

Konsultationsbeitrag, 18.02.2026

Abbau von Hindernissen für Strombezugsverträge (PPAs)

Konsultationsbeitrag zur Initiative der Europäischen Kommission:
Abbau von Hindernissen für Strombezugsverträge (PPA),
[Ares\(2026\)779082](#)

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Stabilisierung der Strompreise für die europäische Industrie erfordern funktionierende Märkte für Strombezugsverträge (Power Purchase Agreements – PPAs). **Damit sich der PPA-Markt positiv entwickelt, muss der Zugang für den Mittelstand (KMU) verbessert werden.** Das zentrale Hindernis ist nicht mangelndes Interesse von mittelständischen Stromabnehmern, sondern oft das Bonitätsrisiko: Banken finanzieren Projekte auf Basis langfristiger Zahlungsströme nur, wenn der Abnehmer eine erstklassige Bonität („Investment Grade“) vorweisen kann. Viele mittelständische Unternehmen scheiden daher im PPA-Markt aus oder deren Bewertung ist zu aufwendig. Um das volle Potenzial von PPAs zu heben, bedarf es dringend staatlicher oder staatlich rückgedeckter Absicherungsinstrumente (Bürgschaften/Garantien), die Ausfallrisiken für Finanziere handhabbar machen.

Zudem muss ein Fördersystem (z.B. **CfD-Design in den Ausschreibungen**) die für die Finanzierungstrukturierung notwendige **Flexibilität bzgl. PPA gewährleisten**. Wichtig ist, dass in einer Ausschreibung bezuschlagte Projekte nach einer PPA-Phase auf den Zuschlag zugreifen können, sog. **Opt-In**. Damit lassen sich PPA-Projekte bankable absichern. Dies war bei einer einseitigen gleitenden Marktprämie möglich und sollte auch bei einer beidseitigen Marktprämie erlaubt sein. Andernfalls würde ein Großteil des Marktes für kurz und mittelfristige PPAs bei Neuanlagen verloren gehen.

In Deutschland droht aktuell ein Austrocknen des PPA-Marktes für Neuanlagen.

Kurz- und mittelfristige PPAs drohen durch restriktive Regelungen bei der CfD-Regulierung auszulaufen. Längerfristige PPAs könnten durch PPAs und Redispatchvorbehalt unwirtschaftlich werden.

1. Barriere: Mangelnde „Bankability“ von mittelständischen PPA-Abnehmern (Bonitätsrisiko)

Die Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten erfolgt in der Regel als Projektfinanzierung. Dabei prüfen Banken als Fremdkapitalgeber, ob der Kapitaldienst (Zins und Tilgung) sowie die operativen Kosten durch die Einnahmen des Projekts langfristig gedeckt sind. Ein PPA dient hierbei als Sicherheit für stabile Zahlungsströme. Das zentrale Problem ist, dass Banken an den Stromabnehmer (Offtaker) hohe Anforderungen bezüglich der Bonität stellen, um das Ausfallrisiko abzusichern. Verfügt ein Abnehmer nicht über ein notwendiges Bonitäts-Rating – was auf den Großteil des Mittelstands zutrifft oder wegen unveröffentlicher Bilanzen schwer zu prüfen ist – wird das PPA von der Bank nicht als Sicherheit anerkannt (bzw. nur mit hohem Risikoaufschlag).

Auswirkungen der Barriere

- **Faktischer Marktausschluss des Mittelstands:** PPA-Märkte beschränken sich derzeit fast ausschließlich auf große, börsennotierte Konzerne mit hoher Bonität. Der Mittelstand, das Rückgrat der Wirtschaft, kann keine langfristigen grünen Stromverträge abschließen, obwohl das Interesse groß ist.
- **Verteuerung oder Scheitern von Projekten:** Ohne anerkannte Bonität des Abnehmers verlangen Banken höhere Zinsen (Risikoaufschläge) oder lehnen die Finanzierung gänzlich ab. Ein Green-PPA allein bietet den Banken nicht die nötige Sicherheit. Kommen Finanzierungen nicht zustande, fallen Projekte aus.
- **Fehlende Marktliquidität:** Das Potenzial für neue PPA-Abschlüsse wird massiv eingeschränkt, da die Anzahl geeigneter Großabnehmer begrenzt ist.

Lösungsvorschläge

- **Einführung staatlicher Ausfallgarantien bei PPA:** Es sollten staatliche oder staatlich rückgedeckte Garantieinstrumente geschaffen werden, die das Ausfallrisiko des Abnehmers gegenüber dem Projekt bzw. der finanzierenden Bank absichern. Vorbilder existieren bereits in Norwegen (Eksfin), in Spanien (FERGEI) und Frankreich, sind aber eher auf Großabnehmer zugeschnitten. Damit ein Instrument in der Masse taugt, muss es auf den Mittelstand zugeschnitten sein. Der CISAF erweitert hier den Spielraum, solche Systeme zu kreieren.
- **Bürgschaftsprogramme speziell für den Mittelstand:** Spezifische und leicht zugängliche Bürgschaftsprogramme (z.B. über nationale Förderbanken wie die KfW), die gegen Zahlung einer marktgerechten Prämie Ausfallrisiken in einem PPA übernehmen, würden Projekte mit mittelständischen Abnehmern „bankable“ machen. Diese Programme könnten ähnlich wie Einlagensicherungssysteme oder Exportkreditgarantien strukturiert sein. Die Besicherung sollte dabei auch für Abnehmer-Konsortien oder Pools offenstehen.
- **Administration und Anreize:** Das Instrument soll idealerweise über eine staatliche Stelle administriert werden (Standardisierung, wo Standards sinnvoll sind) und im Falle einer Insolvenz des Abnehmers greifen. Zur Vermeidung von Missbrauch und zur Sicherstellung marktkonformer Preise sollen z.B. nur 80 Prozent der Differenz zwischen dem vereinbarten PPA-Preis und einem niedrigeren Marktpreis kompensiert werden.

2. Barriere:

Fehlende Flexibilität und Wechselmöglichkeiten in Fördersystemen

Nationale Fördersysteme für Erneuerbare Energien sind teilweise zu starr ausgestaltet, insbesondere solche, die auf Differenzverträgen (Contracts for Difference - CfD) basieren. **Zuschlagswerte in Ausschreibung sinken, wenn Fördersysteme kompatibel mit PPA sind.** Es bestehen Unsicherheiten oder potenziell direkte Verbote, die es Projektierern erschweren, Anlagen flexibel teils über den Markt (PPA) und teils über Förderungen zu finanzieren oder zwischen diesen Systemen zu wechseln. **PPA-Preise und Zuschlagswerte in Ausschreibung sinken, wenn Batteriespeicher in Co-Location mit Anlagen mit kombinierbar sind,** ohne dass die (CfD-)Förderung davon beeinflusst wird (Batteriespeicher ergänzend zur der EE-Anlage). Die Doppelnutzung des Netzanschlusses (EE-Anlage im Fördersystem, kombiniert mit einem gekoppelten oder unabhängigen Speicher am selben Netzanschluss).

Auswirkungen der Barriere

- **Verteuerung des EE-Ausbaus:** PPA werden für die Strukturierung der Finanzierung in EE-Projekten genutzt, um z.B. in den ersten Jahren einen gegenüber dem Förderanspruch höheren Deckungsbeitrag über den PPA abzusichern. Ist dies in einem nationalen Fördersystem nicht möglich, müssen Projekte höhere Gebote abgeben (Effekt: Dauerhaft höherer Förderanteil).
- **Investitionshemmnis:** Wenn z.B. ein Herausoptieren aus der Förderung in einen PPA (und ein mögliches Zurückwechseln) nicht oder nur eingeschränkt möglich ist, erhöht sich das Risiko für Investoren. Dieses Risiko muss eingepreist werden. Ist der Wechsel nicht möglich, ist in der Regel kein PPA mit mittelständischen Unternehmen umsetzbar. Die Wechsel in/aus dem Fördersystem sind jedoch praxistauglich zu beschränken, um die Funktionsfähigkeit von CfD zu gewährleisten und gleichzeitig die Kostensenkungseffekte von PPA zu nutzen.
- **Mit CfD kompatibles Recht auf Wechsel der Vermarktungsformen:** Für die Funktionsfähigkeit eines CfD braucht es gewisse Einschränkungen beim Wechsel der Vermarktungsformen zwischen geförderter und ungeförderter Vermarktung. Fehlt diese Wechseloption aber ganz, wird aber der PPA-Markt lahmgelegt.

Lösungsvorschläge

- **Kompatibilität von Fördermechanismen und PPAs sicherstellen:** Wichtig ist, dass in einer Ausschreibung bezuschlagte Projekte nach einer PPA-Phase auf den Zuschlag zugreifen können (sog. Opt-In). Damit lassen sich PPA-Projekte bankable absichern. Dies war bei einer einseitigen gleitenden Marktprämie möglich und sollte auch bei einer beidseitigen Marktprämie erlaubt sein. Andernfalls würde ein Großteil des Marktes für kurz und mittelfristige PPAs bei Neuanlagen verloren gehen, da diese über Ausschreibungszuschläge abgesichert werden. Geförderte Anlagen müssen nach klaren Regeln das Recht haben, auch nach Bezuschlagung, in einen PPA-Vertrag zu wechseln und nach Vertragsende des PPAs wieder in das Förderregime zurückzukehren (Opt-In in CfD).
- Die **Möglichkeit des „Hineinoptieren“ in ein Fördersystem ist nötig**, damit Anlagen in einen förderfreien PPA starten können. Erlauben es die Marktbedingungen, kann nach dem ersten PPA ein weiterer folgen (Effekt: keine

Förderzahlungen, Grünstrom). Erlauben es die Marktbedingungen nicht, kann das Fördersystem die Anlagen auffangen (inkl. CfD-Mechanismus).

- **Batteriespeicher in Co-Location mit Anlagen maximal vereinfachen:** Batteriespeicher ermöglichen nicht nur die bessere Ausnutzung von neuen und bestehenden Netzanschlüssen, sie erlauben auch die bedarfsgerechte Lieferung von (Grün-)Strom im Rahmen von PPA. Zudem ermöglichen sie Revenue-Stacking (z.B. die zusätzliche Bereitstellung von Systemdienstleistungen). Nationale Fördersysteme und Bürgschaftsprogramme zur Absicherung von PPA müssen die Co-Location von Batteriespeichern zulassen. Best-Practice: Die „Abgrenzungsoption“ im deutschen EEG (§ 19 Abs. 3b EEG, § 21 Abs. 1 bis 4 EnFG) erlaubt an neuen und bestehenden EE-Anlagen die Errichtung von Batteriespeichern, ohne dass deren Betrieb den Anspruch auf Marktprämie beeinflusst. Zusätzlich kann das Baurecht für Batteriespeicher an EE-Anlagen vereinfacht werden (vgl. § 35 Abs. 1 Nr. 11 BauGB).

3. Barriere:

Regulatorische Unsicherheiten und Infrastrukturdefizite

Neben den finanztechnischen Hürden bestehen physische und regulatorische Barrieren. Dazu gehören unzureichende Netzinfrastrukturen, unflexible Regelungen für Direktleitungen (Direct-Wire-PPA), keine Planungssicherheit bei Netzentgelten für Speicher und bei Baukostenzuschüssen sowie Unsicherheiten bei der Kompensation von Abregelungen (Redispatch). **Für einen gut funktionierenden PPA-Markt braucht es Planungssicherheit bezüglich des Stromnetz Zugangs.** Zusätzlich braucht es klare Regelungen für Herkunftsnachweise (HKN) bei der Kombination von Erneuerbaren Energien mit Speichern sowie Regelungen bei HKN im Fall von Redispatch.

Auswirkungen der Barriere

- **Unkalkulierbare Kosten vermeiden:** Maßnahmen, die den Netzzugang von Erneuerbaren Energien beschränken (wie z.B. ein „Redispatch-Vorbehalt“, also die potenziell fehlende Entschädigung bei Netzengpässen) machen die Preiskalkulation für langfristige PPAs unmöglich und verhindern einen PPA-Markt.
- **Baukostenzuschüsse für Netzanschlüsse führen zur Verlagerung von Projekten von PPAs hin zu Fördersystemen:** Baukostenzuschüsse können bei Fördersystemen durch höhere Bezuschlagungen bei Ausschreibungen eingepreist werden. Dies ist bei PPAs kaum möglich, da der PPA-Strom gegen günstigen Börsenstrom konkurriert. Folglich werden die PPA-Projekte, die zu den höheren Kosten keinen Offtaker finden, an Ausschreibungen teilnehmen, um die höheren Kosten einpreisen zu können. Hiervon sind vor allem Langzeit-PPAs betroffen.
- **Verzögerungen:** Langwierige Genehmigungs- und Netzanschlussverfahren verkürzen das Angebot an PPA-fähigen Projekten.
- **Herkunftsnachweis-Regelung (bei Abregelung und für Speicherstrom):** Ohne klare HKN-Regelung für Speicherstrom kann „grüner Grundlaststrom“ (24/7-Konzepte), der für die Industrie wichtig ist, nicht rechtssicher als PPA-Produkt angeboten werden. Ohne klare Regelung für Ersatz und Kompensation ausgefallener Herkunftsnachweise im Fall netzbetreiberbedingter Abregelung sind bestimmte Arten von PPA nicht möglich.

Lösungsvorschläge

- **Investitionssicherheit bei Netzentgelten und bei Redispatch:** Die Möglichkeit der Saldierung von Netzentgelten für die Zwischenspeicherung von Strom bei Speichern in Co-Location mit Erneuerbare Energien-Anlagen muss gegeben sein (vgl. „Abgrenzungsoption“ im deutschen EEG). Etwaige Baukostenzuschüsse für den Netzanschluss müssen sachgerecht und kalkulierbar sein. Auch ist im Fall von Abregelung durch den Netzbetreiber ist eine garantierte Kompensation bei abgeregelten Mengen notwendig, um das wirtschaftliche Fundament von PPAs nicht zu gefährden.
- **Klare HKN-Regeln für Speicher:** Es bedarf einer gesetzlichen Klarstellung zur HKN-Fähigkeit von Strom aus EE-Speicher-Kombinationen („Multi-Use“), um diesen dem Green-PPA-Markt zugänglich zu machen. Die Regelung muss auch im Fall Abregelung durch den Netzbetreiber greifen (ausgefallene HKN wegen Abregelung kompensieren).
- **Beschleunigung der Verfahren:** Digitalisierte und vereinheitlichte Netzanschluss- und Genehmigungsverfahren sind zwingend erforderlich, um Zeit und Kosten zu senken.
- **Direct-Wire-PPA vereinfachen:** Regelungen für Direktleitungen zwischen Erzeugungsanlagen und einem oder mehreren Verbrauchern sollten vereinfacht werden.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne ist die schlagkräftige Interessenvertretung für die wettbewerbliche neue Energiewirtschaft. Im Unterschied zu Anbietern mit verbundenem Netz sind unsere Mitglieder frei von Monopolinteressen: Sie kämpfen für fairen Wettbewerb, Vielfalt und Fairness im Energiemarkt. 2014 haben bne-Mitgliedsunternehmen in Deutschland über sieben Millionen Kunden zuverlässig mit Strom, Gas oder energienahen Dienstleistungen beliefert.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) ist im Lobbyregister des Deutschen Bundestags unter der Registrierungsnummer R001011 eingetragen.