

Finanzierung von PPA-basierten Solar- projekten aus Entwick- lersicht in Zeiten der Pandemie



Finanzierung von PPA-basierten Solarprojekten aus Entwicklersicht in Zeiten der Pandemie

Bereits seit längerer Zeit projektieren und realisieren Entwickler PV-Projekte außerhalb des EEG (i.S.d §21a EEG 2017). Seit dem Ausbruch der Covid-19-Pandemie in Deutschland und dem damit verbundenen drastischen Verfall der Strompreise kämpfen Projektentwickler um die Wirtschaftlichkeit großer PPA-basierter PV-Freiflächenanlagen. Das niedrige Strompreisniveau, unter anderem getrieben durch geringe Verbräuche als Folge des Lockdown und milde Witterungsbedingungen, hat auch zu fallenden PPA-Preisen geführt. Zwischenzeitlich erholen sich die Strompreise in den liquiden Zeiträumen in Folge der Lockerungsmaßnahmen wieder etwas, bewegen sich jedoch noch deutlich unter den Niveaus vor Ausbruch der Pandemie. Hierdurch zeigt sich, wie herausfordernd die Strukturierung großer Solarprojekte trotz historisch niedriger Investitionskosten in Deutschland ist. Zwar ist trotz aller Herausforderungen die Suche möglicher Projektstandorte durch Entwickler ungebrochen, doch ist die Realisierung zunehmend anspruchsvoller geworden. Wie lassen sich also PV-Freiflächenprojekte mit bis zu 100 Megawatt oder größer in Zeiten angespannter Börsenstrompreise finanzieren? Welche PPA-Struktur passt zu welchem Preisniveau und ermöglicht gleichzeitig noch die angestrebte finanzielle Strukturierung?

Stolpersteine bei der PPA-Strukturierung für PV-Projekte

Das Erfordernis stabiler Cashflows resultiert aus dem Wunsch heraus, die Finanzierungskosten des



Projektes durch eine Non-Recourse-Projektfinanzierung zu optimieren und die Liquiditätsposition des Projektentwicklers so geringfügig wie möglich zu belasten. Das ist der wesentliche Grund für langfristige Stromabnahmeverträge mit Festpreiskomponenten. Jedoch stellt sich in Zeiten niedriger Strompreise die Frage, inwieweit eine langfristige Fixierung des Verkaufspreises vorteilhaft ist oder ob dem Projekt hierdurch die Chancen wieder ansteigender Strompreise genommen werden. Während große Projektentwickler grundsätzlich über die finanzielle Stärke verfügen, die Bauphase (teilweise) aus Eigenmitteln finanzieren zu können und die Kontrahierung des PPA in Erwartung wieder steigender Strompreise zu einem späteren Zeitpunkt vorzunehmen, sind kleinere Entwickler in dieser Hinsicht benachteiligt. Zwar sind manche am Markt tätigen Banken bereit, den weit überwiegenden Teil der Investitionskosten auf Basis kürzer laufender PPAs zu finanzieren und auch (in Teilen) Preisrisiken zu akzeptieren. Ohne jeglichen PPA wird dies allerdings nicht möglich sein.

Somit stellt sich die zentrale Frage, wie angesichts der aktuellen Strompreise ein PPA zu strukturieren ist. Grundsätzlich besteht ein Zielkonflikt zwischen der langfristigen Erlössicherung und dem Erhalt der Chancen von Preissteigerungen.

Die Langfristigkeit der Erlössicherung wird zum einen durch den Investor selbst angestrebt, jedoch maßgeblich durch die finanzierende Bank gefordert werden. Hierdurch sinkt zwar das Risiko von Umsatzeinbrüchen, jedoch wird die Möglichkeit reduziert, von steigenden Strompreisen zu profitieren. Risiko-adäquate PPA-Strukturen können dazu beitragen, diesem Zielkonflikt entgegenzuwirken und die Werthaltigkeit des Projekts grundsätzlich positiv zu beeinflussen. Die Risikoallokation erfolgt, indem Produktions-, Profil- sowie Preisrisiken zwischen der stromproduzierenden Projektgesellschaft und dem Stromabnehmer ausbalanciert werden.

Die folgenden Beispiele skizzieren solche komplexeren PPA-Varianten unter Darstellung spezifischer Chancen und Risiken aus Projektsicht.

Baseload PPA

Käufer und Verkäufer einigen sich auf eine definierte lieferbare Produktionsmenge (z. B. %-P50) in einem fest definierten Zeitintervall (Monat/Quartal/Saison/Jahr) gegen einen zu zahlenden Festpreis. Differenzmengen (Überschuss- und Fehlmengen) werden zu einem vereinbarten Preisindex ausgeglichen.

Chancen:

- Möglichkeit von steigenden Strompreisen zu profitieren
- Bonus für Übernahme des Mengenrisikos
- Grundsätzlich einfache Struktur

Risiken:

- Mengenrisiko bei Unterdeckung (negative Residualmenge)
- Marktpreisrisiko für Residualmenge
- Liquiditätsanforderungen

Collar

Käufer und Verkäufer einigen sich auf einen festen PPA-Preis "Strike" sowie einen "Floor" und ein "Cap". Das Settlement des Strike erfolgt gegen einen Referenzpreis (z. B. mengengewichteter monatlicher Spotpreis). Liegt der Spotpreis unter dem Floor, zahlt der Käufer die Differenz zum Strike. Liegt der Spotpreis oberhalb des Caps, zahlt der Verkäufer die Differenz zum Strike.

Chancen:

- Möglichkeit von steigenden Strompreisen zu profitieren
- Schutz vor sinkenden Strompreisen
- Preisoptimaler Strike erzielbar

Risiken:

- Risiko fallender Strompreise nicht vollständig eliminierbar
- Komplexe derivate Struktur
- Vertragliches Sicherungskonzept





Der Weg zu Financial Close

Die Ausgestaltung eines PPA hängt maßgeblich von der erforderlichen Gesamtfinanzierung eines Projektes ab. So zeigt es sich, dass eine Wertmaximierung nur dann effektiv möglich ist, wenn die Ausgestaltung des PPA auf der einen Seite sowie die Ausgestaltung der Projektfinanzierung auf der anderen Seite einer risikoadjustierten Eigenkapitalverzinsung folgt.

Aufgrund der Komplexität solcher PPA-Strukturen werden diese insbesondere für Großprojekte Anwendung finden. Des Weiteren sind neben der reinen Höhe, Struktur und Laufzeit des PPA auch rechtliche Anforderungen wie Stellung von Garantien und Haftungsthematiken zu beachten. Die Verzahnung dieser unterschiedlichen Aspekte im Hinblick auf die Realisierung von Transaktionen ist zwar herausfordernd, dennoch wird dies in anderen europäischen Ländern wie Schweden im Rahmen der Finanzierung großer Onshore-Windprojekte bereits seit Jahren erfolgreich praktiziert.

Unsere Erfahrungen zeigen: Auch in Deutschland wird der integrierte Transaktionsprozess einen Erfolgsfaktor darstellen, um große PV-Projekte wertmaximiert zu finanzieren und umzusetzen.

VON: MARTIN KANTEL

Discount to market

Käufer und Verkäufer einigen sich auf einen "Floor" und einen Referenzpreis (z. B. mengengewichteter monatlicher Spotpreis) + einen Rabatt (Discount), der durch den Käufer gezahlt wird. Liegt der Referenzpreis über dem Floor, zahlt der Verkäufer den Discount an den Käufer. Liegt er darunter, zahlt der Käufer die Differenz zum Floor.

Chancen:

- Möglichkeit von steigenden Strompreisen zu profitieren
- Schutz vor sinkenden Strompreisen
- Angebotsliquidität

Risiken:

- Risiko sinkender Strompreise nicht vollständig eliminierbar (Abstand Floor)
- Optionsprämie
- Komplexe derivate Struktur

