

Berlin, 15. Januar 2026

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Positionspapier

Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs – Handlungs- empfehlungen des BDEW

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Grüne Power-Purchase-Agreements (PPAs) in Deutschland: Aktueller Stand	3
2	Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs: Nutzen und Grenzen	5
3	Handlungsempfehlungen	6

1 Grüne Power-Purchase-Agreements (PPAs) in Deutschland: Aktueller Stand

Aus Sicht des BDEW sollte die Finanzierung des Zubaus Erneuerbarer Energien (EE) in Deutschland zunehmend ungefördert im Markt erfolgen, wobei es weiterhin mit Contracts for Difference (CfDs) einen staatlichen Rahmen zur Unterstützung des Ausbaus geben sollte, um die gesetzlich festgelegten EE-Ausbauziele zu erreichen, private Investitionen zu aktivieren, Investitionen abzusichern und durch marktliche Anreize, die Systemverantwortung der Erneuerbaren zu stärken und auszubauen.¹ Grüne PPAs sind zur Umsetzung des ungeförderten EE-Zubaus ein geeignetes Instrument. Zu unterscheiden sind dabei kurzfristige PPAs mit einer Laufzeit von drei bis fünf Jahren, mittelfristige PPAs mit einer Laufzeit von sieben bis zehn Jahren und langfristige PPAs mit einer noch längeren Laufzeit. Kurzfristige PPAs werden von Abnehmern zur Absicherung eines sicheren Preisniveaus bei der Strombeschaffung beispielsweise als Maßnahme im Rahmen der Strompreiskompensation abgeschlossen. Für die Finanzierung der Errichtung einer EE-Neuanlage ist die Laufzeit jedoch zu kurz.

Derzeit werden Offshore-Windenergieanlagen sowie große Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) in größerem Umfang über PPAs finanziert. Dabei geht der Trend bei PPAs aus PV-FFA aufgrund des dann günstigeren Marktwertprofils zu einer Kombination von PV-Anlagen und Batteriespeichern. Bei Windenergie an Land erfolgen PPA-Abschlüsse derzeit hingegen nur aus ausgeförderten Anlagen. Mit ursächlich für das Ausbleiben von langfristigen PPA-Abschlüssen bei Windenergie an Land sind die fehlende Überschneidung zwischen Stromgestehungskosten auf der einen Seite und Zahlungsbereitschaft der Stromabnehmer auf der anderen Seite. Darüber hinaus ist festzustellen, dass durch die aktuelle politische Diskussion über die Einführung eines sogenannten Industriestrompreises sowie durch die allgemein schwierige wirtschaftliche Lage das Interesse von Unternehmen mit großem Stromverbrauch am Abschluss von neuen PPAs stark gesunken ist: So hat die kumulierte Kapazität in langfristigen PPAs in Deutschland von 2023 auf 2024 von 3,8 auf 2,1 GW abgenommen und der Negativtrend setzte sich in 2025 sogar noch fort.²

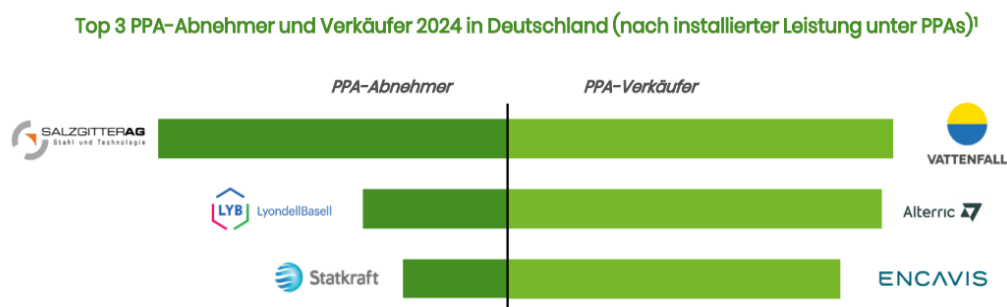
Es hat sich in den vergangenen Jahren auch gezeigt, dass PPAs bislang fast ausschließlich zwischen großen Anbietern und großen Abnehmern abgeschlossen worden sind. Kleinere Unternehmen sind im PPA-Markt hingegen unterrepräsentiert.

¹ BDEW 2023: [Ein langfristiges Marktdesign für Deutschland](#)

² Marktoffensiver Erneuerbare Energien 2024: PPA-Marktanalyse 2024

Abbildung 1: Unternehmensstruktur im deutschen PPA-Markt

Große Akteure dominieren 2024 sowohl auf Kauf – als auch auf Verkaufsseite



Quelle: Marktoffensive Erneuerbare Energien

Ursächlich hierfür sind aus Sicht eines PPA-Anbieters die Anforderungen der finanzierenden Banken an die Besicherung der hohen anteiligen Investitionsausgaben (Capital Expenditure Costs, kurz: CAPEX-Kosten), für deren Finanzierung lange Kreditlaufzeiten von mehr als zehn Jahren erforderlich sind. Aus Bankensicht genügt gemessen an einer staatlich finanzierten EEG-Förderung die Bonität mancher potenzieller PPA-Abnehmer nicht zum Gewähren eines Kredits mit ausreichend langer Laufzeit und moderaten Risikoaufschlägen. Aufgrund grundsätzlich höherer Risikoaufschläge bei der Finanzierung eines PPAs entstehen höhere Kosten, die dadurch die Wettbewerbsfähigkeit PPA-finanzierter Projekte im Strommarkt mindern. Nicht zu vernachlässigen ist auch der Hochlauf der grünen Wasserstofferzeugung, die mit gleicher Problematik konfrontiert ist. Die europäischen Vorschriften sehen nämlich für den grünen Wasserstoff Grünstromlieferungen aus PPAs verpflichtend vor. Die mangelnde Bonität der Elektrolyseurbetreiber erschwert das Erfüllen dieser Vorbedingung.

Dem stehen Erwartungen der PPA-Abnehmer gegenüber, die ihre Stromabnahme über Verträge mit einer Laufzeit von nur wenigen Jahren preislich sichern möchten. Für den sinnvollen Abschluss eines PPAs ist auch auf Abnehmerseite eine gewisse Unternehmensgröße mit entsprechendem Stromverbrauch erforderlich, da z. B. eine einzelne Windenergieanlage mit 15 MW Leistung neuer Bauart fast 60 GWh jährlich erzeugt. Nur bei reinen PPAs aus Freiflächen-PV besteht die Möglichkeit, einen Vertrag über kleinere Strommengen abzuschließen. Für eine allokierte Erzeugungsstruktur ist also ein hoher Stromverbrauch erforderlich oder mehrere Unternehmen mit einem jeweils geringen Stromverbrauch müssen ihre Nachfrage

bündeln und entsprechend ihren Strombezug poolen. In kleinen Unternehmen bestehen zudem meist wenig spezialisiertes Knowhow und Expertise beim Stromeinkauf. Nötig ist daher eine starke Rolle von Energieversorgungsunternehmen (EVU) oder anderen Aggregatoren zum Ausgleich und Pooling von zeitlichem Angebot und Nachfrage.

Gleichzeitig muss bei der Ausgestaltung einer staatlichen Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs auf die Begrenzung des Kostenrisikos für den Garantiegeber geachtet werden, damit die potenzielle fiskalische Belastung kalkulierbar bleibt und ein solches Instrument nachhaltig, marktkompatibel und verlässlich wirken kann.

2 Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs: Nutzen und Grenzen

Langjährige Projektfinanzierungen gehen also mit hohen Anforderungen an die Bonität von Anbieter- und Abnehmerseite einher, da die Anbieter eine langfristige Projektfinanzierung zur Finanzierung des Neubaus von EE-Anlagen benötigen. Gleichzeitig führt das Ausfallrisiko kleinerer wie auch größerer Unternehmen mittlerer Bonität bei Anbietern zu hohen Risikoaufschlägen, sodass keine wirtschaftlich tragfähige Projektfinanzierung mit langer Laufzeit möglich ist. Um diese zu ermöglichen, sollte das Risiko aus Sicht des BDEW durch eine staatliche Besicherung abgedeckt werden. Nicht zuletzt sieht der [Affordable Energy Action Plan](#) im Rahmen des Clean Industrial Deal die Entwicklung von sogenannter „PPA Guarantee Schemes“ vor, der infolgedessen die Europäische Investitionsbank mit 500 Mio. Euro ausstattet, um solche Besicherungen zu gewähren. Daher möchte sich der BDEW mit einem Vorschlag in die Debatte einbringen.

Eine staatliche Besicherung von PPAs kann Kredit- und Ausfallrisiken durch den PPA-Abnehmer sowie das Bonitäts- und Ausfallrisiko für den EE-Anlagenbetreiber und die finanzierenden Banken abfedern. Zudem sinken die Finanzierungskosten für ungefördernde PPAs und damit ihre Wettbewerbsfähigkeit im Strommarkt. Diese würden durch eine staatliche Besicherung von PPAs und die damit einhergehenden geringeren Finanzierungskosten ebenfalls leichter erreicht. Dies allein wird allerdings nicht zu einer signifikanten Steigerung von PPA-Abschlüssen führen, da die Treiber und Herausforderungen für den PPA-Markt von vielseitigen Faktoren abhängig sind, wie etwa Stromgestehungskosten, Zahlungsbereitschaft der Abnehmer und regulatorische Rahmenbedingungen. Ein Beispiel ist die negative Auswirkung von Redispatch auf PPAs. Der abgeregelte Strom wird zwar bilanziell ausgeglichen - ist aber ohne Herkunftsnachweis nun Grau- statt Grünstrom.

Aus Sicht des BDEW gibt es in [Norwegen](#) ein gut funktionierendes Besicherungsinstrument, das sich durch eine marktdienliche Besicherungsstruktur auszeichnet und deshalb in Teilen als Grundlage für die Ausgestaltung einer deutschen Besicherungslösung angewendet werden

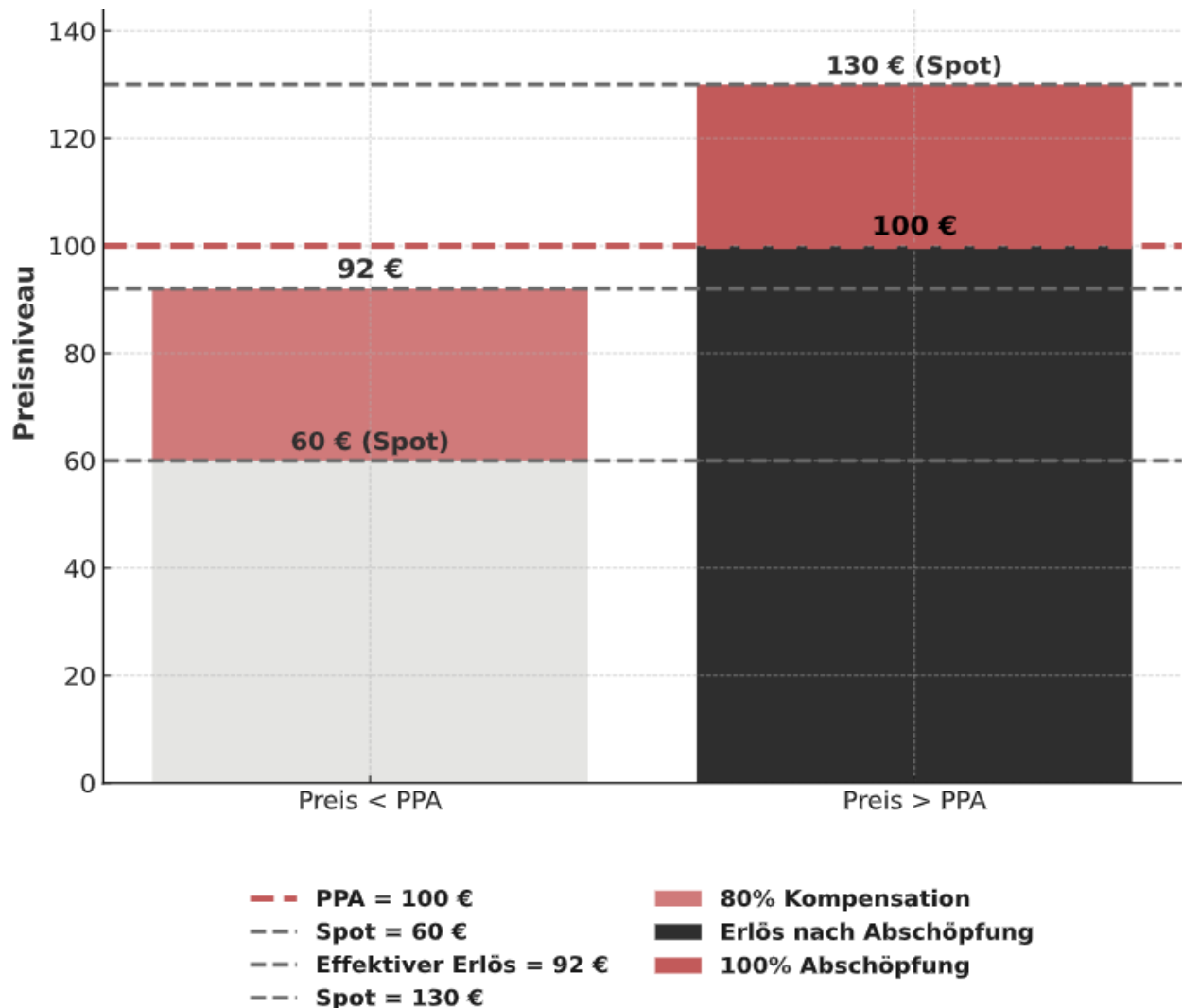
kann. Dabei ist darauf zu achten, dass die Kriterien auch tatsächlich eine Inanspruchnahme durch die Akteure im deutschen Markt begünstigen.

Der BDEW schlägt daher eine Besicherung des Ausfallrisikos grüner PPAs mit folgenden Merkmalen vor:

3 Handlungsempfehlungen

- Die **Abwicklung und Administration des Systems** sollten durch eine **staatliche Stelle**, z. B. die KfW-Bank, und vorher festgelegten Normen erfolgen. Die Bonitätsprüfung sollte möglichst unbürokratisch sein. Wenn das Kreditrisiko des Abnehmers weiterhin sehr umfangreich, bürokratisch und individuell durch die staatliche Administration geprüft würde, entfielen mögliche Vorteile der Absicherung, insbesondere der Abschluss von PPAs zu geringeren Preisen.
- Die Besicherung sollte das **Credit-Rating des PPA-Abnehmers** berücksichtigen. Je höher das Kreditrisiko, desto höher die Kosten der Besicherung.
- **Eine missbräuchliche Inanspruchnahme der Besicherung muss verhindert werden, indem die Besicherung nur im Falle der Insolvenz oder bei Ausbleiben einer Zahlung des PPA-Abnehmers - dann aber sofort bei Zahlungsausfall - greift.** Liegen die Markterlöse im besicherten Referenzzeitraum über dem Preis des vertraglich besicherten PPAs, werden im Falle einer Inanspruchnahme der Besicherung 100 % der Differenz abgeschöpft. Wenn die monatlichen Markterlöse unter dem PPA-Preis liegen, werden hingegen lediglich 80 % der Differenz zwischen dem vertraglich vereinbarten PPA-Preis aus der EE-Anlage ausgeglichen. Diese begrenzte Besicherung unterhalb des gesamten Risikos verhindert einen eventuellen Missbrauch der Besicherung für den Abschluss und die Preisbesicherung unrealistisch hochpreisiger PPAs. Umgekehrt lässt eine nur 80-prozentige Besicherung des Ausfallrisikos etwas höherpreisige PPA-Abschlüsse erwarten, als es der Fall bei einer vollständigen Besicherung des PPA-Ausfallrisikos wäre.

Abbildung 2: Zahlungsströme der PPA-Besicherung



Quelle: Eigene Darstellung

- Die Besicherung sollte zudem eine **Obergrenze** beinhalten, zu welcher die Erstattung erfolgen soll. Dadurch lassen sich hohe Erlösausfälle bei extremen Preisaufschlägen vermeiden und die fiskalische Belastung kalkulierbar halten. Ein Deckel der Besicherung könnte anhand einer Referenz festgelegt werden, z. B. dem durchschnittlichen Day-Ahead-Preis zum Zeitpunkt des PPA-Vertragsabschlusses. Besichert wäre dann das Ausfallrisiko. Die besicherte Schadenssumme bei Ausfall des Abnehmers würde an den Erzeuger fließen. Auch die Finanzierung würde durch eine Begrenzung nicht beeinträchtigt, da die Kreditgeber eine sichere Rückzahlung des Kredits anstreben, nicht aber besonders hohe Erlöse.
- Es muss auch **bei einem Ausfall des Abnehmers** sichergestellt werden, dass der **Strom möglichst rasch wieder im Markt zum üblichen Marktpreis gehandelt wird**. Nach Ausfall

des PPA-Abnehmers muss durch den Anbieter also zügig ein neuer Kunde gefunden werden.

- Mit **Abschluss des neuen PPAs endet die Zahlung der Besicherungsleistung**. Die Garantie läuft allerdings für den Fall eines erneuten Ausfalls des neuen Abnehmers in ihrer ursprünglichen Höhe weiter, um die Bankability des PPAs weiterhin zu gewährleisten.
- Insgesamt darf das **System nicht zu komplex** werden und es sollte vermieden werden, dass die zuständige Institution eine zusätzliche Kompetenz aufbauen muss. Um neue PPA-Anbieter- und Kundensegmente für grüne PPAs zu erschließen, sollten **keine Anforderungen an die Zugehörigkeit zu bestimmten Branchen oder PPA-Volumina** bestehen. Ausschlaggebend sollte allein das Credit-Rating des PPA-Abnehmers sein.
- Die Besicherung sollte **auch Konsortien oder Pools mehrerer Abnehmer offenstehen**.
- Alle EE-Anlagen, für die der Anbieter oder Intermediär die Besicherung für eine Projektgesellschaft in Anspruch nehmen möchte, müssen **außerhalb einer staatlichen Förderung** stehen. Die Möglichkeit der Besicherung sollte auf neue oder noch zu errichtende EE-Anlagen beschränkt werden.
- Sowohl **physische als auch finanzielle PPAs** können abgesichert werden.
- Die **Laufzeit besicherter PPAs** sollte **mindestens zehn Jahre** betragen und braucht keine Obergrenze. So wird die Besicherung wirklich auf PPAs zur Finanzierung des Neubaus von EE-Anlagen begrenzt und nicht für PPAs aus Bestandsanlagen beansprucht. Banken bewerten die Bonität der Kunden immer für die kommenden drei bis fünf Jahre, in weiterer Zukunft wird diese Bewertung schwieriger. Dies gilt auch für Strompreisprognosen, die in fernerer Zukunft schwieriger sind – insbesondere nach mehr als zehn Jahren.
- Die Finanzierung erfolgt durch **eine Gebühr für die Inanspruchnahme der Besicherung**, um eine missbräuchliche Inanspruchnahme zu vermeiden. Diese muss aber unter den Kosten einer Bankgarantie liegen.
- Über die PPA-Absicherung zugebaute Volumina sollten **nicht vom Ausschreibungsvolumen des EEG abgezogen** werden.
- Die Besicherung sollte **technologieneutral und größenunabhängig allen EE-Erzeugungsformen** im Sinne eines effizienten und systemischen Umbaus des Stromsystems offenstehen.

Zur Stärkung der Marktdurchdringung von PPAs im deutschen Strommarkt sind darüber hinaus weitere Entwicklungen erforderlich, die nicht direkt mit der Besicherung der Ausfallrisiken zusammenhängen:

- **Standardisierte Verträge und eine standardisierte Abwicklung** stellen bereits eine weitere Unterstützung für den PPA-Marktzugang - besonders für kleinere Abnehmer - dar. Allerdings ersetzen sie keineswegs die individuelle PPA-Vertragsausgestaltung. Denn PPAs unterscheiden sich stark in Laufzeiten, Preis- und Risikoallokation sowie nationalem Recht, sodass ein PPA-Standardvertrag diese Vielfalt nicht sinnvoll abbilden kann. Daher besteht das Risiko, dass sich Marktteilnehmer zu stark auf Templates verlassen und ungeeignete Risikoverteilungen übernehmen. Vorgegebene PPA-Standardverträge können weniger flexibel auf aktuelle Entwicklungen reagieren, weshalb sie schnell überholt werden können. Der PPA-Markt profitiert insgesamt vor allem von Vertragsfreiheit, Flexibilität und der Expertise der Marktteilnehmer. Mehr Nutzen bei der Vermittlung von PPAs bieten Wissenstransfer, Workshops und Leitfäden.
- **Erhalt der Grünstromeigenschaft für marktbasierten Anlagen bei Redispatch:** Zurzeit gibt es kein Level-Playing-Field zwischen marktbasierten und geförderten Anlagen beim Redispatch. Während letztere auch bei Redispatch die Marktprämie erhalten, verlieren markt-basierte Anlagen ihre Grünstromeigenschaft. Der abgeregelte Strom wird zwar bilanziell ausgeglichen – ist aber ohne Herkunftsnachweis nun Grau- statt Grünstrom. In der Folge erhält das Unternehmen, das das PPA zur Strompreiskompensation abgeschlossen hat, nicht annähernd den geplanten Grünstrom. Es besteht die Gefahr, dass hierdurch Green-Corporate-PPAs als nicht verlässliches Instrument im Rahmen der Strompreiskompensation von Unternehmen eingestuft werden, wodurch der ohnehin kleine Markt noch weiter schrumpfen dürfte. Zudem wird dieser Schaden im finanziellen Ausgleich durch Netzbetreiber nicht ausreichend ausgeglichen. Ein rein finanzieller Ausgleich von Herkunftsnachweisen deckt nicht den Wert des Grünstroms für Unternehmen beispielsweise für grüne Wasserstoffherzeugung oder Strompreiskompensation ab. Ein Lösungsansatz wäre es, den bilanziell ausgeglichenen Strom als grün zu kategorisieren.

Ansprechpartnerinnen/Ansprechpartner

Dr. Ruth Brand-Schock
Geschäftsbereich Erzeugung und Systemintegration
Telefon: +49 30 300199-1310
E-Mail: ruth.brand-schock@bdew.de

Krassimir Stantchev
Abteilung Versorgungssicherheit, Handel und gasspezifische Fragen
Telefon: +49 30 300199-1561
E-Mail: krassimir.stantchev@bdew.de