesem Zusammenhang müssen die Projektverträge geprüft und gegebenenfalls auch angepasst werden, damit die Projektfinanzierung „bankable“ wird. Wenn ein PPA aber die einzige Einkommensquelle eines Projekts darstellt, muss die Projektfinanzierung den PPA stärker fokussieren. Sofern es sich um eine **Innenfinanzierung** handelt, wird der Produzent von grünem Strom das Vorhaben gänzlich aus Eigenmitteln darstellen und somit den Bankenmarkt gar nicht in Anspruch nehmen. Das ist derzeit denkbar bei Offshore-Windparks und könnte zukünftig auch auf größere Entwickler zutreffen. Vorteil wäre die geringere Komplexität der Vertragsverhandlung, Nachteil der Verzicht auf die positiven Aspekte, die sich aus dem Leverage-Effekt heraus ergeben.

Bei einer **Projektfinanzierung** beurteilt sich die Höhe der Fremdmittelausstattung danach, wie sicher das Projekt in der Lage ist, auch bei realistischen, aber adversen Bedingungen die operativen Kosten und den Kapitaldienst zu erwirtschaften. Die Stabilität der Cashflows entscheidet damit darüber, ob eine Projektfinanzierung überhaupt in Frage kommt bzw. wie viel Fremdmittel über welchen Zeitraum zur Verfügung gestellt werden können.

## Darüber hinaus gibt es folgende Unterschiede zwischen einer PPA- und einer EEG-Vermarktung:

- Der Abnehmer bestimmt bei Abschluss eines PPA das Preisrisiko und wird für den **Risikotransfer** einen **Preis** verlangen, das heißt, dass der garantierte Preis niedriger ausfallen wird als die prognostizierten zukünftigen Strompreise, wie sie sich an der Börse ergeben.
- Im Vergleich zwischen der Abnahme über einen PPA oder über das EEG wird die **Bonität des Abnehmers** bei einem PPA relevant. Die Bonität der Bundesrepublik Deutschland, die als Gesetzgeber (des EEG) und damit als maßgeblich für die Sicherstellung der Einspeisevergütung in Form des anzulegenden Wertes zu sehen ist, wird besser eingestuft werden als die Bonität jedes anderen Abnehmers. Damit würde eine Bank bei sonst gleichen Bedingungen immer eine Abnahme durch das EEG bevorzugen. Diese Bevorzugung drückt sich in den Finanzierungsbedingungen aus, also der Preisstellung, der Darlehenshöhe und der Tilgungsstruktur (siehe auch Abschnitt 3.3 „Der Lieferbeginn und die Vertragslaufzeit“).
- **Derzeit (noch) höhere Transaktionskosten bei PPAs:** Bei einem PPA ist nicht nur die Abstimmung zwischen den Vertragsparteien aufwendig, sondern auch die zunächst einmalige, dann wiederkehrende Abstimmung und Prüfung durch die finanzierenden Banken. Es gibt eine Reihe von Bestrebungen mehrerer Marktakteure, PPA-Verträge zu vereinheitlichen.<sup>2</sup>
- **Aber auch Transaktionsvorteile bei Nutzung von PPAs:** Der Betreiber muss bei einem PPA-Abschluss bestimmte **Anforderungen** nicht erfüllen, die das EEG stellt. Es entfallen: a) die BImSchG-Genehmigung vor Ausschreibungszuschlag, b) ein Pönale bei verspäteter Fertigstellung, c) das Einhalten einer bestimmten Flächenkulisse, d) Zuwendungen an die Standortgemeinde und e) der regelmäßige Standortgüthenachweis bei Windenergieanlagen.
- **Regulatorischer Einfluss des Gesetzgebers: Bei Realisierung von Onshore-Wind- und PV-Vorhaben innerhalb des EEG gilt:** Wird ein solches Vorhaben realisiert, hat die Standortgemeinde den Anspruch, eine Zuwendung von 0,2 Cent/kWh zu erhalten (§ 6 (2) und (3) EEG). Dabei kann der Betreiber von seinem Netzbetreiber verlangen, dass die im Vorjahr geleistete Zuwendung von ihm erstattet wird (§ 6 (5) EEG). Damit handelt es sich um einen durchlaufenden Posten, der lediglich einen Betriebsmittelbedarf auslöst. Bei einer **Realisierung außerhalb des EEG – also über einen PPA** – ist zu unterscheiden: Bei Onshore-Windvorhaben sind die Länder für den Zubau zuständig, bei PV-Freiflächen die Kommunen. Nur in dem letztgenannten Bereich könnten Kommunen versuchen, mit dem Betreiber bilateral eine Zuwendung zu vereinbaren. In diesem Fall ist eine Erstattung durch den Netzbetreiber nicht möglich. Inwieweit diese Konstellation praktisch relevant wird, lässt sich derzeit noch nicht abschätzen. Es gibt aber gute Gründe dafür, dass eine Kommune bei PPA-Vorhaben auf Zuwendungen verzichtet, um nicht die Realisierung des PV-Vorhabens zu gefährden.
- **Seit geraumer Zeit werden PPA- und EEG-Vermarktung alternativ genutzt:** Soweit über einen PPA die Einnahmesituation von EE-Projekten verbessert werden kann, etwa weil die über PPA zu erzielenden Preise über denen der regulären EEG-Vergütung liegen, werden bereits heute verstärkt die Möglichkeiten eines temporären Wechsels in eine andere, direkte Vermarktungsform genutzt, wobei die Regelungen des EEG und damit auch ein „sicherer Hafen“ als Basis erhalten bleiben.
- Im **Vergleich** zwischen einer **Abnahme über einen PPA** und einer **Vermarktung über eine Börse** wird die Bank allerdings einen PPA als vorteilhafter ansehen, da dieser mit einer **geringeren Volatilität** der Einnahmen verbunden ist. Damit wird die Bank bereit sein, für die über einen PPA gesicherten Einkommensteile einen niedrigeren Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Cover Ratio, DSCR, siehe Infokasten) zu akzeptieren als für die Teile, die an der Strombörse vermarktet werden müssen. Aus Märkten mit einer weitgehenden Mengenregulierung (z. B. Schweden) wissen wir, dass für PPA-gesicherte Zahlungen DSCR-Werte von beispielsweise 1,2 gefordert werden, während Zahlungen an die Strombörse einen höheren DSCR von etwa 1,4 erfordern.

### Der Schuldendienstdeckungsgrad

Der Schuldendienstdeckungsgrad (Debt Service Cover Ratio, DSCR) ist die bei einer Projektfinanzierung wichtigste Kennzahl der Banken zur Verschuldungsfähigkeit und damit zur Bemessung der Fremdmittel. Der DSCR bildet das Verhältnis zwischen dem Cashflow und dem Kapitaldienst in einer Periode für das jeweilige Projekt ab. Abhängig von der Verlässlichkeit und der Volatilität der Cashflows ergeben sich unterschiedliche Anforderungen, um wie viel der DSCR einen Wert von 1,0 überschreiten muss.

Die Anforderung der Banken an die Höhe des DSCR hat Auswirkungen auf die Finanzierungsstruktur: Bei einem niedrigen DSCR ist die Bank bereit, dem Vorhaben mehr Fremdmittel zur Verfügung zu stellen als bei einem höheren DSCR. Dies ist für den Kreditnehmer aus zwei Gründen wichtig: Er spart bei einer niedrigen DSCR-Anforderung Eigenkapital ein. Und mehr Fremdkapital ermöglicht ihm, über den Leverage-Effekt seine interne Rendite zu erhöhen. Der Leverage-Effekt sagt aus, dass die Eigenkapitalrentabilität durch die Zuführung von Fremdkapital so lange gesteigert werden kann, wie die Gesamtkapitalrentabilität größer ist als die Fremdkapitalrentabilität.

<sup>2</sup> Auch die Marktoffensive Erneuerbare Energien erarbeitet aktuell einen Vertragsleitfaden, dieser wird in Kürze unter <https://marktoffensive-ee.de/publikationen/> zum Download bereitstehen.

# 03

## Ausgestaltung von PPAs und Implikationen für die Finanzierung von EE-Anlagen

### 3.1 Unterscheidung verschiedener PPA-Typen

**PPAs können in verschiedener Hinsicht klassifiziert werden, wobei es dabei um bestimmte Charakteristika geht, die eine Rolle dabei spielen, welche Form für welche Vertragssituation angemessen ist. Zunächst lässt sich unterscheiden, ob es beim Vertrag um die Lieferung von Strom geht (physischer PPA) oder um eine reine Geldzahlung (finanzieller PPA).**

Bei **physischen PPAs** geht es um die Lieferung der Ware Strom an einen Abnehmer. Hierbei ist es unerheblich, ob der Strom aufgrund räumlicher Nähe ohne Einspeisung in das öffentliche Netz geliefert wird (auch **On-site-PPA** oder **Direct PPA** genannt) oder ob der Strom über das öffentliche Netz eingespeist und damit indirekt vom PPA-Abnehmer bezogen wird (**Off-site-PPA**).

- a) Bei einem **On-site-PPA** sind die Anlagen regelmäßig auf die Bedürfnisse des Abnehmers ausgerichtet, was sich an der Nähe zum Verbrauchsort und der Vertragsdauer zeigt, die üblicherweise der Anlagennutzungsdauer entspricht. Die Erzeugungseinheiten liegen hinter dem Zählpunkt des Verbrauchers, wodurch Netzentgelte und netzbezogene Strompreisbestandteile vermieden werden. In einem On-site-PPA können Herkunftsnachweise ausgestellt und weitergegeben werden. Als nachteilig ist die stärkere Abhängigkeit des Erzeugers von der Bonität des Abnehmers zu sehen.
- b) Bei einem **Off-site-PPA** entsteht die Pflicht zur Übernahme des Bilanzkreismanagements, weshalb im Regelfall ein Energiehändler oder Netzbetreiber als Dienstleister herangezogen wird, der aktiv den Erzeugungsbilanzkreis managt, um Abweichungen der tatsächlichen Energieerzeugung auszugleichen und dafür eine sogenannte „Sleeving Fee“ erhält.

Bei einem finanziellen **PPA** (auch: Virtual, Financial PPA) geht es um eine reine Geldzahlung; eine physische Stromlieferung ist nicht geschuldet. Der Stromhandel erfolgt über die Strommärkte bzw. einen Versorger. Die Besonderheit dieses PPA-Typs besteht darin, dass unabhängig von der Preisentwicklung am Großhandelsmarkt ein individueller Strompreis zwischen den Parteien vereinbart und damit das Preisrisiko im vereinbarten Umfang ausgeschlossen wird. Hier kaufen bzw. verkaufen die beiden Vertragspartner die vertraglich definierten Strommengen an den Spotmärkten. Die Differenz zwischen Spotpreis und vertraglich vereinbartem Preis (**Referenzpreis**) wird finanziell zwischen Verkäufer und Käufer ausgeglichen (**Contract for Difference, CFD**). Ist der Spotpreis höher als der PPA-Preis, erhält der Abnehmer vom Produzenten eine Ausgleichszahlung und umgekehrt.

Unterschiede zwischen einem physischen und einem finanziellen PPA bestehen in der Due Diligence, beispielsweise in Bezug auf das Kontrahentenrisiko, die Interessen der Beteiligten, die Abgestimmtheit der Dokumentation, Basisrisiken zwischen physischer Lieferung und CFD-Vertrag und finanzrechtlichen bzw. bilanzrechtlichen Risiken (siehe Abschnitt 6). Als Abnehmer von finanziellen PPAs sehen wir im deutschen Markt für Erneuerbare-Energien-Projekte insbesondere im Segment Photovoltaik zum größten Teil die Energieversorger/Stromhändler (Utility PPA) und derzeit noch in kleinerer Anzahl deutsche sowie internationale Unternehmen (Corporate PPA). Finanzielle PPAs spielen derzeit noch keine bedeutende Rolle.

Abseits der Klassifizierung der PPAs stellen sich Fragen nach der Bonität des Abnehmers, etwaigen Kosteneinsparungsmöglichkeiten, möglichen Abhängigkeiten zwischen Käufer und Verkäufer sowie der rechtlichen Einordnung (siehe Kapitel 06 „Finanzrechtlicher Rahmen und Risiken“). Damit sind verschiedene Optionen abzuwägen und unternehmerisch zu entscheiden.



	Physischer PPA (Corporate PPA)	Finanzieller PPA
	Gegenstand des Vertrags ist die Lieferung der Ware Strom an einen Abnehmer.	Gegenstand ist eine reine Geldzahlung; eine Stromlieferung ist nicht geschuldet. Zwischen Käufer und Verkäufer wird ein individueller Strompreis vereinbart, der Stromhandel erfolgt an den Spotmärkten.
	On-site-PPA	Off-site-PPA
	Der Strom wird an den Abnehmer ohne Einspeisung in das öffentliche Netz geliefert.	Der Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist und damit indirekt vom PPA-Abnehmer bezogen.
	Über den Vertrag wird ein für beide Seiten fester Strompreis vereinbart.	
Vorteile	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Erzeugungseinheiten liegen hinter dem Zählerpunkt des Verbrauchers, wodurch netzbezogene Entgelte vermieden werden</li> <li>2. Netzüberlastungssituationen gibt es nicht</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Keine Abhängigkeit von der Bonität des Abnehmers</li> <li>2. Insgesamt höhere Flexibilität</li> </ol>
Nachteile	Abhängigkeit von der Bonität des Abnehmers	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Es entstehen netzbezogene Entgelte</li> <li>2. Netzüberlastungssituationen können entstehen</li> <li>3. Zusatzkosten durch den Netzbetreiber („Sleeving Fee“)</li> </ol>
		Planungssicherheit für beide Seiten hinsichtlich des Strompreises
		Grundsätzliche Frage nach dem andauernden Willen und Können des Vertragspartners, den Vertrag zu erfüllen

Tabelle 1: PPA nach Anlagenbetreiber



### 3.2 Wesentliche Vertragselemente in PPAs

Im Folgenden stellen wir die wesentlichen Vertragsbestandteile eines PPA dar.

a) Bei der **Preisgestaltung** gibt es folgende typische Ausgestaltungsformen:

	Gegenstand	Beurteilung
<b>Fixpreis</b>	Der vereinbarte Preis bleibt während der gesamten Abnahmedauer konstant.	Hohe Planbarkeit, aber auch – mit zunehmender Laufzeit – zunehmender Risikoabschlag
<b>Stufenpreis</b>	Der Preis ist für einen bestimmten Zeitraum konstant und wird danach an den Marktpreis angepasst.	Die Planbarkeit ist etwas geringer, spiegelt aber die Marktgegebenheiten besser wider. Die finanzierende Bank würde voraussichtlich den Stufenpreis als gegeben unterstellen, was wahrscheinlich für den Verkäufer günstiger wäre, als wenn die Bank mit eigenen (niedrigeren) Annahmen rechnen würde.
<b>Variabler Preis</b>	Der Preis ist unabhängig von der tatsächlichen Strompreisentwicklung an die Inflationsrate gekoppelt.	Der sich damit ergebende Preis wird zusätzlich von der Inflationsrate beeinflusst, die zu einer stärkeren Abweichung vom Marktpreis führen kann. Die finanzierende Bank wird hier höchstens die vertragliche Steigerungsrate ansetzen oder aber ihre niedrigere Annahme.
<b>Indexierter Preis</b>	Der Preis entwickelt sich entsprechend der Strompreisentwicklung am Markt, wobei Beschränkungen nach oben (Cap) oder unten möglich (Floor) sind.	Der indexierte Preis orientiert sich stärker an der realen Entwicklung. Hierbei ist die Bank relativ frei, eigene Erwartungen zu formulieren – eine bloße Fortschreibung ist nicht unwahrscheinlich.

**Tabelle 2: Preisgestaltungsformen bei PPAs – aus der Sicht des Finanzierers**

Sofern Produzent und Abnehmer im PPA einen Festpreis für den Strom vereinbaren, ist zu regeln, welche Partei im Fall einer Abweichung der Festpreise vom Spotmarktpreis das jeweilige Marktpreisrisiko zu tragen hat.

Bereits bei der Preisgestaltung ist erkennbar, dass Preis und Laufzeit miteinander in Bezug stehen: Tendenziell wird eine längere Laufzeit zu einem niedrigeren Preis führen. Für den Stromverkäufer (bzw. Anlagenbetreiber) ist es daneben wichtig, zu erfahren, wie die Bank Perioden bewertet, in denen kein fester PPA-Preis besteht.

b) Die **Liefermenge**

Ein zentrales Vertragselement jedes PPA-Vertrags ist die kontrahierte Stromproduktion.

	Gegenstand	Beurteilung
<b>Lieferung „Pay-as-produced“</b>	Es wird der Strom bezahlt, der geliefert werden kann.	Für den Stromabnehmer besteht ein Verfügbarkeitsrisiko. Er kann dies dadurch abschwächen, dass er eine „Überbuchung“ seines Bedarfs bei verschiedenen Produzenten vornimmt.
<b>Fixe (Baseload) Liefermengen</b>	Der Anlagenlieferant verpflichtet sich zur Lieferung einer festen Liefermenge.	Für den Anlagenbetreiber besteht das Risiko, Schadenersatzzahlungen an den Abnehmer zu leisten, sofern er nicht die vereinbarte Mindestmenge liefern kann.

**Tabelle 3: Beispiele von Liefermengenvereinbarungen**

Der Käufer kann den gesamten gelieferten Strom („Pay-as-produced“) kaufen. Das Lieferrisiko bis zur Übergabestelle trägt üblicherweise der Anlagenbetreiber. Regelmäßig wird der Anlagenbetreiber dazu verpflichtet, eine Ertragsausfallversicherung abzuschließen. Diese Versicherung deckt allerdings regelmäßig nur den Ertragsausfall aufgrund eines versicherten Sachschadens an der Anlage ab, nicht aber den aufgrund eines schwächeren Windangebots.

**Ein Baseload-PPA** verpflichtet den Produzenten zur Lieferung einer vertraglich vereinbarten Strommenge in einem festgelegten Zeitraum, inklusive einer definierten Verteilung über diesen Zeitraum. Damit wird das Mengenrisiko vom Abnehmer auf den Produzenten verlagert. Diese Art von PPAs ist im Ausland üblich und auch im deutschen PV-Markt gängig. Üblich ist die Vereinbarung von Liefermengen auf **Basis von Erwartungswerten** der Energieproduktion.

Der **P-Wert** gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der eine Energieproduktion überschritten wird.

Liegt der P50-Wert einer Windenergieanlage etwa bei 10 GWh pro Jahr, dann liegt der P75-Wert darunter, also bei etwa 9 GWh pro Jahr.<sup>3</sup> Die Unsicherheit des Ertragsgutachtens erlaubt es, abzuschätzen, wie wahrscheinlich es ist, dass das versprochene Produktionsniveau erreicht werden kann. Kann der Erzeuger die versprochene Energiemenge nicht liefern, wird er regelmäßig

verpflichtet sein, Strafzahlungen zu übernehmen bzw. die Differenzmenge teurer zu beschaffen.

Bei Baseload-PPAs liegt der Fokus aus Projektfinanzierungssicht darauf, die potenziell negativen Folgen einer nicht vertragsgerechten Produktion abzumildern. Der Finanzierer muss versuchen, zu quantifizieren, wie sich eine Nichtlieferung in Phasen hoher Strompreise auswirkt, falls sich das Projekt kurzfristig (zu hohen Preisen) am Spotmarkt eindecken müsste, um seine Lieferverpflichtung zu erfüllen. Hilfreich sind hierbei detaillierte Sensitivitätsanalysen mithilfe erfahrener Strommarktanalysten, die über Modelle der lokalen Gegebenheiten verfügen. Die Erfüllung derartiger Eindeckungspflichten muss von der Bank dann mit einer ausreichend dimensionierten Betriebsmittellinie oder von Reservekonten des Projekts begleitet werden.

Damit ergibt sich bei der Entscheidung, welche Liefermenge vertraglich fixiert wird, ein Zielkonflikt: Einerseits wird das Projekt ein Interesse daran haben, eine möglichst hohe Energieproduktion abzusichern (eine hohe Absicherung erlaubt einen niedrigen DSCR, siehe oben), andererseits wollen sowohl das Projekt als auch die finanzierende Bank Strafzahlungen möglichst vermeiden. Ab einem bestimmten, hohen kontrahierten Niveau der Energieproduktion wird die Bank von einer Finanzierung absehen oder deutliche Einschränkungen bei der Darlehensausstattung machen. Abbildung 2 verdeutlicht dies.

Hierbei wurde unterstellt, dass in allen Fällen tatsächlich der P50-Jahresenergie-Ertrag produziert wird.

### Absicherungsstrategie

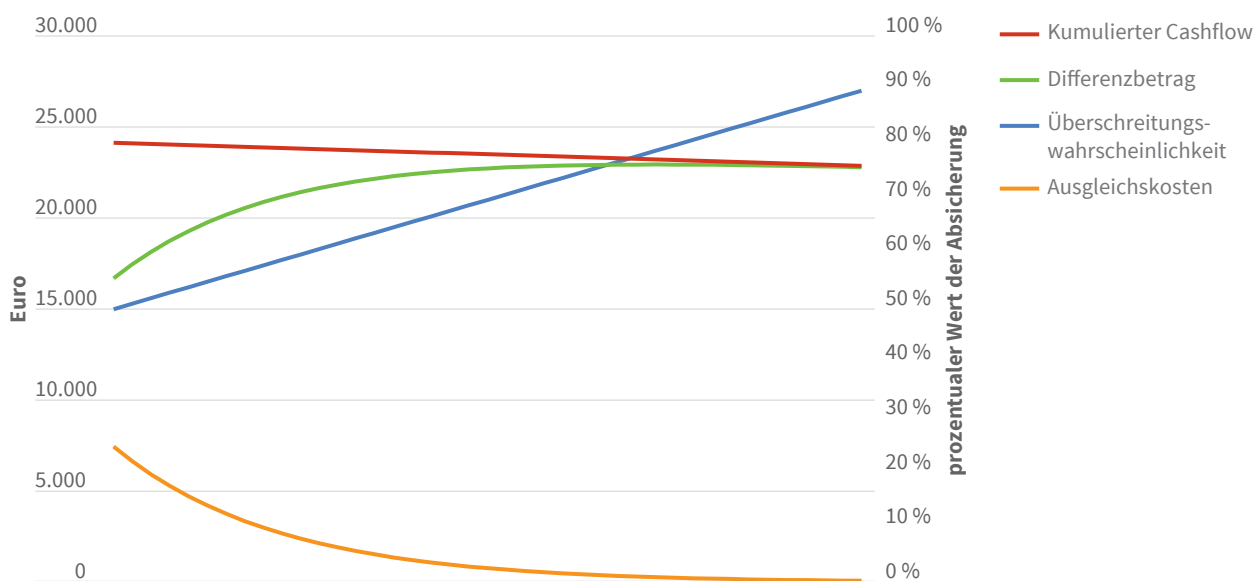


Abbildung 2: Überlegungen zu einer optimalen Liefermengenverpflichtung

<sup>3</sup> Die Wahrscheinlichkeit, dass die Windenergieanlage eine Stromproduktion von 9 GWh übersteigt, liegt im Beispiel bei 75 Prozent, die Wahrscheinlichkeit, dass ein Stromertrag höher als 10 GWh erzielt wird, bei 50 Prozent. Die Ertragsgutachter weisen in ihren Gutachten die Einzelunsicherheiten und die Gesamtunsicherheit für den betrachteten Standort aus, sodass es sich immer um eine standortspezifische Sicht handelt.

Das **Absicherungs-niveau** beginnt bei einem P90-Wert. Diese Energiemenge führt zu einem DSCR von 1,20, die darüber hinaus erzielte Jahresmenge zum P50 wird mit einer DSCR-Anforderung von 1,40 unterlegt. In einer Summe ergibt sich dann ein gewichteter DSCR von 1,23, der bei Annahme eines abgesicherten P50-Wertes auf 1,20 sinkt. Entsprechend ergibt sich der erste Graph in Abbildung 2. Insoweit gibt es gute Gründe, eine möglichst hohe Produktionsmenge über einen PPA abzuschließen.

Dem gegenüber stehen die Ausgleichskosten (siehe Abschnitt 4.1), die entstehen, weil das Vorhaben nicht immer in der Lage sein wird, die vertraglich zugesicherte Strommenge zu liefern, und hierfür alternative Energien beziehen oder Strafzahlungen leisten muss. Diese Kosten steigen an, je mehr die zugesprochene Strommenge sich dem P50-Wert nähert. In einer Nettobetrachtung ergibt sich dann das optimale Absicherungs-niveau, das in diesem Beispielfall im Bereich des P75-Produktionswertes liegt.

Sofern allerdings Strafzahlungen innerhalb eines PPA nicht vereinbart sind, wird der Erzeuger typischerweise die gesamte Produktionsmenge innerhalb eines PPA anbieten wollen. Eine Ausnahme könnte lediglich dann vorliegen, wenn er für die nicht im PPA vermarktete Restmenge eine noch bessere Vermarktungsoption erkennt. Denkbar wäre hier etwa eine Teilspeicherung, zum Beispiel über einen Batteriespeicher, die dann zu Zeiten von sehr hoher Nachfrage vermarktet werden kann.

Zusammenfassend: Die Liefermenge sollte den Asset-spezifischen Produktionsverlauf und etwaige Strafzahlungen berücksichtigen. Dies verlangt eine frühzeitige Kontaktaufnahme mit der Bank, um ihre Einschätzung und Konsequenz auf die Darlehenshöhe zu erfragen. Derzeit sehen wir PPA-Verträge, die im PV- und Onshore-Windbereich etwas unterhalb des P75-Ertrags liegen. Hier würden wir in der Zeitachse noch Veränderungen erwarten, da die Energieproduktion bei PV-Projekten weniger volatil ist als bei Windprojekten.

### 3.3 Der Lieferbeginn und die Vertragslaufzeit

Bei Neubauten werden PPAs häufig lange vor der Inbetriebnahme der Anlagen abgeschlossen, sodass die Risiken während der Bauphase geregelt werden müssen: **Lieferbeginn, Haftung bei einer Verzögerung der Inbetriebnahme und deren Sanktionierung** sind zu regeln. Hier empfiehlt es sich, mit einem angemessenen Puffer zu planen bzw. den Generalunternehmer über Anreizregelungen dazu anzuhalten, dass er auf jeden Fall rechtzeitig liefert.

In diesem Zusammenhang ist auf die Klausel „Höhere Gewalt“ im PPA-Vertrag hinzuweisen: Die Gründe der höheren Gewalt liegen vor, wenn der Erzeuger oder Abnehmer seinen Pflichten aus dem PPA-Vertrag gar nicht oder nur verspätet nachkommen kann er das ursächliche Ereignis aber weder vorhersehen noch abwenden konnte. Konsequenz des Eintretens von höherer Gewalt ist, dass die eigentlich verpflichtete Partei während dieser Zeit von der Erfüllung ihrer vertraglichen Pflichten befreit wird und nicht für Schäden haftet, die die andere Partei aufgrund der Nichterfüllung erleidet. Solche Ereignisse können unter anderem sein: Unruhen, Naturkatastrophen, Generalstreiks, Sabotage etc. sowie andere ähnliche Ereignisse. Hier ist allerdings Vorsicht geboten, da die relevanten Ereignisse Teil eines Verhandlungsprozesses sind.

Sollte ein solches Ereignis anhalten, besteht in einigen PPAs die Regelung, den PPA nach Ablauf einer vereinbarten Frist (z. B. 6 Monate) einseitig zu kündigen, sofern die Anlage nicht innerhalb einer ebenfalls vereinbarten Frist (z. B. 12 Monate) wieder funktionsfähig ist.

Bei der Ausgestaltung der **Vertragslaufzeit** sind mehrere Aspekte zu berücksichtigen:

	Sachverhalt	Einschätzung
<b>Technische und wirtschaftliche Nutzungsdauer</b>	<p>1. Technische Nutzungsdauer: Die noch zu erwartende, realistische Nutzungsdauer der Anlage ist abzuschätzen. Hier ergeben sich naturgemäß deutliche Unterschiede zwischen Neuanlagen und Ü20-Anlagen, bei denen zusätzlich zu überlegen ist, inwieweit Ersatzteile noch zu beziehen sind. Auch gibt es Unterschiede hinsichtlich der jeweiligen Asset-Klasse.</p> <p>2. Wirtschaftliche Nutzungsdauer: Hier ist zu überlegen, wie lange das Projekt noch Cashflows generieren kann, die eine Kapitaldienstfähigkeit bzw. eine positive interne Rendite zulassen.</p>	Laufzeiten können stark variieren: von 2 bis 25 Jahren
<b>Rechtliche Überlegungen</b>	Lange Laufzeiten können rechtlich kritisch sein: 1. § 305 ff. BGB (AGB-Recht), 2. Art 101 ff. AEUV (Wettbewerbsrecht)	Nachträgliche Angriffe insbesondere unter Verweis auf das AGB-Recht sind nicht auszuschließen.
<b>Marktentwicklung (Prognosegenauigkeit) und Einfluss auf die Darlehenshöhe</b>	Die Entscheidung über die Vertragslaufzeit erfolgt unter Unsicherheit: Je höher die Unsicherheit ist, umso sinnvoller kann es sein, kürzere Laufzeiten zu bevorzugen, da sich dann ein höherer Verkaufspreis erzielen lässt. Umgekehrt muss bei der Bank erfragt werden, mit welchen Vergütungssätzen sie im Anschluss an die PPA-Laufzeit weiter rechnet und welche Konsequenzen sich daraus für ihr Debt-Sizing ergeben (siehe folgendes Beispiel).	Hier ist eine individuelle Kalkulation und Abstimmung mit der Bank notwendig.

**Tabelle 4: Kriterien für die Vertragslaufzeit**

Neben der technischen und wirtschaftlichen Nutzungsdauer stellen sich – bei längeren Laufzeiten – **rechtliche Fragen**: Dies bezieht sich auf das AGB-Recht (§§ 305 ff. BGB) sowie das Wettbewerbsrecht (Art. 101 ff. AEUV). Nachträgliche Angriffe auf die Vertragslaufzeit unter Verweis auf das AGB-Recht sind nicht vollständig auszuschließen. Soweit und solange aber die Vertragslaufzeit unter Berücksichtigung der Gesamtumstände (Marktusancen, technische Nutzungsdauer etc.) als angemessen bewertet werden kann, dürfte der Vorwurf der unzulässigen Benachteiligung nicht erfolgreich sein. Auch wettbewerbliche Eingriffe der EU-Kommission sind möglich.

Stellt der Käufer den Vertrag, kann sich nur der Verkäufer (Projektgesellschaft) auf eine mögliche Unwirksamkeit der Laufzeitklausel berufen. Hier wird sich die finanzierende Bank im Kreditvertrag absichern, indem berücksichtigt wird, dass projektrelevante Verträge, wie der PPA, nur mit Zustimmung der Bank geändert, gekündigt oder ergänzt werden dürfen.

Ob ein PPA aus Sicht der Bank akzeptabel ist, hängt einmal von der Bonität des Abnehmers ab und dann von der Vertragslaufzeit des PPA im Verhältnis zur Laufzeit der Projektfinanzierung. Derzeit ist bei Projektfinanzierungen die Finanzierungslaufzeit

mindestens so lang wie die PPA-Laufzeit, meistens aber länger, damit akzeptieren die Banken auch Marktpreisrisiken. Die Banken bedienen sich in ihrer Einschätzung des Marktpreisrisikos entsprechender Strompreiskurven, die von einem renommierten Marktgutachter stammen. Während in den internationalen Projekten dabei Fremdkapitalquoten von 50 bis 60 Prozent üblich sind, werden im deutschen Markt auch höhere Fremdkapitalquoten realisiert. Für die Bank bedeutet das, dass Einnahmen, die nicht innerhalb eines PPA durch einen Abnehmer garantiert werden, einem Marktpreisrisiko unterliegen, das entsprechend zu bewerten ist.

Konkret sehen wir, dass einige Kreditinstitute eine möglichst lange PPA-Laufzeit von zum Beispiel 10 bis 15 Jahren fordern, um das Preisrisiko zu minimieren und eine möglichst hohe Stabilität des Projekt-Cashflows über die Finanzierungslaufzeit zu erreichen. Andere Kreditinstitute akzeptieren auch zunächst kürzere Laufzeiten von 5 Jahren – hier sind Aspekte wie der Einfluss des Regulierungsumfeldes, die Investitionskostenansätze und die marktüblichen Abschläge für den Risikotransfer zu nennen. In der Praxis versucht die Bank, das Marktpreisrisiko durch geeignete Mechanismen zu verringern.

Ein erster Schritt ist die **Bewertung des Merchant-Risikos durch die Bank:**

In dem folgenden Beispiel (Tabelle 5) stellt der Zahlungsstrom 1 einen festen 10-jährigen PPA dar, der von Erzeuger und Bank mit 1.000 Geldeinheiten (GE) bewertet wird. Die Zahlungsströme 2a und 2b zeigen zwei mögliche Strompreisentwicklungen, die gleich wahrscheinlich sein sollen. Ein risikoneutraler Erzeuger wird die beiden Zahlungsströme 2a und 2b als gleich gut wie den Zahlungsstrom 1 bewerten. Die Bank sieht das anders: Da sie nicht an einem Upside partizipiert, wird sie nur den Zahlungsstrom 2b betrachten, der zu einer schlechteren Bewertung des Vorhabens von 900 GE führt. Volatilität ist also etwas, was ein Investor als Chance und Risiko begreifen kann, eine Bank aber ausschließlich als Risiko.

In Szenario 3 (Zahlungsstrom 3) schließt der Erzeuger über einen kürzeren Zeitraum von 5 Jahren ab und kann einen etwas höheren PPA-Preis von 105 GE durchsetzen und rechnet selbst mit anschließenden Vergütungssätzen, die er aus dem 10-jährigen PPA kennt – das wäre für ihn die beste Lösung. Die Bank kombiniert die höheren PPA-Werte der ersten 5 Jahre mit den niedrigeren der Jahre 6 bis 10 und wird diese Lösung nicht favorisieren.

	Summe	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Zahlungsstrom 1	1.000	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Zahlungsstrom 2a	1.100	100	100	100	100	100	120	120	120	120	120
Zahlungsstrom 2b	900	100	100	100	100	100	80	80	80	80	80
Zahlungsstrom 3 (Investor)	1.025	105	105	105	105	105	100	100	100	100	100
Zahlungsstrom 3 (Bank)	925	105	105	105	105	105	80	80	80	80	80

**Tabelle 5: PPA-Laufzeit und Sicht der Banken**

Die Vertragslaufzeit eines PPA hat Einfluss auf die Bewertung des zukünftigen Cashflows durch die Bank: Üblicherweise wird die Bank für den Zeitraum und die Menge, die nicht durch einen PPA gesichert sind, historisch ableitbare Strompreise für die jeweilige Asset-Klasse benutzen, die möglicherweise noch um einen

Risikoabschlag reduziert sind. Die jeweils von der Bank unterstellten, erwarteten Erlöse haben Einfluss auf die Höhe des Fremdkapitals und damit auch auf die interne Verzinsung. Dies stellen wir in der folgenden Tabelle 6 dar, die sich auf einen aktuellen PV-Freiflächenpark bezieht:

#### Vergütungssatz in Cent/kWh

	Jahre 1-10	Jahre 11-13	Jahre 14-20	Darlehensbetrag in T€	Min. DSCR	Belastbarkeit	IRR
1	4,55	4,55	4,55	5.027	1,11	./ 12,05 %	13,15 %
2	4,55	3,61	3,61	4.037	1,05	./ 12,05 %	0,94 %
3	4,55	3,43	3,43	3.747	1,04	./ 12,05 %	./ 0,19 %
4	4,55	4,55	3,43	4.017	1,06	./ 12,05 %	1,95 %
5	4,35	4,35	3,43	4.017	1,06	./ 12,05 %	0,08 %

**Tabelle 6: PPA-Laufzeit, Debt-Sizing und IRR**

In Tabelle 6 wird die Beurteilung von verschiedenen PPA-Laufzeiten in Kombination mit unterschiedlichen Vergütungssätzen dargestellt. Die Maßgabe der Bank ist, dass bei jedem Szenario die gleiche Belastbarkeit<sup>4</sup> erreicht wird, was über die Darlehenshöhe ausgesteuert wird. Damit ergeben sich unterschiedliche Eigenmittelbedarfe und folglich unterschiedliche interne Renditen.

Im ersten Fall hat der Erzeuger einen 10-Jahres-PPA abgeschlossen und rechnet damit, dass er diesen Wert auch die sich anschließenden 10 Jahre erzielt. Wenn die Bank diese Sicht teilen würde, könnte sie 5,03 Millionen Euro an Darlehen zur Verfügung stellen. Da die letzten 10 Jahre aber vertraglich fixiert sind, wechselt sie in ihrer Betrachtung zum Beispiel auf den durchschnittlichen Marktwert von Solarstrom der letzten Jahre (Szenario 2) oder nimmt hiervon sogar noch einen Abschlag (Szenario 3), was den Darlehensbetrag deutlich reduziert. Am interessantesten ist der Vergleich zwischen den Varianten 3 und 5: In 3 ist die Vergütung im Rahmen des 10-jährigen PPA abgebildet, mit der darauffolgenden Preisannahme der Bank. Einigen sich der Verkäufer und der Käufer auf einen niedrigeren Preis von grünem Strom von 4,35 Cent/kWh, dann aber für 13 Jahre (Szenario 5), kann die Bank dem Vorhaben mehr Darlehen zur Verfügung stellen als in Szenario 3 und auch die interne Rendite verbessert sich leicht.<sup>5</sup> Für die Bank ergibt sich in dem Beispiel hinsichtlich des Debt-Sizing keine Unterscheidung zwischen Szenario 4 und 5, da der minimale DSCR erst in den letzten Jahren des PPA zum limitierenden Faktor wird.

Neben einer vorsichtigen Bewertung werden die Banken **kreditvertragliche Mechanismen** vereinbaren, die sie vor Marktpreisrisiken schützen: Hierzu zählt insbesondere die Vereinbarung, dass ein vergleichbarer neuer PPA vor Ablauf des ersten PPA abgeschlossen werden muss. In den meisten Fällen wäre dieser neue PPA ein bis zwei Jahre vor Ablauf des ersten PPA vorzuweisen. Denkbar ist auch, dass rollierend die Laufzeit des PPA verlängert wird.<sup>6</sup> Sollte ein neuer PPA nicht vertragsgemäß vorgelegt werden können, greifen zuvor im Kreditvertrag festgelegte Mechanismen:

- 1. Ausschüttungssperre:** Ausschüttungen an die Gesellschafter sind limitiert oder untersagt, solange der neue PPA nicht abgeschlossen ist. Bei Abschluss des neuen PPA würden dann blockierte Mittel wieder freigegeben.
- 2. Cash Sweep:** Wird ein niedrigerer Strompreis als im bestehenden PPA abgeschlossen, ist zu prüfen und abzustimmen, ob das Projekt die laufenden Kosten und den Kapitaldienst mit den vereinbarten Erlösen bedienen kann. Sollte das nicht der Fall sein, ist zum Beispiel ein Teil der auf dem Reservekonto vorhandenen und bis dahin erzielten überschüssigen Beträge zur Bedienung des zukünftigen Kapitaldienstes zu verwenden.
- 3. Möglicherweise werden auch zum Zeitpunkt des Kreditvertragsabschlusses Mindestpreise für den neuen PPA-Abschluss vereinbart, deren Erfüllung durch **Verpflichtungserklärungen der Gesellschafter** abgesichert wird.**

Schließlich besteht die Möglichkeit, die Finanzierungslaufzeit risikoadäquat anzupassen: Im internationalen Umfeld haben sich hier oft **Mini-Perm-Strukturen** herausgebildet, das sind

kurz gehaltene Finanzierungslaufzeiten, mit dem Ziel, über eine Anschlussfinanzierung auf Basis der sich verändernden Marktparameter neu zu entscheiden.

Schließlich wird die Bank eine dem Risikoprofil **angemessene Tilgungsstruktur** anstreben: Dazu kann gehören, dass sie einen DSCR anstrebt, der während der Darlehenslaufzeit annähernd konstant ist. Dies erreicht sie durch zwei Darlehenstranchen mit unterschiedlichen Laufzeiten: Die Tranche mit der kürzeren Laufzeit ist vollständig getilgt, wenn die unterstellte niedrigere Vergütung des PPA einsetzt.

Insgesamt zeigt sich: Die oben beschriebene Liefermengenbeschränkung ist etabliert und üblich, während – bei projektfinanzierten Vorhaben – eine zeitlich sehr begrenzte Absicherung (noch) unüblich ist. Die Anforderungen an die Laufzeit des PPA sind letztlich von der Risikobereitschaft des Erzeugers, des Investors und der Bank abhängig. Beide Formen, EEG-Vermarktung und PPA-Abnahmevertrag, sind grundsätzlich für Projektfinanzierungen geeignet, allerdings begrenzt insbesondere eine kurze Laufzeit des PPA die Verschuldungskapazität erheblich. Für Investoren, die niedrige Verschuldungsgrade bevorzugen, kann dies aber dennoch akzeptabel sein. Die Wahl der Vertragsdauer ist ein komplexes Thema, bei dem es auch darauf ankommt, frühzeitig die Banken einzubinden. In jedem Fall muss der Verkäufer eine eigene Markterwartung entwickeln, die Reaktion der Bank auf verschiedene Szenarien abfragen und die unterschiedlichen Möglichkeiten durchrechnen. Da es derzeit im deutschen Markt noch keinen Standard bei den PPA-Verträgen gibt, sind diese bislang immer unter Einbindung von Juristen zu bewerten.

<sup>4</sup> Mit Belastbarkeit ist der maximale mögliche Rückgang der Einnahmen gemeint, bei dem der Kapitaldienst gerade noch gedeckt werden kann (DSCR = 1,0). In diesem Fall erwartet die Bank, dass ein Rückgang von 12,05 Prozent gegenüber dem P50-Niveau noch kapitaldienstfähig ist.

<sup>5</sup> Die interne Rendite (Internal Rate of Return) ist der Zinssatz, bei dem sich ein Kapitalwert von null ergibt. Sie ist ökonomisch als Wachstumsrate des anfänglich eingesetzten Eigenkapitals zu verstehen. Trotz gewisser Nachteile (insbesondere die implizite Wiederanlageprämisse) wird sie gerne verwendet, da sie den Investor in einer Maßzahl darüber informiert, ob sich sein Investment lohnt oder nicht.

<sup>6</sup> Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn der Markt bestimmte Absicherungszeiträume noch nicht vorgibt, sondern zum Beispiel bei zehn Jahren limitiert ist. Dann kann vereinbart werden, dass nach einem Jahr Laufzeit des PPA das 11. Jahr abgesichert wird und so weiter.

# 04 Strompreisbildung in PPAs

## 4.1 Wertkomponenten eines PPA – Grundlaststrompreis, Herkunftsnachweis, Umformungskosten und Ausgleichskosten

**Im Rahmen eines PPA gibt es mehrere Faktoren, die den Wert des produzierten Stroms ausmachen. Diese Wertkomponenten spiegeln die Marktsituation von Strom, von grünem Strom und von individuellen Faktoren des Projekts wider.**

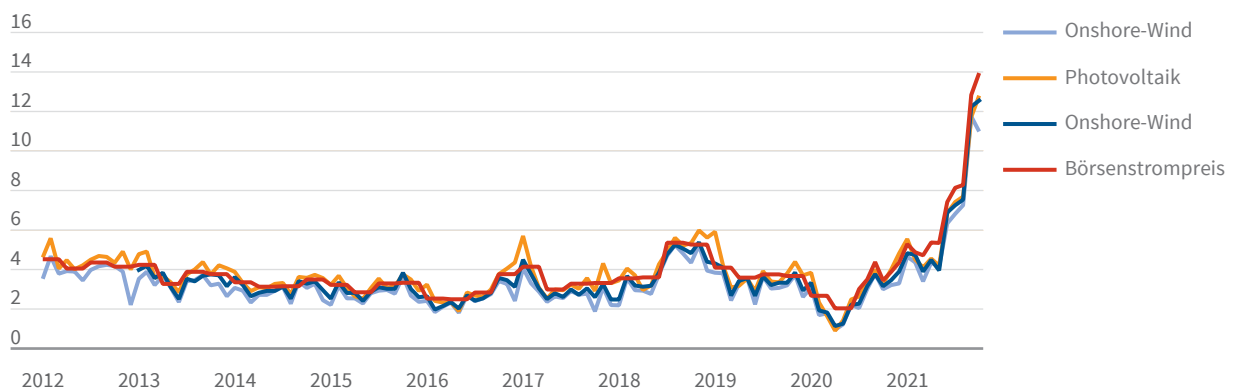
Der größte Werttreiber bei einem PPA ist die Höhe des **Grundlaststrompreises**, dies kann ein Preis im Terminmarkt sein oder die geschätzte Durchschnittshöhe des künftigen Kassakurses.

Darüber hinaus sind die Abnehmer in zunehmendem Maße bereit, für die mit dem Strom mitgelieferten Herkunftsnachweise<sup>7</sup> eine Art Nachhaltigkeitsprämie zu zahlen. Dies ist innerhalb des EEG nicht möglich: Um Transparenz und Glaubwürdigkeit hinsichtlich der Stromherkunft gegenüber dem Verbraucher zu sichern, darf Strom, der bereits nach dem EEG gefördert wird, nicht als Grünstrom gekennzeichnet werden, da hier das Doppelvermarktungsverbot nach § 80 EEG greift (EEG 2017). Alle Nachhaltigkeitsstrategien, die auf einen kohlenstofffreien Umbau unseres Wirtschaftssystems abzielen, basieren auf einem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien, die aufgrund der deutlich gesunkenen Stromgestehungskosten auch in den Bereichen E-Mobilität, Wasserstoffgewinnung oder erneuerbare Wärme eingesetzt werden können. Die erhöhte Nachfrage nach grünem Strom ist letztlich Ergebnis einer staatlichen Entscheidung, dass in bestimmten Bereichen grüner Strom eingesetzt werden muss oder andernfalls eine Strafzahlung zu leisten ist. Dies gilt insbesondere für die Vorgaben der EU-Kommission, für die Herstellung von grünem Wasserstoff bzw. seinen Derivaten verstärkt auf PPAs zu setzen bzw. diese zur Voraussetzung zu machen.

Dadurch steigt die Nachfrage nach grünem Strom und damit auch die dafür gezahlte Prämie. Gegen Ende des Jahres 2021 sehen wir eine erhebliche Erhöhung der Preise von Herkunftsnachweisen, die bei einzelnen PV-Vorhaben bei 3 Cent/kWh liegen. Ob und inwieweit diese Entwicklung anhält, bleibt abzuwarten. Die Preisentwicklung signalisiert Knappheit und wird die Akzeptanz von PPA-Lösungen weiter fördern und in einer dynamischen Sicht den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien forcieren.

Weder Wind- noch Solarprojekte produzieren Grundlast, und dies führt zu Umformungs- und Ausgleichskosten. Die **Umformungskosten** sind die Differenz zwischen dem Grundlastpreis und dem realisierten Preis für die jeweilige Asset-Klasse (sogenannter **Marktwert**, siehe Abbildung 3). Diese Differenz ist das Ergebnis eines saisonalen Musters (z. B. mehr Solarenergie im Sommer), einer zwischentäglichen Form (z. B. mehr Solarenergie am Mittag) und unvorhersehbaren witterungsbedingten Schwankungen. Immer dann, wenn starker Wind weht oder die Sonne scheint, speisen die erneuerbaren Energien viel ein und machen den konventionellen Anlagen Konkurrenz, der Spotpreis ist tendenziell niedrig. Die Einspeiseleistung der erneuerbaren Energien und der Großhandelsstrompreis sind negativ korreliert (sogenannter **Kannibalisierungseffekt**). In Deutschland decken Windkraftanlagen mittlerweile über 18 Prozent und PV-Anlagen 9 Prozent des gesamten Strombedarfs. Der Preisabschlag, den Erneuerbare-Energien-Projekte am Großhandelsmarkt in Kauf nehmen müssen, weil sie nicht gleichmäßig über alle Stunden des Jahres liefern können, lag bei Onshore-Wind in den Jahren 2012 bis 2020 bei 12,7 Prozent und bei Offshore-Wind bei 7 Prozent, während Photovoltaik eine zusätzliche Prämie von 2,4 Prozent erwirtschaften konnte (siehe Abbildung 4). Bei einem zu erwartenden steigenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird sich der Marktwert tendenziell verringern.

**Monatsmarktwerte in Cent/kWh**



**Abbildung 3: Monatsmarktwerte und Börsenstrompreis**

<sup>7</sup> Herkunftsnachweise sind elektronische Dokumente, die als Nachweis gegenüber den Endverbrauchern dienen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbarer Energie stammt.



### Marktwerte in % vom Baseload

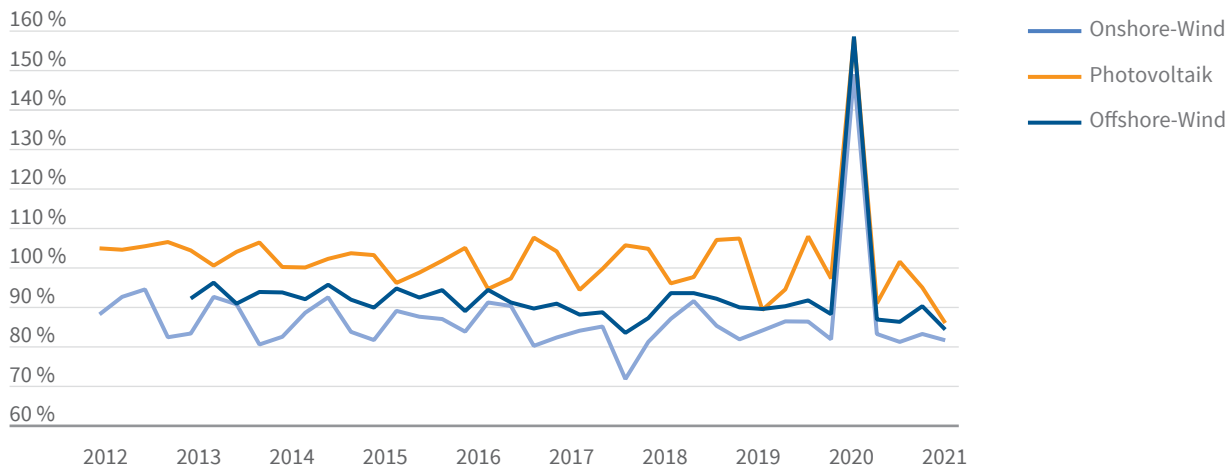


Abbildung 4: Marktwerte in Prozent vom Baseload

Die **Ausgleichskosten** ergeben sich aus der volatilen Natur des Solar- und Windangebots. Die Produktion von Solar- und Windenergie lässt sich für den Folgetag nicht vollkommen genau prognostizieren. Die Schwankungen zwischen der tatsächlichen Produktion und den Prognosen für den Folgetag führen zu Unausgewogenheit. Dies verursacht Systemkosten, für die der

Zahlende in Form von Ausgleichskosten aufkommt. Einerseits werden zwar die Ausgleichskosten durch die immer besser werdenden Prognosetechniken reduziert, aber andererseits führt die zunehmende Verbreitung von Wind- und Solarenergie zu höheren Ausgleichskosten. Zusammengefasst stellen sich die Wertkomponenten eines PPA wie in Abbildung 5 dar:

### Wertkomponenten für Strom aus EE (Angaben in Cent/kWh)

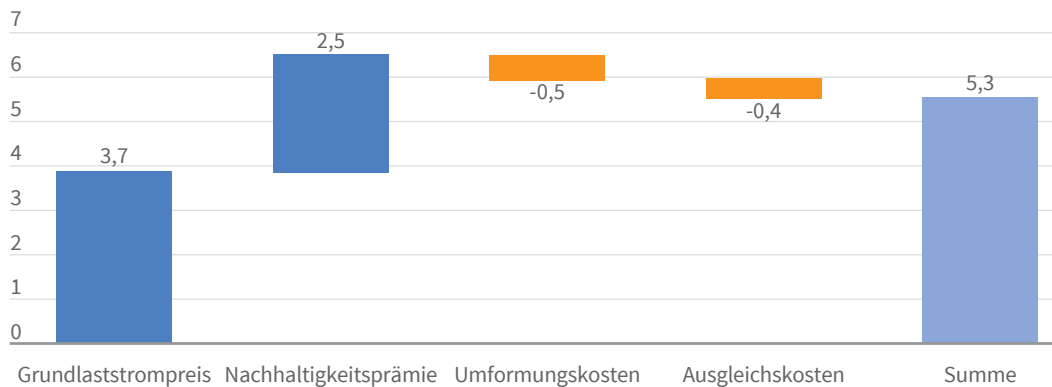


Abbildung 5: Wertkomponenten für Strom aus erneuerbaren Energien<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Die Beträge sind lediglich beispielhaft gewählt worden. Sowohl beim Grundlaststrompreis als auch bei der Nachhaltigkeitsprämie haben sich in den letzten Monaten erhebliche Veränderungen ergeben.

Zusammenfassend ergeben sich mehrere Einnahmen- und Ausgabenelemente, die bei der Bewertung eines spezifischen Erzeugungsprofils eine Rolle spielen. Der spezifische Wert eines PPA kann vom durchschnittlichen deutschen Marktwert deutlich abweichen. Dafür gibt es folgende Gründe:

1. Betriebsrestriktionen durch Umweltauflagen, Immissionschutz oder Schattenschlag
2. Engpässe in der Netzeinspeisung und demzufolge Abregelungen durch den Netzbetreiber
3. Lokale Wetterbesonderheiten im Vergleich zum Durchschnittswetter
4. Das Alter der Anlage bzw. die Technologie; moderne Anlagen haben tendenziell einen höheren Marktwert als Anlagen älteren Typs und Baujahrs

In jedem Fall ist die Prognose über die zukünftige Entwicklung des individuellen Marktwertes über einen längeren Zeitraum ähnlich herausfordernd wie die Strompreisprognose insgesamt. Man könnte die Position vertreten, dass das Marktwertisiko natürlicherweise beim Verkäufer verbleiben sollte, es aber vollständig auf den Käufer übergeht, wenn dieser den Strom zum Festpreis abnimmt, bzw. teilweise, wenn eine Preisstruktur mit Price Floor besteht.

Der PPA-Käufer übernimmt also das langfristige Preisrisiko inklusive Marktwertisiko ganz oder teilweise und wird darüber hinaus auch für den kurzfristigen Einsatz der Erzeugungsanlage, in Deutschland als Direktvermarktung bekannt, zuständig. Der kurzfristige Einsatz beinhaltet die Erzeugungsprognose, die Vermarktung der Erzeugung über den Day-Ahead- und Intraday-Markt, eventuell auch am Markt für Regenergie, die Abregelung bei negativen Preisen, gegebenenfalls die Abrechnung von Eingriffen durch den zuständigen Netzbetreiber usw. Diese Aktivität wird auch über das EEG hinaus ein wichtiger Wertbestandteil für den Betrieb neuer Erneuerbarer-Energien-Anlagen und daher auch für den PPA bleiben. Diese **Hedging-Kosten** fallen typischerweise beim Verkäufer an, der versuchen wird, sie auf den Käufer abzuwälzen.

## 4.2 Anlagenprofile und Stromgestehungskosten

**Für die weitere Entwicklung der erneuerbaren Energien und damit aber auch der Nutzung des Konstrukts eines Stromabnahmevertrags sind die Stromgestehungskosten von zentraler Bedeutung.**

Die Stromgestehungskosten (Levelized Costs of Energy, LCOE) sind der Nettobarwert der Stromkosten über die Lebensdauer einer Erzeugungsanlage. Sie beinhalten eine Reihe von Kosten über die Lebensdauer – insbesondere die Anfangsinvestition sowie alle Betriebskosten im Zähler und die gesamte Stromproduktion der Anlage im Nenner. Alle diese Werte werden barwertig berechnet, um so die Kapitalkosten zu berücksichtigen. Die LCOE werden oft als Ersatz für den durchschnittlichen Preis genommen, den die Erzeugungsanlage auf einem Markt erzielen muss, um über ihre Lebensdauer kostendeckend zu arbeiten. Für eine Berechnung dieser Kosten ist die Kenngröße LCOE auch geeignet und angemessen, solange sie auch die Integrationskosten und die Systemkosten der betrachteten Energie berücksichtigt. Sieht man sich die Projektverträge verschiedener Projektfinanzierungen in der Zeitachse an, so erkennt man, dass die Stromgestehungskosten bei PV-Projekten insgesamt deutlich gesunken sind (siehe Abbildung 6). Dies spiegelt hauptsächlich den Rückgang der Gesamtinvestitionskosten und der Betriebskosten wider.

Die hier betrachtete Stichprobe der letzten fünf Jahre besteht aus Projekten in Deutschland und zeigt, dass die durchschnittlichen LCOE für PV-Freiflächenprojekte bei 7,5 Cent/kWh liegen und gerade in den letzten Jahren noch deutlich gesunken sind. In 2021 werden Stromgestehungskosten von unter 5 Cent/kWh erreicht.

In Abbildung 6 haben wir die Entwicklung der Stromgestehungskosten des PV-Marktes mit den Zahlen des Onshore-Windmarktes in Deutschland verglichen. Während die LCOE-Werte für die PV-Märkte deutlich auf ein aktuelles Niveau von etwa 5 Cent/kWh gesunken sind, sind die LCOE-Werte für Onshore-Windprojekte auf ein Niveau von etwa 6,5 Cent/kWh gesunken, wobei hier die Spreizung innerhalb Deutschlands recht ausgeprägt ist.



Die Entwicklung der Stromgestehungskosten ist aus mehreren Gründen für das Thema PPA wichtig:

1. Die geringeren LCOE ermöglichen, dass wichtige EE-Erzeugungsklassen **zu konventionellen Energieträgern konkurrenzfähig** sind.
2. Damit eröffnen sich den erneuerbaren Energien **neue Anwendungsfelder**, die bis vor einigen Jahren noch gar nicht vorstellbar waren: Alle Nachhaltigkeitsstrategien basieren auf einem deutlichen Ausbau der erneuerbaren Energien, die in den Bereichen E-Mobilität, Wasserstoffgewinnung oder erneuerbare Wärme benötigt werden. Damit steigen die Nachfrage und der Preis für grünen Strom.
3. Erneuerbare Energien haben nunmehr vielfältige Abnehmer, die im unterschiedlichen Maße in der Lage sein werden, Vergütungen für grünen Strom zu zahlen. Dies wird auch bedeuten, dass es **Strukturverschiebungen** zu den Nachfragern geben wird, die in der Lage sind, den höchsten Preis für grünen Strom zu zahlen.
4. Die Fähigkeit der EE-Vorhaben, höhere Erträge zu erwirtschaften, wird auch dazu führen, dass die **Stromgestehungskosten tendenziell wieder steigen**, da die Zulieferer höhere Preise durchsetzen können.

Es wird in den nächsten Jahren eine stärkere Konzentration auf großvolumige Projekte im Multi-MW-Bereich erwartet. Dies liegt darin begründet, dass die Bedarfe der meisten industriellen Abnehmer – zumindest derzeit – auch eher im Multi-MW-Bereich liegen. Hinzu kommt, dass die Gestehungskosten etwa von grünem Wasserstoff mit der Erzeugungsgröße signifikant sinken. Und schließlich werden auch größere Aufdachanlagen eine nachgeordnete Rolle im PPA-Markt spielen: Einerseits sind die Kosten pro installierter Leistung etwa um den Faktor 2 bis 3 höher als im Freiflächenbereich, zum anderen sind die recht hohen vermiedenen Stromkosten der wesentliche Treiber ihrer Wirtschaftlichkeit.

Für PPA-Abschlüsse bedeutet dies: Einerseits wird sich grundsätzlich das Nachfragepotenzial für erneuerbare Energien deutlich erhöhen, was zu höheren Erlösen führen kann. Andererseits müssen sich die Anbieter von grünem Strom überlegen, mit welchem Abnehmer sie einen PPA abschließen wollen, wie nachhaltig sein Geschäftsmodell ist und welche alternativen Möglichkeiten bestehen, den grünen Strom bei einem eventuellen Ausfall des Abnehmers zu vermarkten.

#### LCOE (Wind und Solar)

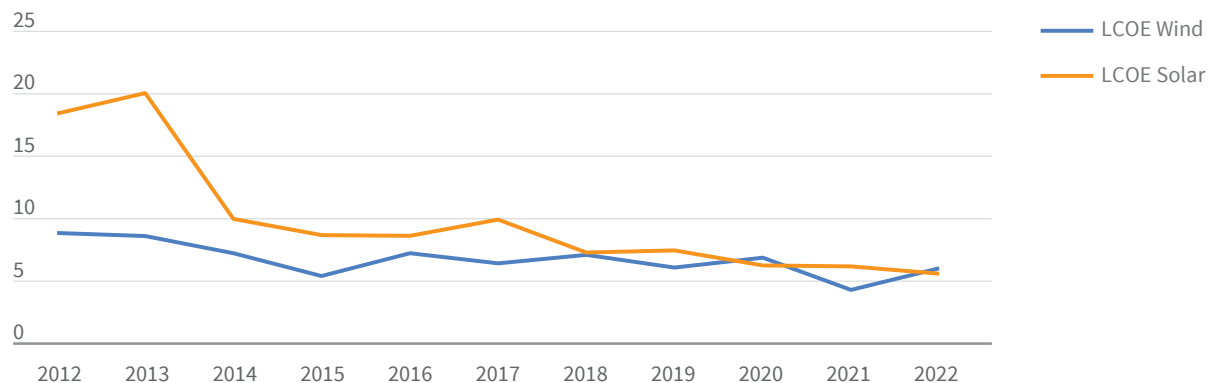


Abbildung 6: Entwicklung der Stromgestehungskosten in Deutschland (Wind-Onshore und PV)

# 05

## Einzupreisende Risiken bei der Gestaltung von PPAs

**Die zentralen Risiken, die sich aus einem Stromabnahmevertrag ergeben, lassen sich unter folgende Aspekte subsumieren:**

### 5.1 Bonitätsrisiko des Abnehmers

Es besteht das Risiko, dass der Käufer ausfällt, das heißt seinen Verpflichtungen aus dem Vertrag nicht oder nicht vollständig nachkommt. Bei Nichterfüllung des Vertrags verliert der Verkäufer die Sicherheit der vereinbarten Strompreise. Er müsste in einem solchen Fall einen adäquaten Ersatz finden, was nicht immer gelingen kann und in jedem Fall weitere Transaktionskosten verursacht.

Das Bonitätsrisiko ist dabei erheblich: Die aus dem PPA zu erwartenden Erlöse des Projekts müssen ja ausreichen, um das Eigenkapital inklusive einer angemessenen Rendite sowie das Fremdkapital und die vereinbarten Zinsen zu bedienen. In einer groben Abschätzung bedeutet das bei heutigen Projekten einen durch den PPA zugesicherten Zahlungsstrom, der zwischen 150 und 200 Prozent der anfänglichen Investitionskosten liegt, und das bezogen auf einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren.<sup>9</sup> Hinzu kommt: Ein PPA ist bei Insolvenz des Abnehmers nach § 119 InsO nicht automatisch kündbar; eine Insolvenz begründet kein Sonderkündigungsrecht. Damit wird klar, dass das Bonitätsrisiko eine zentrale Rolle bei der Beurteilung eines PPA durch das finanzierende Kreditinstitut bzw. den Stromproduzenten spielen muss.

Das **Bonitätsrisiko** meint das Risiko, dass eine Partei ihren kreditvertraglichen Pflichten nicht vollumfänglich nachkommt und sich damit Störungen bei der Bedienung des Kapitaldienstes, also der Zahlung von Zins und Tilgung, ergeben. Das Bonitätsrisiko bei einem PPA ist indirekter Natur. Es ist der Stromabnehmer, der zur Zahlung an den Stromproduzenten verpflichtet ist, der wiederum der Kreditnehmer bei einer Projektfinanzierung ist. Die Bonitätsbeurteilung erfolgt bei Banken bei bestehenden Unternehmen regelmäßig über eine Bilanzanalyse und bei Projektfinanzierungen zukunftsbezogen über eine Beurteilung der Cashflow-Entwicklung unter Stress-Szenarien.<sup>10</sup> Für die Abschätzung der Abnehmerbonität wird der Kreditgeber demnach eine Bilanzanalyse vornehmen. Allerdings ist ihre Aussagefähigkeit limitiert, da der Zweck einer Bilanz vergangenheitsbezogen ist, Gestaltungsräume offenlässt und nicht die zukünftigen Treiber der Wettbewerbsfähigkeit und Kreditwürdigkeit erfasst.

<sup>9</sup> Allerdings muss man an dieser Stelle den Wert abziehen, der bei einer alternativen Vermarktung (z. B. über die Strombörse) möglich wäre, sodass sich der genannte Wert entsprechend reduziert.

<sup>10</sup> Die jeweiligen Abnehmer werden von den finanzierenden Banken analysiert und bewertet, da sie neben den Preisrisiken auch die Absatzrisiken des Erzeugers zumindest teilweise übernehmen. Hierzu wird einerseits die wirtschaftliche Bonität der Abnehmer anhand öffentlich bekannter Jahresabschlusszahlen oder extern erfolgter und veröffentlichter Ratings (z. B. bei gelisteten Corporates) oder über von der Projektgesellschaft zu beschaffende Jahresabschlüsse überprüft. Ein wesentliches Kriterium spielt hierbei auch in der Regel der Gesellschafterhintergrund des Abnehmers, sofern es sich z. B. um zweifelsfreie Bonitäten der öffentlichen Hand handelt. Bei nicht vorhandenem externen Rating erfolgt die Bonitätseinstufung anhand interner Ratingkriterien des involvierten Finanzinstituts, um eine Kreditwürdigkeit des Abnehmers beurteilen zu können. Für eine Kreditwürdigkeit dient als Orientierung bei den meisten finanzierenden Instituten die Erfüllung des Investment-Grade-Kriteriums (externes Rating BBB- im Vergleich). Erfüllt das Rating des Abnehmers diese Anforderungen nicht, sind „adäquate“ zusätzliche Sicherheiten zu erbringen. Diese zusätzlichen Sicherheiten können unter anderem eine Garantie der Muttergesellschaft (wenn diese eine bessere Bonität aufweist), eine Bürgschaft einer Versicherung oder eine Bankbürgschaft sein. Die Garantie sollte die gesamte Laufzeit des PPA abdecken.

Für den Verkäufer stellt sich die Frage, wie das Bonitätsrisiko des Käufers bestmöglich aufgefangen werden kann. Hierzu gibt es folgende Ansätze:

	Sachverhalt	Vorteil	Nachteil
<b>Begrenzung der Laufzeit des PPA</b>		Das Bonitätsrisiko – bezogen auf einen Abnehmer – sinkt.	Eine Begrenzung der Laufzeit schöpft die Vorteile, die mit einem PPA verbunden sind, nicht vollständig aus.
<b>Rollierende Verlängerung des PPA</b>	Zwischen den beiden Vertragsparteien kann ausgehandelt werden, dass der PPA jedes Jahr um einen bestimmten Zeitraum verlängert wird.	Es entsteht so ein gleichbleibender Puffer, um auf Bonitätsverschlechterungen reagieren zu können.	Ein sofortiger Ausfall des Abnehmers kann hiermit auch nicht aufgefangen werden.
<b>Aufteilung auf mehrere PPA-Abnehmer</b>		Verringerung des Bonitätsrisikos: Bei etwaigem Ausfall eines Abnehmers bestehen gute Chancen, dass ein anderer PPA-Partner die frei gewordene Produktion übernimmt.	Etwas höhere Transaktionskosten, insbesondere wenn unterschiedliche Vertragsinhalte zu koordinieren sind. Management von Schnittstellen: Verträge müssen aufeinander abgestimmt werden und insbesondere eine Regelung zur Produktionsaufteilung beinhalten.

**Tabelle 7: Möglichkeiten des Umgangs mit dem Bonitätsrisiko des Abnehmers**

Denkbar ist, dass die Zahlungspflicht des Abnehmers durch eine Bankbürgschaft abgesichert wird. Eine Regelung im PPA, nach der erst bei einer wesentlichen Bonitätsverschlechterung des Abnehmers eine Bankbürgschaft zu stellen ist, kann praktisch undurchführbar sein, da eine Bonitätsverschlechterung üblicherweise auch Konsequenzen auf die Bereitschaft der Banken hat, Kreditlinien zur Verfügung zu stellen.

Der Abnehmer hat umgekehrt die Möglichkeit, seine Risiken durch den von ihm festgelegten PPA-Preis sowie durch die Forderung einer PPA-Garantie zu reduzieren. Die PPA-Garantie wäre dann vom Erzeuger bzw. dessen Kreditinstitut zur Verfügung zu stellen. Der Erzeuger verpflichtet sich zur Lieferung einer bestimmten Menge (Pay-as-produced) und unterlegt diese Verpflichtung mit einer Bürgschaft, die gezogen werden kann, sollte die Lieferung ausfallen. In der Praxis kann es schwierig sein, die projektfinanzierende Bank zu motivieren, eine Garantie für den Abnehmer herauszulegen: In der Risikobewertung der Bank wird diese Garantie gerade dann benötigt, wenn der Verkäufer (also ihr Kreditnehmer) keine ideale Bonität vorweisen kann.

Ein Sonderfall ergibt sich dann, wenn die PPAs in einem Land von einem Tochterunternehmen eines größeren Abnehmers umgesetzt werden. Banken und Investoren werden dann im Regelfall verlangen, dass die Verpflichtung der nationalen Tochter durch eine entsprechende Garantie der Mutter gesichert ist. Damit ergibt sich dann eine Bonitätsleihe der Tochtergesellschaft durch

die bonitätsmäßig besser dastehende Muttergesellschaft. Alternativ wäre es auch denkbar, dass auf die Garantie der Mutter verzichtet werden kann, sofern ein Ergebnisabführungsvertrag zwischen der Mutter- und der Tochtergesellschaft besteht.

Das **Bonitätsrisiko des Abnehmers** wird sich tendenziell erhöhend auf die **Risikomarge** und damit den Zinssatz auswirken. Dabei sollte zwischen der **Höhe des Zinssatzes** und dem Zinsänderungsrisiko unterschieden werden: Bei der Vereinbarung des Zinssatzes werden sich das höhere Ausfallrisiko des PPA-Kontrahenten und die Marktpreisrisiken in einer tendenziell höheren Risikomarge niederschlagen. Das **Zinsänderungsrisiko** hat der Produzent vor allem dann, wenn die Zinssicherung ausläuft (häufig nach 10 Jahren) und aufgrund der dann geltenden Rahmendaten die Zinskonditionen angepasst werden müssen. Zu diesen Rahmendaten zählt das dann aktuelle allgemeine Zinsniveau, aber auch das Projektrisiko und hier spielt dann auch die Abnehmerbonität mit hinein. Dieses Risiko kann sich verändert haben, was grundsätzlich auch für das Staatsrisiko bei einem EEG-Vorhaben gilt, das aber weniger volatil sein dürfte. Insofern wird das Zinsänderungsrisiko bei einem PPA-Vertrag eine größere Rolle spielen als bei einer staatlich garantierten Abnahme.

Zentral ist, dass mit zunehmender Vertragslaufzeit Mengen- und Preisrisiken die zentralen Herausforderungen bei der Ausgestaltung eines PPA sind. Diese beiden Aspekte werden im Folgenden beleuchtet.

## 5.2 Prognoserisiko des Wind- bzw. Sonnenangebots

Eine wichtige Herausforderung bei der Ausgestaltung des PPA-Vertrags besteht darin, sowohl für den Anlagenbetreiber als auch für den Abnehmer ausgewogene wirtschaftliche Regelungen für den Umgang mit der Volatilität der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu treffen. Stromlieferverträge aus Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen eine Regelung für den Fall beinhalten, dass es zu einer Mehr- oder Minderleistung der Anlage kommt. Während das **technische Risiko** recht gut bewertet bzw. versichert werden kann, ist dies für das Wetterrisiko nicht so trivial.

Da es bei Onshore-Windenergieanlagen zu Mehr- oder Minderleistungen der produzierten Energie kommt, muss im PPA auch das Volumenrisiko geregelt werden. Es wird daher typischerweise nur eine relativ wahrscheinlich zu produzierende Strommenge in einem PPA verkauft. Möglich ist, dass der Käufer auch Mehrerzeugungsmengen abnimmt, diese aber zum jeweiligen Spotpreis kauft. Dies führt für den Produzenten dann zu einem **Ausgleichsrisiko**. Er muss dann die versprochene Energiemenge liefern, was zu erhöhten Kosten führt. Die Überlegungen zu einer geeigneten Absicherungsstrategie finden sich in Abschnitt 3.2 „Wesentliche Vertragselemente von PPAs“.

Für den Stromabnehmer besteht das Risiko des Ausfalls des Anlagenbetreibers und der Verfügbarkeit der vereinbarten Liefermenge.<sup>11</sup> Schäden aus Lieferunterbrechungen können zumindest in Teilen von Versicherungen abgedeckt werden.

## 5.3 Preisrisiko aus Sicht von Erzeuger und Abnehmer

Ein PPA überträgt das langfristige Preisrisiko mit dem Marktwertisiko ganz oder teilweise vom Erzeuger auf den Abnehmer. Unter Preisrisiko wird das Änderungsrisiko des Vergütungspreises verstanden, das sich aus dem Änderungsrisiko des Großhandelsstrompreises und dem Marktwertisiko ergibt (siehe Abschnitt 4.1 „Wertkomponenten bei einem PPA – Grundlaststrompreis, Herkunftsnachweis, Umformungskosten und Ausgleichskosten“).

Man könnte die Position vertreten, dass das Marktwertisiko natürlicherweise beim Verkäufer verbleiben sollte, es aber vollständig auf den Käufer übergeht, wenn dieser den Strom zum Festpreis abnimmt, bzw. teilweise, wenn eine Preisstruktur mit Price Floor besteht.

Die langfristige Preisabsicherung lässt sich in der variablen Preisstruktur durch einen jährlichen Price Floor darstellen. Hierbei wird nach Abschluss eines Lieferjahres der volumengewichtete durchschnittliche Lieferpreis ermittelt, den der PPA-Verkäufer erhalten hat. Liegt er unter dem vertraglich vereinbarten Price

Floor, erstattet der Käufer dem Verkäufer die Differenz. Der Price Floor kann ein zentrales Element für die „Bankability“ des PPA sein: Mit ihm lassen sich die gesicherten Einkünfte berechnen, die dann in das Risikomodell der projektfinanzierenden Bank einfließen können. Der Price Floor ist wie eine Versicherung zu sehen, die der PPA-Verkäufer bei dem Käufer abschließt. Um die Kosten für diese Versicherung so niedrig wie möglich zu halten, können die Vertragspartner vereinbaren, dass der Verkäufer dem Käufer eventuelle Price-Floor-Zahlungen in den Folgejahren zurückerstattet, sollten sich die Strompreise wieder erholen. Eventuell ist auch eine PPA-Verlängerungsoption für den Käufer denkbar, sollten am Ende der regulären Laufzeit eines PPA noch Price-Floor-Zahlungen ausstehen.

Was der Price Floor „nach unten“ als Absicherung ist, ist der Price Cap „nach oben“ zur Kostensenkung des Absicherungsinstruments. Die Banken, die eine Projektfinanzierung zur Verfügung stellen, sind nicht an zusätzlichen Ertragschancen über die gesicherten Einkünfte hinaus interessiert. Eine Bank erwartet nur, dass sie ihren Kapitaldienst fristgerecht erhält – an Mehrerträgen partizipiert sie aber nicht. Der PPA-Käufer mag aber möglichen Preisausschlägen nach oben einen Wert beimessen. Akzeptiert der PPA-Verkäufer dann einen Cap, kann er damit dann eventuell den Price Floor anheben oder einen geringeren Abschlag auf den Spotpreis erreichen.

Der PPA-Käufer übernimmt also das langfristige Preisrisiko inklusive Marktwertisiko ganz oder teilweise und wird darüber hinaus auch für den kurzfristigen Einsatz der Erzeugungsanlage, in Deutschland als Direktvermarktung bekannt, zuständig. Der kurzfristige Einsatz beinhaltet die Erzeugungsprognose, die Vermarktung der Erzeugung über den Day-Ahead- und Intraday-Markt, eventuell auch am Markt für Regelenergie, die Abregelung bei negativen Preisen, gegebenenfalls die Abrechnung von Eingriffen durch den zuständigen Netzbetreiber usw. Diese Aktivität ist unabhängig von der Vermarktungsform – EEG oder PPA – notwendig.

Zunächst ist das Preisrisiko ein Aspekt, der primär den Abnehmer betrifft. Allerdings stellt sich mittelbar auch für das EE-Projekt die Frage, ob und inwieweit der Abnehmer bereit und in der Lage ist, seinen Verpflichtungen dauerhaft nachzukommen. Dies ist insbesondere dann von Interesse, wenn er dauerhaft aus dem PPA Verluste generiert. Sein Interesse an der Vertragserfüllung aus einem für ihn nachteiligen Vertrag wird sinken oder sie wird ihm gänzlich unmöglich werden, da die entstehenden Verluste für ihn existenzbedrohend werden können.

Insofern ist man als Verkäufer gut beraten, auch zu prüfen, ob es alternative Vermarktungsmöglichkeiten zu vergleichbaren Konditionen gibt. Die finanzierende Bank wird im Allgemeinen auch prüfen, ob und inwieweit in einem Stress-Fall ein Second-Way-Out besteht und welche Konsequenzen sich hieraus für die Kreditbedienung ergeben.

<sup>11</sup> Gleichwohl wären Bankgarantien für den Erzeuger eine in Deutschland eher ungewöhnliche Variante, da sie ein zusätzliches Risiko für die finanzierenden Banken darstellen würden. Erschwerend für die Bank kommt hinzu, dass sie aus dieser Garantie heraus in Anspruch genommen werden könnte, wenn das Vorhaben ohnehin nicht wie erwartet performt.

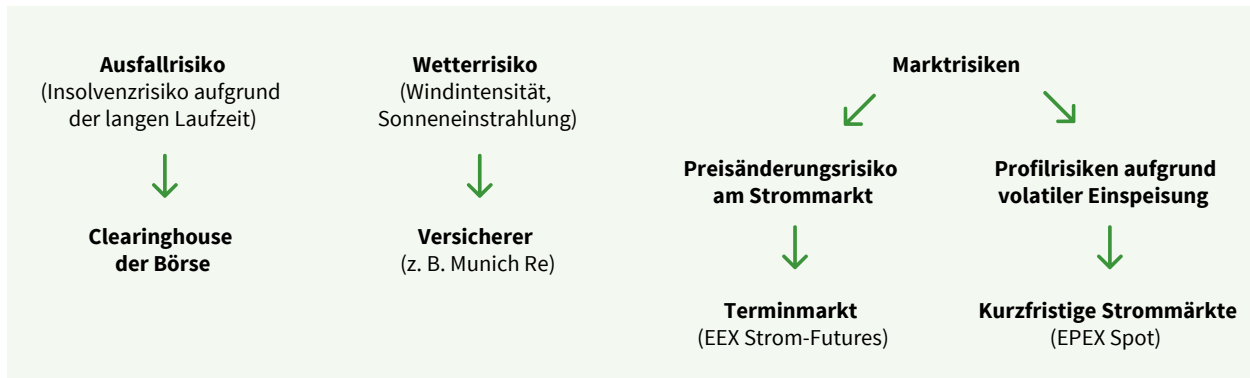


Abbildung 7: Absicherungsinstrumente/-institutionen für Ausfall-, Wetter- und Marktrisiken<sup>12</sup>

## 5.4 Portfoliorisiko der Banken

Neben der bisher auf einen einzelnen PPA fokussierten Risikoeinschätzung wird die Bank, ab einer nennenswerten Größenordnung, das Portfoliorisiko bewerten müssen.

Allgemein werden Banken nicht nur eine projektindividuelle Risikobewertung vornehmen, sondern neben einer Beobachtung der Marktpreisentwicklung auch das Risikopotenzial aus (Strom-) Marktpreisrisiken aller PPA-basierten Projektfinanzierungen in ihrem Portfolio regelmäßig bewerten und je nach eigener Risikotragfähigkeit Limite setzen. Dies dürfte zu einer insgesamt geringeren Finanzierungsbereitschaft der Fremdkapitalgeber führen als in bisherigen, EEG- bzw. CFD-basierten Vergütungssystem.

1. Entscheidend für die Bewertung der Marktpreisrisiken ist das **Verhältnis zwischen Finanzierungs- und PPA-Laufzeit** (der Zeitraum des vollen Marktpreisrisikos wird dabei üblicherweise als „negative tail“ oder „tail risk“ bezeichnet.)
2. Hinzu kommt die **individuelle Marktpreiseinschätzung**, die sich aus der Bewertung von Marktpreisszenarien verschiedener Studien von anerkannten Beratungsunternehmen zusammensetzt, deren Analyseparameter hier nicht näher betrachtet werden können. Berücksichtigt wird zum Teil auch die historische Strommarktpreisentwicklung zur Ermittlung eines erwarteten langfristigen Preisbodens in Stress-Szenarien, wie sie zum Beispiel während der COVID-Pandemie auftraten. Außerdem ist die historische Strommarktpreisentwicklung wichtig, um hieraus eine Volatilität abzuleiten, die für Prognosen genutzt werden kann.
3. Ein weiterer Aspekt sind **länderspezifische**, beispielsweise regulatorische **Risiken**, die die Funktionalität geschlossener PPAs oder die Vermarktung des produzierten Stroms im Anschluss an die PPA-Laufzeit beeinflussen können.

<sup>12</sup> Eigene Darstellung auf Basis von Reitz, 2021

# 06

## Finanzrechtlicher Rahmen und Risiken

### Finanzmarktregulierung: Reporting – Anforderungen aus MiFID II und EMIR

Die Verordnung Nr. 648/2012 (European Market Infrastructure Regulation, EMIR)<sup>13</sup> regelt die Aufsicht über den außerbörslichen Derivatemarkt.<sup>14</sup> Wesentliche Pflichten aus EMIR sind Meldepflichten bezogen auf Derivate, Clearingpflichten, besondere Risikominderungstechniken sowie die Nutzung eines Transaktionsregisters. EMIR erfasst grundsätzlich sogenannte OTC-Derivate. OTC-Derivate sind Derivate im Sinne des Anhangs I Abschnitt C Nr. 4 bis 10 der RL 2004/39/EU, MiFID, die nicht auf einem geregelten Markt im Sinne von Art. 4 Abs. 1 Nr. 14 der Richtlinie 2004/39/EG oder auf einem Markt in Drittstaaten, der gemäß Art. 19 Abs. 6 der Richtlinie 2004/39/EG als einem geregelten Markt gleichwertig angesehen wird, ausgeführt werden.

Grundsätzlich betroffen sind Unternehmen der „Finanzwirtschaft“, es existieren indes auch Regeln für sogenannte „nichtfinanzielle“ Unternehmen, zum Beispiel aus der Energiewirtschaft. Hier kommt insbesondere die Vermarktung oder Beschaffung von Energie in Betracht, da hierbei häufig Derivate beispielsweise zur langfristigen Vermarktung der Kraftwerkserzeugung im Rahmen des Risikomanagements, zur langfristigen Beschaffung des Absatzes oder zur Absicherung von Preisen genutzt werden.<sup>15</sup> Im Hinblick auf PPAs werden die Regeln relevant bei sogenannten finanziellen PPAs, da hier keine physische Stromlieferung vereinbart ist. In einem solchen Fall müssen die jeweiligen Unternehmen entweder der sogenannten Clearingpflicht nachkommen, wenn ein bestimmter Schwellenwert überschritten wird, oder aber es bestehen Pflichten zur Meldung der Derivate sowie zur Einhaltung von Risikominderungstechniken. Die Schwellenwerte sind in Art. 11 der Delegierten Verordnung Nr. 149/2013 (i.V.m. EMIR, Art. 10 Abs. 4 lit. b) geregelt und für fünf Derivateklassen jeweils festgelegt. Für Warenderivate, also solche mit Bezug auf Strom oder Gas, liegt die Schwelle bei 3 Milliarden Euro.

Auch im deutschen Recht gibt es entsprechende Regelungen, insbesondere das Gesetz über das Kreditwesen (KWG). In den Begriffsbestimmungen des § 1 KWG wird definiert, was unter den Begriff „Derivate“ fällt. Danach kann ein Stromlieferungsgeschäft

mit hinausgeschobener Erfüllung dann als Derivat im Sinne von § 1 Abs. 11 Satz 4 Nr. 2 KWG bezeichnet werden, wenn keine physische Erfüllung der Stromlieferung stattfindet. Wenn sich die Abnahmeverpflichtung des Käufers auf eine Verpflichtung zu einer Geldzahlung reduzieren lässt, ist davon auszugehen, dass ein solches Geschäft vom Standpunkt eines potenziellen Kapitalanlegers als Anlage- oder Spekulationsgeschäft wahrgenommen und genutzt wird.<sup>16</sup> „Es kann somit nicht ausgeschlossen werden, dass Finanz-PPAs je nach Ausgestaltung als Derivat zu qualifizieren sind. Eine abschließende Einschätzung ist aufgrund der unterschiedlichen Ausgestaltungsmöglichkeiten in den Finanz-PPAs jedoch im Einzelfall vorzunehmen.“<sup>17</sup> Wenn ein PPA als Derivat im Sinne des KWG eingeordnet wird, bedarf es einer Erlaubnis nach dem KWG.<sup>18</sup> Darüber hinaus unterliegt das jeweilige „Derivat“ dann der Finanzaufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin).

### Vorgaben aus der MiFID II Richtlinie

Seit dem 3. Januar 2018 gibt es darüber hinaus die sogenannte MiFID II Richtlinie (Markets in Financial Instruments Directive)<sup>19</sup>, umgesetzt in Deutschland durch das 2. Finanzmarktneuordnungsgesetz.<sup>20</sup> Die MiFID I Richtlinie zielte ab auf die Regulierung von Finanzintermediären, besseren Anlegerschutz und die Schaffung von alternativen Handelsplattformen, sogenannten Multilateralen Handelssystemen (Multilateral Trading-Facilities, MTF).<sup>21</sup>

Ziel der Novelle ist es, die Funktionsweise und Transparenz der Finanzmärkte zu verbessern und Verbraucher in der Europäischen Union besser zu schützen. Die Richtlinie erfasst Firmen, die im Rahmen ihrer üblichen beruflichen oder gewerblichen Tätigkeit Wertpapierdienstleistungen erbringen und/oder Anlagetätigkeiten ausüben. Die MiFID-Regeln zielen somit nicht in erster Linie auf Unternehmen aus der Energiewirtschaft ab. Allerdings enthalten sie zusätzliche Anforderungen und Pflichten, die erhebliche Auswirkungen auf Energieversorgungsunternehmen haben können, die ihre Unternehmensrisiken mit Warenderivaten (Finanzinstrumenten) absichern und die CO<sub>2</sub>-Zertifikate benötigen.<sup>22</sup> Energieversorgungsunternehmen können somit durch ihre Aktivitäten (z. B. Finanzdienstleistungen und Bankgeschäfte)

<sup>13</sup> Europäischer Rat und Europäisches Parlament, 2012

<sup>14</sup> Ausführlich hierzu: Zenke & Fischer, 2013, S. 211 ff.

<sup>15</sup> Bdew, 2014, S. 6

<sup>16</sup> Vgl. hierzu auch: Uibleisen & Groneberg, 2018, S. 122

<sup>17</sup> Uibleisen & Groneberg, 2018, S. 123

<sup>18</sup> Die Marktoffensive Erneuerbare Energien fordert hier eine Klarstellung der finanzrechtlichen Klassifizierung von finanziellen PPA

<sup>19</sup> Europäischer Rat und Europäisches Parlament, 2004

<sup>20</sup> BGBI., 2017, S. 1693 ff.

<sup>21</sup> Europäischer Rat und Europäisches Parlament, 2014

<sup>22</sup> Bdew, 2019, S. 6

<sup>23</sup> Bdew, 2019, S. 5



wie auch durch den Einsatz von Finanzinstrumenten (etwa den Handel an geregelten Märkten in Form von Eigengeschäften) in den Anwendungsbereich der MiFID fallen.<sup>23</sup>

Wesentliche Pflichten im Rahmen von MiFID II sind die Zulassung und Überwachung von organisierten Handelssystemen (Organised Trading Facilities, OTF), mehr Transparenz bei Positionen in Warenderivaten (Offenlegung ab einer jeweils definierten Höhe) und die Aufsicht über Datenbereitstellungsdienste. Ziel ist es, dass Marktdaten – etwa zu abgeschlossenen Geschäften in Finanzinstrumenten – transparenter und kostengünstiger zur Verfügung gestellt werden.

Grundsätzlich werden von MiFID II sogenannte Warenderivate und OTF (organisierte Handelsplattformen) erfasst. Erbringt ein Unternehmen gewerbsmäßig Bankgeschäfte oder Finanzdienstleistungen, ist grundsätzlich eine Erlaubnis (KWG-Lizenz) erforderlich. Bis zum 3. Januar 2018 gab es die sogenannte Warenhändlerausnahme, die für Tätigkeiten in der Energiewirtschaft wie zum Beispiel das Eigengeschäft mit Waren oder Warenderivaten anwendbar war. Im Hinblick auf die Energiewirtschaft gibt es allerdings nach wie vor eine Ausnahme: Ausdrücklich ausgenommen von der OTF-Erweiterung sind Geschäfte im Sinne der REMIT (also auf Strom und Gas ausgerichtet). Die REMIT<sup>24</sup> dient der Bekämpfung von Insiderhandel und Marktmanipulation auf den Energiegroßhandelsmärkten und ist seit dem 28. Dezember 2011 in Kraft. Für die Marktteilnehmer des Großhandels mit Strom und Gas bestehen seit 2015 Pflichten zur Registrierung. REMIT-Kontrakte, die effektiv geliefert werden müssen und an einem OTF (oder wie bisher rein bilateral) gehandelt werden, sind keine Warenderivate im Sinne der MiFID.<sup>25</sup>

Wichtig für Unternehmen in der Energiewirtschaft, die PPA abschließen möchten, ist somit, zu prüfen, ob die Vorschriften der europäischen wie der deutschen Finanzmarktregulierung greifen und welche Pflichten sich daraus für das jeweilige Unternehmen ergeben.

#### **Risiken bei der Bilanzierung von PPAs nach IFRS und HGB**

Bedingt durch ihren langfristigen Charakter und die unterschiedlichen Ausgestaltungsmöglichkeiten, zum Beispiel als physische oder finanzielle Verträge, stellt die Frage nach der bilanziellen Abbildung von PPAs einen nicht unwesentlichen Aspekt im Rahmen der Vertragsanbahnung dar. Im Zusammenhang mit der Bilanzierung nach internationaler Rechnungslegung (IFRS) stehen hier insbesondere der IFRS 16 (Leasing), der IFRS 9 (Finanzinstrumente) und

der IAS 37 (Schwebende Verträge) im Vordergrund. Aber auch Fragen der Konsolidierung in Abhängigkeit von den Besitzstrukturen und vertraglichen Regelungen sowie die Bilanzierung erworbener Grünstromzertifikate können relevant sein, sollen im Folgenden aber nicht im Detail beleuchtet werden.

### **6.1 IFRS 16 – Kriterien für die Klassifizierung eines PPA als Leasingverhältnis**

Ein PPA stellt ein Leasingverhältnis dar, wenn der Vertrag das Recht überträgt, einen identifizierten (spezifischen) Vermögenswert (z. B. Wind- oder Solarpark) für einen bestimmten Zeitraum im Austausch gegen eine Gegenleistung (meist eine monetäre Vergütung auf Basis des im Vertrag enthaltenen Verkaufspreises) zu nutzen. Die nach IFRS 16.B13-B20 erforderliche Identifizierung einer spezifischen Stromerzeugungsanlage kann dabei unter anderem durch die konkrete vertragliche Nennung der Wind- oder Solaranlage, in der der Strom erzeugt wird, erfolgen. Eine Identifizierung kann aber auch allein dadurch erfolgen, dass die Wind- oder Solaranlage dem Abnehmer zu einem bestimmten Zeitpunkt zur Nutzung zur Verfügung gestellt und somit stillschweigend spezifiziert wird.

PPAs räumen dem Abnehmer grundsätzlich Rechte für verschiedene wirtschaftliche Vorteile ein, wie zum Beispiel den Bezug der produzierten Energiemengen und der generierten Grünstromzertifikate. Gemäß IFRS 16.B21-B23 ist zusätzlich zu beurteilen, ob der Abnehmer während des gesamten Nutzungszeitraums im Wesentlichen den gesamten wirtschaftlichen Nutzen aus der Anlage zieht. Dies scheint gegeben, wenn der Abnehmer ein vertragliches Recht auf die Produkte der Energieerzeugungsanlage hat und diese tatsächlich auch abnimmt. Andersartige Regelungen können im Einzelfall nur basierend auf den individuellen vertraglichen Vereinbarungen unter Festlegung einer Wesentlichkeitsgrenze beurteilt werden. Bei einem finanziellen PPA mit Nettoabrechnung, das heißt einem Vertrag, bei dem der Abnehmer Grünstromzertifikate erhält, jedoch kein Recht auf physischen Bezug des Stroms hat, sondern lediglich Ausgleichszahlungen für Strompreisdifferenzen leistet oder bekommt, ist grundsätzlich davon auszugehen, dass kein Leasingverhältnis im Sinne von IFRS 16 vorliegt. Grund dafür ist, dass der Abnehmer mit den Grünstromzertifikaten lediglich ein Nebenprodukt der Stromerzeugung erhält und somit nicht im Wesentlichen den gesamten wirtschaftlichen Nutzen aus der Anlage zieht.

<sup>24</sup> Europäischer Rat und Europäisches Parlament, 2011

<sup>25</sup> Bdew, 2019, S. 51

Das darüber hinaus nach IFRS 16.B25-B30 erforderliche Recht, die Nutzung des identifizierten Vermögenswertes während des gesamten Nutzungszeitraums zu steuern, scheint erfüllt, wenn:

- der Abnehmer das Recht hat, zu entscheiden, wie und für welchen Zweck die Stromerzeugungsanlage genutzt wird. Hierbei steht insbesondere die betriebliche Kontrolle des Abnehmers über die Nutzung der Anlage im Vordergrund. Beispiele hierfür ist das Recht, zu entscheiden, wann der Strom erzeugt wird und ob Strom erzeugt wird oder nicht sowie die Menge des erzeugten Stroms; oder
- die relevanten Entscheidungen darüber, wie und zu welchem Zweck die Stromerzeugungsanlage genutzt wird, vorbestimmt sind und
  - der Abnehmer das Recht hat, den Vermögenswert während des gesamten Nutzungszeitraums zu betreiben, ohne dass der Lieferant das Recht hat, diese Betriebsanweisungen zu ändern; oder
  - der Abnehmer die Konstruktion bzw. das Design der Stromerzeugungsanlage in einer Weise entworfen oder beeinflusst hat, die vorgibt, wie und zu welchem Zweck die Anlage während des gesamten Nutzungszeitraums genutzt werden soll.

## 6.2 IFRS 9 und IAS 37 – Kriterien für die Klassifizierung eines PPA als Derivat oder schwebender Vertrag

Liegt kein Leasingverhältnis im Sinne des IFRS 16 vor, ist die Anwendbarkeit des IFRS 9 zu prüfen. Die folgenden Ausführungen setzen somit voraus, dass IFRS 16 nicht einschlägig ist. PPAs erfüllen häufig die Definition eines Derivats gemäß IFRS 9 Anhang A. Der Abschluss eines solchen Vertrags erfordert in der Regel keine Anfangsauszahlung, die Wertentwicklung ist an einen Marktpreis gekoppelt und der Vertrag wird in der Zukunft erfüllt. Wird der Vertrag jedoch zwecks des Empfangs oder der Lieferung von Strom inklusive Grünstromzertifikaten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf des bilanzierenden Unternehmens abgeschlossen, fallen PPAs nicht in den Anwendungsbereich von IFRS 9. Die sogenannte „Own Use Exemption“ gemäß IFRS 9.2.4 kommt zur Anwendung und der PPA ist stattdessen als schwebender Vertrag gemäß IAS 37 zu behandeln.

Die Own Use Exemption ist jedoch nicht anwendbar, wenn ein Nettoausgleich des PPA als Differenz zwischen dem Vertragspreis und dem zugrunde liegenden Marktpreis beabsichtigt ist oder praktiziert wird. Bei der Beurteilung sind sowohl die vertraglichen Gegebenheiten als auch die operative Steuerung entsprechender Verträge zu berücksichtigen. Wenn die im PPA vereinbarte Menge, die im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit des Abnehmers verbrauchte Menge übersteigt, muss dieser einen Teil des erworbenen Stroms verkaufen. Da der Abnehmer somit nicht den gesamten Strom selbst verbraucht, fällt der PPA aus Sicht des Abnehmers in den Anwendungsbereich von IFRS 9 und muss als Derivat erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden. In der Praxis ist bei Rückverkäufen zwischen der Reaktion

auf kurzfristige Schwankungen und einem Verkauf am Spotmarkt sowie systematischen Abweichungen in der Planung oder einem Verkauf am Terminmarkt zu unterscheiden. Darüber hinaus enthalten physische PPAs oft Klauseln zur Abrechnung von Mehr- und Mindermengen. Insbesondere bei Mindermengen kann ein Nettoausgleich vereinbart werden mit der Konsequenz, dass bei Ausübung der Mindermengenklausel die Own Use Exemption nicht mehr anwendbar ist. Bei finanziellen PPAs wird der erzeugte Strom nicht im Rahmen des Vertrags geliefert, sondern die Differenz zwischen dem Vertragspreis und dem zugrunde liegenden Marktpreis finanziell ausgeglichen. Sofern die Zertifikatskomponente die Kriterien für die Anwendung der Own Use Exemption erfüllt und der Vertrag somit als physischer Liefervertrag für Grünstromzertifikate ausgelegt werden kann, erfolgt die Bilanzierung der Stromkomponente separat als eingebettetes, trennungspflichtiges Derivat.

### IFRS 9 – Identifikation von eingebetteten Derivaten in einem PPA

Sowohl bei Vorliegen eines Leasingverhältnisses im Sinne des IFRS 16 als auch bei der Bilanzierung als schwebender Vertrag gemäß IAS 37 sind die Vertragskonditionen eines PPA auf das Vorliegen eingebetteter Derivate zu untersuchen. Nach IFRS 9 sind diese eingebetteten Derivate unter bestimmten Umständen vom Basisvertrag zu trennen und so zu bilanzieren, als wären sie freistehende Derivate, die eigenständig bewertbar sind. Bei der Beurteilung der Trennungspflicht eines eingebetteten Derivats steht insbesondere im Vordergrund, ob das eingebettete Derivat wirtschaftlich eng mit dem Basisvertrag verbunden ist oder nicht. Es ist hervorzuheben, dass diese Beurteilung stets auf dem jeweiligen Einzelfall beruht und bei Vorliegen eines Leasingverhältnisses zu einem anderen Ergebnis führen kann als bei einem schwebenden Vertrag.

Eine Referenzierung auf einen bestimmten Strompreisindex stellt zwar ein eingebettetes Derivat dar, ist aber in der Regel eng mit den wirtschaftlichen Merkmalen und Risiken eines PPA verbunden. Wenn zum Beispiel ein referenzierter Index aufgrund einer bestimmten Marktentwicklung steigt, der Strompreis aufgrund der gleichen Marktentwicklung aber anders beeinflusst wird, ist diese wirtschaftliche Verbundenheit infrage zu stellen. Gleiches gilt, wenn die vertraglich vereinbarte Preisformel eine Hebelwirkung beinhaltet. Darüber hinaus können PPAs bei der Referenzierung auf einen Strompreisindex auch Preisunter- oder Preisobergrenzen berücksichtigen. Solche Floors und Caps stellen grundsätzlich keine eingebetteten, trennungspflichtigen Derivate dar, wenn sie zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses aus dem Geld sind, das heißt, dass der vorherrschende Marktpreis über dem Floor bzw. unter dem Cap liegt und die Preisgrenzen keinen Einfluss auf den Preis haben, zu dem der Strom bezogen wird. Ist die Referenzierung auf den relevanten Strompreisindex an sich trennungspflichtig, sind auch eingebettete Floors und Caps mit abzuspalten und bei einer Bewertung des eingebetteten Derivats zu berücksichtigen. Bei einem finanziellen PPA ohne physische Stromlieferung, kann die Stromkomponente ein eingebettetes, trennungspflichtiges Derivat in einem Liefervertrag für Grünstromzertifikate darstellen.



Referenzierungen auf einen Inflationsindex sind nicht trennungspflichtig, wenn der spezifisch gewählte Inflationsindex mit dem wirtschaftlichen Umfeld zusammenhängt, in dem die Vertragsparteien tätig sind, und die Inflationskorrektur an sich keiner Hebelwirkung, das heißt keiner überproportionalen Korrektur auf Basis eines Multiplikators, unterliegt. Im Vertrag vereinbarte Zahlungen, die auf eine andere Währung als die funktionale Währung der beiden Vertragsparteien lauten, stellen nur dann kein eingebettetes, trennungspflichtiges Währungsderivat dar, wenn die Währung üblicherweise in äquivalenten Verträgen in dem wirtschaftlichen Umfeld, in dem die Strom- und Grünstromzertifikatelieferung stattfindet, verwendet wird oder die Währung darstellt, die für den Strom- bzw. Zertifikatepreis bei weltweiten Geschäftstransaktionen regelmäßig verwendet wird. Darüber hinaus darf ein solcher Vertrag ebenfalls keine Hebelwirkung und/oder Optionsklausel beinhalten. Auch in PPAs möglicherweise enthaltene Verlängerungs- und Kündigungsoptionen sind unter bestimmten Voraussetzungen im Rahmen der Identifikation und Beurteilung eingebetteter Derivate zu berücksichtigen.

### 6.3 PPAs im Rahmen des Handelsgesetzbuches (HGB)

Neben der bilanziellen Abbildung von PPA-Verträgen nach internationaler Rechnungslegung ist in Deutschland auch die bilanzielle Abbildung dieser Kontrakte nach dem Handelsrecht von Bedeutung. Für diesen Zweck ist insbesondere das Vorliegen eines möglichen impliziten Leasingverhältnisses oder eines derivativen Finanzinstruments zu beurteilen.

Die Zurechnung von Vermögensgegenständen bestimmt sich für Zwecke des handelsrechtlichen Jahresabschlusses grundsätzlich nach dem zivilrechtlichen Eigentum. Etwas anderes gilt dann, wenn sich bei einer wirtschaftlichen Betrachtungsweise eine andere Vermögenszugehörigkeit ergibt. Im Falle eines Auseinanderfallens von rechtlichem und wirtschaftlichem Eigentum ist für die Zurechnung im handelsrechtlichen Jahresabschluss das wirtschaftliche Eigentum ausschlaggebend (§ 246 Abs. 1 Satz 2 HGB).

Für die Beurteilung der Zurechnung des wirtschaftlichen Eigentums an einem Leasinggegenstand wird auch für handelsrechtliche Zwecke grundsätzlich auf die steuerlichen Leasingerlasse zurückgegriffen. Sofern jedoch lediglich das Produkt aus der Nutzung der Energieerzeugungsanlage dem Leasingnehmer zufließt und ihm die Anlage nicht selbst zur Nutzung überlassen wird, verneint die Finanzverwaltung eine Anwendung der steuerlichen Leasingerlasse, da es sich um Contracting-Verhältnisse handelt. Nach Auffassung der Finanzverwaltung ist vielmehr „entsprechend den für Mietereinbauten geltenden Grundsätzen [...] im konkreten Einzelfall unter Berücksichtigung der jeweiligen Vereinbarungen zu prüfen, wem die Contracting-Anlage bilanzsteuerrechtlich zuzurechnen ist“ (OFD Koblenz vom 13.1.2006, Kurzinfor Est, S 2134-A-St 31 4). Deshalb ist es sachgerecht, für die Zurechnung des wirtschaftlichen Eigentums an der betriebenen Energieerzeugungsanlage für Zwecke des handelsrechtlichen Jahresabschlusses ebenfalls nicht die steuerlichen Leasingerlasse, sondern die allgemeinen handelsrechtlichen Grundsätze heranzuziehen.

Nach den allgemeinen handelsrechtlichen Grundsätzen kommt es für die Beurteilung, wem das wirtschaftliche Eigentum zuzurechnen ist, darauf an, wer dauerhaft den Vermögensgegenstand besitzt und die daraus resultierenden Nutzen und Lasten trägt. Dabei müssen nicht alle Kriterien des wirtschaftlichen Eigentums erfüllt sein, sondern es ist auf das Gesamtbild der Verhältnisse abzustellen (vgl. Beck'scher Bilanz-Kommentar, 12. Auflage, § 246 Anm. 6 ff.).

Zum einen ist das Recht zur Verwertung durch Nutzung der Energieerzeugungsanlage zu analysieren. Entscheidend ist dabei nicht die formale Vereinbarung, sondern die Beurteilung, in welchem Umfang die Energieerzeugungsanlage zur Erfüllung der Lieferverpflichtung gegenüber dem Kunden eingesetzt wird, das heißt, wer über einen wesentlichen Teil der wirtschaftlichen Nutzungsdauer Anspruch auf die Leistung aus der zu betrachtenden Energieerzeugungsanlage hat. Darüber hinaus sind die Chancen und Risiken zu beurteilen, die sich aus der laufenden Nutzung der Stromerzeugungsanlage über die Laufzeit ergeben.

Diese resultieren im Wesentlichen aus der Amortisation der Kosten der Stromerzeugungsanlage über die unkündbare Vertragslaufzeit, der Möglichkeit, zusätzliche Erlöse aus dem Betrieb der Anlage zu erzielen, sowie der Wartung und Instandhaltung der Anlage. Die Frage, wer das Amortisationsrisiko trägt, hängt unter anderem davon ab, ob der im Rahmen des PPA-Vertrags vereinbarte Preis nur in Abhängigkeit von der tatsächlichen Liefermenge zu zahlen ist oder nicht. Für die Zuordnung des Wartungsrisikos kommt es darauf an, inwieweit es im vereinbarten Entgelt enthalten ist, dieses von der tatsächlichen Liefermenge abhängt und eine Weiterbelastungsmöglichkeit der angefallenen Instandhaltungskosten besteht. Darüber hinaus ist zu beurteilen, welche Vertragspartei von Wertsteigerungen profitiert und welche Vertragspartei die Gefahr der Wertminderung trägt (vgl. Beck'scher Bilanz-Kommentar, 12. Auflage, § 246 Anm. 6 ff.). Für die Beurteilung der Verteilung der Restwertchancen und -risiken sind die Endchaftsregelungen für den Fall zu berücksichtigen, dass der Stromliefervertrag nach Ablauf der unkündbaren Vertragslaufzeit beendet wird. Diesbezüglich ist unter anderem von Bedeutung, ob die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Stromerzeugungsanlage die Laufzeit des Stromliefervertrags übersteigt. Abschließend ist auch zu prüfen, wer das nicht versicherbare Risiko des zufälligen Untergangs der Stromerzeugungsanlage trägt.

PPA-Verträge mit der überwiegenden Absicht, eine Abgeltung in bar oder durch ein anderes Finanzinstrument durchzuführen, stellen derivative Finanzinstrumente dar und unterliegen der Erläuterungspflicht im Anhang gemäß § 285 Nr. 19 HGB. Verträge, bei denen die physische Lieferung von Strom im Vordergrund steht, fallen nicht unter diese Erläuterungspflicht. Für Zwecke der Bildung von Bewertungseinheiten gemäß § 254 HGB gelten sie jedoch ebenfalls als derivative Finanzinstrumente. PPA-Verträge stellen schwebende Geschäfte dar.

Aufgrund des Einzelbewertungsgrundsatzes gemäß § 252 Abs. 1 Nr. 3 HGB ist somit gegebenenfalls eine Rückstellung nach § 249 Abs. 1 HGB für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften zu erfassen.

Darüber hinaus ist zu prüfen, ob es sich bei dem zugrunde liegenden PPA-Vertrag um ein strukturiertes Finanzinstrument gemäß IDW RS HFA 22 handelt, das heißt, ob der Vertrag eingebettete und gegebenenfalls abspaltungs- und getrennt bilanzierungspflichtige Derivate enthält. Obwohl es sich bei dem zugrunde liegenden Vertrag um einen realwirtschaftlichen Vertrag mit wesentlichen finanziellen Risiken handelt, führt der Vertrag, abgesehen von kurzfristigen Liefer- und Leistungsforderungen und -verbindlichkeiten, grundsätzlich weder zum Ansatz eines (längerfristigen) Vermögensgegenstands mit Forderungscharakter (z. B. einer Darlehensforderung) noch zum Ansatz einer entsprechenden Verbindlichkeit. Folglich fällt ein solcher Vertrag üblicherweise nicht in den Anwendungsbereich des IDW RS HFA 22. Führt der zugrunde liegende PPA-Vertrag jedoch zum Ansatz einer Kaufpreisforderung, könnten eingebettete Derivate vorliegen, wenn die finanziellen Risiken die realwirtschaftlichen Risiken überwiegen.

Weiterhin kann geprüft werden, ob unter bestimmten Voraussetzungen durch die Bildung einer Bewertungseinheit nach § 254 HGB auf die Bildung einer Rückstellung für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften verzichtet werden kann. Für die Bildung einer Bewertungseinheit wäre unter anderem das Vorliegen eines zulässigen Grundgeschäfts und Sicherungsinstruments zu prüfen und die notwendigen Anforderungen an Dokumentation und Effektivitätsmessung wären zu erfüllen. Bei PPA-Verträgen, bei denen eine physische Lieferung von Strom im Vordergrund steht, wäre dies jedoch nur bei Vorliegen vergleichbarer Risiken in den Einkaufs- und Lieferverträgen möglich.

### **Zwischenfazit zu finanzrechtlichen und bilanziellen Risiken**

Die bilanziellen und finanzrechtlichen Auswirkungen eines PPA sind abhängig von den einzelnen vertragsindividuellen Vereinbarungen und sollten somit vor einem Vertragsabschluss stets berücksichtigt und im Rahmen der unternehmerischen Entscheidungen berücksichtigt werden. Stellt der PPA zum Beispiel aus Sicht des Abnehmers ein Leasingverhältnis im Sinne des IFRS 16 dar, hat er als Leasingnehmer entsprechend eine Leasingverbindlichkeit anzusetzen, die sich in der Regel auf die Nettofinanzverschuldung auswirkt. Ist der PPA beispielsweise ein Derivat oder ist eine eingebettete Komponente separat als Derivat zu bilanzieren, sind neben den Auswirkungen auf das Ergebnis in der Regel auch Komplexitäten im Zusammenhang mit der fortlaufenden Bewertung und zusätzlichen Anhangangaben zu beachten. Kann zum Beispiel im Rahmen eines PPA mit physischer Lieferung die Own Use Exemption nach IFRS 9 durchgängig angewendet werden, verringert sich entsprechend die Komplexität der finanzrechtlichen Konsequenzen.

# 07

## PPAs und öffentliche Fördermittel

**Im Rahmen ihres Fördergeschäfts vergeben sowohl die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) als auch die Landwirtschaftliche Rentenbank (LR) Programmkredite zur Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben in Deutschland. Daneben bieten auch Förderinstitute einzelner Bundesländer, wie zum Beispiel die NRW-Bank oder die Investitionsbank Schleswig-Holstein, regional bezogene Fördermittel an.**

Hier soll zunächst der Blick schwerpunktmäßig auf die KfW-Förderbank und die LR gelegt werden, da über die Programme dieser Häuser aktuell der größte Teil der EE-Projekte in Deutschland von den projektfinanzierenden (Haus-)Banken finanziert wird.

Über das Förderprodukt Erneuerbare Energien-Standard, Programm Nr. 270 finanziert die KfW über die Hausbanken der Antragsteller Investitionen in Deutschland mit bis zu 50 Millionen Euro pro Vorhaben und bis zu 100 Prozent ihrer Investitionskosten für die Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien (einschließlich der zugehörigen Kosten für Planung, Projektierung und Installation). Die Anlagen (Photovoltaik-Anlagen auf Dächern, an Fassaden oder auf Freiflächen oder Anlagen zur Stromerzeugung aus Windkraft usw.<sup>26</sup>) müssen grundsätzlich den Anforderungen des Gesetzes für den Ausbau erneuerbarer Energien genügen. Das heißt aber nicht, dass die Vorhaben eine EEG-Vergütung als Grundlage haben müssen; vielmehr ist auch eine Finanzierung auf Basis eines PPA möglich. Über die KfW können ergänzend und nach individueller Prüfung Fördermittel in Form von Zuschüssen über das Programm 293 (Klimaschutzoffensive für den Mittelstand) zum Einsatz kommen, wenn keine EEG-Einspeisevergütung gezahlt wird und das Projekt als beihilfefrei einzustufen ist.

Die Rentenbank fördert, ebenso nicht direkt, sondern wie die KfW über die Hausbanken der Kreditnehmer, mit ihrem Programm „Energie vom Land“ (Nr. 255 und 256 mit besonderen Antragsberechtigten, zum Beispiel Bürgerenergiegesellschaften im Sinne des EEG, Gesellschaften mit mindestens 50 Prozent agrarwirtschaftlichen Gesellschaftern oder Gesellschaften mit mindestens 50 Prozent kommunaler Beteiligung<sup>27</sup>) Investitionen in Deutschland mit bis zu 10 Millionen Euro pro Vorhaben und Jahr und bis zu 100 Prozent der Investitionskosten. Auch hier ist eine Vergütung gemäß EEG nicht zwingende Voraussetzung und kann ebenso wie bei den KfW-Programmen über einen PPA geregelt werden.

Aktuell zwar nicht zutreffend, aber tendenziell möglich könnte sich ein Zinsvorteil für eine Finanzierung über einen PPA ergeben, der ohne EEG-Vergütung, auskommt und damit dann als „beihilfefrei“ einzustufen wäre. Grundsätzlich unterscheidet die Rentenbank die Investitionen, die bereits eine „Förderung“ erhalten, wie eine EEG-Vergütung und andere Finanzierungen, etwa auf Basis eines PPA, auch konditionell. Förderungen in Form direkter Investitionskostenzuschüsse gibt es dagegen bei den am Markt etablierten, hier relevanten Energieerzeugungssystemen (Wind, PV) nicht mehr.

Inwieweit die angestrebten Maßnahmen aus dem im Rahmen der EEG Novelle im Dezember 2021 letzten Jahres vom Bundestag bereits verabschiedeten Entschließungsantrag zum Geschäftsmodell PPA umgesetzt werden, bleibt abzuwarten. Hier waren zinsgünstige KfW-Kredite, Abnahmegarantien im Falle der Insolvenz des Strombeziehers und steuerliche Anreize wie günstige Abschreibungsmöglichkeiten oder eine ermäßigte Stromsteuer für Strom aus solchen Anlagen im Gespräch.

<sup>26</sup> Siehe im Detail: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Förderprogramme-\(Inlandsförderung\)/PDF-Dokumente/6000000178\\_M\\_270\\_EE-Standard.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Förderprogramme-(Inlandsförderung)/PDF-Dokumente/6000000178_M_270_EE-Standard.pdf)

<sup>27</sup> Siehe im Detail: <https://www.rentenbank.de/export/sites/rentenbank/dokumente/Energie-vom-Land-Nr.-255-und-256.pdf>

# 08

## Attraktivität von PPAs für verschiedene Anlagentypen heute und in Zukunft

Tabelle 8 stellt dar, in welcher Asset-Klasse bei den Vertragsbeteiligten schon zum Zeitpunkt des Verfassens dieses Leitfadens Interesse am Abschluss eines PPA besteht.

	Verkäufer von grünem Strom	Käufer von grünem Strom	Investor / Finanzierende Bank	Erwartung
<b>Onshore-Wind</b> (Neuvorhaben nach EEG 2017 bzw. Bestandsvorhaben)	Derzeit (noch) uninteressant, da die EEG-Vergütung wesentlich höher ist als der erzielbare PPA-Preis. Attraktivität kann gegeben sein, wenn es um den Strombezug zur Produktion von grünem Wasserstoff geht oder perspektivisch die EEG-Vergütungen absinken.	Grundsätzlich besteht abnehmerseitig hohes Interesse aufgrund der niedrigen Gesteuerungskosten und der höheren Verfügbarkeit (im Vergleich zur PV).	Aufgrund des besseren Risikoprofils bevorzugt ein Investor i.d.R. über das EEG abgesicherte Zahlungsströme. Bei PPA würde eine Risikoprämie einberechnet, also bei der Bewertung der Zahlungsströme ein Bonitätsabschlag vorgenommen.	Solange die Tarife innerhalb des EEG auskömmlicher sind als die Vermarktung über ein PPA, werden letztere keine große Rolle spielen.
<b>Onshore-Wind</b> (bei Ü20-Anlagen)	PPA sind grundsätzlich eine denkbare Vermarktungsoption, insofern die Anlagen technisch einwandfrei und noch wirtschaftlich zu betreiben sind.	Grundsätzlich aufgrund der Preisstruktur für PPA-Kunden interessant, Verlässlichkeit der Anlagen und möglicherweise höherer Wartungsaufwand müssen allerdings in der Abnahmeplanung berücksichtigt werden.	Projektfinanzierung spielt für diese Asset-Klasse im Regelfall keine Rolle.	Für ausgeführte Anlagen wird die Stromvermarktung über PPA die dominante Form darstellen. Die Bedeutung dieser Asset-Klasse könnte perspektivisch allerdings zurückgehen, insofern Repowering durch regulatorische Anpassungen vereinfacht wird.
<b>Photovoltaik</b>	Für große Freiflächenanlagen sind PPA bereits jetzt die wichtigste Vermarktungsoption (längere Laufzeit möglich, weniger Einschränkungen als im EEG).	Vor allem aufgrund der zum Teil sehr langen Laufzeiten und konkurrenzfähigen Erzeugungspreise sehr attraktiv für Abnehmer.	Grundsätzlich interessant.	PPA-Vermarktung wird weiter zunehmen.
<b>Power-to-X / Power-to-Hydrogen</b>	Derzeitig sind PPA die einzig mögliche Vermarktungsform.		Die Attraktivität der Finanzierung hängt weniger am PPA, sondern an der Geschäftsmodell des Projekts bzw. den Zahlungsströmen aus dem Verkauf des erzeugten Wasserstoffs.	Potentiell hohe Bedeutung in der Zukunft.

Tabelle 8: Asset-Klasse und Einsatzmöglichkeiten von PPAs (Quelle: eigene Abbildung)

Abschluss eines PPA jetzt schon möglich und individuell vorteilhaft

Abschluss eines PPA absehbar individuell vorteilhaft

Abschluss eines PPA absehbar individuell nicht vorteilhaft

Im Ergebnis zeigt sich eine hohe Attraktivität für den sofortigen Einsatz von PPAs zur Finanzierung im PV-Freiflächenbereich. Hier gibt es für viele Betreiber eine Reihe von Vorteilen. Für Onshore-Wind-Projekte ist der Einsatz von PPAs bei Ü20-Anlagen unverzichtbar und bei Anlagen unter dem EEG erst dann, wenn sich eine erhebliche Prämie aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen, wie etwa der Vermarktung im Rahmen von Wasserstoffgewinnung, realisieren lässt.

Die Ausgestaltung der Kernparameter von PPAs (Länge der Laufzeit, Preisgestaltung und Liefermenge) ist aus der Perspektive der drei Anspruchsgruppen unterschiedlich einzuschätzen. Eine Übersicht zeigt Tabelle 9.

Die meisten Laufzeiten von PPAs liegen bei 10 Jahren, was auch wiederum Auswirkungen auf die Preisgestaltung hat. Die Marktteilnehmer werden versuchen, etwaige Strafzahlungen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu vermeiden, was auf eine Liefermenge unterhalb des P75 hindeutet.

	Verkäufer von Grünstrom	Käufer von Grünstrom	Finanzierende Bank	Erwartung
Länge der Laufzeit	Pro Kurzläufer: höhere Flexibilität, ggf. höhere Vergütung Pro Langläufer: Planungssicherheit	Pro Kurzläufer: höhere Flexibilität, geringere Belastung der eigenen Bonität Pro Langläufer: günstigerer Einkauf	Pro Kurzläufer: höhere Flexibilität Pro Langläufer: (scheinbar) höhere Planungssicherheit, aber höheres Bonitätsrisiko	Je nach Asset-Klasse werden unterschiedlich lange Laufzeiten zu erwarten sein (von 2 bis 15 Jahren, zum geringen Teil auch länger).
Preisgestaltung	Hohes Interesse an Festpreisregelung, aber zunehmendes Bonitätsrisiko des Abnehmers	Abwägung zwischen Festpreis, Laufzeit und der damit verbundenen (preissenkenden) Risikoprämie	Grundsätzlich positiv, aber Bonitätsrisiko des Abnehmers, daher Test: Marktgängigkeit und Ersetzbarkeit des PPA	Festpreisvereinbarungen sind der Kern von PPAs. Wir rechnen mit Risikoabschlägen gegenüber den Forwards von etwa 15 Prozent bei einer Laufzeit von 10 Jahren.
Liefermenge	Ziel: Relativ nahe an der erwarteten Produktion (P50), wobei allerdings Strafzahlungen zu beachten sind	Käufer ist an hoher, vor allem aber verlässlicher Liefermenge interessiert	Eine Bank wird immer darauf achten, dass es nicht zu zusätzlichen Pönalzahlungen in einem Stress-Case kommt. Diese würden einen Stress-Fall schwer kalkulierbar machen.	Wir erwarten ein Absicherungs-niveau von etwa 90 Prozent des P75 und eine Vermarktung der Restmenge über die Strombörse. Der Käufer wird ggf. eine etwas höhere Menge kontrahieren, als er insgesamt braucht.

Tabelle 9: Ausgestaltung von Kernparametern von PPAs und ihre Einschätzung aus Stakeholdersicht

# Zusammenfassung

Ausgangspunkt des Leitfadens war die Fragestellung, ob und inwieweit sich durch PPAs neue Finanzierungsmöglichkeiten ergeben. Folgende zentrale Ergebnisse lassen sich festhalten:

1

PPAs ermöglichen eine Vermarktung von grünem Strom, die entweder bisher nur über das EEG oder Strombörsen möglich war. Insoweit sind sie ein Instrument, bei dem es sich lohnt, hinzuschauen, ob es bereits heute je nach Asset-Klasse die am besten geeignete Absatzform darstellt. Es ist absehbar, dass die Vermarktung über PPAs auch in Deutschland immer wichtiger wird und perspektivisch die Vermarktung über das EEG verdrängt.

3

Wichtig ist, dass den Beteiligten klar ist, dass sie bzw. die beauftragten Juristen sich intensiv mit der Frage auseinandersetzen müssen, ob alle gesetzlichen Regelungen im Zusammenhang mit dem Abschluss des PPA eingehalten worden sind. Die Kombination von (noch) sehr individuellen Verträgen, denen gleichzeitig eine immense Bedeutung bei der Realisierung des Vorhabens zukommt, verdeutlicht die Relevanz dieser Aufgabe.

2

Der Markt für PPAs ist insbesondere in Deutschland noch jung und Marktstandards haben sich noch nicht etabliert. Hinzu kommt, dass durch die Nutzungskonkurrenz bei erneuerbarem Strom erneut ansteigende Gestehungskosten erwartet werden können, was zu Verschiebungen bei den Angebotspreisen führen wird. Diese erfahrungsgemäß sehr dynamischen Entwicklungen gilt es vonseiten aller Teilnehmer auf dem Markt im Auge zu behalten.

4

Die Ausgestaltung von PPAs erfordert eine enge Abstimmung zwischen Erzeuger, Abnehmer und der finanzierenden Bank. Es ist als Erzeuger wichtig, die Anforderungen der Bank zu kennen, um mögliche Spielräume bei Verhandlungen nutzen zu können. Wesentliche Kriterien sind dabei die Höhe der Vergütung, die Liefermenge, die Lieferdauer und die Bonität des Abnehmers. Umgekehrt muss die Bank das Instrument des PPA verstehen, um angemessene Finanzierungslösungen für den Stromverkäufer anbieten zu können.





# Literaturverzeichnis

- bdew (2014). Anwendungshilfe zur Umsetzung der EU-Verordnung „EMIR“ zur Regulierung des außerbörslichen Handels mit Derivatprodukten. Berlin.
- bdew (2019). Anwendungshilfe für die Anwendung der aus MiFID II resultierenden gesetzlichen Regeln in der Energiewirtschaft, Handlungsempfehlungen für Energieunternehmen.
- bdew (2021). Finanzierung und Marktintegration von Erneuerbare-Energien-Anlagen – Mechanismen und Instrumente außerhalb der gesetzlichen Förderung mit einem Fokus auf Green PPAs.
- BGBl. (2017). Zweites Gesetz zur Novellierung von Finanzmarktvorschriften auf Grund europäischer Rechtsakte. In: BGBl. Teil I, Nr. 39.
- Europäischer Rat und Europäisches Parlament (2004). RICHTLINIE 2004/39/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 21. April 2004 über Märkte für Finanzinstrumente. Amtsblatt der Europäischen Union L145/1.
- Europäischer Rat und Europäisches Parlament (2011). Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts.
- Europäischer Rat und Europäisches Parlament (2012). VERORDNUNG (EU) Nr. 648/2012 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 4. Juli 2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister. Amtsblatt der Europäischen Union L201/1.
- Europäischer Rat und Europäisches Parlament (2014). RICHTLINIE 2014/65/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente.
- KfW (2021). Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien.
- Marktoffensive Erneuerbare Energien (2021). Marktmonitor 2030 Corporate Green PPA.
- Reitz, P. (2021). Erneuerbare sind im Markt angekommen – worauf es jetzt ankommt. Tagesspiegel Background.
- Rentenbank (2021). Programmbedingungen Energie vom Land.
- Uibleisen & Groneberg (2018). Der wirtschaftliche Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens. RdE.
- Zenke & Fischer (2013). Transparenzpflichten nach REMIT und EMIR. EnWZ.

## Marktoffensive Erneuerbare Energien

Die Anfang 2021 etablierte Marktoffensive Erneuerbare Energien ist ein Zusammenschluss von derzeit rund 50 Unternehmen – Anbieter und Nachfrager aus der Wirtschaft sowie Dienstleister – und bildet die gesamte Wertschöpfungskette ab. Gemeinsames Ziel ist es, den nachfragegetriebenen Markt für erneuerbare Energien mit unterschiedlichen Maßnahmen und Aktivitäten zu entwickeln und dazu beizutragen, dass Deutschland seine Energieziele erreicht. Die Marktoffensive ist von der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und dem Klimaschutz-Unternehmen e.V. ins Leben gerufen worden und wird von diesen Institutionen operativ unterstützt. Die Aktivitäten der Initiative konzentrieren sich aufgrund des großen unerschlossenen Marktpotenzials zunächst auf Corporate Green PPAs. Perspektivisch werden weitere technische Lösungen und Geschäftsmodelle im Strom- und Wärmebereich wie grüner Wasserstoff, grüne Prozesswärme oder Eigenstromversorgung weitere Arbeitsschwerpunkte bilden.

## Ziele: Wir erneuern Märkte!

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

Die Marktoffensive zielt primär darauf ab, neue Geschäftsmodelle und Handlungsoptionen zu entwickeln, die den nachfrage- bzw. marktgetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien stärken. Die Aktivitäten konzentrieren sich aufgrund des großen Marktpotenzials zunächst auf PPAs. Green PPAs bieten Unternehmen in Deutschland die Möglichkeit, zwei zentrale Ziele zu erreichen: Sie leisten einen Beitrag zur Umsetzung der unternehmerischen Dekarbonisierungsstrategien und bieten gleichzeitig die Möglichkeit, sich gegen steigende Strompreise abzusichern. Der Energiewirtschaft bietet das Geschäftsmodell direkte neue Absatzkanäle für den produzierten grünen Strom und eine Alternative zur Vermarktung über die Börse. Aus Sicht der Politik stellen Green PPAs eine Möglichkeit dar, den Zubau erneuerbarer Energien über zusätzliche private Investitionen zu beschleunigen.

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien agiert als Denkfabrik, als Plattform für Wissenstransfer und als Treiber für Marktentwicklung. Die Plattform bringt Energieabnehmer aus Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen mit Energieerzeugern, Investoren und Vertretern der Politik zusammen.

Für Abnehmer zeigt die Plattform Wege auf, wie sie ihr Unternehmen auf Basis erneuerbarer Energien ökonomisch und ökologisch zukunftsfähig ausrichten können. Erzeugern sowie Intermediären bietet die Marktoffensive die Möglichkeit, über neue Geschäftsmodelle neue Marktsegmente zu erschließen. Die Politik erhält Hinweise, welchen ökonomischen und rechtlichen Rahmen PPAs benötigen, um die Ziele im Strommarkt bis 2030 zu erreichen.

## Erneuern Sie mit!

Als wirtschaftsgetriebene Initiative und Plattform weitet die Initiative ihre Aktivitäten kontinuierlich aus. Wenn auch Sie unsere Vision teilen und erneuerbare Energien und die Energiewende zu einem wesentlichen Bestandteil einer zukunftsfähigen Energie-, Standort- und Industriepolitik machen wollen und gleichzeitig von einem starken Netzwerk und starker Marktexpertise profitieren möchten, sprechen Sie uns an und werden Sie Mitglied!

 <https://marktoffensive-ee.de/mitglied-werden>

 Marktoffensive@dena.de

 030-66 777 785

## 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: EE-Team@dena.de  
Internet: www.dena.de

### Bildnachweis

Titelbild: Getty Images/Mischa Keijser, S. 3: ©Shutterstock/Pfalzdrone,  
S. 5: ©Shutterstock/Soontho Wongsaita, S. 9: ©Shutterstock/SFIO CRACHO,  
S. 18: ©Shutterstock/artjazz, S. 27: Getty Images/EyeEm, S. 33: ©Shutterstock/engel.ac

### Autoren

Jörg Böttcher, Jürgen Broers (NORD/LB), Gerrit Schmidt (NORD/LB), Dr. Daniel Callejon (PwC Legal), Uwe Miroslau (PwC Deutschland), Nora Grabmayr (PwC Legal)

### Projektmanagement

Manuel Battaglia (dena), Joscha Müller (dena)

### Stand: 12/2021

Alle Rechte sind vorbehalten. 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.

### Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena 2021) „Finanzierung von Erneuerbare-Energie-Anlagen über Power Purchase Agreements 2021“

Mehr Informationen zur  
Marktoffensive Erneuerbare Energien



[www.marktoffensive-ee.de](http://www.marktoffensive-ee.de)

### Wer wir sind

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien wurde von der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und dem Klimaschutz-Unternehmen e.V. ins Leben gerufen und wird von diesen Institutionen operativ unterstützt. Mit zielgerichteten branchenspezifischen Informationen will sie Abnehmern, Erzeugern, Finanzierern und anderen Marktakteuren die Potenziale von PPAs aufzeigen, die Marktentwicklung unterstützen sowie Politik und Wirtschaft Empfehlungen geben. Die Projektarbeit der Marktoffensive Erneuerbare Energien wird im Wesentlichen über jährliche Beiträge der knapp 50 Mitgliedsunternehmen finanziert.

