



Virtuelle PPA (vPPA): Grundlagen, Potenziale, Regulatorik

Begleitdokument zum Vertragsmuster

Ein Projekt von

dena



Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel: +49 30 66 777-0

Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Dirk Voges, gunnercooke
Valentina Eigner, DLA Piper
Andreas Gunst, DLA Piper
Dominique Hischier, Pexapark
Jens Hollstein, Pexapark
Nicolas Briet, Pexapark
David Schindler, Deloitte
Robert Zupke, Deloitte
Justin Hofmann, dena
Nina-Marie Houben, dena

Bildnachweis:

Titelbild: shutterstock/Space-Kraft

Stand:

01/2026

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2026): „Virtuelle PPA (vPPA): Grundlagen, Potenziale, Regulatorik“

Inhalt

I. Zusammenfassung.....	4
II. Grundlagen: physische und virtuelle PPA	5
III. pPPA und vPPA: Grundlagen, Risiken, Bilanzierung, BKV	6
1. Risiken bei PPA-Abschlüssen	8
2. Physische PPA (pPPA)	9
3. Virtuelle PPA (vPPA) = finanzielle PPA (fPPA)	10
4. Grundlagen der Bilanzierung von pPPA und vPPA.....	12
5. Bilanzkreisverantwortung bei pPPA und vPPA	12
IV. Marktpotenziale, Chancen und Hemmnisse von vPPA	14
1. Bisherige Marktentwicklung von (v)PPA.....	14
2. Chancen für vPPA: Für wen kann diese Vertragsform Vorteile bieten?	16
3. Hemmnisse bei vPPA: Wie können die Potenziale gehoben werden?	18
V. Bilanzierung und Berichtspflichten bei vPPA	22
1. Einordnung in die Finanzmarktregulierung	22
2. Bilanzierung/Accounting Treatment	24
3. Melde-/Berichtspflichten	30

I. Zusammenfassung

Aus wirtschaftlicher Sicht stellen virtuelle PPA (vPPA) *Contracts for Difference* dar, die den an der Börse ständig schwankenden Strompreis für Erzeuger und Abnehmer stabilisieren, womit die finanziellen Risiken für beide Seiten reduziert werden: Aus Erzeugersicht wird die Realisierung privat finanzierter EE-Projekte ermöglicht, aus Abnehmersicht werden die Stromkosten langfristig kalkulierbarer und nach oben hin begrenzt. Hinzu kommt die Übertragung von Grünstrom-Herkunftsnachweisen (HKN) aus der EE-Anlage des Erzeugers.

Der zentrale Unterschied von vPPA zu physischen PPA besteht darin, dass bei vPPA (physikalische) Stromlieferungen nicht Bestandteil des Vertrags sind, sondern unabhängig von diesem geregelt werden. Daraus ergeben sich die wichtigsten Vorteile von vPPA: Sie können unkompliziert neben bestehenden oder auch neuen physischen Stromlieferverträgen abgeschlossen werden, sodass ein einziger vPPA-Vertrag alle Verbrauchsstandorte eines Unternehmens abdecken kann. Zudem können vPPA ohne Weiteres auch über mehrere Gebotszonen hinweg abgeschlossen werden. Ein weiterer Vorteil liegt darin, dass vPPA keine Auswirkungen auf das Bilanzkreismanagement haben.

Andererseits bewirkt der Wegfall der Stromlieferverpflichtung, dass ein vPPA bilanziell und regulatorisch anders eingestuft wird als ein pPPA. Typischerweise handelt es sich bei vPPA um Energiederivate (Finanzinstrumente), was besondere Verpflichtungen bei Bilanzierung und Finanzberichterstattung nach sich ziehen kann (z. B. Erlaubnispflichten nach dem Kreditwesengesetz, Wohlverhaltenspflichten nach WpHG, Meldepflichten insbesondere an ESMA etc.). Das ist jedoch stark von der individuellen Ausgestaltung des vPPA abhängig, wobei eine für den jeweiligen Fall zielgerichtete Vertragsgestaltung Verpflichtungen und Risiken reduzieren kann. Gerade für diese Themen ist eine individuelle Beratung wichtig, auch weil manche aktuellen gesetzlichen Regelungen verschiedene Auslegungsmöglichkeiten zulassen.

Im deutschen und europäischen PPA-Markt stellen vPPA aktuell nur einen relativ geringen Anteil von ca. 17 % im Jahr 2025. Eine wichtige Rolle spielen dabei die aktuellen Vorgaben zur Strompreiskompensation (Entlastung energieintensiver Unternehmen von indirekten CO₂-Kosten), die vPPA nicht als ökologische Gegenleistung anerkennen. Perspektivisch weist der Markt für vPPA wesentliche Potenziale auf, wobei die künftige Entwicklung der regulatorischen Rahmenbedingungen (u. a. SPK-Förderung, bilanzielle Behandlung, Berichterstattungspflichten) großen Einfluss darauf hat, in welchem Umfang sich diese Potenziale realisieren können.

Bisher sind vPPA in Deutschland und Europa vor allem bei größeren Unternehmen beliebt, da sie die vertraglichen Komplexitäten besser stemmen können und die Abdeckung einer Vielzahl verstreuter Lasten in ihrem Fall besonders attraktiv ist. Mit dem vPPA-Vertragsmuster samt seinen Begleitdokumenten will die Marktoffensive dazu beitragen, das Modell vPPA auch für mittlere und kleinere Unternehmen in Deutschland (und Europa) zugänglicher zu machen, um zusätzliche Anwendungsfelder zu erschließen und so den privat finanzierten EE-Ausbau und die Energiewende weiter voranzutreiben.

II. Grundlagen: physische und virtuelle PPA

Ein PPA ist ein privatwirtschaftlicher Vertrag zwischen zwei Parteien – Stromproduzent und Stromabnehmer (Händler, Versorger oder Endverbraucher) – über eine Verpflichtung zur langfristigen Stromlieferung, üblicherweise zuzüglich Herkunftsnachweisen (HKN) (→ Green PPA), wofür im Gegenzug ein Kaufpreis gezahlt wird. Im Grundsatz sind PPA bzw. „Power Purchase Agreements“ ein Instrument zur langfristigen Reduktion von Marktrisiken bzw. volatilen Marktpreisen für beide Vertragsparteien: Auf Abnehmerseite wird der Strompreis gegen Schwankungen im Großhandel abgesichert („Hedging“), auf Erzeugerseite Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) mit einem stabilen Cashflow versehen und damit ihre Finanzierungsfähigkeit („bankability“) gestärkt. Für die Abnehmerseite kommt üblicherweise noch die Sicherstellung eines grünen Strombezugs hinzu, da die Stromlieferung von einer entsprechenden Menge an HKN¹ begleitet wird. Diese Zertifikate sind auf die CO₂-Bilanz des Abnehmers anrechenbar (Scope-2-Emissionen), und damit essenzieller Bestandteil der Dekarbonisierung von Unternehmen. Für Scope-1- und -2-Emissionen sind neben der Umstellung auf Grünstrombezug vor allem die Elektrifizierung von Prozessen und Energieeffizienzsteigerungen bedeutsam, wenngleich im Kontext von virtuellen PPA (vPPA) weniger relevant.

Generell wird unterschieden zwischen physischen PPA², bei denen vertragsgemäß eine tatsächliche (physikalische) Stromlieferung³ erfolgt, und virtuellen bzw. finanziellen PPA⁴, bei denen keine physische Stromlieferung geschuldet wird (detaillierter siehe unten Kapitel II.). Bei beiden Vertragsformen kommt üblicherweise noch die Übertragung von Herkunftsnachweisen hinzu (→ „Green PPA“). Da bei virtuellen PPA die tatsächlichen Stromlieferungen von finanziellen Transaktionen entkoppelt werden, sind sie in ihrer Struktur flexibler als physische PPA. Gleichzeitig bedeutet diese Entkopplung, dass nicht notwendigerweise direkt die HKN der EE-Anlage des Erzeugers an den Abnehmer übertragen werden müssen, sondern diese auch auf anderen Wegen (Strombörse/-versorger) organisiert werden können.

Da bei virtuellen PPA keine physischen Stromlieferungen aus der Anlage des Erzeugers an den Abnehmer erfolgen, müssen beide Parteien die vertraglich vereinbarten Strommengen über die eigenen Energieversorger bzw. den Großhandel kaufen bzw. verkaufen (wie sie es auch ohne PPA tun würden). Im Wesentlichen stellt ein vPPA einen Differenzkontrakt dar („*Contract for Difference*“), bei dem ein *Strike Price*⁵ für die vereinbarte Strommenge festgelegt wird. Liegt der variable Marktpreis (Spot-Preis im Großhandel) in der Folge über dem Festpreis, erstattet der Erzeuger dem Abnehmer die Differenz, liegt hingegen der Festpreis über dem Marktpreis, erstattet der Abnehmer dem Erzeuger die Differenz. Im Ergebnis werden durch diesen beidseitigen Ausgleich die Marktpreisrisiken für beide Parteien wesentlich reduziert. Virtuelle PPA beinhalten so eine vertragliche Vereinbarung von finanziellen Ausgleichszahlungen, zuzüglich der Übertragung von HKN aus spezifischen Anlagen.

¹ Engl.: REC = Renewable Energy Certificates.

² Siehe Standardvertrag PPA-Lieferband der Marktoffensive Erneuerbare Energien: [Link](#).

³ Falls die Stromlieferungen über das öffentliche Netz erfolgen, spricht man von „Off-Site PPA“, wenn sie hingegen durch Anlagen direkt vor Ort stattfinden, von „On-Site PPA“.

⁴ Fortan ausschließlich „virtuelle PPA“.

⁵ Dt.: Referenzpreis, Vertragspreis, Festpreis.

III. pPPA und vPPA: Grundlagen, Risiken, Bilanzierung, BKV

Wie einleitend beschrieben, sind PPA privatwirtschaftliche Instrumente zur langfristigen Reduktion von (Strom-)Marktrisiken. Auf Investoren- bzw. Erzeugerseite bezieht sich diese Preisabsicherung auf den Schutz vor schwankenden Strompreisen auf den Großhandelsmärkten, wodurch die Möglichkeiten für eine Finanzierung dieser Projekte verbessert werden: Kreditgeber bieten eine attraktivere Finanzierung, wenn deren Einnahmequelle langfristig durch einen glaubwürdigen Vertragspartner gesichert ist (→ „*bankability*“). Die Abnehmerseite sichert sich gegen Schwankungen der Strommarktpreise ab, in ihrem Fall mit dem Ziel, die Energiekosten langfristig planbar und kontrollierbar zu halten. Hinzu kommt für sie der Erwerb von HKN zur Reduktion ihrer Scope-2-Emissionen im Strombezug und damit zur Erreichung der Nachhaltigkeits- und ESG-Ziele des Unternehmens (und in letzter Konsequenz des Staates). PPA sind so strukturiert, dass sie wichtige Risiken der erneuerbaren Stromerzeugung im Zusammenhang mit Preisschwankungen, regulatorischen Änderungen und betrieblichen Unsicherheiten adressieren.

Eine wesentliche Strukturierungsentscheidung bei PPA betrifft die (Dis-)Kontinuität der vertraglichen Stromlieferungen:

- Bei Bandlieferverträgen – „*Baseload-PPA*“ – wird der Umfang des durch den Erzeuger zu liefernden Stroms vertraglich fix festgelegt. Dabei kann entweder eine kontinuierliche Strommenge jährlich oder monatlich vorgeschrieben werden (Modell für konventionelle Erzeugung) oder auch eine spezifische Baseload-Kurve, die dem Erzeugungsprofil der Anlage (ideal für EE-Anlagen) oder dem Verbrauchsprofil des Abnehmers folgt – „*Fixed Shaped Baseload PPA*“.
- Bei Pay-as-produced-PPA hingegen richtet sich die vertraglich geschuldete Strommenge nach dem individuellen (und nicht genau vorhersehbaren) Erzeugungsprofil der Erzeugungsanlagen, sodass die Lieferverpflichtung den tatsächlich erzeugten Strom umfasst, ohne genauere Vorgaben über dessen Umfang zu treffen. Der Erzeuger erhält eine fixe Vergütung pro gelieferter kWh Strom, deren Summe sich nach den gelieferten Volumina richtet. Das Pay-as-produced-Modell entspricht damit im Grundsatz dem variablen Erzeugungsprofil von EE-Anlagen.

Der entscheidende Unterschied dieser beiden Modelle liegt in der Zuweisung der Risiken von vertragsabweichenden Erzeugungsschwankungen, die durch Zukäufe am Spot-Markt abgedeckt werden müssen. Im Fall von Baseload-PPA liegen diese Risiken beim Erzeuger, der die fehlende Strommenge durch Zukäufe am Spot-Markt abdecken muss. Konträr dazu trägt bei Pay-as-produced-

PPA der Abnehmer selbst diese Erzeugungsrisiken und muss sich somit selbst um die Zukäufe kümmern.⁶

Aufgrund der zusätzlichen durch den Abnehmer übernommenen Risiken und des unterschiedlichen Lieferprofils ist der Vertragspreis bei Pay-as-produced-PPA typischerweise niedriger als bei Baseload-PPA. Für die Profitabilität der Investition auf Erzeugerseite bedeutet das einerseits geringere Einnahmen und damit Renditen, zugleich aber eine höhere Sicherheit durch die wegfallenden Abdeckungsrisiken. Für die Abnehmerseite gilt umgekehrt, dass das PPA an sich zwar günstiger ausfällt, sie allerdings bei unzureichender Erzeugung Strom am Spot-Markt zukaufen muss, was höhere finanzielle Risiken bedeutet (insbesondere soweit das PPA PV-Anlagen betrifft, werden die Preise aufgrund der aktuellen Marktsituation am Spot-Markt tendenziell höher ausfallen).⁷

Aus Sicht der Finanzierer („*bankability*“) sind aufgrund der wegfallenden Risiken der mitunter teuren Zukäufe am Spot-Markt Pay-as-produced-PPA tendenziell das attraktivere Modell.⁸

Ein Spezialfall von PPA sind grenzüberschreitende PPA, die zwischen Erzeugern und Abnehmern abgeschlossen werden und sich in unterschiedlichen Strompreisgebotszonen befinden. Grenzüberschreitende PPA erfüllen gewissermaßen eine Doppelfunktion: Sie stellen einen finanziellen Rahmen für den Stromexport dar und ermöglichen zudem die Absicherung der Marktpreise über die Grenzen von Gebotszonen hinweg. Diese Art von Vereinbarung bietet zusätzliche Chancen, aber auch Marktrisiken. So kann der Abnehmer auf der einen Seite Strom zu niedrigeren Kosten als im Heimatmarkt beziehen, auf der anderen Seite bestehen inhärente Marktrisiken, die aus dem Stromexport und der Preisentwicklung zwischen dem Verbrauchsgebiet und der Preiszone der Erzeugungsanlage resultieren. Grenzüberschreitende PPA sind typischerweise virtuelle PPA, in diesem Begleitdokument werden sie jedoch nicht näher behandelt.

Auf Abnehmerseite ist eine zunehmende Verschiebung von Stromversorgungsunternehmen⁹ hin zu selbst verbrauchenden Unternehmen zu beobachten: Während PPA traditionell häufig von Stromversorgungsunternehmen als Teil ihrer Beschaffungsstrategien genutzt wurden, werden sie heute zunehmend von Unternehmen eingesetzt, die im Rahmen ihrer Dekarbonisierungsstrategie auf einen direkten erneuerbaren Energiebezug umstellen. Pexapark-Daten zeigen, dass 83 % der unter PPA kontrahierten erneuerbaren Kapazität im Jahr 2024 von Unternehmen abgeschlossen wurden, die keine Stromversorger sind. Diese Quote lag im Vorjahr bei 74 %.

⁶ <https://courses.renewablesvaluationinstitute.com/pages/academy/pay-as-produced-and-baseload-ppa-whats-the-difference>.

⁷ Ebd.

⁸ Ebd.

⁹ Engl.: *utilities*.

1. Risiken bei PPA-Abschlüssen

Als langfristige Stromverkaufsverträge liegen PPA verschiedene Risiken zugrunde, die teilweise in der Art des Geschäfts (langfristiger bilateral Vertrag) und der Vertragsgegenstände (Strom und Entgelt) begründet liegen, teilweise in der dahinterstehenden Marktstruktur (Strombörse, Regulierung, Gebotszonen usw.) Manche Risiken wie insbesondere Insolvenzrisiken resultierten direkt aus dem PPA-Vertragsabschluss.

Folgende Risiken sind bei PPA-Abschlüssen grundsätzlich relevant:

- **Preisrisiko:** Verluste durch volatile Börsenstrompreise → wenngleich PPA gerade zum Ziel haben, diese Risiken abzufedern, ergeben sich Risiken aus der Unsicherheit über die künftige Entwicklung der Forward-Preise und potenzielle Verluste aufgrund ungünstiger Marktpreisbewegungen. In der Regel übernimmt bei einem Festpreis-PPA der Käufer das Preisrisiko. Das bedeutet, dass er dem Risiko ausgesetzt ist, einen höheren Preis als den Marktpreis zu zahlen, wenn die Marktpreise fallen, während der Verkäufer vor diesem Risiko geschützt ist. Zusätzliche Preisrisiken bestehen bei gebotszonenüberschreitenden PPA aufgrund von Abweichungen zwischen Preisentwicklungen in verschiedenen Gebotszonen.
- **Profilrisiko:** Unter einem Pay-as-produced-Vertrag trägt der Käufer zusätzlich das Profilrisiko. Dies ist insbesondere relevant, wenn sich das Lieferprofil der intermittierenden erneuerbaren Energiequellen stark vom Verbrauchsprofil des Käufers unterscheidet und der Käufer gezwungen ist, regelmäßig (teuren) Strom am Großhandelsmarkt zuzukaufen, um seine Nachfrage zu decken. Profilrisiken entstehen somit aus dem Delta von schwankender Erzeugung aus erneuerbaren Energien und (nicht flexibilisiertem) Energieverbrauch. In Märkten mit hohem EE-Anteil können Phasen mit hoher EE-Produktion zu einem deutlichen Rückgang des Strompreises führen („Kannibalisierung“). Diese Herausforderung wurde auch in Deutschland in den vergangenen Jahren zunehmend deutlich, da die Zahl der Negativpreisstunden jährlich ansteigt. Daher entwickeln sich Umgang und Abwicklung des Vertrags während solcher niedriger oder negativer Preisphasen zu einem zentralen Thema von PPA-Verträgen.
- **Volumenrisiko:** Abweichung zwischen geplanter und tatsächlicher Stromlieferung → Vertragsgestaltung des PPA entscheidet über Risikotragung (*baseload* vs. *pay-as-produced*, siehe oben).
- **EE-Kannibalisierungsrisiken:** Mit fortschreitendem EE-Ausbau steigen die Risiken eines Auseinanderlaufens des Verhältnisses von EE-Erzeugung und Netzlast, was zu einer zunehmenden Kannibalisierung der Strompreise während Phasen mit hohem EE-Potenzial führen kann. Bei entsprechender Ausgestaltung können PPA-Verträge diese Risiken jedoch abfedern.
- **Rechtsunsicherheit:** Gesetzliche Änderungen können sich auf die Wirtschaftlichkeit des Projekts oder das Vertragsgleichgewicht auswirken. Insbesondere könnten geänderte Vorschriften zur Beschaffung erneuerbarer Energien den Wert und die Anerkennung von HKN

durch vPPA im Rahmen der Dekarbonisierung bzw. diesbezüglichen Berichterstattung von Unternehmen verändern. Auch hier können entsprechende Klauseln die Risiken reduzieren.

- **Insolvenzrisiken:** Risiko eines Zahlungsausfalls des Abnehmers (allgemeines Vertragsrisiko). Grundsätzlich besteht auch das Risiko einer Insolvenz des Erzeugers vor Inbetriebnahme der Anlage, allerdings beschränkt sich das finanzielle Risiko in diesem Fall auf die Kosten eines neuen PPA-Vertragsabschlusses durch den Käufer.

Kein Risiko im engeren Sinn, aber eine jedenfalls zu berücksichtigende Thematik betrifft die **Bilanzierungsrisiken**, die sich insbesondere bei vPPA durch die implikativen und teilweise unklaren Rechnungslegungsvorschriften ergeben. Sollten diese demnach als Derivate klassifiziert werden, zieht das komplexe Folgen betreffend bilanzielle Behandlung und Finanzberichterstattung nach sich (ausführlicher siehe Kapitel IV.)

Wie bei anderen privatrechtlichen Verträgen wird die Verteilung dieser Risiken durch die Parteien ausgehandelt und steht regelmäßig im Mittelpunkt der Vertragsverhandlung. Die Funktion des Vertragsmusters muss sich darauf beschränken, Risikofelder im Vertragswerk aufzuzeigen und mögliche Lösungen anzubieten. Die konkrete Aushandlung bleibt weiterhin den Vertragsparteien vorbehalten.

2. Physische PPA (pPPA)

Ein physisches PPA (pPPA) beinhaltet die tatsächliche physische Lieferung von Strom vom Produzenten an den Käufer, üblicherweise ergänzt durch die Übertragung von Herkunftsnachweisen vom Produzenten auf den Käufer. Der Käufer nimmt den Strom in der Regel an einem bestimmten Lieferpunkt im Netz (üblicherweise sein Bilanzkreis) entgegen. Danach wird er dem Bilanzkreis des Käufers zugerechnet. Der Erwerber kann ihn entweder für den Eigenbedarf vor Ort verwenden oder auf dem Strommarkt weiterverkaufen. Physische PPA werden häufig von energieintensiven Industrien oder Versorgungsunternehmen bevorzugt, die einen direkten Zugang zum Großhandelsmarkt haben und über die Kompetenz verfügen, physische Energiemanagementaufgaben wie die Bilanzierung zu übernehmen. Einige Unternehmen bevorzugen physische PPA auch deshalb, weil sich so die Kostenberechnung vereinfachen lässt. So können Kosten in nachgelagerte Verträge integriert oder in Produkte eingepreist werden. In Europa dominieren bisher klar pPPA (2025: 83 % der gesamten PPA-Abschlüsse).¹⁰

¹⁰ <https://montelnews.com/news/f9c39ab3-fe2b-4882-ab8c-e0e255bd881b/virtuelle-ppa-verzeichnen-steigende-nachfrage>.

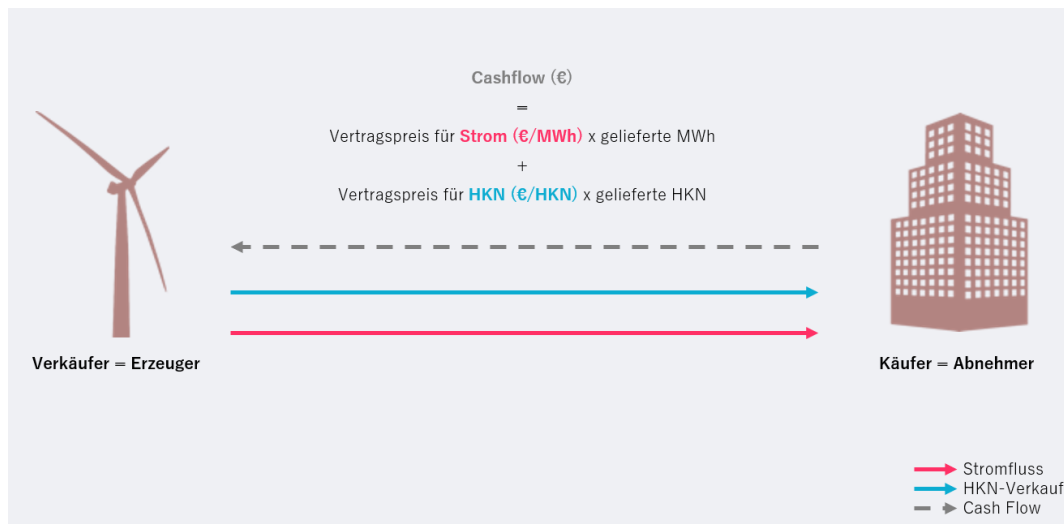


Abbildung 1: Struktur von physischen PPA¹¹

3. Virtuelle PPA (vPPA) = finanzielle PPA (fPPA)

Wie eingangs beschrieben, ist ein virtuelles PPA (vPPA) ein rein finanzieller Contract for Difference (CfD), der keine physische Lieferung von Strom umfasst. Wie bei physischen PPA werden in der Regel auch hier HKN an den Käufer übertragen und damit dessen Scope-2-Emissionen reduziert. Diese Zertifikate können aus der EE-Anlage des Erzeugers stammen, er kann sie aber auch anderweitig zukaufen (so wie auch den gelieferten Strom).

Wie auch bei pPPA erfolgt die Absicherung gegen Marktpreisschwankungen, indem ein bestimmter vertraglicher Festpreis für den zu liefernden Strom festgelegt wird. Käufer und Produzent gleichen dann am Ende der Referenzzeiträume die Differenz zwischen einem vereinbarten vPPA-Preis und dem schwankenden Marktpreis durch eine Ausgleichszahlung aus. Dieser Ausgleich wird als „Settlement“ bezeichnet und kann je nach Marktpreisbewegungen entweder vom Produzenten zum Käufer oder umgekehrt fließen. Aus Abnehmersicht ermöglichen vPPA, die Vorteile von PPA (Kostensicherheit, Grünstromstellung) zu erzielen, ohne dafür auf die physische Lieferung von Energie oder Netzlogistik achten zu müssen. Ein virtuelles PPA wird in der Regel zusätzlich zu physischen Lieferverträgen abgeschlossen, um die tatsächlichen (physikalischen) Stromlieferungen sicherzustellen.

- In jüngster Zeit haben beispielsweise Supermarktketten wie Żabka Polska oder Unternehmen aus dem Gesundheitssektor vPPA-Verträge abgeschlossen.

¹¹ Quelle: Pexapark.

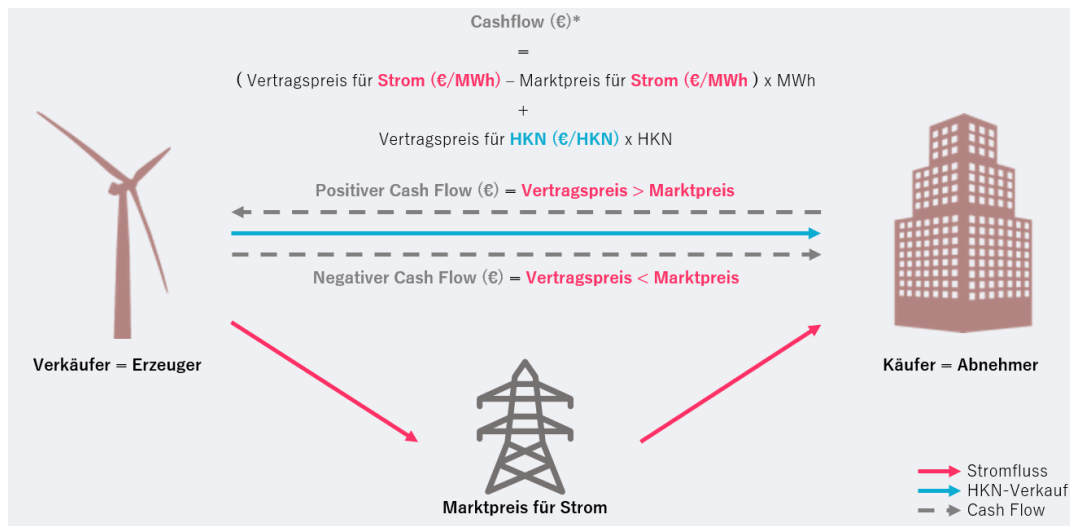


Abbildung 2: Struktur von virtuellen PPA¹²

Virtuelle PPA ermöglichen es, die Vorteile von PPA zu erzielen (Begrenzung der Preisrisiken für Erzeuger und Abnehmer, Grünstrombezug für Abnehmer), ohne dabei die Beschränkungen einer physikalischen Lieferung berücksichtigen zu müssen. Daraus folgt der wichtige Vorteil, dass der Umfang eines vPPA-Vertrags nicht auf einen Abnahmestandort beschränkt bleiben muss – vielmehr können Unternehmen die Bedarfe mehrerer Standorte mit einem einzigen, einheitlichen vPPA abdecken. Besonders attraktiv können virtuelle PPA daher für Unternehmen mit verteilten Lasten bzw. Standorten sein (etwa verstreute Einzelhandelsgeschäfte oder Logistikstandorte), die länderübergreifend oder sogar europaweit ihren gesamten Strombedarf preislich absichern und zudem „grünstellen“ wollen, ohne für jeden Standort einen eigenen (physischen PPA-) Stromliefervertrag abschließen zu müssen.

	Physische PPA	Virtuelle PPA
Verfügbares Angebot am Markt	✓	✓
Der Käufer erhält physische Energielieferungen	✓	X
Erfordert, dass sich Käufer und Verkäufer in derselben Marktzone befinden	✓	X
Zweiseitiger Cashflow (Ausgleich von Preisunterschieden)	X	✓
Kann die Übertragung von Herkunftsnachweisen (HKN) beinhalten	✓	✓
Setzt beide Parteien dem Insolvenzrisiko der Gegenpartei aus	✓	✓
Erfordert die Bilanzierung nicht realisierter Werte (Derivat)	X	✓
Feste oder variable Preisoptionen	✓	✓
Langfristige Preisabsicherung	✓	✓
Flexibilität bei der Standortwahl des erneuerbaren Projekts	X	✓

¹² Quelle: Pexapark.

4. Grundlagen der Bilanzierung von pPPA und vPPA¹⁴

Mit Blick auf die finanzielle Berichterstattung ist die Bilanzierung von PPA insbesondere für Abnehmer ein zentraler Aspekt. Dabei spielen die IFRS (International Financial Reporting Standards) sowie das Handelsgesetzbuch (HGB) eine wichtige Rolle.

Bilanzierung nach IFRS: Für pPPA kommen für die Einordnung nach IFRS (International Financial Reporting Standards) mehrere Möglichkeiten infrage, insbesondere IFRS 9, 10 und 16. Anders ist die Situation bei vPPA, auf die IFRS 10 und 16 mangels physischer Stromlieferungen nicht anwendbar sind. Für vPPA als *eingebettete Derivate* kommt hingegen nur IFRS 9 in Betracht, was verschiedene Folgen bei der Finanzberichterstattung nach sich zieht. Entscheidend ist dabei das Erfordernis einer Bilanzierung zum beizulegenden Zeitwert („fair value“). Diese Art der Bilanzierung kann die Unternehmenskennzahlen wesentlich beeinflussen und entsprechende Fluktuationen im Finanzergebnis verursachen. Diese Fluktuationen stellen insbesondere für kleinere Unternehmen ein Hindernis zum Abschluss von vPPA dar. Größere Abnehmer kommen damit, aber auch mit der Komplexität der Regelungen und den damit einhergehenden Berichterstattungspflichten, tendenziell besser zurecht. Mit zunehmender Erfahrung und Informationsgrundlage sollte diese Hürde jedoch auch für kleinere Unternehmen künftig an Bedeutung verlieren.

Bilanzierung nach HGB: Bei einer Bilanzierung nach HGB (Handelsgesetzbuch) sind die Unterschiede zwischen pPPA und vPPA weniger gravierend. Die aktuellen Regelungen stellen nicht abschließend klar, ob PPA (sowohl physische als auch virtuelle) als Derivate gewertet werden; eine Überarbeitung der Regelungen durch das IDW (Institut der Wirtschaftsprüfer) könnte hier Klarheit schaffen. VPPA stellen im Sinne des HGB schwebende Geschäfte dar, die erst bei Leistungserbringung/-erhalt bilanziert werden müssen. Gegebenenfalls müssen dafür Drohverlustrückstellungen gebildet werden.

5. Bilanzkreisverantwortung bei pPPA und vPPA

Im liberalisierten deutschen Strommarkt liegt die Verantwortung für die Aufrechterhaltung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch von Strom, das essenziell für die Netzstabilität ist, in erster Linie beim Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Dieser trägt die Kosten für die Regelleistung, die zum Ausgleich der durch ihn verursachten Ungleichgewichte (positive oder negative Abweichungen vom Fahrplan) erforderlich ist. Diese Kosten werden von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in Form von Ausgleichsenergiepreisen festgelegt. Alle Erzeuger und Abnehmer im Netz sind verpflichtet, sich einem Bilanzkreis zuzuordnen – und entweder selbst als BKV aufzutreten oder alternativ einen Vertrag mit einem anderen BKV abzuschließen, um ihm diese Verpflichtungen zu übertragen. In der Regel übernimmt der Erzeuger (oder ein von ihm beauftragter Dritter) dabei die

¹³ Quelle: Pexapark.

¹⁴ Ausführlicher dazu siehe Kapitel IV.

Bilanzierungsverantwortung, Aufgaben betreffend den Redispatch 2.0 und die Kosten für Regelleistung. Damit verbundene Aufgaben sind die Prognose der erwarteten Erzeugung, die Bewirtschaftung des Bilanzkreises in den Spot-Märkten und die Nominierung gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber. Für die Erfüllung dieser Aufgaben sind Marktzugang, Prognosefähigkeiten und komplexes Energiemanagementwissen erforderlich. In bestimmten Fällen kann auch vereinbart werden, dass diese Aufgaben dem Abnehmer zukommen.

In einem Pay-as-produced-pPPA liegt diese Bilanzierungsverantwortung typischerweise beim Abnehmer, sofern dieser ein Energieversorger ist und über einen eigenen Bilanzkreis verfügt. Die Kosten für die Bereitstellung von Ausgleichsdienstleistungen durch den Abnehmer können entweder im PPA-Preis enthalten sein oder separat als Ausgleichskosten ausgewiesen werden. Ist der Abnehmer hingegen ein Unternehmen (Corporate PPA), will dieser üblicherweise nicht mit der Bilanzierungsverantwortung befasst sein, da er mit den genannten Thematiken nicht vertraut ist. Bei Corporate pPPA wird die Bilanzierungsverantwortung daher regelmäßig an eine dritte Partei übertragen. Die damit verbundenen Kosten werden je nach Vertragsgestaltung entweder vom abnehmenden Unternehmen oder vom Erzeuger getragen.

Bei einem vPPA, wie es dem Vertragsmuster zugrunde gelegt ist, entfällt diese Problematik hingegen. Da keine physische Stromlieferung erfolgt, kann der Vertrag keine Auswirkungen auf die Zuweisung der Bilanzkreisverantwortung haben. Daher ist üblicherweise der Verkäufer bzw. Produzent der BKV, er kann aber einen BKV benennen, der die Bilanzierungsverantwortung für ihn übernimmt. Der Abnehmer ist in der Regel nicht in die Bilanzierung der Anlage involviert.

IV. Marktpotenziale, Chancen und Hemmnisse von vPPA

1. Bisherige Marktentwicklung von (v)PPA

Auf dem europäischen Markt dominieren bisher klar physische PPA: 2025 waren 83 % der abgeschlossenen PPA physische PPA.¹⁵ Dafür gibt es mehrere Gründe:

Erstens spielt im deutschen Markt das „Strompreiskompensation(s)“- (SPK-) Programm eine entscheidende Rolle. Es handelt sich um ein staatliches Beihilfeprogramm, das energieintensive Unternehmen dabei unterstützt, international wettbewerbsfähig zu bleiben. Unternehmen müssen dafür bestimmte ökologische Kriterien erfüllen, um einen Teil der indirekten CO₂-Kosten rückerstattet zu bekommen, die auf ihren Stromverbrauch anfallen. Diese ökologischen Kriterien können u. a. dadurch erfüllt werden, dass das Unternehmen mindestens 30 % seines Stromverbrauchs über nicht subventionierte erneuerbare PPA bezieht, wobei die physische Stromlieferung und die zugehörigen HKN im PPA selbst gebündelt sein müssen. Diese Anforderung hat zur Folge, dass Unternehmen nicht auf vPPA (oder ungebündelte Zertifikate) setzen können, wenn sie von der Förderung profitieren wollen. Nur pPPA inklusive HKN erfüllen diese Voraussetzungen. Vor allem Industrien mit hohem Strombedarf profitieren vom SPK-Programm, sodass diese zu zentralen Akteuren in der Entwicklung des Green-PPA-Marktes in Deutschland geworden sind. Während das für die Marktentwicklung von physischen PPA entsprechend positive Effekte hatte, wurden vPPA für SPK-geförderte Unternehmen unattraktiv. Solange das SPK-Programm mit diesen Anforderungen fortgesetzt wird, ist davon auszugehen, dass SPK-berechtigte Unternehmen weiterhin vor allem pPPA abschließen werden.

Da das SPK-Programm auf einer europarechtlichen Grundlage¹⁶ beruht, bestehen in anderen EU-Staaten vergleichbare Förderprogramme mit parallelen Anreizwirkungen. Vor diesem Hintergrund ist es wenig überraschend, dass pPPA nicht nur auf dem deutschen Markt dominieren, sondern darüber hinaus auch in den restlichen europäischen Märkten (2023 und 2024 ca. 90 % pPPA und 10 % vPPA). In anderen Regionen der Welt sind vPPA stärker verbreitet. Insbesondere in den USA sind sie zentral für die Marktentwicklung.

Im Vergleich zu den USA liegt ein weiterer wichtiger Grund für die Dominanz von pPPA in der weit vorangeschrittenen Integration des europäischen Strommarkts und -systems („Energieunion“). In den USA bestehen erhebliche Unterschiede zwischen den Strommarktmodellen der Bundesstaaten (manche liberalisiert, manche nicht), und ihre jeweiligen Netze sind weniger miteinander verbunden. Dagegen ist in der EU das liberalisierte Strommarktmodell europarechtlich einheitlich vorgegeben und zudem in der Ausgestaltung teilweise harmonisiert. Die einheitliche Struktur des EU-Strommarkts ändert aber nichts daran, dass bei grenzüberschreitenden PPA Preisrisiken aufgrund der

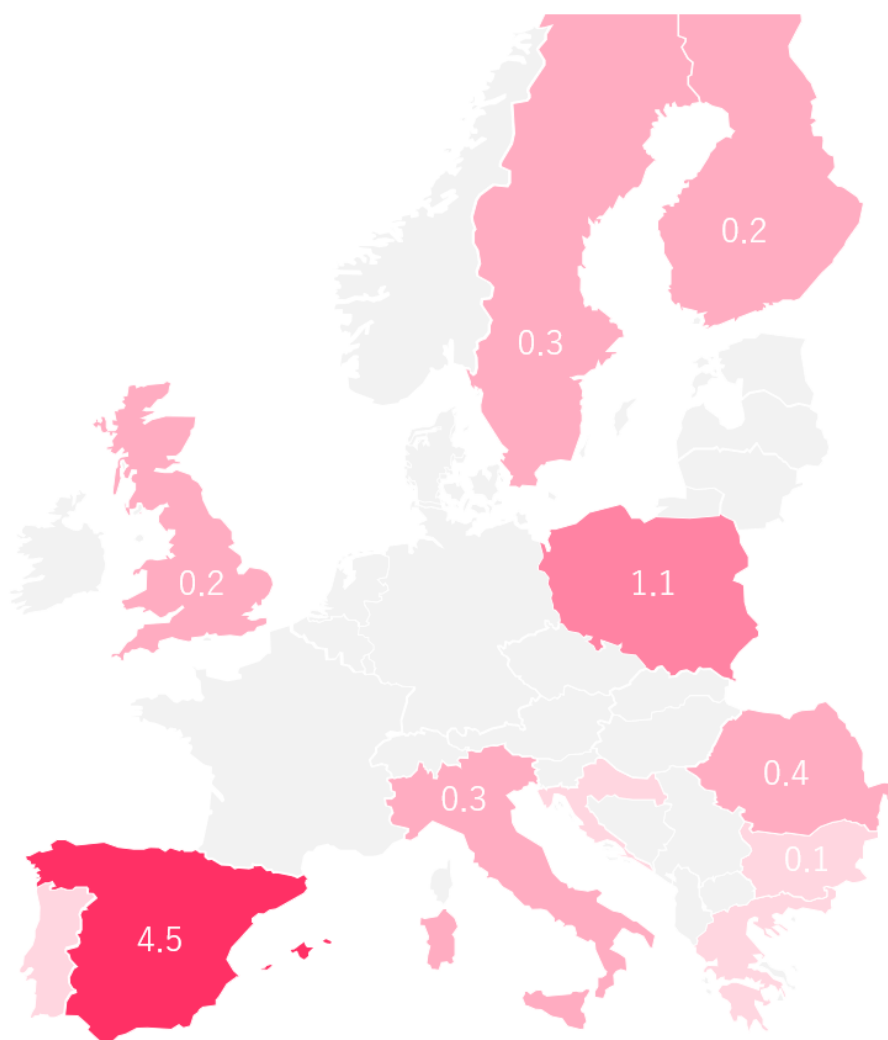
¹⁵ <https://montelnews.com/news/f9c39ab3-fe2b-4882-ab8c-e0e255bd881b/virtuelle-ppa-verzeichnen-steigende-nachfrage>.

¹⁶ Artikel 10a Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG.

verschiedenen Gebotszonen bestehen. Ein wichtiges Hemmnis bei virtuellen PPA für viele europäische Unternehmen ist die bereits erwähnte Einordnung im Rahmen der Finanzberichterstattung nach IFRS, wonach sie als eingebettete Derivate gemäß IFRS 9 gelten und somit zum beizulegenden Zeitwert zu bilanzieren sind. So kann die Strompreisvolatilität die Geschäftsergebnisse der Vertragsparteien beeinträchtigen. Eventuell besteht die Möglichkeit, durch Anwendung von Hedge Accounting die Effekte in das Eigenkapital und damit aus dem ergebniswirksamen Bereich heraus zu verschieben (ausführlicher dazu siehe Kapitel IV.).

In den letzten Jahren ist ein leichter Anstieg von abgeschlossenen vPPA in Europa zu beobachten, von 7 % im Jahr 2021 auf 17 % im aktuellen Jahr 2025.¹⁷ Insbesondere in Spanien, dem größten PPA-Markt Europas (gesamtes PPA-Volumen 2024: 11,6 GW), werden vPPA zunehmend populärer.¹⁸ Einen Überblick über die vPPA-Abschlüsse in den vergangenen Jahren bietet die folgende Grafik:

Abschlüsse langfristiger virtueller PPA in Europa 2018–2025 (GW)



Stand: 28.10.2025

¹⁷ <https://montelnews.com/news/f9c39ab3-fe2b-4882-ab8c-e0e255bd881b/virtuelle-ppa-verzeichnen-steigende-nachfrage>.

¹⁸ <https://synertics.io/blog/192/ppa-country-profile-spain>, <https://pexapark.com/blog/prmc-virtual->.

Bisher werden vPPA in Europa oft von Unternehmen abgeschlossen, die Erfahrung aus dem US-PPA-Markt mitbringen, wo vPPA weitverbreitet sind:

- Zwei konkrete Beispiele sind Microsoft mit einem 230-MW-Finanz-PPA mit Repsol (2024) und Thermo Fisher Scientific mit einem 127-MW-virtuellen PPA mit ib vogt (2023), die beide zu den größten Deals in Europa gehören.

Exkurs: US-amerikanischer Markt

Anders als in Europa sind in den USA virtuelle PPA die überwiegende Form von PPA. Der wichtigste Grund dafür – auch in Abgrenzung zum europäischen Markt – liegt in den bereits erwähnten Unterschieden hinsichtlich der Strommarktmodelle zwischen den Bundesstaaten. Der Abschluss eines pPPA ist dort daher oft nicht möglich oder zu komplex, weshalb Unternehmen notgedrungen auf vPPA zurückgreifen (müssen).²⁰ Hinzu kommen regulatorische Vorteile wie beispielsweise die oben beschriebenen in der Finanzberichterstattung, da die in den USA zur Anwendung kommenden GAAP andere Regelungen treffen als die in der EU einschlägigen IFRS.

2. Chancen für vPPA: Für wen kann diese Vertragsform Vorteile bieten?

Einfachere Einbettung in bestehende Vertragsbeziehungen

Der Abschluss eines vPPA ist relativ unkompliziert und kann problemlos zusätzlich zu den bestehenden physischen Stromlieferverträgen erfolgen. Es sind keine Anpassungen oder Eingriffe in die bestehenden physischen Stromlieferungen erforderlich (beispielsweise kein „*Sleeve-in*“). Dadurch lässt sich ein vPPA ohne besondere Anforderungen in die bestehenden Vertragsstrukturen integrieren.

Erweiterter Pool von Erzeugern und Abnehmern

Beim vPPA ist der Produktionsstandort vom Verbrauchsort entkoppelt, was die Projektflexibilität erhöht, insbesondere wenn sich Erzeuger und Abnehmer nicht in derselben Gebotszone befinden. Im Gegensatz zu physischen PPA, bei denen sich Abnehmer und Verkäufer in der Regel in derselben Preiszone befinden müssen, ist dies bei einem vPPA nicht erforderlich. Dies eröffnet Möglichkeiten für innerstaatliche oder grenzüberschreitende PPA, die sich über mehrere Preiszonen erstrecken. Das bedeutet eine erhebliche Erweiterung des Pools an möglichen vPPA-Vertragspartnern: Für den

¹⁹ Quelle: Pexapark.

²⁰ <https://www.epa.gov/green-power-markets/financial-ppa>.

Erzeuger gibt es deutlich mehr potenzielle Abnehmer, für den Abnehmer deutlich mehr verfügbare EE-Projekte bzw. EE-Erzeuger.

- Dies ist einer der Gründe, warum die Anzahl der vPPA mittlerweile auch in Europa wächst: Ein Abnehmer in Dänemark hat möglicherweise nicht genügend EE-Projekte zur Auswahl und möchte daher die Möglichkeit haben, Anlagen in anderen EU-Staaten zu kontrahieren, beispielsweise in Spanien.

Einfachere Bündelung der Nachfrage an verschiedenen Standorten

VPPA ermöglichen es abnehmenden Unternehmen, ihren Stromverbrauch an einer Vielzahl von Standorten (z. B. Produktionsstätten in verschiedenen Ländern) in innerstaatlichen und sogar grenzüberschreitenden vPPA-Verträgen zu bündeln, und somit ihre gesamte aggregierte Nachfrage mit einem einzigen vPPA-Vertrag abzudecken. Dies ist zwar grundsätzlich auch bei pPPA möglich, jedoch sind aufgrund des Zusammenspiels des einheitlichen pPPA mit mehreren physischen Lieferverträgen Abschluss und Prozess in diesem Fall erheblich verkompliziert. Bei einem vPPA muss das Unternehmen lediglich seinen Volumenbedarf abschätzen und entscheiden, welchen Anteil davon es mit PPA-Grünstrom abdecken möchte.

- Für Unternehmen, die grenzüberschreitende vPPA mit hoher Grünstromquote abschließen, liegt der Fokus in der Regel eher auf den ESG-Zielen als auf der Preisabsicherung, da die regelmäßig abweichenden Preisentwicklungen in den verschiedenen Gebotszonen zusätzliche finanzielle Risiken bedeuten.

Ausblick

Absehbar weist der Markt für vPPA in Europa große Potenziale auf, vor allem aufgrund der Flexibilität bzw. der Unabhängigkeit von physischen Stromlieferungen, die dieses Vertragsmodell bietet. Für Unternehmen dürfte es zunehmend interessanter werden, ihren Strombezug in energie- und geopolitisch unsicheren Zeiten langfristig finanziell abzusichern und zusätzlich noch grüne HKN für ihre Nachhaltigkeitsberichterstattung zu beziehen, ohne bei alledem ihren physischen Strombezug umstellen zu müssen.²¹ Schwierig vorherzusehen ist, ob die im Vergleich zum pPPA höheren Hürden beim Vertragsabschluss (hohe Eigenkapitalanforderungen, Mindesttransaktionsgrößen und Kreditauflagen, siehe dazu detaillierter Kapitel IV.), aber auch die Begünstigung von pPPA im SPK-System, unverändert fortbestehen oder Vereinfachungen bzw. Anpassungen erfolgen, die vPPA künftig insbesondere auch für kleinere Unternehmen zugänglicher machen.

²¹ <https://montelnews.com/news/f9c39ab3-fe2b-4882-ab8c-e0e255bd881b/virtuelle-ppa-verzeichnen-steigende-nachfrage>.

3. Hemmnisse bei vPPA: Wie können die Potenziale gehoben werden?

Regulatorische Hemmnisse

Bisher bestehen einige regulatorische Unsicherheiten, vor denen viele Unternehmen zurückschrecken und deren individuelle Evaluierung zusätzliche Umsetzungskosten bedeutet. Diese Unsicherheiten betreffen in erster Linie die finanzmarktreulatorische Behandlung von vPPA: In der Regel sind sie als *Energiederivate* und damit auch als *Finanzinstrumente* einzustufen, was unter Umständen bestimmte Verpflichtungen (Erlaubnispflichten, Wohlverhaltenspflichten usw.) nach sich ziehen kann. Ob ein vPPA diese Verpflichtungen tatsächlich auslöst, hängt stark von den individuellen Umständen des Vertrags und der Parteien ab (ausführlicher dazu siehe Kapitel IV.). Selbst eine individuelle Prüfung eines Unternehmens kann jedoch nicht alle Unsicherheiten in der Finanzmarktreulatorik beseitigen, da die rechtlichen Vorgaben in ihrer derzeitigen, aktuellen Form keine gesicherte Einordnung ermöglichen.²²

Verschiedene Maßnahmen könnten dazu beitragen, die Rahmenbedingungen für vPPA zu verbessern: In erster Linie würde eine klare regulatorische Orientierung zur Behandlung und Anerkennung von vPPA in Nachhaltigkeits- und Finanzberichterstattungsrahmen (CSRD, IFRS, lokale GAAP) bestehende Unsicherheiten beseitigen und damit rechtssichere Ausgestaltungen von PPA ermöglichen. Vorteilhaft wäre außerdem die Einführung von standardisierten Instrumenten zur unternehmensinternen Einordnung in Risiko- und Portfoliomanagement von (v)PPA. Die (Weiter-)Entwicklung von Instrumenten zur Risikominderung, wie Pooling-/Portfoliomechanismen, kann dazu beitragen, Preis- und Profilirisiken zu managen.

Mangelhafte Standardisierung und Informationsgrundlage

Ein weiteres Hemmnis, das insbesondere vPPA betrifft, sind die lückenhafte Standardisierung²³ und die mangelhafte Fachkenntnis in der Branche. Standardisierungen für die Vertragsgestaltung könnten Unternehmen bei Abschlüssen unterstützen, indem sie zu einer Reduktion von Transaktionskomplexität und -kosten beitragen. Daneben ist eine Erweiterung der Informationsgrundlagen (insbesondere zu vPPA-Verträgen) essenziell für das Verständnis von PPA in der Branche und auch für die Einschätzung der Eignung von PPA-Modellen für Unternehmen. Hierzu möchte dies Papier einen Beitrag leisten.

Nachhaltigkeitsbewertung von vPPA (Grünstromeigenschaft)

Eine in der Branche weitverbreitete Sorge in Bezug auf vPPA betrifft ihre Eigenschaft und Einordnung im Hinblick auf Nachhaltigkeitsbewertung bzw. Unternehmensberichterstattung. Viele Unternehmen

²² Immerhin stellt § 79 (7) EEG zumindest für Deutschland klar, dass HKN keine Finanzinstrumente im Sinne des Kreditwesengesetzes sind. Für andere EU-Staaten fehlt hingegen diese eindeutige Klarstellung.

²³ Bisher wichtigste Vertragsmuster von EFET und ISDA.

nehmen an, dass es sich bei vPPA im Ergebnis um „Greenwashing“ handeln würde, da die HKN „entkoppelt“ vom physischen Strom erworben werden und dennoch eine bilanzielle Grünstellung des Strombezugs bewirken. Diese Bedenken können auf verschiedenen Ebenen ausgeräumt werden:

Einerseits limitieren die Grenzen des physikalischen Strombezugs notwendigerweise die Aussagekraft von Grünstromnachweisen. Aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Strom ist es nicht möglich, seinen Ursprung und Fluss nachzuvollziehen, sobald er in das öffentliche Netz eingespeist wurde. Somit besteht zwischen einem pPPA, bei dem der Strom über das öffentliche Netz geliefert wird, und einem vPPA, bei dem Stromlieferungen nicht Bestandteil des Vertrags sind, kein qualitativer Unterschied hinsichtlich der faktischen Grünstromeigenschaft des gelieferten bzw. verbrauchten Stroms: In beiden Fällen wird er an einer Stelle in das Netz eingespeist und an einer anderen entnommen, ohne dass dazwischen ein direkter Konnex hergestellt werden kann.

- Einzige Ausnahme davon ist ein On-Site-pPPA, bei dem die Stromlieferungen direkt vor Ort ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes erfolgen und der Stromfluss somit direkt nachvollziehbar ist.

Die Wirkweise von PPA ist somit eher abstrakt bzw. statistisch: Durch jede PPA-finanzierte EE-Anlage steigt der Grünstromanteil im gesamten Stromnetz, und der Abnehmer erhält für seine Finanzierungsleistung die HKN der durch ihn unter Vertrag genommenen Anlage.

Ähnlich verhält es sich bei der (unions-)rechtlichen Einordnung, welche nicht zwischen pPPA und vPPA unterscheidet. Demnach gilt eine Menge an Strom, die mit einer entsprechenden Menge an HKN hinterlegt wird, als Strom aus erneuerbaren Quellen = Grünstrom. Dabei basieren sowohl pPPA als auch vPPA auf einer juristischen Fiktion, da etwas rechtlich anerkannt wird, was nicht den tatsächlichen (physikalischen) Gegebenheiten entspricht bzw. entsprechen muss. Konkret werden HKN nur für jene Mengen an Strom ausgestellt, die tatsächlich ins öffentliche Netz eingespeist werden – auf Ebene der Grünstromeinspeisung entspricht die rechtliche Fiktion insoweit auch der physikalischen Realität. Allerdings darf sich der Käufer seinen Stromverbrauch in dem Umfang, in dem er HKN erwirbt, als „grün“ anrechnen lassen, obwohl er tatsächlich den durchschnittlichen Grün-Grau-Strommix des jeweiligen Zeitpunkts aus dem öffentlichen Netz bezieht. Damit weicht die juristische Fiktion von der physikalischen Realität ab. Das ist im Stromsystem notwendigerweise erforderlich, da Strom, wie bereits beschrieben, im Netz ununterscheidbar fließt, seine ursprüngliche Energiequelle also am Ausspeisepunkt nicht mehr erkennbar ist.

- Eine rechtliche Ungleichbehandlung von vPPA gegenüber pPPA besteht hingegen sehr wohl bei der Bewertung von PPA als ökologischer Gegenleistung im Rahmen der SPK (siehe Kapitel III. 1.).

Das System der HKN beruht auf der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 und wurde für Deutschland im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) umgesetzt. Grundsätzlich ist es dabei nicht erforderlich, dass Strommenge und HKN vertraglich gesehen aus demselben EE-Projekt stammen, vielmehr dürfen Strombezug und HKN aus unterschiedlichen Projekten auch kombiniert werden. Dies

zeigt sich schon daran, dass der deutsche Gesetzgeber abweichend von dieser Grundregel in gewissen Sonderfällen die sogenannte gekoppelte Lieferung, wo Strom und HKN vertraglich gemeinsam übertragen werden, verpflichtend vorsieht.

Die EU hat zur Bewertung von Wirtschaftstätigkeiten in Hinblick auf deren Nachhaltigkeit in den letzten Jahren einen Rechtsrahmen geschaffen. Die zentralen Rechtsakte in Perspektive auf den Bezug von erneuerbarem Strom im Wege eines vPPA sind hierbei:

- die CSRD = Corporate Sustainability Reporting Directive (Richtlinie (EU) 2022/2464);
- die Taxonomie-Verordnung = Verordnung über die Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen (Verordnung (EU) 2020/852).

Die CSRD legt einheitliche Kriterien für die Nachhaltigkeitsberichterstattung von berichtspflichtigen Unternehmen fest, indem Unternehmen, die der CSRD unterliegen, verpflichtend nach den European Sustainability Reporting Standards (ESRS) berichten müssen. Diese zielen auf die Herstellung von Transparenz über die Nachhaltigkeit der Geschäftstätigkeit dieser Unternehmen ab: Auf Basis der gemäß ESRS bereitgestellten Informationen soll es insbesondere Finanzmarktakteuren erleichtert werden, die Nachhaltigkeit eines Unternehmensportfolios zu evaluieren, um damit entsprechende Anlageentscheidungen treffen zu können. So verlangen CSRD bzw. ESRS von berichtspflichtigen Unternehmen u. a. die Angabe von Informationen über ihren Energieverbrauch und Energiemix, worunter ausdrücklich auch der Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien am Gesamtstromverbrauch fällt. (v)PPA können hierfür genutzt werden, da die im Rahmen des vPPA erworbenen HKN den Anteil von EE-Strom klar ausweisen, sodass bei Entwertung der HKN die entsprechende Strommenge als erneuerbar im Sinne des CSRD bzw. ESRS gilt.

Auch die Taxonomie-Verordnung zielt auf die Herstellung von Transparenz: Investoren – wozu auch der Käufer eines vPPA zählt, da er dem Projekt eine langfristige stabile Einnahmequelle sichert und somit in vPPA investiert – werden anhand von Kriterien darüber informiert, ob eine Wirtschaftstätigkeit im ökologischen Sinne nachhaltig ist. Die EU-Taxonomie-Verordnung legt dafür ein Klassifizierungssystem für ökologisch nachhaltige wirtschaftliche Aktivitäten fest. Die Taxonomie-Verordnung erwähnt zwar (v)PPA selbst nicht ausdrücklich, allerdings kann die ökologische Nachhaltigkeit in ihrem Sinne indirekt durch einen anderen EU-Rechtsakt, die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (EE-Richtlinie), begründet werden:

- VPPA, welche neben Strom auch die Lieferung von HKN beinhalten, übertragen mit den HKN gerade jene Nachweise an den Verbraucher oder dessen Versorger, welche von der EE-Richtlinie als Nachweise der erneuerbaren (grünen) Eigenschaft des verbrauchten Stroms gefordert werden.
- Die Erzeugung von erneuerbarer Energie wird durch dieselbe Richtlinie als *wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz* anerkannt.

- In Zusammenschau liegt nahe, dass (v)PPA, welche die Lieferung von HKN beinhalten, als ökologisch nachhaltig im Sinne der Taxonomie-Verordnung einzuordnen sein dürften, da sie einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz entsprechend der EE-Richtlinie (EU) 2018/2001 liefern.

Unabhängig von dem unionsrechtlichen Rahmen werden vPPA auch im Rahmen der freiwilligen Nachhaltigkeitsberichterstattung nach Greenhouse Gas Protocol und RE100 als Quelle für den Bezug der grünen Eigenschaft des Stroms anerkannt.

V. Bilanzierung und Berichtspflichten bei vPPA

1. Einordnung in die Finanzmarktregulierung

Das Wesensmerkmal insbesondere von vPPA liegt in der Preisabsicherung vor Schwankungen der Großhandelspreise zugunsten beider Parteien, die sich wechselseitig einen bestimmten Fixpreis im Verhältnis zum Marktpreis besichern. Im Unterschied zum pPPA erfolgt dabei nur ein Zahlungsfluss, nicht aber eine physische Stromlieferung, weswegen vPPA auch als „Financial Hedge“ bezeichnet werden.

Aus diesem Wesensmerkmal folgt, dass vPPA aus finanzregulatorischer Sicht gemäß Richtlinie 2014/65/EU über Märkte für Finanzinstrumente (MIFID II) bzw. des Kreditwesengesetzes und des Wertpapierhandelsgesetzes in der Regel als Finanzinstrumente einzuordnen sind, da sie üblicherweise die Voraussetzungen für Energiederivate erfüllen.

- Energiederivate sind Finanzinstrumente, deren Wert sich aus dem Preis von Energieprodukten wie Öl, Erdgas, Strom oder Kohle ableitet (lat.: *derivare* = ableiten). Sie werden als Termin- oder Optionsgeschäfte klassifiziert, die beide zeitlich verzögert zu erfüllen sind und deren Wert sich unmittelbar oder mittelbar vom Preis oder Maß eines Basiswertes ableitet.

Je nach individueller Ausgestaltung können vPPA im Energiederivatekatalog als *Termingeschäft mit Barausgleich* oder als *finanzielles Differenzgeschäft* eingeordnet werden:

- Für ein *Termingeschäft mit Barausgleich* ist charakterisierend, dass ein Kauf, Tausch oder anderweitig ausgestaltete Fest- oder Optionsgeschäfte vorliegen, die zeitlich verzögert zu erfüllen sind und deren Wert sich unmittelbar oder mittelbar vom Preis oder Maß eines Basiswertes ableitet. Der Vertrag muss durch Barausgleich erfüllt werden (können), und es darf kein sogenanntes Kassageschäft (kurzfristige Zahlung und Lieferung) vorliegen.
 - Für ein *finanzielles Differenzgeschäft* ist das charakteristische Kernmerkmal der Ausgleich der Differenz zwischen dem Kurs eines Basiswerts zu zwei unterschiedlichen Zeitpunkten. Je nach Ausgestaltung des vPPA könnte dies verneint werden, wenn der Wesenskern des abzuschließenden vPPA ein anderer ist, als lediglich Gewinne aus Kursschwankungen zu erzielen.
- ⇒ Ein zentrales Argument für die Einordnung von vPPA als *Termingeschäfte mit Barausgleich* ist, dass sie – zumindest so, wie vPPA hier verstanden werden – neben der Absicherung gegen Marktpreisschwankungen auch zum Erwerb der damit verbundenen HKN und damit der

„grünen Eigenschaft“ des entsprechenden Strombezugs dienen. Dieses zweite Element spricht gegen die Einordnung als *finanzielles Differenzgeschäft*.

Die genannte Unterscheidung zwischen *Termingeschäft mit Barausgleich* und *finanziellem Differenzgeschäft* ist wesentlich, da von ihr abhängig ist, ob die sogenannte Nebentätigkeitsausnahme (siehe dazu sogleich) für die Erlaubnispflichten des Kreditwesengesetzes (KWG) Anwendung finden kann oder nicht. Parteien eines vPPA sollten daher vor Abschluss diese Einordnung prüfen.

Eine Einordnung des vPPA als Finanzinstrument (unabhängig davon, ob nun als Termingeschäft mit Barausgleich oder als finanzielles Differenzgeschäft) löst grundsätzlich zumindest folgende Pflichten aus:

- Erlaubnispflichten nach dem KWG für Unternehmen, die Dienstleistungen bezogen auf Finanzinstrumente erbringen (verschiedene Ausnahmetatbestände sind im Einzelfall verfügbar);
- Wohlverhaltenspflichten nach dem Wertpapierhandelsgesetz für Unternehmen, die Dienstleistungen bezogen auf Finanzinstrumente erbringen (auch hier Ausnahmetatbestände, teils aber abweichend);
- zahlreiche weitere Pflichten beim Handel mit Finanzinstrumenten, vor allem in Form von Derivaten (zu den Meldepflichten nach EMIR siehe unter 3. in diesem Kapitel)

Hinsichtlich der Erlaubnispflichten nach dem Kreditwesengesetz können sich Parteien eines vPPA häufig auf die sogenannte Nebentätigkeitsausnahme berufen. Kernvoraussetzung ist dafür, dass der Abschluss von vPPA eine Nebentätigkeit zur eigentlichen Haupttätigkeit der Vertragspartei ist. Zentral sind hier die Kriterien der Delegierten Verordnung (EU) 2021/1833 (VO 2021/1833), die insgesamt drei mögliche Varianten dafür vorsieht: De-minimis-Test, Handelstest und Eingesetztes-Kapital-Test. Ist einer der Tests positiv erfüllt, kann eine Partei von der Nebentätigkeitsausnahme Gebrauch machen, was bedeutet, dass keine weitere Erlaubnis zum Handel mit Finanzinstrumenten nach dem KWG nötig ist. Die weiteren genannten Verpflichtungen bleiben davon unberührt.

Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass jede Partei individuell für ihr Unternehmen und in Bezug auf das konkrete vPPA prüfen muss, ob sie in den Genuss der beschriebenen Nebentätigkeitsausnahme kommt.

Im finanzregulatorischen Bereich ist zudem zu beachten, dass HKN für sich genommen europarechtlich potenziell ebenfalls als Finanzinstrumente einzustufen sein könnten. Unbeschadet dieser gewissen Unsicherheit auf EU-Rechtsebene regelt allerdings für Deutschland § 79 Abs. 7 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2023 ausdrücklich, dass HKN keine Finanzinstrumente im Sinn des Kreditwesen- oder Wertpapierhandelsgesetzes sind.

2. Bilanzierung/Accounting Treatment

Bei der Bilanzierung von PPA ist zunächst zwischen internationaler Rechnungslegung (IFRS) und nationaler Rechnungslegung (HGB) zu unterscheiden. Stellt ein Unternehmen den eigenen Jahres- und/oder Konzernabschluss ausschließlich nach HGB auf, sind die Ausführungen zur Behandlung von PPA nach IFRS nicht relevant.

Sowohl bei der IFRS- als auch bei der HGB-Bilanzierung von PPA ist zwischen physischen und virtuellen PPA zu unterscheiden:

Bilanzierung physischer PPA nach IFRS

IFRS 10 – Konsolidierung

Zunächst ist zu beurteilen, ob es sich bei dem PPA-Verkäufer um ein Unternehmen handelt, welches vom PPA-Käufer i.S.v. IFRS 10 „Konzernabschlüsse“ beherrscht wird und entsprechend konsolidiert werden muss. Folglich müsste der Käufer Vermögenswerte und Schulden sowie Erträge und Aufwendungen des zu beurteilenden Unternehmens im eigenen Konzernabschluss abbilden. PPPA im Anwendungsbereich des IFRS 10 sind selten.

IFRS 16 – Leasingbilanzierung

Sollte ein pPPA nicht in den Anwendungsbereich von IFRS 10 fallen, könnte er in den Anwendungsbereich von IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ fallen. Das wäre der Fall, wenn der Käufer über die gesamte Laufzeit des pPPA im Wesentlichen alle wirtschaftlichen Vorteile, i.d.R. Strom und HKN, aus einer spezifizierten EE-Anlage erhält und diese entweder selbst steuern kann oder am Design der EE-Anlage beteiligt war. Eine entsprechende Würdigung ist einzelfallbezogen und kann mit Ermessen verbunden sein.

Sollte ein pPPA in den Anwendungsbereich des IFRS 16 fallen, so muss der Käufer ein Nutzungsrecht und eine Leasingverbindlichkeit bilanzieren. Das Nutzungsrecht wird über die Vertragslaufzeit abgeschrieben und die Leasingverbindlichkeit auf Zinseffekte und Tilgung aufgeteilt über die Vertragslaufzeit abgetragen. Beide Posten ergeben sich im Wesentlichen aus den fix zu leistenden Leasingzahlungen über die gesamte Laufzeit des pPPA. Insbesondere bei langfristigen pPPA kann Leasingbilanzierung also zu einer signifikanten Auswirkung auf die Nettoverschuldung eines PPA-Käufers führen. Dieser Aspekt ist oft ein wesentliches Entscheidungskriterium für oder gegen einen pPPA. Insbesondere bei pPPA, in denen die zugrunde liegende EE-Anlage auf dem Grundstück des Käufers installiert wird, ergibt sich die Fragestellung der Leasingbilanzierung nach IFRS 16. Dennoch ist stets der Einzelfall mit Bedacht zu prüfen.IFRS 9 – Derivatsbilanzierung

Fällt ein pPPA nicht in den Anwendungsbereich des IFRS 16, kann er in den Anwendungsbereich des IFRS 9 „Finanzinstrumente“ fallen. Dafür muss der pPPA einerseits das Kriterium des Nettoausgleichs erfüllen und andererseits darf die Eigenbedarfsausnahme nicht greifen. Eine sorgfältige Analyse des pPPA und dessen strategischer Rolle für den Käufer ist erforderlich, um das Kriterium des Nettoausgleichs abschließend beurteilen zu können. Ob ein pPPA in den Anwendungsbereich des IFRS 9 fällt, hängt oft davon ab, ob der Käufer darlegen kann, dass er den Vertrag zur Deckung des eigenen Bedarfs abgeschlossen hat. Dieser Nachweis hat sowohl quantitativ als auch qualitativ nach bestimmten Kriterien zu erfolgen. Gelingt es nicht, diesen Nachweis zu erbringen, kann der pPPA in den Anwendungsbereich des IFRS 9 fallen und er muss als Derivat bilanziert werden. Das bedeutet, dass der beizulegende Zeitwert des pPPA entlang der Kriterien des IFRS 13 und auf Basis des Produktionsprofils der zugrunde liegenden EE-Anlage sowie der technologie- und standortspezifischen Strommarktpreiserwartungen zu jedem Berichtsstichtag ermittelt und die Differenz zum vorherigen Berichtsstichtag ergebniswirksam erfasst werden müssen. Dies kann die Ergebnisrechnung eines Unternehmens der Volatilität der Energiemarktpreise aussetzen.

Fällt ein pPPA in den Anwendungsbereich des IFRS 9, sodass der beizulegende Zeitwert des Vertrags zu berichten ist, besteht grundsätzlich die Möglichkeit, Hedge Accounting anzuwenden und somit die möglicherweise entstehende Volatilität der Energiemarktpreise im Eigenkapital und nicht ergebniswirksam zu erfassen. Hierzu sind erneut bestimmte Kriterien zu erfüllen und es ist eine ausführliche Dokumentation vorzubereiten. Da die Anforderungen sehr konkret sind, ist dringend empfohlen, Expertenrat hinzuzuziehen.

IAS 37 – Bilanzierung schwebender Verträge

Fällt ein pPPA nicht in den Anwendungsbereich des IFRS 9, ist er als schwebendes Geschäft i.S.d. IAS 37 zu bilanzieren und Aufwendungen sind mit Leistungserfüllung zu erfassen. Sollten die erwarteten Kosten des pPPA den erwarteten Nutzen übersteigen, so ist eine Drohverlustrückstellung zu bilden. Das kann bei pPPA geschehen, wenn der Vertragspreis deutlich über dem relevanten Strommarktpreis liegt. Auch für diese Einschätzung ist eine sorgfältige qualitative sowie quantitative Analyse erforderlich.

IFRS 9 – Eingebettete Derivate

In jedem Fall ist zu analysieren, ob der pPPA eingebettete Derivate enthält, welche zu trennen und zum beizulegenden Zeitwert zu bilanzieren sind. Dies kann bspw. bei speziellen Preisklauseln (z.B. Kopplung an Gaspreisindex) oder Optionalitäten erforderlich werden.

Bilanzierung virtueller PPA nach IFRS

Im Vergleich zur IFRS-Bilanzierung von pPPA kommen für die IFRS-Bilanzierung von vPPA weniger Varianten infrage. VPPA können nicht in den Anwendungsbereich des IFRS 10 oder 16 fallen, da sie nicht die Verpflichtung zur Lieferung und Abnahme des aus einer EE-Anlage generierten Stroms vom Verkäufer an den Käufer beinhalten. Im Sinne der IFRS stellt ein vPPA vorrangig einen Liefervertrag von HKN vom Verkäufer an den Käufer dar, welcher ein eingebettetes Derivat, nämlich den volumetrischen Differenzvertrag, beinhaltet. Dieses eingebettete Derivat fällt in den Anwendungsbereich des IFRS 9 und ist folglich zum beizulegenden Zeitwert zu bilanzieren. Analog zu pPPA, die in den Anwendungsbereich des IFRS 9 fallen, kann so die Strommarktpreisvolatilität die KPIs der Vertragsparteien beeinträchtigen. Auch hier können durch Anwendung von Hedge Accounting unter bestimmten Voraussetzungen und entlang hoher Dokumentationsanforderungen die Effekte in das Eigenkapital und aus dem Ergebnis verschoben werden.

Nichtsdestotrotz birgt die Abbildung eines vPPA in der Berichterstattung Herausforderungen und Ergebnisauswirkungen, welche vor Abschluss eines solchen Instruments unbedingt zu analysieren und abzuwägen sind.

Bilanzierung physischer PPA nach HGB

Da PPA bilateral verhandelte Verträge sind, die individualisierte Klauseln enthalten können, ist jede Transaktion im Einzelfall gründlich zu prüfen.

§ 290 HGB – Konsolidierung

Die Kriterien zur Prüfung einer aus einem pPPA resultierenden Konsolidierungspflicht nach HGB ähneln jenen der IFRS. Beherrscht ein pPPA-Käufer einen pPPA-Verkäufer nach § 290 HGB infolge des abgeschlossenen Vertrags, ist Konsolidierung geboten. Analog zu den IFRS ist diese bilanzielle Abbildung eines pPPA nach HGB selten.

§ 246 (1) Satz 2 HGB – Zurechnung des wirtschaftlichen Eigentums

Die Finanzverwaltung²⁴ hat sich im Einklang mit der Finanzrechtsprechung²⁵ dagegen ausgesprochen, ein Anlagen-Contracting, bei dem ein Energieversorger (Contractor) im eigenen Namen und auf eigene Rechnung eine Energieerzeugungs- oder Energieverteilungsanlage auf dem Gelände des Kunden oder in dessen Gebäude installiert, als Leasingverhältnis zu qualifizieren. Nach Auffassung des

²⁴ Vgl. z.B. FinMin. Schleswig-Holstein, Erlass vom 13.9.2025 – VI 304 – S. 2134 – 059, DB 2005, S. 2553 (2554); FSen Berlin, Erlass vom 7.11.2023 – III B – S. 2170 – 4/2005 – 1, DStR 2024, S. 558 (559).

²⁵ Vgl. BFH-Urteil vom 6.8.1998 – III R 28/97, BStBl 2000 II, S. 144, vom 30.3.2000 – III R 58/97, BStBl 2000 II, S. 44 und vom 20.11.2003 – III R 4/02, BStBl 2004 II, S. 305.

Bundesfinanzhofs (BFH) handelt es sich bei solchen Anlagen um Betriebsvorrichtungen, die im Anlagevermögen des Contracting-Gebers auszuweisen sind. Da der Contracting-Geber – im Gegensatz zu einem Leasing – das Wirtschaftsgut selbst nutzt, um dem Contracting-Nehmer das aus dieser Nutzung stammende Produkt bereitzustellen, ist nach Auffassung der Finanzverwaltung im konkreten Einzelfall anhand der vertraglichen Vereinbarungen und der Grundsätze für Mietereinbauten zu prüfen, wem die Anlage zuzurechnen ist.

Aufgrund fehlender gesetzlicher Regelungen zur Bilanzierung eines Anlagen-Contractings in der Handelsbilanz wird auch in der handelsrechtlichen Literatur die Sichtweise des BFH respektive der Finanzverwaltung vertreten, wonach ein Anlagen-Contracting nicht als Leasingverhältnis anzusehen sei²⁶. Für die handelsrechtliche Zurechnung des wirtschaftlichen Eigentums an den betroffenen Vermögensgegenständen wird dabei sowohl auf die (steuerlichen) Grundsätze für Mietereinbauten²⁷ als auch auf allgemeine handelsrechtliche Grundsätze²⁸ verwiesen.

Handelt es sich um einen pPPA, bei dem die EE-Anlage auf dem Gelände des pPPA-Käufers nach dessen individuellen Bestimmungen installiert wird und der Betrieb der Anlage ausschließlich dem pPPA-Käufer zugutekommt (bspw. eine Solaranlage auf dem Dach einer Produktionshalle), sollte die EE-Anlage in der Regel eine Betriebsvorrichtung des pPPA-Verkäufers darstellen²⁹. In diesem Fall wäre das wirtschaftliche Eigentum an der EE-Anlage dem pPPA-Verkäufer weiterhin zuzurechnen. Befindet sich die EE-Anlage jedoch nicht auf dem Gelände des pPPA-Käufers, ist im Einzelfall unter Berücksichtigung der vertraglichen Regelungen zu prüfen, wem die EE-Anlage wirtschaftlich zuzurechnen ist.

Ebenso ist eine sorgfältige Einzelfallprüfung erforderlich, sofern ein pPPA Klauseln enthält, die dem pPPA-Käufer beispielsweise das Recht einräumen, die EE-Anlage am Ende der Vertragslaufzeit zu einem bereits festgelegten Preis zu erwerben. In solchen Fällen könnte unter bestimmten Umständen das wirtschaftliche Eigentum an der EE-Anlage bereits vor Ablauf der Vertragslaufzeit auf den pPPA-Käufer übergehen, wodurch dieser verpflichtet wäre, die EE-Anlage in seiner Handelsbilanz zu aktivieren.

Derivatebilanzierung

Bislang regelte der IDW RS HFA 22, unter welchen Umständen ein eingebettetes Derivat innerhalb eines gegebenen Vertrags zu trennen und separat zu bilanzieren ist. Allerdings enthält weder diese Verlautbarung noch andere Verlautbarungen des Instituts der Wirtschaftsprüfer in Deutschland e.V. (IDW) eine abschließende (d.h. allgemeingültige) Definition des Derivatebegriffs. Mit der Überarbeitung

²⁶ Vgl. Hoffmann/Lüdenbach, in: NWB Kommentar Bilanzierung, 16. Aufl., § 246 HGB Anm. 377d; Freiberg/Diemers, Bilanzielle Abbildung von contracting-Vereinbarungen nach IFRS, PIR 2016, S. 210 (212 f.); WP-Handbuch, 19. Aufl., Kap. F Rn. 1367.

²⁷ Vgl. Hoffmann/Lüdenbach, in: NWB Kommentar Bilanzierung, 16. Aufl., § 246 HGB Anm. 377d.

²⁸ Vgl. WP-Handbuch, 19. Aufl., Kap. F Rn. 1367.

²⁹ Vgl. Hoffmann/Lüdenbach, in: NWB Kommentar Bilanzierung, 16. Aufl., § 246 HGB Anm. 377d.

des IDW RS HFA 22 und der Festlegung einer solchen Definition befasst sich aktuell das IDW. Infolgedessen können sich hieraus Implikationen für die HGB-Bilanzierung von pPPA ergeben.

§ 249 (1) HGB – Bilanzierung schwebender Geschäfte

Typischerweise stellen pPPA nach HGB zunächst schwebende Geschäfte dar und werden entsprechend erst bei Leistungserbringung/-erhalt bilanziert. Für pPPA-Käufer mag sich ggf. die Pflicht zur Bildung einer Drohverlustrückstellung nach § 249 (1) HGB ergeben. Liegt bspw. der Marktpreis für die Beschaffung von Strom unter dem im pPPA fixierten Preis, ist die Bildung einer Drohverlustrückstellung durch den pPPA-Käufer geboten. Für pPPA-Verkäufer hingegen ist der pPPA-Preis mit den Preisen des Absatzmarktes zu vergleichen. In jedem Fall darf eine für die jeweilige Vertragspartei vorteilhafte Differenz zwischen Vertrags- und Marktpreis gemäß des Realisationsprinzips aus § 252 (1) Nr. 4 2. Halbsatz HGB nicht bilanziert werden. Eine sorgfältige Einzelfallprüfung ist erforderlich.

Bilanzierung virtueller PPA nach HGB

§ 290 HGB – Konsolidierung

Auch nach HGB führen vPPA in der Regel nicht zu Konsolidierung, da sie keine Beherrschung einer Vertragspartei durch eine andere im Sinne des § 290 HGB bewirken.

§ 246 (1) Satz 2 HGB – Zurechnung des wirtschaftlichen Eigentums

Ein vPPA enthält – ähnlich wie ein pPPA – typischerweise keine Klauseln, die es dem vPPA-Käufer ermöglichen, den vPPA-Verkäufer von der Einwirkung auf die zugrunde liegende EE-Anlage auszuschließen. Zusätzlich kann der vPPA-Käufer nicht einmal über das aus der Nutzung der EE-Anlage entstehende Produkt – den Strom – verfügen, da die Stromkomponente eines vPPA finanziell ausgeglichen wird. Daraus folgt, dass ein vPPA in der Regel nicht die wirtschaftliche Zurechnung der EE-Anlage verändert und der vPPA-Käufer die EE-Anlage entsprechend auch nicht selbst zu bilanzieren hat.

Derivatebilanzierung

Analog zu pPPA können sich auch in Bezug auf vPPA Implikationen für die HGB-Bilanzierung aus der derzeitigen Überarbeitung des IDW RS HFA 22 ergeben.

§ 249 (1) HGB – Bilanzierung schwebender Geschäfte

Vorerst stellen auch vPPA nach HGB schwebende Geschäfte dar, welche erst bei Leistungserbringung/-erhalt bilanziert werden. Analog zur HGB-Bilanzierung von pPPA ist auch für vPPA zu prüfen, ob die durch den Vertrag entstehenden Kosten den daraus erwarteten Nutzen übersteigen. Sollte dies festgestellt werden, ist auch für vPPA eine Drohverlustrückstellung nach § 249 (1) HGB zu bilden.

Fair-Value-Bewertung von PPA / Anwendung von Mark-to-Market (MtM) auf erneuerbare Energietransaktionen

Im Gegensatz zu vielen anderen Rohstoffmärkten werden PPA- und BESS³⁰-Verträge für erneuerbare Energien in intransparenten, illiquiden Märkten gehandelt, in denen keine frei verfügbaren Forward-Kurven, welche das intermittierende Lieferprofil von erneuerbaren Energien miteinbeziehen, existieren.

Mangels börsengehandelter Capture-Preiskurven greifen viele Marktteilnehmer auf extrapolierte historische Daten oder proprietäre „Blackbox“-Analystenprognosen als zweitbeste Alternative für eine Fair-Value-Bewertung zurück. Solche Ansätze bergen Modellrisiken – also das Risiko von Verlusten aufgrund ungenauer, fehlerhafter oder verzögerter Daten, die zur Schätzung des Fair Value eines Vertrags herangezogen werden.

- Ein Beispiel: Die Bewertung deutscher Solar-Capture-Rates auf Basis der letzten zwölf Monate ergibt 65 %, während der Marktkonsens für die nächsten drei Jahre niedriger bei 60–61 % liegt.

Um diese Risiken zu vermeiden, verlangen die International Financial Reporting Standards (IFRS), dass Bewertungsmethoden „die Nutzung relevanter beobachtbarer Inputs maximieren“ (IFRS 13).

Modellbasierte Ansätze sollten daher nur als letzte Option verwendet werden, wenn weder reale Quotes noch andere beobachtbare Preisdaten verfügbar sind. Für Unternehmen, die nach IFRS-Bilanzierungsregeln verpflichtet sind, den Fair Value von PPA-Verträgen auszuweisen, ist die Nutzung beobachtbarer Daten somit nicht nur Best Practice, sondern eine Anforderung.

Beobachtbare Daten zum Wert von erneuerbarer Energie für zukünftige Lieferungen sind über Marktgebote und -angebote für PPA verfügbar. Diese stellen beobachtbare Daten professioneller Gegenparteien dar, die bereit sind, Energie zu kaufen oder zu verkaufen. Durch die Analyse von Bids und Asks über verschiedene Vertragslaufzeiten hinweg können Marktteilnehmer Forward-Kurven für Solar- und Windstrom auf Basis tatsächlicher Transaktionsdaten ableiten. Eine Alternative ist die Nutzung von markt-konsensbasierten Capture-Preiskurven, die von anerkannten Datenanbietern auf Grundlage beobachtbarer Marktdaten erstellt werden.

³⁰ Battery Energy Storage Systems, dt.: Batterie-Energiespeichersysteme.

3. Melde-/Berichtspflichten

Vor dem Abschluss eines vPPA sollten beide Parteien prüfen bzw. prüfen lassen, ob der Abschluss des vPPA spezielle regulatorische Pflichten auslöst. Da vPPA grundsätzlich als Finanzinstrumente einzustufen sind, ist zum einen zu prüfen, ob eine Erlaubnispflicht für den Handel mit Finanzinstrumenten besteht oder eine Ausnahme von der Erlaubnispflicht greift (siehe dazu bereits oben Punkt 1). Zum anderen ist zu bedenken, dass Parteien eines vPPA aufgrund der besonderen Eigenschaften eines vPPA als Finanzinstrument sonstigen Berichts- oder Notifizierungspflichten unterliegen können.

Meldepflichten bestehen in erster Linie nach der European Market Infrastructure Regulation (VO (EU) 648/2012 – EMIR). Ziel der EMIR ist es, den außerbörslichen (*Over the Counter* – OTC) Derivatehandel transparenter und sicherer zu machen. Daher müssen OTC-Derivate wie vPPA an das entsprechende Transaktionsregister der European Securities and Markets Authority (ESMA) gemeldet werden.

Aus EMIR können sich für Parteien eines vPPA insbesondere folgende Verpflichtungen ergeben:

- die bereits erwähnte Meldepflicht an ein ESMA-Transaktionsregister;
- Clearingpflichten bei Überschreitung bestimmter Schwellenwerte;
- die Anwendung von Risikominderungstechniken.

Der Umfang dieser Verpflichtungen hängt davon ab, ob eine Partei als zentrale Gegenpartei (Central Counterparty – CCP), finanzielle Gegenpartei (Financial Counterparty – FC), nicht finanzielle Gegenpartei über dem Schwellenwert (Non-Financial Counterparty – NFC+) oder nicht finanzielle Gegenpartei unter dem Schwellenwert (NFC–) eingestuft wird. Parteien sollten sich vor Abschluss eines vPPA darüber Klarheit verschaffen, unter welche dieser Kategorien sie fallen und welchen EMIR-Verpflichtungen sie folglich unterliegen.

Da für alle dieser Kategorien von Parteien Meldepflichten bestehen, sollten sich beide Parteien vor dem Vertragsabschluss um die Einrichtung der entsprechenden internen Prozesse zur zeitgerechten Meldung an ein ESMA-Transaktionsregister kümmern. Die Meldung an eines der Transaktionsregister muss sowohl bei Abschluss (unabhängig davon, ob die Wirksamkeit des Vertrags unter einer aufschiebenden Bedingung steht) als auch bei jeder Änderung oder Beendigung eines vPPA spätestens ab dem auf den Geschäftsabschluss folgenden Werktag erfolgen.

Der Meldepflichtige kann die Meldung dabei selbst abgeben oder seinen Vertragspartner oder einen geeigneten Dritten mit der Abgabe der Meldung beauftragen. Typischerweise einigen sich die Parteien eines vPPA darauf, dass einer von beiden die Meldung für beide Parteien übernimmt. Jene Partei, die die Meldung sodann im eigenen Namen sowie auch für den Vertragspartner übernimmt, beauftragt in der Regel einen entsprechenden Serviceprovider im Wege eines sogenannten *EMIR Reporting Delegation Agreement* mit der Durchführung dieser Meldungen. Es ist zu bedenken, dass für diesen Service Kosten anfallen, gleichzeitig aber die Beauftragung eines entsprechenden Serviceproviders

aufgrund der Komplexität der Meldungen und der notwendigen technischen Schnittstellen zu empfehlen ist. Sollten die Meldepflichten nicht eingehalten werden, drohen insbesondere Bußgelder.

- Anzumerken ist, dass eine Meldung nach der Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (VO (EU) 2024/1106 – REMIT) für vPPA anders als für physische PPA nicht erforderlich ist.

Glossar

BESS = Battery Energy Storage Systems (dt.: Batterie-Energiespeichersysteme)

BKV = Bilanzkreisverantwortlicher: Adressat der Ausgleichsverpflichtungen im Bilanzkreis

CfD = Contract for Difference (Differenzkontrakt)

CSRD = Corporate Sustainability Reporting Directive

EE = Erneuerbare Energien

EMIR = European Market Infrastructure Regulation (VO (EU) 648/2012)

ESG = Environmental, Social and Governance

ESMA = European Securities and Markets Authority

ESRS = European Sustainability Reporting Standards

GAAP = Generally Accepted Accounting Principles

HGB = Handelsgesetzbuch

HKN = Herkunftsnachweise gemäß HkNRG

IAS = International Accounting Standard

IDW = Institut der Wirtschaftsprüfer

IFRS = International Financial Reporting Standards

KWG = Kreditwesengesetz

PPA = Power Purchase Agreement (dt.: Stromkaufvereinbarung)

pPPA = physisches PPA: umfasst neben HKN ausschließlich finanzielle Leistungen

SPK = Strompreiskompensation (Beihilfenprogramm gemäß Richtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten vom 13.04.2024)

vPPA = virtuelles (= finanzielles) PPA: PPA, bei dem ein gegenseitiger Ausgleich des Strompreises und entsprechende HKN-Lieferungen geschuldet sind, jedoch keine physikalischen Stromlieferungen

Marktoffensive Erneuerbare Energien

Wer wir sind

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

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

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

Erneuern Sie mit!

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

Weitere Informationen: www.marktoffensive-ee.de

Kontakt: marktoffensive@dena.de

Ein Projekt von

dena



Unsere Mitglieder



Zum Redaktionsschluss lagen nicht alle Logos der Mitgliedsunternehmen vor. Eine aktuelle Übersicht erhalten Sie über die Projektwebseite. Die in dieser Publikation zum Ausdruck gebrachte Meinung stellt nicht notwendigerweise die aller Mitgliedsunternehmen dar.

