

PPA – Ein Update

Windenergietage Linstow

November 2022



Ihre Ansprechpartner für PPAs in Deutschland



Dr. Daniel Breuer
Partner / Head of Energy & Utilities
Germany, Cologne

+49 221 5108 4138
daniel.breuer@osborneclarke.com



Dr. Jule Martin
Counsel
Germany, Hamburg

+49 40 55436 4258
jule.martin@osborneclarke.com



Dr. Marleen Rheker
Senior Associate
Germany, Cologne

+49 221 5108 4194
marleen.rheker@osborneclarke.com



Yelena Bonzel
Associate
Germany, Cologne

+49 221 5108 4090
yelena.bonzel@osborneclarke.com



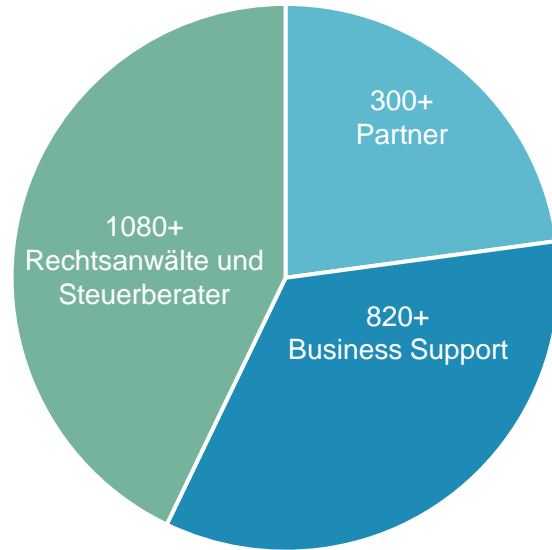
Dr. David Langenbach
Associate
Germany, Cologne

+49 221 5108 4338
david.langenbach@osborneclarke.com

Osborne Clarke International

2,220

Mitarbeiter



26

internationalen Standorten*

Europa

Belgien: Brüssel
Deutschland: Berlin, Hamburg, Köln, München
Frankreich: Paris
Italien: Busto Arsizio, Mailand, Rom
Niederlande: Amsterdam
Polen: Warschau
Schweden: Stockholm
Spanien: Barcelona, Madrid, Saragossa
Vereinigtes Königreich: Bristol, London, Reading

USA

New York, San Francisco, Silicon Valley

Asien

China: Shanghai
Indien*: Bangalore, Mumbai, Neu-Delhi
Singapur



Osborne Clarke Deutschland



Standorte

- Berlin, Hamburg, Köln, München

Mitarbeiter

- 450+ Mitarbeiter
- davon 225+ Rechtsanwälte und Steuerberater
- davon 65 Partner

Praxisgruppen

- Capital Markets / Banking
- Commercial / Competition
- Corporate
- Employment
- IP
- IT
- Property
- Tax

Branchenfokus

- Energy & Utilities
- Financial Services
- Life Sciences & Healthcare
- Real Estate & Infrastructure
- Retail & Consumer
- Tech, Media and Comms
- Transport & Automotive

Unsere Leistungen rund um PPA Projekte

- Begleitung bei Ausschreibungen, Lols und Term Sheets
- Durchführung von Workshops und Vertragsprüfungen (Due Diligence) und Umsetzung von Erkenntnissen in der Vertragsdokumentation (PPA, Balancing Agreement, Finanzierungszusage/Kreditvertrag, Direct Agreement)
- Gestaltung von Musterverträgen für die Stromlieferung und -abnahme (physisch, Corporate/Utility), Hedging-Geschäfte und finanzielles Settlement (synthetisch), Balancing
- Unterstützung im Rahmen von Vertragsverhandlungen (Utility PPA, Corporate PPA, Financial PPA)
- Wir bieten **360° Perspektive** und Erfahrung und beraten Projektentwickler, Anlagenbetreiber, (Projekt-)Finanzierer und Abnehmer (EVUs/Utilities und Industriekunden)

3. Vertragsbewertung im Einzelnen

Nach Prüfung der Vertragsdokumente möchten wir insbesondere auf nachfolgende Punkte hinweisen und haben diese in einer bewährten „Ampel-Logik“ farblich gekennzeichnet, um Bedenkliches von eher Unbedenklichem zu trennen.

Wir haben zudem verschiedene Handlungsempfehlungen hinsichtlich der Finanzierung bzw. der Finanzierungsdokumentation aufgenommen und die wesentlichen Änderungen bereits in Form eines Markups in den entsprechenden Dokumenten vorschlagshalber umgesetzt.

3.1 PPA

Ziff.	Themen-/Risikobeschreibung	Handlungsempfehlung
Prä.	Laut Präambel beträgt die Gesamtleistung der PV-Anlage [X] MWp. Die Einspeisezusage von e.d.s. stellt auf eine Gesamtleistung von [X] kWp ab. In der Übersicht wird wiederum eine DC-Gesamtleistung von [X] kWp angegeben und im Kreditvertragsentwurf von [X] kWp.	Die zutreffende Gesamtleistung sowie die Aufteilung auf die verschiedenen Vermarktungswege (EEG-Teil und PPA-Teil) sollte im Kreditvertrag spezifiziert werden.
1.2	Der [X] stehen neben den HKN auch eventuelle weitere Nutzen und Vorteile aus der Umwelteigenschaft des Stroms zu. Sollten in der Zukunft weitere, vermarktbar Umwelteigenschaften eingeführt oder nutzbar werden, so kann [X] diese ohne zusätzliches Entgelt nutzen. Wir halten eine solche Regelung zwar nicht für gänzlich außergewöhnlich, eine Sprechklausel bzgl. einer angemessenen Anpassung des Arbeitspreises bzw. einer zusätzlichen Vergütung für neue Umwelteigenschaften für markt- und interessengerechter.	Zusatz bzgl. der weiteren Nutzen und Vorteile weiterer Umwelteigenschaften im PPA entweder zu streichen oder jedenfalls auf eine Sprechklausel umzustellen (primär kommerzielle Relevanz).
1.3	Die Lieferverpflichtung beginnt mit der kommerziellen Inbetriebnahme. Es ist trotz vertraglicher Begriffsbestimmung unklar, wann genau diese vorliegt.	Es wäre bevorzugt, im PPA auf etablierte Begrifflichkeiten oder Gesetzesdefinitionen abzustellen, wie etwa die technische Betriebsbereitschaft nach vollständiger Errichtung der PV-Anlage.
2.1	Die Lieferung an und Abnahme von Strom durch [X] erfolgt auf der Basis der am Vortag erstellten day ahead Prognose über stundenscharfe Fahrpläne, nicht jedoch auf Basis der tatsächlichen Erzeugung (sog. day as forecasted). Da die day ahead Prognose nicht 100% genau ist, ist es somit erforderlich, Mehr- oder Mindermengen zu vermarkten bzw. zu beschaffen, und damit verbundene Ausgleichsenergiesrisiken zu minimieren, die nach dem	Diese Verpflichtungen müssen im Dienstleistungsvertrag mit [X] hinreichend abgebildet werden. Es muss u. a. sichergestellt werden, dass Mehrmengen in einen Bilanzkreis eingestellt und zu entsprechenden Konditionen vermarktet und dass Fehlmengen beschafft werden. Die Mengen- und Ausgleichsenergiesrisiken sind auf

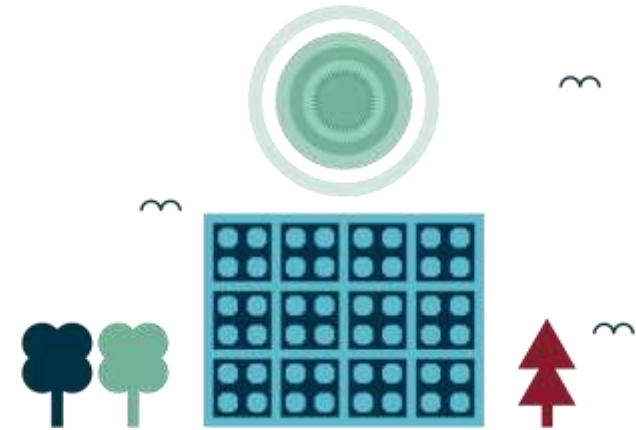
Agenda

01 Aktuelles

- EEG 2023
- Direktvermarktung 2.0
- *Glaskugel Strompreisbremse und PPA*
- Redispatch 2.0

02 Aktuelle Entwicklungen bei Utility, Corporate und Financial PPA

03 Fazit und Fragen



„Klarer Fokus der Energierechtspraxis sind die erneuerbaren Energien. Mit der Beratung von Ampyr UK Energy Development zur Gründung eines Solar-Joint-Ventures hebt sie den avisierten Ausbau der Beratung bei grenzüberschreitenden Transaktionen auf ein neues Level. Bislang standen insbesondere kleinere Transaktionen von Windparks u. PV-Anlagen im Zentrum. Mandanten nennen allen voran Breuer als „**erste Anlaufstelle**“ u.a. für langfristige Stromabnahmeverträge (PPA).“

Juve Handbuch 2021/2022

1 Aktuelles



EEG 2023 – Inkrafttreten und Ziele

- Aufteilung in **Osterpaket** und Sommerpaket; auch viele andere Gesetze angepasst (WindSeeG; WaLG; WindBG; EnFG)
- Inkrafttreten tlw. bereits Ende Juli, größtenteils zum **1. Januar 2023**
- (Erneuter) **Vorbehalt der beihilferechtlichen Genehmigung** (§§ 101,105 EEG)
- **Ziele** des EEG angepasst
 - **80% des Bruttostromverbrauchs** aus Erneuerbaren Energien bis 2030 (vorher 65% bis 2030)
 - Anstreben der **Treibhausgasneutralität** (nach der Vollendung des Kohleausstiegs; Streichung des 2035-Ziels)
 - Gesteigerter Ausbaupfad (§ 4 EEG) und Strommengenpfad (§ 4a EEG)
 - Nach Vollendung des Kohleausstiegs **marktgetriebener Ausbau** (Zahlungsansprüche sollen auf ein Niveau begrenzt werden, das keine Förderung darstellt)
 - Ausbau der Erneuerbaren Energien im **überragenden öffentlichen Interesse** und dient der öffentlichen Sicherheit (bereits in Kraft)

Umfassendste
Novellierung seit
Bestehen des EEG

EEG 2023 – Allgemeines

- Abschaffung der **EEG-Umlage** zum 1. Juli 2022
- Vereinfachung und Digitalisierung des **Netzanschlusses** für kleine Anlagen
- **Streichung der Verordnungsermächtigung** zur Weiterentwicklung des Förderregimes (CfD zunächst wieder vom Tisch)
- Regelung zur **Anlagenzusammenfassung** aus § 24 Abs. 2 EEG zukünftig neben Freiflächenanlagen auch auf WEA an Land anwendbar
- Einspeisevergütung nun für **ausgeförderte Anlagen** bis zum 31. Juli 2027
- Möglichkeit der **Eigennutzung** bei geförderten Anlagen (Aufhebung von § 27a EEG a.F.)
- “Erweiterung“ der Personen in **Bürgerenergiegesellschaften**
- Stärkung der **finanziellen Beteiligung** von Kommunen, § 6 EEG (erweitert auf ungeförderte WEA; Achtung: keine Wälzung)

Im Übrigen
Anpassungen der
Ausschreibungsbe-
dingungen

Direktvermarktung 2.0 – Änderungen im aktuellen Marktumfeld

- Marktpreisentwicklung an der Strombörse führt seit September 2021 zu **historisch hohen Marktwerten**
 - MW übersteigt anzulegende Werte und Marktprämie verringert sich solange auf Null (aber: EEG 2021 bietet **keine** Grundlage für **negative Marktprämie, kein Contract-for-Difference**)
- Möglichkeiten zur **Festpreisabrede** im Direktvermarktungsvertrag
 - Vermarktung in der **geförderten Direktvermarktung** ohne Wechsel möglich (allerdings nur als „Graustrom“)
 - Vorübergehender Wechsel in **sonstige Direktvermarktung** möglich unter Einhaltung der Wechselprozesse (dann auch Nutzung von Herkunftsnachweisen als „Grünstrom“)
- Festpreisabrede neben dem Direktvermarktungsvertrag („**Financial PPA**“) z.B. auf Basis von ISDA oder DRV
 - **Achtung:** bei nicht physischer Erfüllung stets Einschlägigkeit von Finanzmarktregulierung prüfen (Finanzinstrument)

Monat	MW _{Solar}
09/22	31,673
08/22	39,910
07/22	26,093
06/22	18,940
05/22	15,132
04/22	14,566
03/22	20,712
02/22	11,871
01/22	17,838

Strompreisbremse – aktuelles Konzeptpapier

- Am 8. Oktober ist die **EU Verordnung des Rates über Notfallmaßnahmen als Reaktion auf die hohen Energiepreise** in Kraft getreten
- Abschöpfung ab erzielten Markterlösen von 180 Euro pro MWh vorgesehen
- genaue Umsetzung obliegt den Mitgliedstaaten, erstes **Konzeptpapier** des BMWK am 19. Oktober „geleakt“
 - „Zufallsgewinne“ sollen zu 90% abgeschöpft werden
 - Abschöpfung am Spot- und Terminmarkt
 - Anhand spezifischer Erlösobergrenzen
 - Merit Order und Preisbildung werden nicht angetastet
 - Für Spotmarkt Rückwirkung zum 1. März vorgesehen
 - Für Terminmarkt Anwendung ab dem 1. Dezember
 - Befristete Anwendung aktuell bis 30. Juni 2023
 - Diskussion zu „Solidaritätsbeitrag“ für 2022 und 2023

Genauere Umsetzung
insb. bzgl. PPA
noch unklar

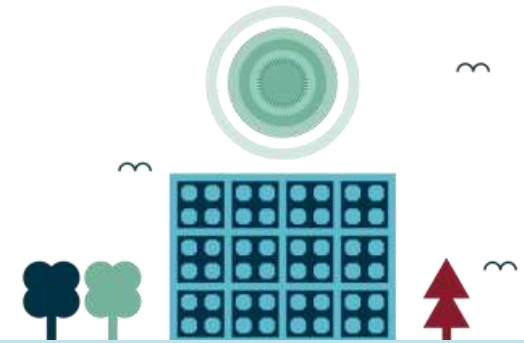
Strompreisbremse – aktuelles Konzeptpapier

- Folgende **Technologien** betroffen: geförderte und ungeforderte erneuerbare Energien, Grubengas, Abfall, Braunkohle, Kernkraft, Ölkraftwerke (sog. inframarginale Stromerzeugung)
- Abschöpfung anhand **technologiespezifischer Erlösobergrenzen**
- Für jede Technologie werden **Referenzkosten** identifiziert
- Bei erneuerbaren Energien sollen die **geltenden Fördersätze** (anzulegender Wert) als Referenz dienen
- Bei Wind-Offshore 10 ct/kWh für die Null-Cent-Zuschläge
- Zu spezifischen Referenzkosten wird ein **Sicherheitszuschlag** von aktuell 3 ct/kWh addiert
- Vom Resterlös werden **90% als Übergewinn** eingezogen
- Abwicklung? „**Umgekehrte EEG-Umlage**“

Im PPA vorsorgen
und zumindest
Risikoordnung
regeln

Redispatch 2.0 – Zielmodell

- Einspeisemanagement gemäß §§ 14, 15 EEG abgelöst und durch NABEG 2.0 in Neuregelung in **§§ 13, 13a, 14 EnWG** überführt
 - **einheitliches Regime** für EE-/KWK-Anlagen und konventionelle Kraftwerke mit geplanter Umsetzung zum **1. Oktober 2021**
- Redispatch 2.0 gilt für Anlagen mit Nennleistung ab **100 kW** sowie kleinere Anlagen, die bereits freiwillig fernsteuerbar sind
- **Neue zentrale Rollen** wurden implementiert: **Einsatzverantwortlicher (EIV)** und **Betreiber Technischer Ressource (BTR)**
- Zugleich erfolgt Implementierung von Datenanforderungen gemäß **System Operation Guideline (SO GL)** und stärkere Prozess- und Umsetzungsverantwortung durch die Verteilnetzbetreiber (VNB)
- Fortentwicklung der Prozesse
 - Bilanzierung durch **Planwert- oder Prognosemodell**
 - Abruf durch (passive) **Duldung** oder (aktive) **Aufforderung**
 - Anspruch des Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) auf (unentgeltlichen) **bilanziellen Ausgleich** um BKV so zu stellen, als sei geliefert worden
 - Anspruch des Anlagenbetreibers (AB) auf **finanziellen Ausgleich** nur noch abhängig von Umfang des bilanziellen Ausgleichs, aber auf 100%



Dispatch =

Einsatzplanung von Kraftwerk durch Anlagenbetreiber

Redispatch =

Anpassung von Einspeisung oder Verbrauch einer Anlage durch den Netzbetreiber

Redispatch 2.0 – Übergangslösung, aktueller Stand?

- Flächendeckende Implementierung der neuen Vorgaben war nicht rechtzeitig möglich
 - BDEW hat in Übereinstimmung mit der BNetzA und dem BMWi eine **Übergangslösung** erarbeitet und im September 2021 veröffentlicht
- Ursprünglich bis 31. Mai 2022 befristet, ab 1. März 2022 sollte paralleler Testbetrieb stattfinden, momentan immer noch weit verbreitet
- „vorweggenommene Verständigung über die Ermittlung des bilanziellen Ausgleichs“
- Bilanzieller Ausgleich beträgt pauschal Null, Ausgleich an BKV nur finanziell
- **Bewirtschaftung des Bilanzkreises erfolgt durch den BKV**
- Bestimmung der Abrechnungsmenge erfolgt gemäß der für die Anlage gewählten Abrechnungsvariante (Pauschal, Spitz oder Spitz light)
- **Fixer Preis:** 72,5% zum Wert des ID1 und 27,5% zum Wert des ReBAP
- Anspruch auf finanziellen Ausgleich des Anlagenbetreibers bleibt unberührt
- Aktueller Stand: Mitteilung 9 der BNetzA (Mai 2022)
- **Probleme in der Praxis:** mangelnde Kommunikation; teilweise immer noch keine Daten; operativer Tests; tatsächliche Umsetzung Zielmodell weiter verschoben



Redispatch 2.0 – Was sollte im PPA geregelt werden?

- ✓ **Vergütung** und **Fälligkeit** regeln bei finanziellem (Übergangslösung) und bilanziellem Ausgleich (Zielmodell)
- ✓ Rollenverantwortung **EIV** / **BTR** umfangreich auslagern
- ✓ Datenlieferungs- und Mitteilungspflichten (z.B. Echtzeitdaten)
- ✓ Auswahlentscheidungen regeln: **Planwert- vs. Prognosemodell**, **Aufforderungs- vs. Duldungsfall**, **Abrechnungsverfahren** für Ausfallarbeit (grds. bis 30.11. für Folgejahr)
- ✓ Ausgleich von **Herkunftsnachweisen** (HKN) auf Basis von HKN-Preis oder Ersatzbeschaffung (Marktpreis)
- ✓ Kollisionsregeln marktbedingte Steuerung vs. Redispatch 2.0
- ✓ **SR Bildung** bei gemeinsamer UW-Nutzung und Mischparks
- ✓ **Sprechklausel** vereinbaren bei weiterer Anpassung



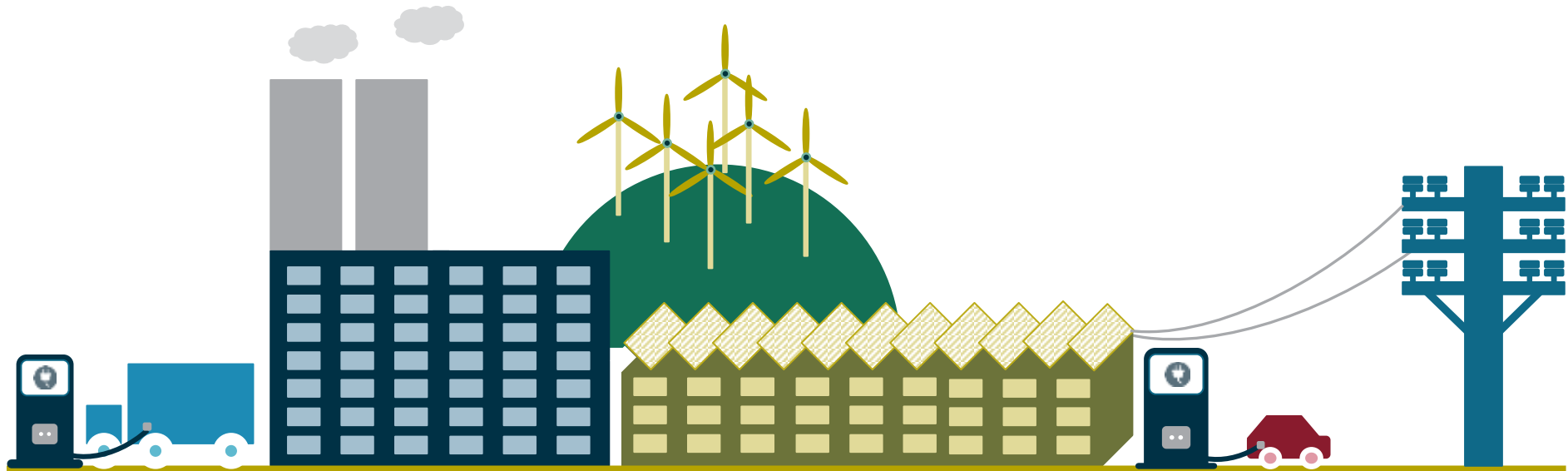
2 Aktuelle Entwicklungen bei Utility, Corporate, Financial PPA



Was ist ein Power Purchase Agreement?

Legaldefinition in Art. 2 Nr. 17 EE-Richtlinie (**RED II**)

Vertrag, bei dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, unmittelbar von einem Elektrizitätsproduzenten erneuerbare Elektrizität zu beziehen



Welche Arten von PPAs sind *bankable*?

Finanziell

On-site

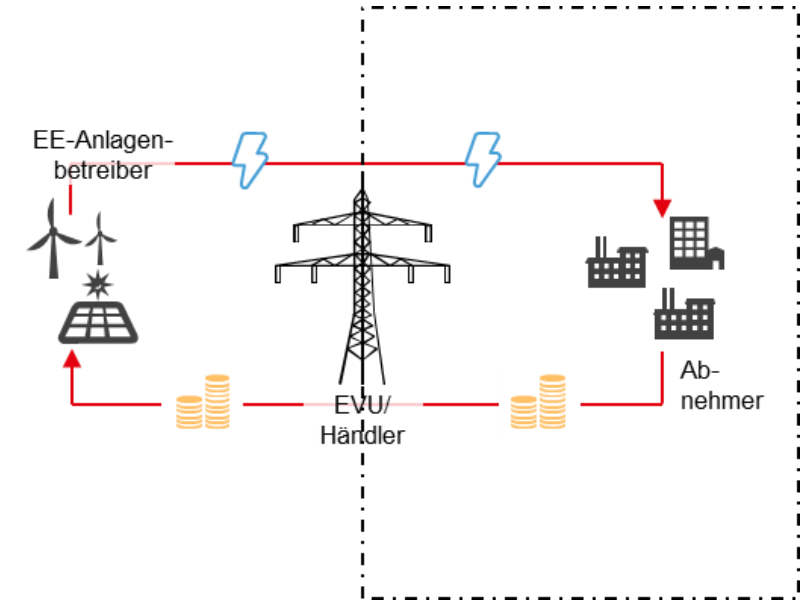
Corporate



Physisch

Off-site

Utility



Pay as Produced*

Pay as Forecasted

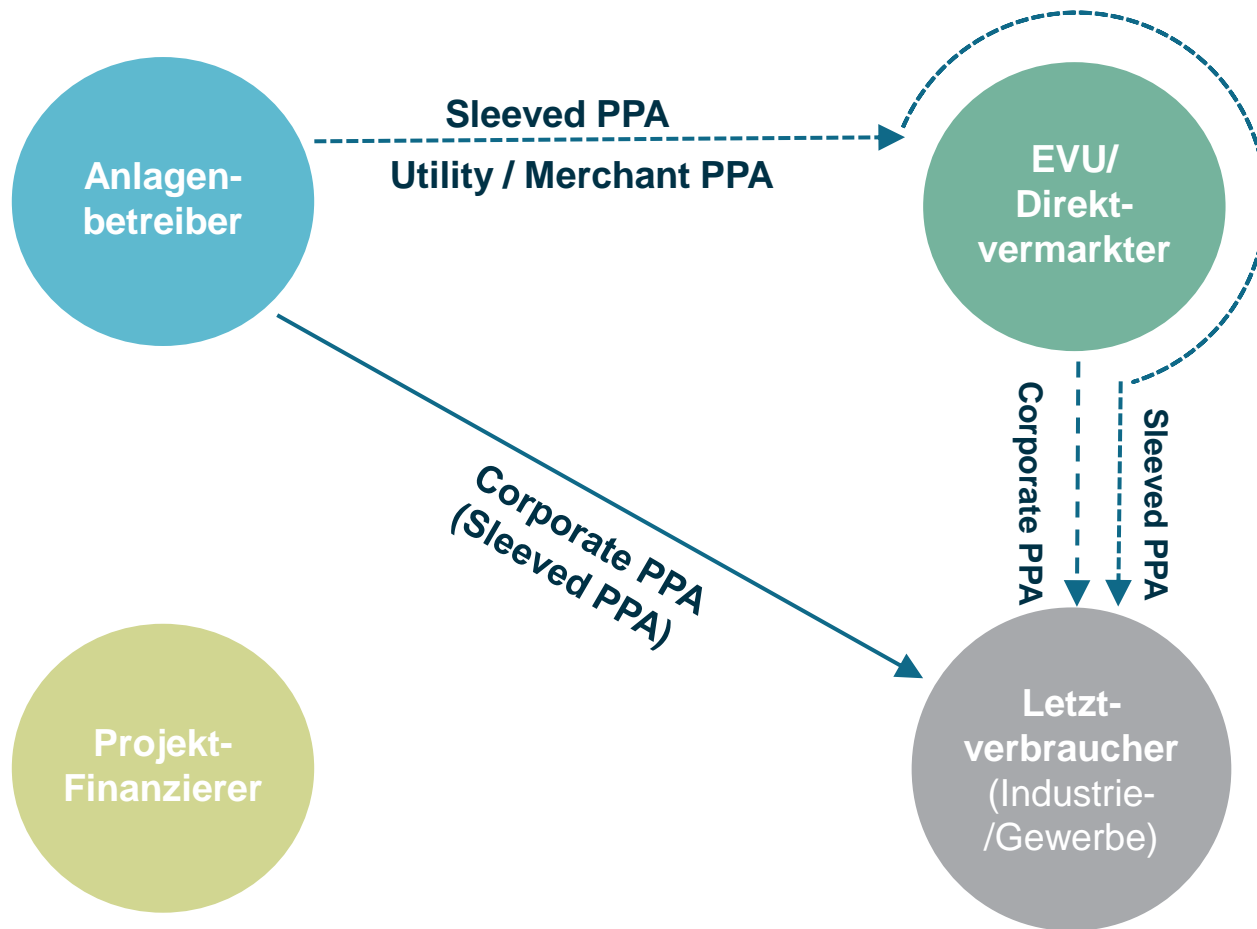
Pay as Nominated

Baseload

Fixed Floating

*in der Regel mit gewissem Volumenrisiko

Mögliche Vertragspartner



Vertragspartner abhängig von PPA-Struktur:

- **Utility** PPA mit Direktvermarkter
- **Corporate** PPA mit Endabnehmer
- Sleeved PPA mit beiden
- Einbindung der finanzierenden Bank über Eintrittsoptionsvertrag oder dreiseitige Vereinbarung

Strukturierung der Lieferung bei physischen PPAs

Pay as
Produced

- Lieferpflicht von tatsächlicher unstrukturierter Erzeugung
- mit/ohne Mindestmenge und -verfügbarkeit

Pay as
Forecasted

- Lieferpflicht von volatiler Erzeugung gemäß Kurzfristprognose
- Basis meist Day Ahead Prognose mit Mehr-/Mindermengenregelung

Pay as
Nominated

- Lieferpflicht von volatiler Erzeugung gemäß Kurzfristnominierung
- Basis meist Day Ahead Prognose mit Mehr-/Mindermengenregelung

Baseload

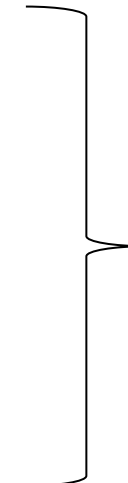
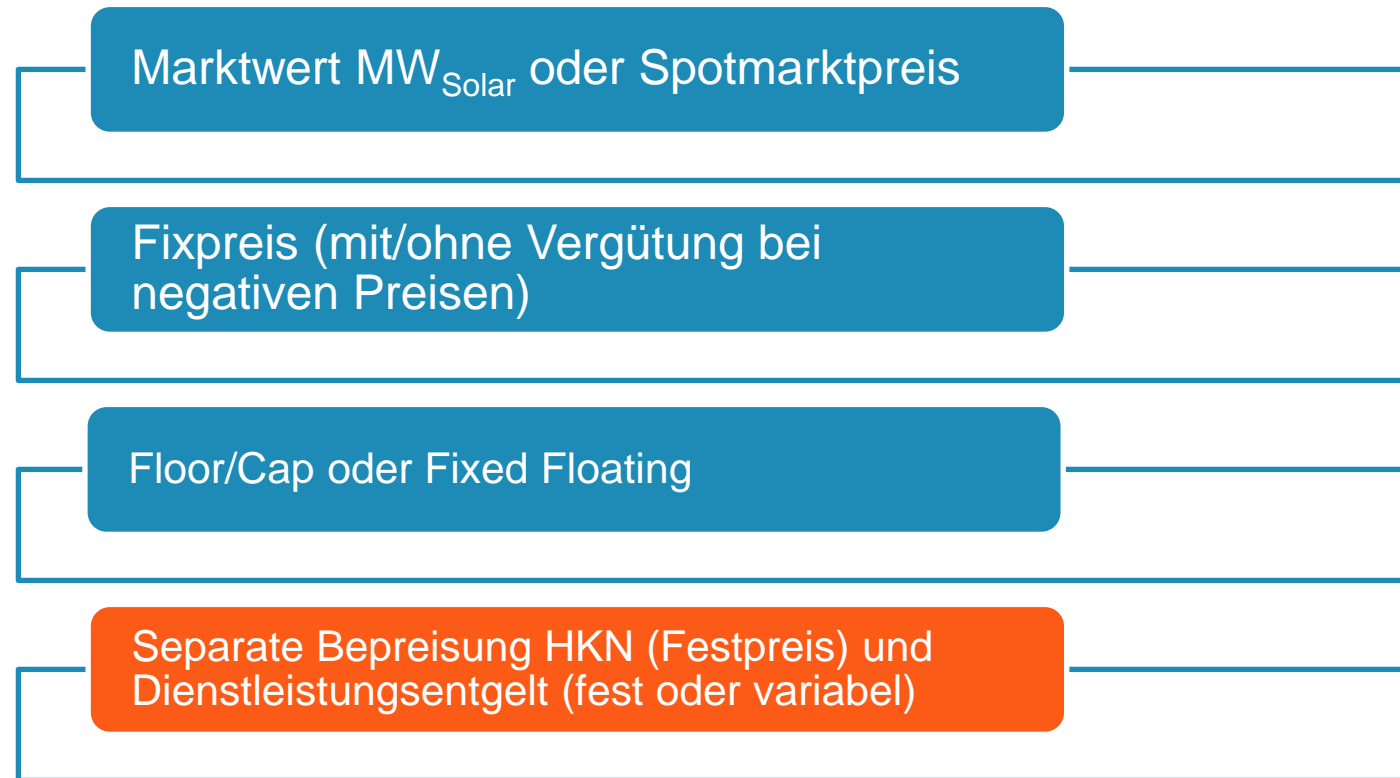
- Lieferpflicht von festem Lieferprofil trotz volatiler Erzeugung
- Strukturierung von Mehr-/Mindermengenregelung und HKN

Fixed Floating

- Feste oder variable Aufteilung von Festpreis- und Spotmarktmengen
- Abbildung über Tranchen oder Prozentanteile

➤ **Pay as Produced** mit Mindestmenge (z.B. %/P50 oder (z.B. Verfügbarkeitsgarantie) Standard bei **Utility PPA** und **Pay as Forecasted** mit Vollversorgungsintegration Standard by **Corporate PPA**

Preisgestaltung in PPAs



In der bisherigen Praxis häufig eine Kombination abhängig von Projektzeitplan und Risikoprofil des Anlagenbetreibers

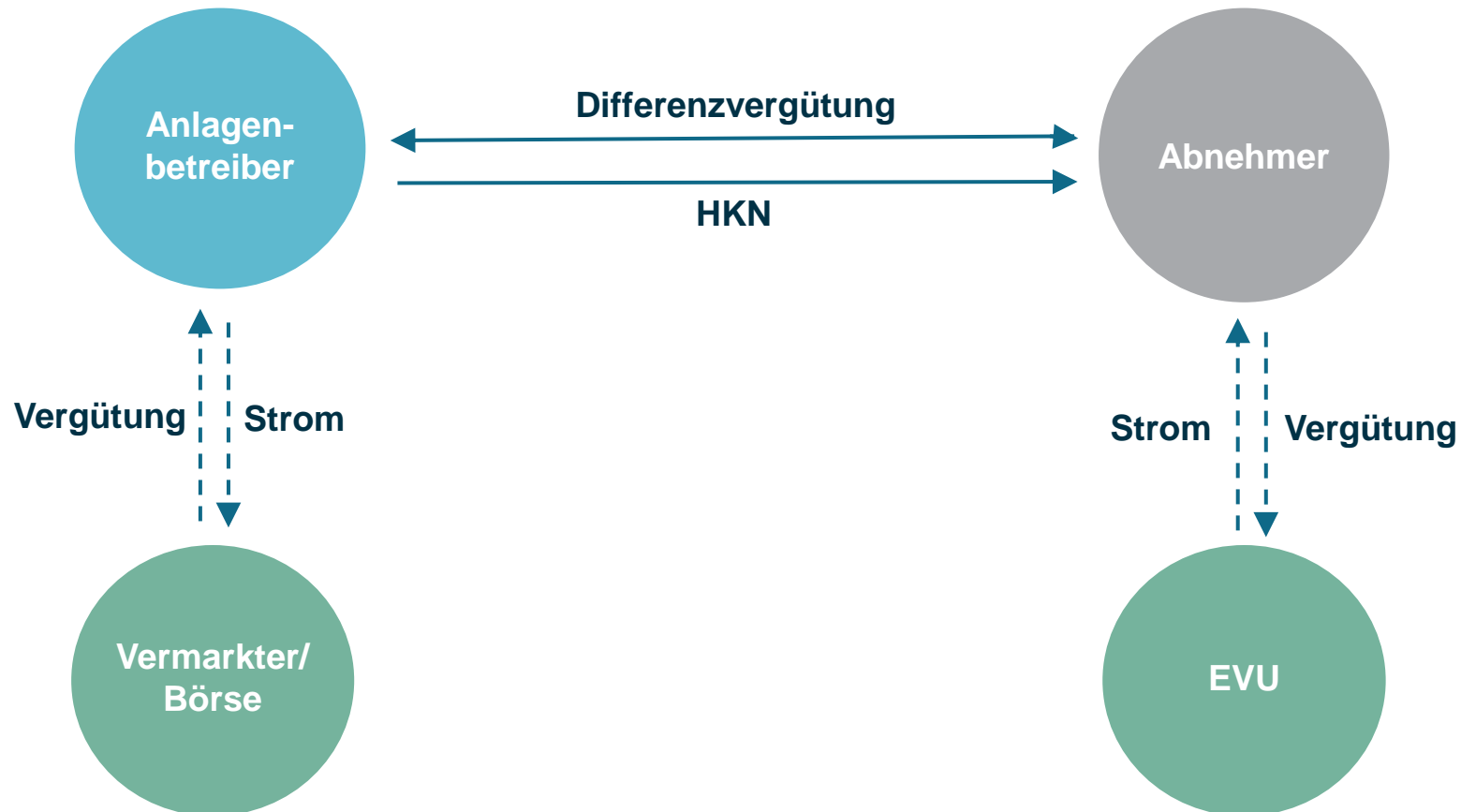
Besonderheiten bei Corporate PPA

- Besonderheiten bei **Laufzeit** und **Liefermenge** beachten (z.B. wegen IFRS 16)
- Besondere Anforderungen an **Zertifizierung** und (optional gekoppelte) HKN (z.B. Echtzeit)
- Integration in Beschaffungsstrategie: Einbindung in **Vollversorgung** (meist durch *pay as forecasted* Fahrplan) und **Portfoliomanagement** (z.B. Lieferung von HKN bei negativen Preisen vs. Intraday-Deckung)
- Maßnahmen vorsehen bei **Produktionsausfall** (Lieferant und Abnehmer) zur anderweitigen Vermarktung und Residualmengenbeschaffung
 - Dienstleister einbinden (**Sleeved PPA**)



Ausgestaltung
abhängig von den
Bedürfnissen des
Abnehmers

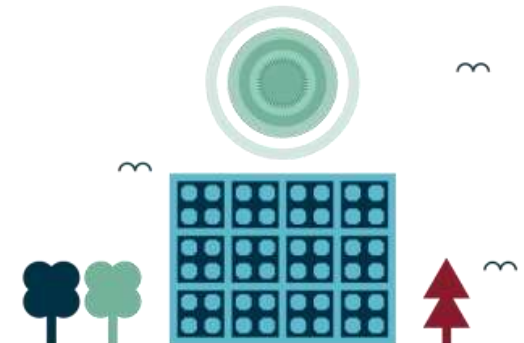
Financial PPA: Vertragsbeziehungen



- Keine physische Lieferung von Strom
- Lieferung von **HKN**
- Vereinbarung Differenzzahlung, z.B. zwischen Festpreis und Marktpreis
- Derivat, Hedging Produkt

Financial PPA: Finanzmarktregulierung

- **Anwendbarkeit KWG/MiFID II und EMIR auf Finanzinstrument: Einstufung Financial PPA als Derivat**
 - **Waretermingeschäft** = Termingeschäfte mit Bezug auf Waren als Basiswerte, § 1 Abs. 11 S. 4 Nr. 2 KWG
 - Bei Stromlieferungsgeschäften als nicht börsliche Termingeschäfte, wenn **keine physische Erfüllung** beabsichtigt, sondern **Zahlung eines Differenzausgleichs** (BaFin)
 - Offenes Differenzgeschäft
 - Verdecktes Differenzgeschäft, Indizien sind z.B.:
 - Stromlieferung- u. Abnahme nicht möglich
 - Beruflicher u. gewerblicher Rahmen der Vertragsparteien
 - Standardisierung (z.B. ISDA, DRV)
 - Nichtvorhandensein von Bilanzkreisen



Bei nicht physischer Erfüllung stets Einschlägigkeit von Finanzmarktregulierung prüfen!

3 Fazit, Ausblick und Fragen



Fazit – mixed feelings...

- ✓ PPAs sind *bankable* und können wichtige Dekarbonisierungs- und Klimaschutzbeiträge leisten (auch nach strengsten Definitionen von „Grünstromeigenschaft“)
- ✓ Akteurs- und Lieferstrukturvielfalt nehmen zu
- ✓ Aktuelles Marktumfeld erhöht Unsicherheit und erschwert Abschlüsse
- ✓ Marktstandard „pay as produced“ gerät zunehmend ins Wanken
- ✓ Aktuell zu kleiner Markt für Balancing-Dienstleistungen
- ✓ Fehlende Standardisierung verlangsamt Marktzutritt von KMU
- ✓ Energiewirtschaftliche Regulierung verhindert Transaktionseffizienz



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Osborne Clarke ist der Firmenname für ein internationales Rechtsanwaltsbüro und die damit verbundenen Abteilungen. Alle Einzelheiten dazu hier: osborneclarke.com/verein

Diese Materialien werden nur zu allgemeinen Informationszwecken geschrieben und bereitgestellt. Sie sind nicht vorgesehen und sollten nicht als Ersatz für Rechtsberatung verwendet werden. Bevor Sie sich mit einem der folgenden Themen befassen, sollten Sie sich rechtlich beraten lassen.

© Osborne Clarke Rechtsanwälte Steuerberater Partnerschaft mbB

