dena
Deutsche Energie-Agentur

AURORA ENERGY RESEARCH

ashurst

dena-MARKTMONITOR 2030

Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse

Perspektiven langfristiger grüner Stromlieferverträge aus Sicht von Nachfragern

Impressum

Herausgeber
Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: EE-Team@dena.de
www.dena.de

Autoren dena
Tibor Fischer, Manuel Battaglia,
Moritz Robers, Andreas Ebner,
Alenka Petersen

Autoren Aurora Energy Research
Benedict Probst, Hanns Koenig,
Peter Baum, Andrew Moore

Autoren Ashurst
Dr. Maximilian Uibeleisen, Dr. Simon Groneberg

Bildnachweis
Titelbild – shutterstock.com/lovelyday12,
S. 3 – dena

Stand: 02/2020

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena. Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht, sofern ihr nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

Bitte zitieren als:
Deutsche Energie-Agentur (dena, 2020):
„Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse“

Mehr Informationen zum Hintergrund:
dena-Marktmonitor 2030
Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse
Perspektiven langfristiger grüner Stromlieferverträge aus Sicht von Nachfragern

www.dena.de

Inhalt

01 Zusammenfassung: dena-Marktmonitor 2030

02 Zielstellung der Analyse

03 Grundlagen
- 3.1 Corporate Green PPAs: Perspektiven in Deutschland
- 3.2 Rechtliche Ausgestaltung

04 Preis- und Wertkomponenten
- 4.1 Künftige Strompreisentwicklung
- 4.2 Anlagenprofil
- 4.3 Wert des Grünstroms
- 4.4 Risikobewertung

05 Fallbeispiele
- 5.1 Brauerei Düsseldorf
- 5.2 Konsumgüterproduzent Leipzig
- 5.3 Chemiefirma Mannheim
- 5.4 Aluminiumhersteller Hamburg
- 5.5 Analyse der Fallbeispiele: Zusammenfassung

06 Identifizierte Ansatzpunkte für attraktivere Rahmenbedingungen für Corporate Green PPAs

Corporate Green PPAs verbinden Wirtschaftlichkeit und Klimaschutz

Zwei zentrale Ziele formulieren einen neuen Gestaltungsanspruch an die Politik: Ein Anteil erneuerbarer Energien von 65 Prozent bis 2030 und die vollständige CO_2-Neutralität bis 2050. Während das erste Ziel eine zentrale Etappe im Strommarkt in Deutschland markiert, verweist die in drei Dekaden zu erreichende CO_2-Neutralität auf eine neue Form des Wirtschaftens in Deutschland und nun mit dem Green Deal auch innerhalb der EU. Dabei werden Corporate Green PPAs zu einem Standortvorteil für die deutsche Wirtschaft.

Richtet man den Blick auf 2050 und das mittlerweile auch für die EU ausgerufene Ziel der CO_2-Neutralität, wird deutlich, dass Unternehmen bereits heute beginnen müssen, ihre Produktionsweisen anzupassen, wenn sie in Zukunft vor dem Hintergrund steigender Strom- und CO_2-Preise bestehen wollen. Dies gilt nicht nur für energieintensive Industrien, sondern auch für mittelgroße Energienachfrager.

Die Wirtschaft ist im Grundsatz bereit, diese Herausforderung anzunehmen. Viele Unternehmen setzen sich ambitionierte Ziele, optimieren ihre Herstellungsprozesse und nutzen Investitionsanlässe für die strategische Umstellung ganzer Produktionsweisen. Dabei werden Unternehmen notwendigerweise auf die direkte oder indirekte Nutzung von Strom aus erneuerbaren Quellen setzen.

Gleichzeitig versuchen bereits heute viele Unternehmen, sich gegen steigende Strompreise mit dem langfristigen Einkauf erneuerbaren Stroms abzusichern. Ökonomie und Ökologie werden nicht zuletzt aufgrund der massiv gesunkenen Gestehungskosten zu zwei Seiten derselben Medaille.

Dieser Befund wird auch in unserem ersten dena-Marktmonitor 2030: Corporate Green PPAs deutlich: Sowohl Stromverbraucher als auch Anbieter von grünem Strom schätzen die zukünftige Rolle von langfristigen grünen Stromlieferungen in Form von Power Purchase Agreements (PPAs) als wichtig bis sehr wichtig ein. Gleichzeitig hat die Umfrage aber auch zahlreiche Hemmnisse identifiziert, die eine umfangreiche Erschließung des nachfragegetriebenen Potenzials erschweren.

Hieran knüpft die nun vorliegende ökonomische Analyse an: Sie identifiziert und quantifiziert die entscheidenden betriebswirtschaftlichen Einflussgrößen aus Sicht der Nachfrager unterschiedlicher Branchen. Dabei berücksichtigt sie die Verbrauchsprofile der betrachteten Unternehmen und bildet unterschiedliche Erzeugungstechnologien ab. So werden zentrale Erfolgsfaktoren für den tatsächlichen Abschluss eines Corporate Green PPA im Vergleich zum Graustrombezug sichtbar.

Diese nachfragezentrierte Sichtweise fördert Chancen und Hemmnisse gleichermaßen zutage: Bereits heute lohnt sich der Bezug von grünem Strom für einzelne Branchen im direkten Vergleich zu Graustrom. Gleichzeitig zeigt die Analyse aber auch, wie die bestehende Unklarheit bei den Regelungen zur Stromkompensation und die bestehenden Abgaben und Umlagen für einzelne Branchen das Potenzial des Instruments erheblich beschränken. Dieser offensichtliche Handlungsbedarf ist natürlich nicht nur für PPAs ein zentraler Punkt. Hier wird es darum gehen, allen Aspekten eines zukunftsfähigen Strommarkts Rechnung zu tragen.

Daher haben wir weitere zentrale Ansatzpunkte identifiziert: Finanzierungs- und Risikoabsicherung für die beteiligten Vertragspartner, zusätzliche Qualitätsmerkmale für grünen Strom und Transparenzmaßnahmen, die zur Senkung der Transaktionskosten im Anfangsstadium des PPA-Marktes beitragen, sind hier zentrale Stellschrauben.

Genau an diesem Punkt ist die Politik gefragt: Denn ein das EEG ergänzender nachfragegetriebener Ausbau kann die offensichtliche Lücke beim Ausbau regenerativer Erzeugungskapazitäten bis 2030 schließen. Zu den damit verbundenen zentralen Herausforderungen zählen, die Anzahl der aus der EEG-Vergütung fallenden Ü-20-Anlagen bei gleichzeitig steigendem Strombedarf zu minimieren. Letztendlich besteht die Chance darin, der Wirtschaft als Nachfrager und als Investor eine gestaltende Rolle in der Energiewende einzuräumen.

In diesem Sinne richtet sich diese Analyse sowohl an die Unternehmen als Nachfrager als auch Anbieter mit dem Ziel, die zukünftige Relevanz von PPAs als auch die ökonomischen und ökologischen Chancen aufzuzeigen. Unsere daraus abgeleiteten Empfehlungen für die Politik verstehen wir als einen weiteren Beitrag zu einer Debatte, die wir als dena in Zukunft noch weiter intensivieren wollen. Denn wir sind uns sicher, dass PPAs ein zentraler Baustein für die Ausgestaltung der integrierten Energiewende werden müssen!

Herzlichst Ihr

Andreas Kuhlmann
Vorsitzender der Geschäftsführung
der Deutschen Energie-Agentur (dena)

01 Zusammenfassung: dena-Marktmonitor 2030

Mit der auf dem dena-Marktmonitor 2030 aufbauenden Studie „Corporate Green PPAs aus Sicht von Nachfragern“ ist es gelungen, anhand von Beispielrechnungen herauszuarbeiten, dass PPAs unter Annahme eines in Zukunft leicht steigenden Strompreises bereits heute aus Sicht von einigen Branchen eine wirtschaftliche Alternative zum Bezug von Graustrom darstellen können. Zu den zentralen Ergebnissen der Analyse zählen:

- Vergleicht man lediglich die Direktkosten des Strombezugs, sind Corporate Green PPAs in sämtlichen untersuchten Beispielen wirtschaftlich attraktiver als der Bezug von Graustrom.

- Je höher der Wert des Erzeugungsprofils einer erneuerbaren Technologie ist, desto höher ist der PPA-Festpreis.

- Die Höhe der Abgaben, Umlagen und Steuern ist sowohl für Graustrom als auch für Corporate Green PPAs aus Sicht eines Nachfragers gleich. Von dem derzeitigen Abgabensystem (u. a. Netzentgelte, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage und KWKG-Umlage) geht mit Blick auf PPAs keine ökologische Lenkungswirkung aus. Auch unter Bezug von grünem Strom sind diese in voller Höhe zu entrichten.

- Die Strompreiskompensation ist aus Sicht der energieintensiven Industrie der entscheidende Faktor, wenn der Bezug von grünem Strom über PPAs wirtschaftlich sein soll.

Unternehmen mit mittlerem Stromverbrauch

- Bei Industrieabnehmern mit einem mittleren jährlichen Stromverbrauch ist der Bezug von Strom über ein Corporate Green PPA sowohl bei den Direkt- als auch den Gesamtkosten wirtschaftlicher als der Bezug von Graustrom am Großhandelsmarkt.

Unternehmen mit hohem Stromverbrauch

- Bei Industrieabnehmern mit einem sehr hohen jährlichen Stromverbrauch ist der Direktpreis für Corporate Green PPAs zwar günstiger als der für Graustrom. Die Gesamtkosten sind jedoch aufgrund der Strompreiskompensation höher.

- In stromintensiven Industrien bietet das aktuelle Abgaben- und Umlagensystem keine Anreize für die Umstellung auf grünen Direktstrom in Form eines Corporate Green PPA.

02 Zielstellung der Analyse

Mit der ökonomischen Analyse von Corporate Green PPAs aus Abnehmersicht möchte die dena einen Beitrag zum besseren Verständnis von PPAs in Deutschland leisten und die strategische Relevanz des Themas sowohl für potenzielle Nachfrager als auch für Anbieter sichtbar machen.

Gleichzeitig sollen Hemmnisse und mögliche Ansätze für eine zukünftig stärkere Nutzung dieses Geschäftsmodells herausgearbeitet werden. Neben der Vermittlung von allgemeinen Grundlagen liegt der Fokus dieser Analyse auf den künftigen Preisentwicklungen aus Sicht von Nachfragern. Dabei werden Corporate Green PPAs als alternative Beschaffungsstrategien verstanden, die einen Beitrag für die Minderung der produktionsbedingten CO_2-Emissionen leisten können.

Schwerpunkt dieser Analyse ist die Darstellung ökonomischer, aber auch rechtlicher Aspekte aus Sicht von Nachfragern. Ziel ist es, zunächst einen übergeordneten Analyserahmen für PPAs in Deutschland zu geben, der dann in ökonomischen Fallstudien in der Nahrungsmittel-, Konsumgüter-, Chemie- und Aluminiumindustrie konkretisiert wird. Anhand von Beispielrechnungen wird die Attraktivität des Bezugs von grünem Strom mit dem Bezug von Graustrom aus der ökonomischen Sicht eines Letztverbrauchers verglichen. Dabei werden Erzeugungsprofile unterschiedlicher Technologien in die Analyse einbezogen. Die vier gewählten Branchen bilden prototypische Verbrauchsprofile der deutschen Wirtschaft ab.

Zentraler Ausgangspunkt der Analyse sind Sleeved PPAs. Mit Blick auf die Entwicklung der durchschnittlichen Großhandelspreise bis 2030 wird ein moderates Szenario zugrunde gelegt.

Die Empfehlungen nehmen Bezug auf die in der Analyse herausgearbeiteten Einflussfaktoren. Dabei sollen insbesondere der Politik erste Ansatzpunkte für eine Verbesserung der rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen von PPAs aufgezeigt werden.

Die ökonomische Analyse ist von der dena in Zusammenarbeit mit dem Beratungsinstitut Aurora Energy Research erarbeitet worden. Die Prüfung rechtlicher Aspekte hat die internationale Rechtsanwaltskanzlei Ashurst vorgenommen.

03 Grundlagen

Mit den sinkenden Gestehungskosten erneuerbarer Energien hat die Diskussion um die zukünftige Bedeutung von direkten Stromlieferverträgen zwischen Erzeugern und Anbietern für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien auch in Deutschland zugenommen. Auch wenn langfristige Stromlieferverträge sowohl für nachfragende Unternehmen als auch Anbieter bzw. Erzeuger zum täglichen Geschäft gehören, ergibt sich bei Corporate Green PPAs als einer weiteren Säule für die Finanzierung von Neuanlagen ein anderes Bild: Obwohl viele Marktakteure diesem Geschäftsmodell generell ein hohes Potenzial beimessen, klaffen die Einschätzungen beim Thema Risikobewertung unter Marktteilnehmern noch stark auseinander.

3.1 Corporate Green PPAs: Perspektiven in Deutschland

Neben der unklaren Risikoverteilung zwischen Abnehmer und Erzeuger sind es vor allem die fehlende Preistransparenz und unklare Rahmenbedingungen, die insbesondere Abnehmer verunsichern.

Aus Sicht der abnehmenden Unternehmen ermöglichen PPAs auf der anderen Seite, sich gegen volatile Energiepreise abzusichern. Vor dem Hintergrund der stark gesunkenen Gestehungskosten erneuerbarer Energien und perspektivisch steigender Strompreise wird der grüne Strombezug zunehmend attraktiv. Für Erzeuger bieten PPAs die Möglichkeit, außerhalb der fixen Förderung des EEG langfristige Abnahmeverträge zu Festpreisen zu schließen und über diese gesicherten Zahlungsflüsse die Finanzierung von neuen Anlagen über den Kapitalmarkt sicherzustellen. Das erhöhte Marktrisiko, dem diese Anlagen ausgesetzt sind, begründet sich insbesondere durch die Schwankungen des Großhandelspreises.

Dabei steht ein im Vergleich zu anderen europäischen Nachbarstaaten noch relativ kleines tatsächliches Marktvolumen einer hohen Potenzialzuschreibung von Nachfragern und Anbietern gegenüber. Die Ergebnisse der Umfrage des Ende August 2019 veröffentlichten Marktmonitors zu Corporate Green PPAs der dena (**Link**) zeigen, dass über 86 Prozent aller Marktteilnehmer PPAs zukünftig eine hohe bis sehr hohe Bedeutung beimessen.

Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse des dena-Marktmonitors auch, dass derzeit sowohl Anbieter als auch Erzeuger trotz der möglichen Potenziale bezüglich der Ausgestaltung von Corporate Green PPAs stark verunsichert sind. Mit Blick auf das Binnenverhältnis zwischen Anbietern und Nachfragern spielen hier neben fehlenden Informationen zu Preisen insbesondere die Ausgestaltung der Verträge und die damit verbundene Risikoverteilung zwischen beiden Vertragsparteien eine zentrale Rolle. Darüber hinaus sind Marktteilnehmer verunsichert, wie sich PPAs in den aktuellen rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmen einfügen.

Der Großteil der Marktteilnehmer stuft PPAs als relevant ein

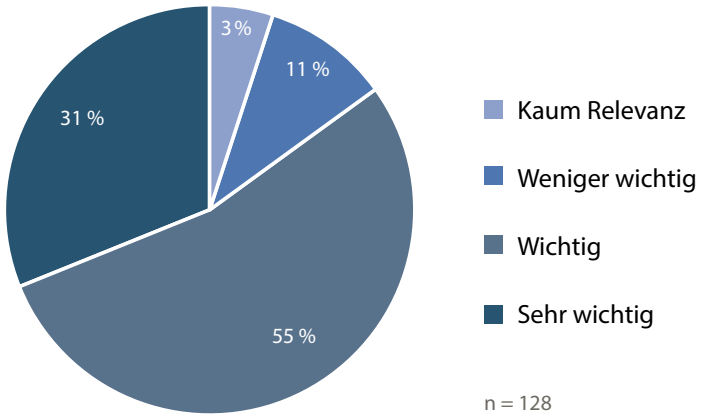


Abbildung 1: Stellenwert, der den PPAs als zukunftsweisendem Marktmodell in Deutschland zugeschrieben wird

Die größten Hemmnisse – Erfahrung/Komplexität/Transparenz/Risiko

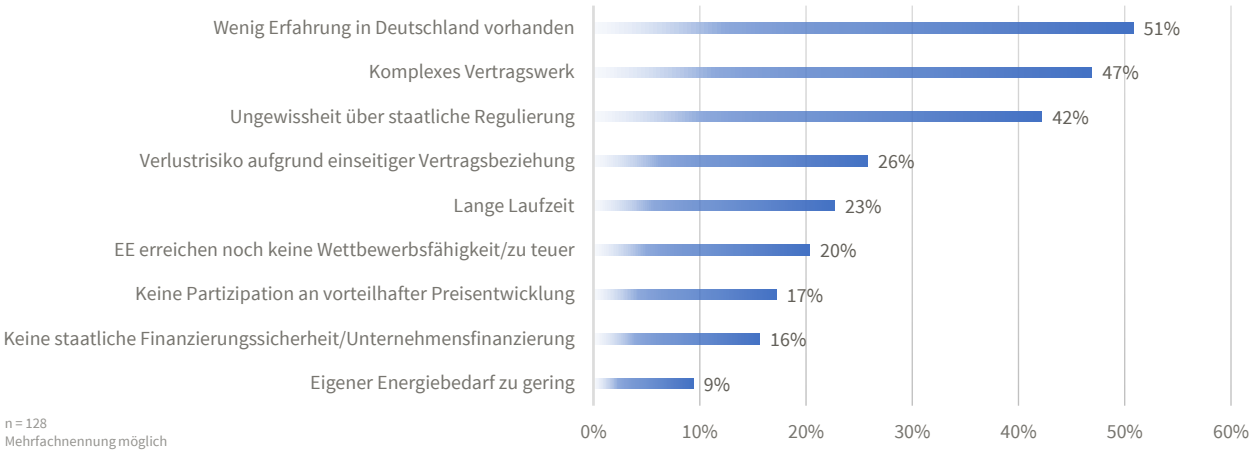


Abbildung 2: Barrieren und Risiken, die Abnehmer am PPA-Abschluss hindern

Zu den zentralen Treibern des gestiegenen Interesses an diesem Geschäftsmodell zählen Einflussfaktoren auf unterschiedlichen Ebenen:

Politik

Die Erreichung des 65-Prozent-Ziels für erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 sowie die vollständige Reduktion der CO_2-Emissionen über alle Sektoren bis zum Jahr 2050 stellen für die Politik die zentralen Zielwerte für die kommenden Jahre dar.

Mit Blick auf die angestrebte CO_2-Neutralität im Jahr 2050 und die Zukunftsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland haben unterschiedliche Studien deutlich gemacht, dass Strom aus erneuerbaren Energien zentral für die Defossilisierung der Produktionsprozesse im Industrie-, Gewerbe- und Dienstleistungssektor sein wird (vgl. u.a. Agora 2019, VCI 2019). Der Strombezug auf Basis erneuerbarer Energien wird hier eine elementare Rolle spielen müssen, sei es für die direkte Nutzung oder die Umwandlung in Energieträger wie Wasserstoff oder andere strombasierte grüne Brenn- und Kraftstoffe. Für die Politik bedeutet dies, dass sie für Unternehmen den Zugang zu regenerativ erzeugtem Strom attraktiv gestalten und eine verlässliche Perspektive bieten muss.

Auch wenn der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch 2019 bei ca. 42 Prozent lag, ist die Zielerreichung von 65 Prozent am Verbrauch unter den aktuellen Rahmenbedingungen stark gefährdet. Neben einem allgemeinen Einbruch des Ausbaus der erneuerbaren Energien in den vergangenen Jahren, insbesondere im Bereich Onshore-Wind, besteht das Risiko, dass alleine eine bis 2030 bestehende regenerative Erzeugungsleistung aus dem Markt fällt (siehe Abbildung 3). Diese Anlagen können zwar weiterbetrieben werden, erhalten als Ü-20-Anlagen jedoch keine EEG-Vergütung mehr. Dies entspricht etwa einem Viertel der gesamten installierten Leistung, die die Bundesregierung im Klimaschutzprogramm für das Jahr 2030 anstrebt. Hier können PPAs den Weiterbetrieb sichern. Die ersten abgeschlossenen Verträge sowie die Ergebnisse des ersten dena-Marktmonitors unterstreichen deren hohes Marktpotenzial.

Diese Ausgangslage wird durch einen perspektivisch steigenden Stromverbrauch aufgrund einer erhöhten direkten sowie indirekten sektorübergreifenden Stromnutzung verschärft. Je nach Szenariorahmen geht die dena-Leitstudie hier von einem Anstieg des Stromverbrauchs von 515 TWh in 2015 auf 699 bzw. 840 TWh in 2030 aus.

Hinsichtlich der Finanzierung der Energiewende bietet ein stärkerer nachfragegetriebener Zubau möglicherweise eine Entlastung bei der EEG-Umlage, wenn sich die realisierten Projekte nicht ausschließlich auf die attraktivsten Standorte fokussieren. Die Refinanzierung des Anlagenzubaus über gesicherte privatwirtschaftliche Abnahmeverträge kann zu einer Entlastung der Differenzkosten führen.

Ein verstärkt nachfragegetriebener Zubau hat auch das Potenzial, die Akzeptanz in der Bevölkerung zu steigern. Neben dem möglichen Effekt einer sinkenden EEG-Umlage bietet die direkte Nutzung erneuerbarer Energien in diesen Regionen die Möglichkeit, ihre Wettbewerbsfähigkeit als Produktionsstandort zu unterstreichen.

Abnehmer

Wie auch die Ergebnisse der ersten Umfrage zeigen, sind Unternehmen aufgrund perspektivisch steigender Strompreise sowie aufgrund eigener Klimaschutzverpflichtungen sehr stark an einem verstärkten Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien interessiert. Vielfach versuchen sie bereits heute, über einen direkten grünen Strombezug das Risiko steigender Strompreise zu minimieren (Hedging) und gleichzeitig ihren CO_2-Fußabdruck zu reduzieren.

Bis 2030 werden bis zu 52 GW aus der Vergütung herausfallen

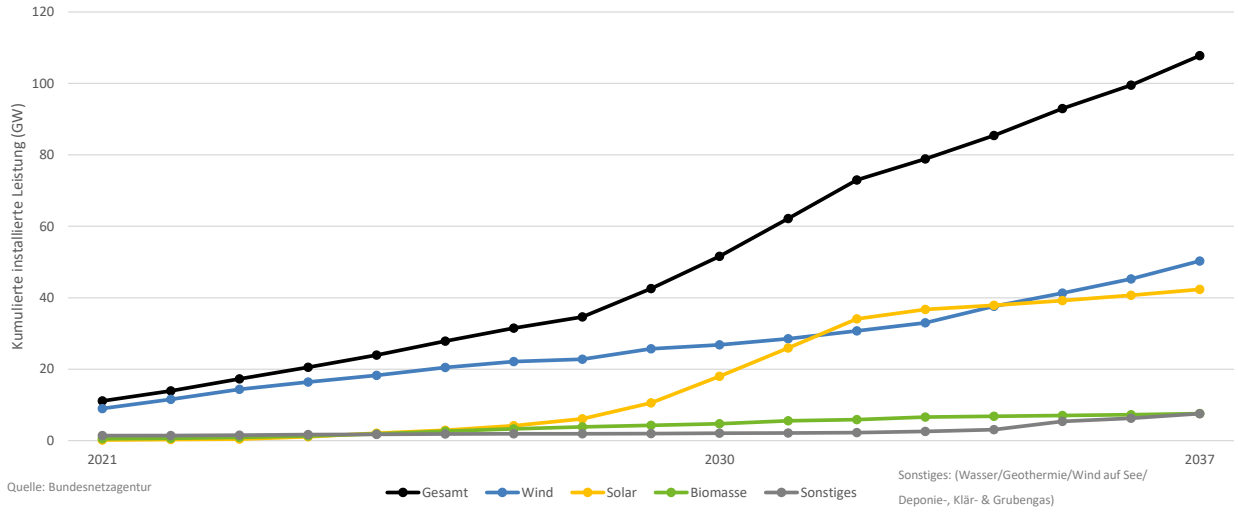


Abbildung 3: Aus der EEG-Vergütung fallende Anlagen

In vielen Unternehmen und Industriezweigen stehen in den kommenden zehn Jahren erhöhte Investitionen im Bereich von Produktionsanlagen an. Dabei werden gerade in Bezug auf das Ziel der Klimaneutralität der Wirtschaft bis 2050 strombasierte Produktionsprozesse oder die Nutzung von strombasierten Energieträgern eine wesentliche Rolle spielen. Angesichts der steigenden Kosten für CO_2 wird der Zugang zu grünem Strom für Unternehmen zu einer zentralen Frage der zukünftigen Wettbewerbsfähigkeit. Dabei ist die Wirtschaft auf Rahmenbedingungen angewiesen, die den direkten Strombezug vereinfachen und sicherstellen.

Erzeuger und Anbieter

Für Erzeuger und Anbieter erneuerbaren Stroms ermöglichen langfristige Abnahmeverträge mit der Industrie den Weiterbetrieb von Altanlagen nach ihrer gesetzlichen Vergütungsdauer. Auch wenn die Betreiber regenerativer Kraftwerke über die Direktvermarktung Erfahrungen am Strommarkt sammeln konnten, stellt die Refinanzierung der Anlagen über Verträge mit Unternehmen oder Energieversorgungsunternehmen aufgrund mangelnder Erfahrungen eine Herausforderung und ein Risiko dar.

3.2 Rechtliche Ausgestaltung

In einem Corporate Green Power Purchase Agreement (PPA) bezieht ein Stromverbraucher – typischerweise ein industrieller Großverbraucher – Strom über mehrere Jahre von einem Grünstromanbieter.

Bei der Unterzeichnung eines PPA müssen die Vertragsparteien verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten berücksichtigen, die einem PPA-Vertrag zugrunde liegen.

Wir gliedern diese entlang dreier Kategorien: der rechtlichen Grundtypen, der primären Handelsklauseln und der sekundären Handelsklauseln (Abbildung 4). Die folgenden Abschnitte konzentrieren sich auf die beiden Erstgenannten.

3.2.1 Rechtliche Grundtypen

Der rechtliche Grundtyp legt die Rechtsnatur des PPA-Vertrags fest. Rechtliche Grundtypen beschreiben die Vertragsart und die hieraus resultierenden Rechte und Pflichten für Vertragsparteien. Generell unterscheidet man zwischen physischen und virtuellen (finanziellen) PPAs.

Im Rahmen eines physischen PPA unterzeichnet der Abnehmer einen Vertrag mit einem Verkäufer, der die physische Lieferung von Strom über einen vereinbarten Zeitraum garantiert.

Physische PPAs unterscheiden sich weiter darin, ob sich die Anlage auf dem Gelände des Verbrauchers befindet. Bei direkten PPAs, auch On-Site-PPAs genannt, befindet sich die Erzeugungsanlage am gleichen Standort, was zu einer direkten physischen Stromversorgung zwischen Erzeuger und Verbraucher führt. Die Lieferung des Stroms erfolgt nicht über das öffentliche Stromnetz. Physische PPAs stellen derzeitig einen Sonderfall dar. Sie werden daher nicht in der Analyse berücksichtigt.

Im Vergleich dazu befindet sich das Kraftwerk bei einem sogenannten Off-Site-PPA nicht auf dem Gelände des Verbrauchers und erfordert somit, dass der Strom durch das öffentliche Netz an den Abnehmer geliefert wird. Wenn ein Energiedienstleister als Vermittler fungiert und zudem gegebenenfalls die Bilanzkreisführung[1] und weitere Dienstleistungen (wie Lieferung der Reststrommenge) übernimmt, spricht man von einem **Sleeved PPA.**

Wir unterscheiden zwischen drei Gruppen von PPA-Vertragsmerkmalen

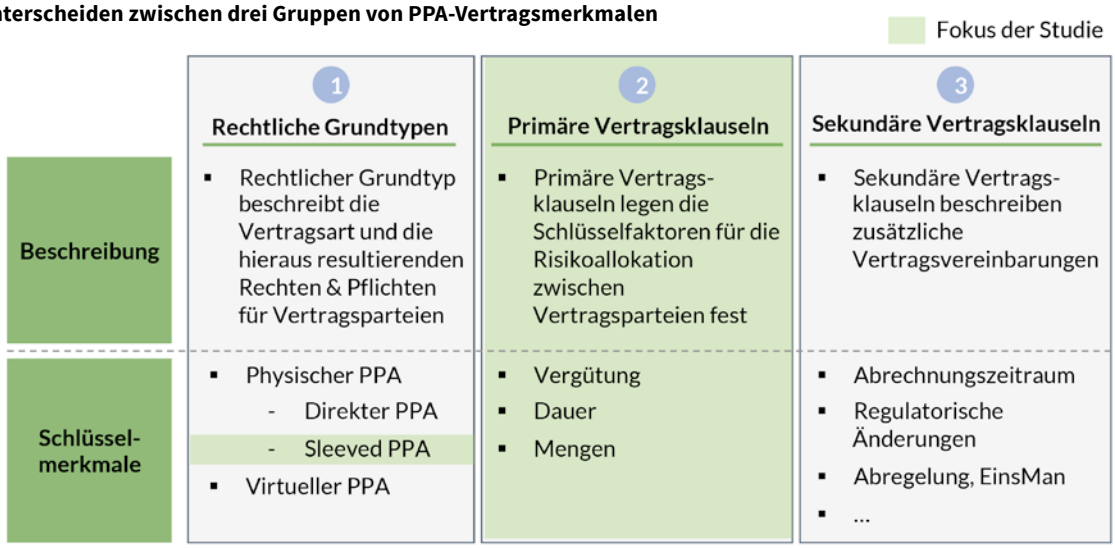


Abbildung 4: Hauptmerkmale eines PPA

Im Rahmen von Off-Site- oder Sleeved PPAs müssen Netzentgelte entrichtet werden, die bei einem On-Site-PPA entfallen.

Ein virtuelles PPA hingegen garantiert nicht die physische Lieferung des Stroms, sondern dient als finanzielle Vereinbarung zwischen Verkäufer und Abnehmer. Im Rahmen eines virtuellen PPA vereinbaren beide Vertragsparteien des PPA einen „Ausübungspreis“ pro MWh[2], der durch die erneuerbare Anlage erzeugt wird. Sollte der Großhandelspreis für Strom diesen Preis übersteigen, wird vom Verkäufer erwartet, dass er den Abnehmer entschädigt. In diesem Zusammenhang erfolgt die Abrechnung virtueller PPAs in Form eines Differenzkontrakts. Virtuelle PPAs spielen derzeit vor allem in den USA eine Rolle. Auch sie sind kein Gegenstand der vorliegenden Analyse.

Im deutschen und europäischen Kontext sind daher gegenwärtig physische PPAs von zentralem Interesse, bei denen das öffentliche Netz genutzt wird. **Das sogenannte Sleeved PPA bildet daher den Ausgangspunkt der Analyse.**

3.2.2 Primäre Vertragsklauseln

Wesentliche Faktoren für die wirtschaftliche Bewertung von PPAs sind die Dauer, Vergütungsstruktur und Strommengen, welche in den primären Handelsklauseln festgelegt sind.

Die Verteilung der Risiken zwischen den Vertragspartnern eines PPA hängt letztlich davon ab, wie die Vertragsbedingungen, dementsprechend Liefermenge, Preis und Laufzeit eines PPA, festgelegt werden. Abbildung 5 zeigt die Verteilung des Marktrisikos zwischen Anlage und Abnehmer je nach Ausgestaltung der Vertragsklauseln auf. Dabei gibt das Windradpiktogramm den Grad der Risikoverteilung zwischen Erzeuger und Abnehmer in Bezug auf Ausgestaltung der Vergütung, Vertragsdauer und Strommenge an.

Mit Hinblick auf die Preisgestaltung gibt es mehrere Möglichkeiten bei einem PPA. Am häufigsten ist derzeit ein fester Preis pro MWh. Alternativ könnte dem Abnehmer ein variabler Preis angeboten werden, der am Großmarktpreis indiziert[3] ist. Zusätzlich zur Indizierung kann eine Ober- und Untergrenze vereinbart werden, um Vermögenswerte und Teilnehmer vor stark abweichenden Großhandelspreisen zu schützen.

Derzeit sind **Festpreisverträge** am weitesten verbreitet. Diese vertragliche Ausgestaltung ist darauf zurückzuführen, dass diese am ehesten die bestehenden Subventionssysteme nachahmen. Dies mindert das Risiko für den Anlagenbetreiber, welcher so Zugang zu einer besseren Fremdkapitalfinanzierung erhält, die wiederum die Finanzierungs- und damit auch die Gestehungskosten senkt. Während variable Preise und Verträge mit bestimmten Ober- und Untergrenzen in den kommenden Jahren eine Option werden können, ist zu erwarten, dass Festpreisverträge zunächst die Regel bleiben werden.

[1] Der Abnehmer kann aber auch direkt als Bilanzkreisverantwortlicher agieren. In dieser Variante des Off-Site-PPA ist kein Energieversorger als Dienstleister nötig.
[2] Das virtuelle PPA ist ein Derivatevertrag, über den ein fester Preis (vom Abnehmer) gegen einen variablen Marktpreis (mitsamt HKN) (vom Erzeuger) getauscht wird. Der Ausübungs- oder Strikepreis legt das Preisniveau fest, auf das sich die Parteien ausgleichen (Marktpreis < Ausübungspreis, Abnehmer begleicht Differenz; Marktpreis > Ausübungspreis, Erzeuger begleicht Differenz).
[3] Unter einem Preisindex versteht man eine volkswirtschaftliche Kennzahl, die Preise und deren Veränderungen aggregiert und zu einer Zahl zusammenfasst, anhand derer man die Preisentwicklung nachverfolgen kann.

Die primären PPA-Vertragsklauseln sind entscheidend für die Risikoallokation zwischen den Vertragsparteien

- Vertragsklauseln verteilen das Marktrisiko zwischen den Parteien
- Risikoverteilung ist ein Nullsummenspiel, sofern keine Partei das Risiko besser tragen kann
- Risiko sollte von jener Partei getragen werden, die das Risiko am besten tragen kann, um den Vertragswert zu maximieren

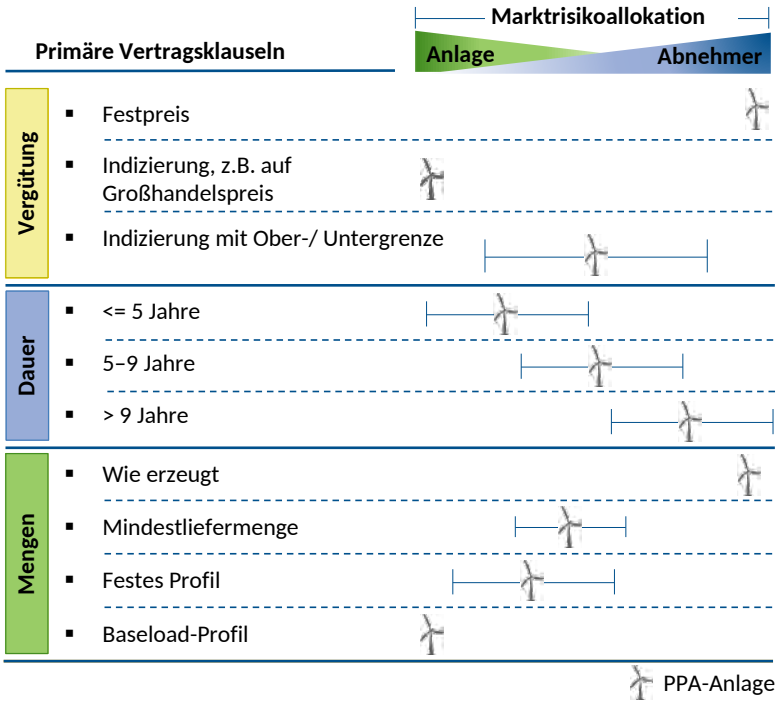


Abbildung 5: Ausgestaltung primärer PPA-Vertragsklauseln und Auswirkung auf Risikoallokation zwischen Anlage und Abnehmer

Während Erzeuger mit längeren **PPA-Laufzeiten** mit größerer Ertragssicherheit und somit höheren Fremdkapitalanteilen bei der Finanzierung rechnen können, gehen diese Laufzeiten gleichzeitig mit höheren Risiken für den Abnehmer einher, da insbesondere die Preisunsicherheit mit einer längeren Vertragsdauer zunimmt. Deshalb sind langfristige PPA-Verträge für neu gebaute EE-Anlagen derzeitig eine notwendige Bedingung. Dies kann sich über die nächsten Jahre ändern, da viele Unternehmen als PPA-Abnehmer kürzere Laufzeiten bevorzugen. Dies zeigt sich bereits in anderen europäischen Ländern, wo Banken auch mittelfristige Abnahmeverträge von fünf bis neun Jahren für eine Projektfinanzierung akzeptieren. In Deutschland sind kurze Laufzeiten von fünf Jahren und weniger eher ein Sonderfall, der damit zusammenhängt, dass insbesondere im Wind-Onshore-Bereich ab 2021 Anlagen aus der EEG-Vergütung fallen, aber noch weitere Jahre im Betrieb gehalten werden sollen.

Eine weitere wichtige Vertragsklausel betrifft die **produzierte Strommenge,** zu deren Lieferung sich der Erzeuger verpflichtet. Auch hier gibt es verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten, die wiederum die Risikoverteilung zwischen Erzeuger und Abnehmer beeinflussen. Wenn der Anbieter sich lediglich dazu verpflichtet, die erzeugte Strommenge zu liefern – ohne Festlegung einer Mindestmenge –, spricht man von einem „wie erzeugt"-Stromliefervertrag. Hier trägt der Abnehmer das volle Risiko, da dieser die restliche Strommenge je nach Lieferungsvolumen zukaufen muss. Im Gegensatz dazu stehen Modelle, in denen sich der Anlagenbetreiber verpflichtet, eine Mindestliefermenge zu erbringen. Andere Optionen sind ein festes bzw. ein Grundlastprofil, welche gegenwärtig aber noch keine Rolle spielen.

3.2.3 Sekundäre Vertragsklauseln

In den sekundären Vertragsklauseln des PPA werden zusätzliche Vertragsvereinbarungen beschrieben, die über die primären Vertragsklauseln, wie Vergütung, Dauer und Strommenge, hinausgehen. Beispielsweise werden in den sekundären Vertragsklauseln vertragliche Verpflichtungen im Falle regulatorischer Änderungen oder von Abregelung durch den Regulator definiert. Hier wird explizit formuliert, welche Vertragspartei welches Risiko trägt, beispielsweise, ob ein Abnehmer auch bei Abregelung bezahlt oder nicht. Diese Regelungen können sich auch auf die Bepreisung auswirken. In Ländern mit einem entwickelten PPA-Markt lässt sich zudem beobachten, dass die sekundären Vertragsklauseln über die Zeit standardisiert werden und somit eine geringere Rolle in der rechtlichen und wirtschaftlichen Bewertung eines einzelnen PPA spielen. Eine Betrachtung der sekundären Vertragsklauseln geht über den Fokus dieser Analyse hinaus.

04 Preis- und Wertkomponenten

Für die zukünftige Finanzierung von Anlagen über den Markt wird es zentral sein, dass Abnehmer einen angemessenen Preis für grünen Strom zahlen und Erzeuger so die Möglichkeit erhalten, genügend Finanzmittel am Kapitalmarkt zu bekommen. Dabei sollten Risiken und Wertkomponenten so in den einzelnen Verträgen berücksichtigt werden, dass die realen Kosten für beide Seiten möglichst transparent abgebildet werden. Der fairen und marktgerechten Verteilung von Risiken und Chancen kommt also eine zentrale Rolle zu.

Die Bewertung von Corporate Green PPAs[4] erfordert ein Verständnis sowohl des durchschnittlichen Wertes der vertraglich vereinbarten Stromlieferung als auch der Vertragsbedingungen, die die Risiken verteilen. Der **faire Vertragspreis** eines PPA hängt daher von drei Schlüsselfaktoren ab: den künftigen Strompreisentwicklungen, dem Wert des Grünstroms (bzw. der Herkunftsnachweise) und der Bewertung des Risikos (Abbildung 6).

Unsere Methodik bewertet den fairen Wert eines PPA entlang der einzelnen Werttreiber

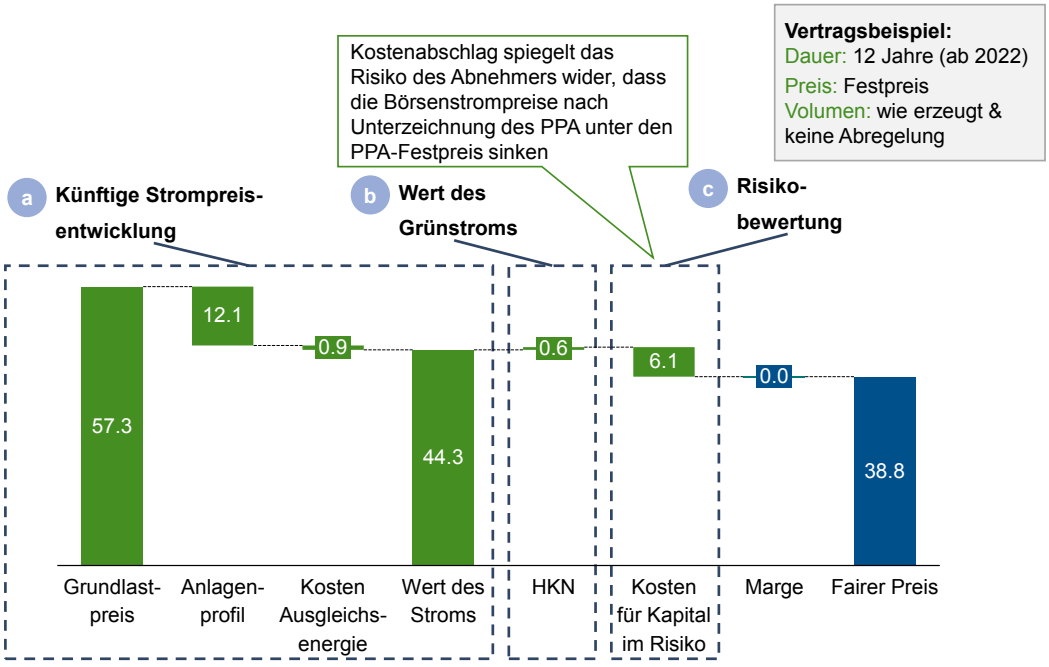


Abbildung 6: Preis- und Wertkomponenten eines PPA in EUR/MWh

[4] Die Analyse beruht auf Auroras Bewertungsansatz von Corporate Green PPAs.

Für die Berechnung unserer Fallbeispiele verwenden wir ein moderates und daher reales Strompreisszenario

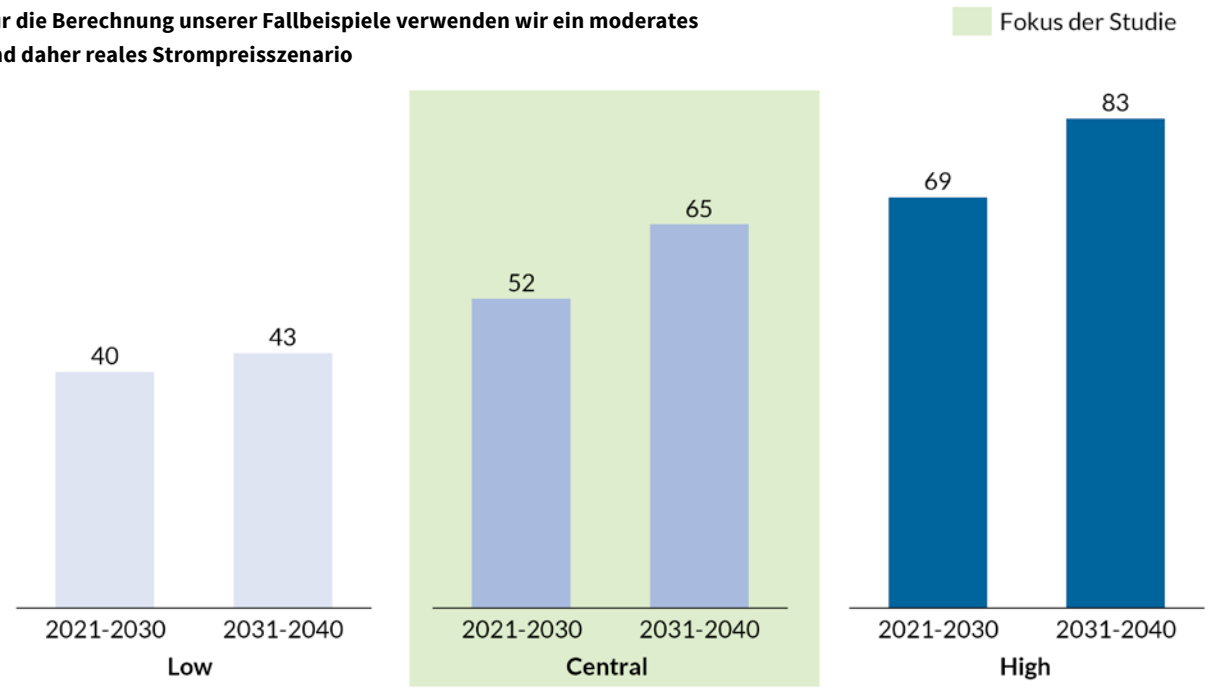


Abbildung 7: Prognostizierte durchschnittliche Großhandelspreise in drei Aurora-Szenarien (Low, Central und High) in EUR/MWh (real 2018)

4.1 Künftige Strompreisentwicklung

Die künftige Strompreisentwicklung macht den Großteil des Werts eines PPA aus (in Abbildung 6 als a bezeichnet). Aufgrund des variablen Charakters der erneuerbaren Energien entspricht der Endpreis eines PPA jedoch nicht dem erwarteten Grundlastpreis für Strom über die Dauer des PPA, sondern wird reduziert, um dem Marktwert der intermittierenden Stromproduktion Rechnung zu tragen. Die Höhe dieses Abschlags hängt wesentlich vom jeweiligen Erzeugungsprofil der Anlage sowie von kurzfristigen Prognosefehlern zwischen Day-Ahead-Markt und Endlieferung ab.

Zugrunde liegende Marktpreise

Etwaige Studien prognostizieren in Zukunft steigende Strompreise, was letztlich eine elementare Rolle in der Wertkomponente eines PPA spielt. Dies ist ein zentraler Anlass vieler Unternehmer, sich überhaupt erst mit dieser Thematik auseinanderzusetzen. Für die Analyse und Berechnung der Fallbeispiele im folgenden Kapitel ziehen wir die Großhandels-Strompreisszenarien der Aurora Energy Research (Abbildung 7) heran.

Zur Berechnung des Werts im Risiko und um die zukünftigen Strompreise auf dem Großhandelsmarkt zu prognostizieren, wird ein Fundamentalmodell in drei Szenarien berechnet. Hierbei werden die Haupttreiber der Strompreise mit einbezogen: Diese sind Rohstoffkosten (z. B. Kohle- und Erdgaspreise), CO_2-Preise, regulatorische Entscheidungen und der Zubau an neuer Erzeugungskapazität. Beruhend auf den Strommarktprognosen bilden drei Szenarien (Low, Central, High) die künftige Strompreisentwicklung ab und berechnen die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von PPA-Verträgen.

Abbildung 7 zeigt die prognostizierten durchschnittlichen Großhandelspreise zwischen 2021–2030 und 2031–2040 beruhend auf einem Low-, Central- und High-Szenario.

Einfluss der Strommarktentwicklung auf Direktkosten des Stromeinkaufs

Der Festpreis eines PPA richtet sich nach der Markterwartung der Vertragsparteien. Für die Berechnungen in dieser Studie haben wir hierzu das Central-Marktszenario – welches die wahrscheinlichste Entwicklung des Marktes abbilden soll – verwendet.

Ein PPA legt einen festen Preis pro MWh Grünstrom fest, der damit von der weiteren Entwicklung des Strommarktes für die Laufzeit des Vertrags entkoppelt ist. Wenn sich der Marktpreis negativ entwickelt (d. h. unter die Erwartungen des Abnehmers fällt), bleiben die Kosten für den PPA-Abnehmer pro MWh konstant. Dies stellt die Übernahme des negativen Marktrisikos dar. Für einen Konkurrenten, der Graustrom mit einem ähnlichen Profil über den Strommarkt bezieht, fallen die Direktkosten des Stromeinkaufs im Verhältnis entsprechend.

Bei einer positiven Entwicklung des Marktes (d. h. Marktpreise über den zugrunde liegenden Erwartungen) bietet das PPA eine Absicherung gegen steigende Preise. In diesem Fall bezahlt der Graustrom beziehende Konkurrent im Verhältnis höhere Preise.

Wie in Abbildung 8 dargestellt, treffen Marktschwankungen den PPA-Abnehmer zu einem geringen Maße über den Zukauf eines komplementären Profils. Ähnliche Marktpreisabsicherungen (auch Hedges genannt) können über Future-Verträge über die Strommarktbörse bezogen werden. In den letzten Jahren hat sich ein liquider Markt für Future-Verträge über drei bis sechs Jahre gebildet.

Einfluss von Marktentwicklungen auf Stromeinkaufskosten

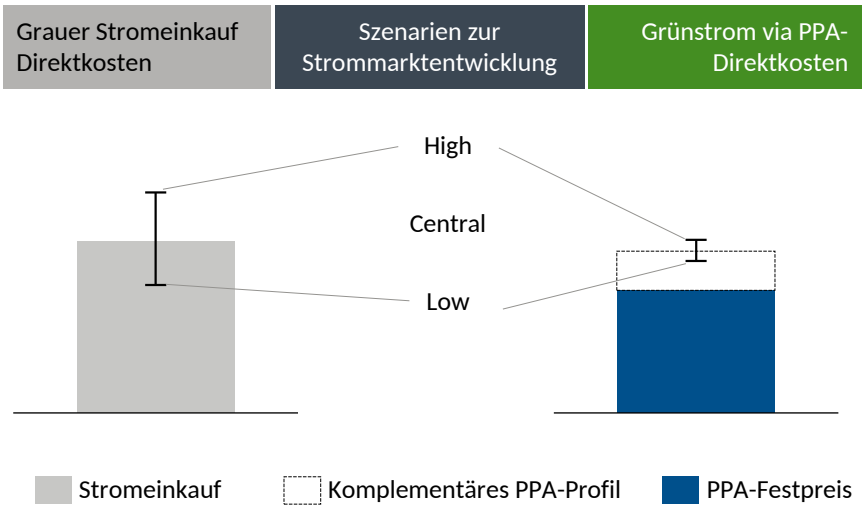


Abbildung 8: Einfluss von Marktentwicklungen auf Direktkosten des Stromeinkaufs

4.2 Anlagenprofil

Das Anlagenprofil bestimmt maßgeblich, wie wertvoll der produzierte Strom ist. Speisen Anlagen besonders zu Zeiten ein, in denen der Strompreis aufgrund von Überangebot durch andere Erneuerbare-Energien-(EE-)Anlagen oder geringere Nachfrage niedrig ist, muss das Einspeiseprofil der Anlage in die Bewertung des PPA eingepreist werden. Deshalb wird der Marktwert einer Anlage von dem Grundlastpreis für Strom abgezogen. Der tatsächliche Marktwert von Solar- und Windanlagen ist in der Regel niedriger als der Grundlastpreis, da ihre Erzeugung meist mit vielen anderen Solar- oder Windanlagen korreliert und sie daher zu Zeiten geringerer Strompreise einspeisen. Gaskraftwerke, die flexibel Strom produzieren können, sind beispielsweise besonders zu Hochpreiszeiten aktiv und erreichen einen Marktwert über dem durchschnittlichen Grundlastpreis.

4.2.1 Kosten der Ausgleichsenergie

Die Abweichung zwischen der vorhergesagten Stromerzeugung und der Lieferung (Prognosefehler) führt zu Ausgleichskosten auf dem Intraday-Markt sowie Mehrkosten für Regelenergie. Die Kosten dieser Fehler hängen vom Prognosefehler der Anlagenerzeugung sowie vom Preis der Ausgleichsenergie ab. Diese Kosten fallen bei jeder Anlage an.

Der Stromabnehmer trägt diese entweder direkt, wenn er als Bilanzkreisverantwortlicher agiert, oder vergütet bei einem Sleeved PPA einen Energiedienstleister für die Bereitstellung der Ausgleichsenergie (dieser Dienstleister agiert hier somit ähnlich wie ein Direktvermarkter im EEG-System).

4.3 Wert des Grünstroms

Die Qualität „grüner Strom“ wird abnahmeseitig immer stärker gefordert. Eine rein physikalische Belieferung mit Grünstrom über das Stromnetz ist jedoch nicht immer möglich. Daher wird diese Eigenschaft bilanziell über elektronische Herkunftsnachweise (HKN) weitergegeben.

Seit 2013 sind in Deutschland HKN erforderlich, um Strom aus erneuerbaren Energien als „grün“ bezeichnen zu dürfen. Dafür muss ein HKN für die entsprechende Strommenge im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamts entwertet werden, um dann europaweit gehandelt werden zu können. Dieser HKN fungiert somit als eine Art „Geburtsurkunde“ des Grünstroms. Das elektronische Dokument gibt genaue Auskunft darüber, wie und wo Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde, und stellt sicher, dass die „grüne Qualität“ des Stroms verkauft werden kann. Dabei ist zu beachten, dass ein HKN nur dann ausgestellt wird, wenn der erzeugte Strom nicht im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vergütet wurde (sogenanntes „Doppelvermarktungsverbot“ nach § 80 EEG 2017).

In Abbildung 6 wird der Wert des Grünstroms unter b angegeben. Diese Ausgangslage ist somit ein wesentlicher Treiber für das Interesse an Corporate Green PPAs. Während die Übertragung von HKN, d. h. der grünen Eigenschaft des Stroms, nicht zwangsläufig Teil eines PPA ist, erhöht das Einbeziehen von HKN letztlich den Preis eines PPA-Vertrags, da der Abnehmer sie theoretisch auch auf dem Markt veräußern kann.

4.4 Risikobewertung

Für Abnehmer und Erzeuger ergeben sich in einem PPA-Vertrag unterschiedliche Risiken, die sich je nach Vertragsausgestaltung unterscheiden (in Abbildung 6 unter c abgebildet).

Die Studie geht wie in Abbildung 5 von einem PPA aus, in dem der Strompreis über 12 Jahre festgelegt ist und demgemäß der Erzeuger Strom „wie erzeugt" liefert. Ein fester Abnahmepreis erleichtert die Finanzierung von Neubauten seitens der Erzeuger und schafft Planungssicherheit für Abnehmer, da sich Firmen nicht der Volatilität der Handelspreise an der Strombörse aussetzen.

Für den Abnehmer ergeben sich jedoch in dieser Vertragsausgestaltung zweierlei Risiken:

Zum einen trägt der Abnehmer das Risiko, dass die Marktpreise nach Unterzeichnung des PPA-Vertrags unter die PPA-Einkaufspreise sinken. In einem solchen Szenario zahlt der Abnehmer mehr, als im Einkauf über den Großhandelsmarkt nötig wäre. Für die Berechnung dieses potenziellen Wettbewerbsnachteils stützt sich die Studie auf ein Niedrigstrompreisszenario, um den sogenannten „Wert im Risiko" zu berechnen.

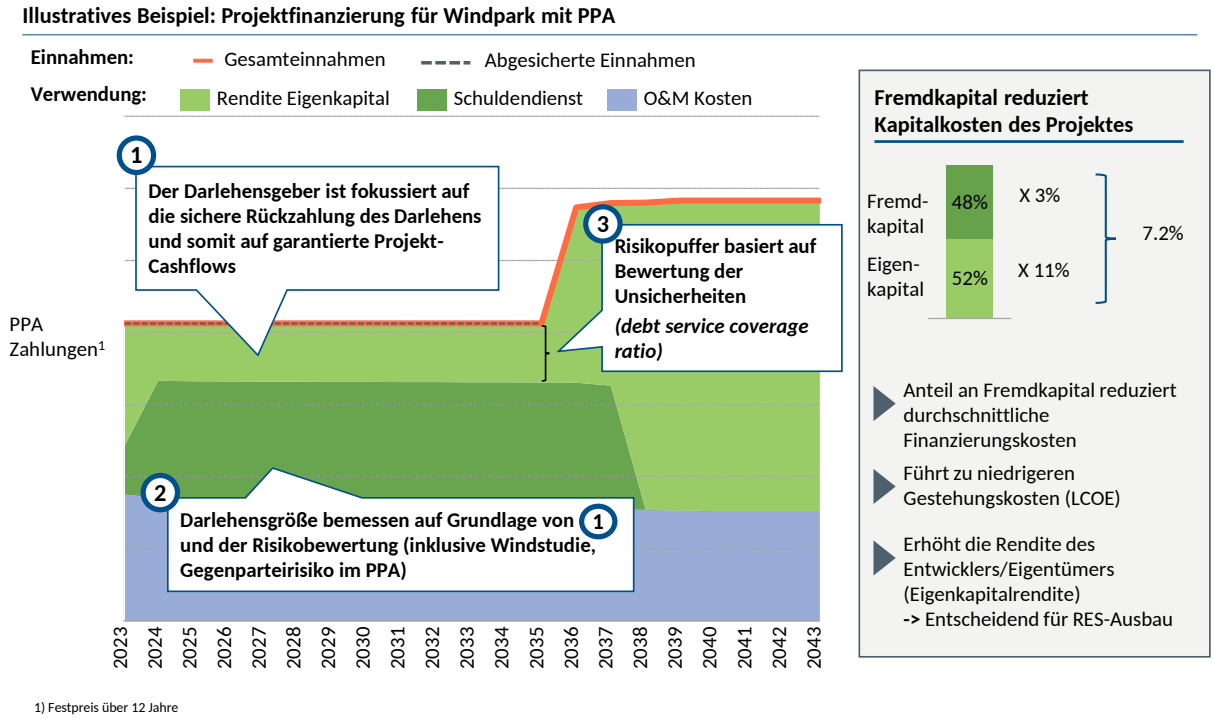
Diese Kennzahl berechnet den Wertverlust über den gesamten Vertrag, falls sich das Niedrigstrompreisszenario realisiert.

Zum anderen trägt der Abnehmer das Risiko, Strommengen in ausreichendem Umfang zuzukaufen, da der Erzeuger kein festes Profil liefert, sondern lediglich die komplette Erzeugung an den Abnehmer weiterleitet.

Jedoch sind auch andere rechtliche Ausgestaltungen denkbar, wie in Abschnitt 3.2.2 besprochen, in welchen der Erzeuger größere Risiken trägt. Falls der EE-Erzeuger für die Lieferung eines festen Profils – wie beispielsweise eines Grundlastprofils – zuständig wäre, müsste der Erzeuger die Differenz zwischen dem eigenen Profil und der versprochenen Menge selbst zukaufen.

Um den Gesamtwert eines PPA-Vertrags zu ermitteln, verwendet die Studie ein Finanzmodell, in dem die zukünftigen Zahlungsströme abgezinst und summiert werden.[5] Dieses Modell berücksichtigt den Wert der von der Anlage bereitgestellten Energie und gleicht diesen mit den festgelegten Vertragsbedingungen des PPA ab. Das Ergebnis ist eine Preisbrücke, die alle relevanten Wertkomponenten veranschaulicht, die zum Endpreis des PPA beitragen (wie in Abbildung 6 illustrativ dargestellt).

Die über ein PPA abgesicherten Einnahmen ermöglichen Fremdfinanzierung und senken Kapitalkosten des Projektes



1) Festpreis über 12 Jahre

Abbildung 9: Beispiel Projektfinanzierung für Windpark mit PPA

[5] Ein abgezinstes Zahlungsstrommodell (englisch: Discounted Cash-Flow Model) bezeichnet ein investitionstheoretisches Verfahren, in dem zukünftige Zahlungsströme, die aus einer Investition resultieren, abgezinst werden, um den aktuellen Kapitalwert zu ermitteln.

Projektfinanzierung

Der Bau und Betrieb von Neuanlagen ohne Subvention erfordert gesicherte Zahlungsströme, um eine Fremdfinanzierung zu ermöglichen (für ein Beispiel siehe Infobox Projektfinanzierung in Abbildung 9). Für bestehende Anlagen, die ab 2021 aus der EEG-Förderung herausfallen, können PPAs die finanziellen Voraussetzungen für die Verlängerung der Anlagenlaufdauer schaffen, da der Strom nicht auf dem Großhandelsmarkt verkauft werden muss.

Die Projektfinanzierung von größeren EE-Projekten wird häufig über Zweckgesellschaften, sogenannte Special Purpose Vehicles, abgewickelt. Diese ermöglichen es, einerseits den Zugriff von projektfinanzierenden Gläubigern (Fremdkapital) auf Vermögenswerte des (Eigenkapital-)Investors zu vermeiden (auch Limited-recourse-Finanzierungen genannt) und das Projekt selbst gegen Insolvenzrisiken des Investors abzuschirmen.

Diese Projekte finanzieren sich sowohl aus Eigen- als auch Fremdkapital. Da der Eigenkapitalgeber das volle Projektrisiko trägt, hat er höhere Renditeerwartungen, was höhere Kapitalkosten zur Folge hat. Der Fremdkapitalgeber hingegen trägt nur das Risiko des Ausfalls der Darlehensrückzahlung. Daraus folgen niedrigere Kosten für Fremdkapital. In der Regel bedeutet das, dass ein höherer Anteil an Fremdkapital zu niedrigeren Finanzierungs- und somit Gestehungskosten führt.

Aufgrund der Limited-recourse-Finanzierung ist es für den Fremdkapitalgeber (etwa eine Bank) wichtig, dass die Zahlungsflüsse zum Projekt gesichert sind. In EEG-finanzierten Projekten leisten diese Absicherung die staatlichen Subventionen. Bei PPAs garantiert der Abnahmevertrag mit einem Unternehmen mit guter Bonität diesen Zahlungsfluss.

Um die Rückzahlungsfähigkeit und Darlehensgröße eines Projektes zu bemessen, betrachtet der Fremdkapitalgeber die gesicherten Zahlungsflüsse (abzüglich laufender Kosten). Um Unsicherheiten im Projekt Rechnung zu tragen, werden eine Mindestproduktionsmenge und eine Art Risikopuffer (Schuldendienstdeckungsgrad oder *debt service coverage ratio*) mit einbezogen.

05 Fallbeispiele

Nachdem die Studie in den vorherigen Abschnitten einen übergeordneten Analyserahmen für PPAs in Deutschland dargelegt hat, werden PPAs im aktuellen Kapitel durch konkrete Fallstudien in der Nahrungsmittel-, Konsumgüter-, Chemie- und Aluminiumindustrie aus Letztverbrauchersicht untersucht. Dabei bildet das Sleeved PPA den Ausgangspunkt der Untersuchung.

Die Fallstudien sollen exemplarisch die Vor- und Nachteile eines PPA gegenüber herkömmlicher Strombeschaffung erläutern. Die vier untersuchten Unternehmen sind fiktiv, die Nachfrageprofile stützen sich aber auf empirische Erhebungen sowie Interviews mit verschiedenen Marktakteuren, die im Zuge dieser Studie durchgeführt wurden.

Die Fallbeispiele sind in Abbildung 10 genauer beschrieben. Die fiktiven Firmen befinden sich an verschiedenen Orten Deutschlands und repräsentieren unterschiedliche Industriebranchen sowie deren Strombedarfe und jährliche Volllaststunden. Zudem bezieht die Bierbrauerei Strom aus der Mittelspannungsebene, der Konsumgüterhersteller ist an der Umspannung Hoch-/Mittelspannung angeschlossen, während das Chemieunternehmen und der Aluminiumhersteller an die Hochspannungsebene angeschlossen sind. Da je nach Netzebene unterschiedliche Netzentgelte anfallen, ist diese Unterscheidung in den zugrunde gelegten Fallbeispielen wichtig.

Des Weiteren beziehen die vier Unternehmen Strom von unterschiedlichen Erzeugungstechnologien, was wiederum eine Auswirkung auf das gelieferte Produktionsprofil hat. Während die Bierbrauerei einen Vertrag mit einem Wind-Onshore-Erzeuger geschlossen hat, bezieht der Konsumgüterhersteller Strom von einem Solarerzeuger. Für das Chemie- und Aluminiumunternehmen analysieren wir zwei unterschiedliche Erzeugungstechnologien: Solar PV und Onshore-Wind für das Chemieunternehmen und Solar PV und Offshore-Wind für den Aluminiumhersteller.

Die Abnehmer in den Fallstudien beziehen Strom direkt von einem Erzeuger (sogenannte „Corporate PPAs“) und nicht primär über einen Energieversorger oder Direktvermarkter (sogenannte „Utility-PPAs“). Jedoch kann ein Energieversorger bei einem Corporate-PPA wichtige Dienste als Teil des „sleevings“ übernehmen, wie beispielsweise die Bereitstellung eines komplementären Profils, welches die fluktuierende Stromerzeugung des Grünstrom-PPA ausgleicht. Die Unterschiede zwischen einem Corporate- und einem Utility-PPA sind in der folgenden Infobox näher erläutert.

Wir vergleichen die Grün- und Graustromkosten von vier Firmen

	Bierbrauerei	Konsumgüter-hersteller	Chemieunternehmen	Aluminium-hersteller
Standort (Beispiel)	Düsseldorf	Leipzig	Mannheim	Hamburg
Jährlicher Strombedarf	5 GWh	30 GWh	300 GWh	1.000 GWh
Jährliche Volllaststunden	5.333 h	4.258 h	8.000 h	8.500 h
Spannungsebene	Mittelspannung	Mittel-/Hochspannung	Hochspannung	Hochspannung
Erzeugungstechnologie	Ausgewählte Fallstudien			
Solar PV		✓	✓	✓
Wind Onshore	✓		✓	
Wind Offshore				✓

Abbildung 10: Fallstudien

Corporate- vs. Utility-PPA

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen Utility- und Corporate-PPAs. Bei einem Corporate-PPA – welches im Fokus dieser Studie steht – schließen EE-Erzeuger bilateral einen Stromliefervertrag mit einem Großkunden. Bei einem Utility-PPA hingegen schließt der EE-Erzeuger den Vertrag nicht mit einem Großkunden, sondern mit einem Energieversorger oder Direktvermarkter ab. Dieser Utility-Abnehmer verbraucht den Strom nicht selbst, sondern veräußert ihn an Dritte. Für kleinere und mittlere Unternehmen dürfte insbesondere das Utility-PPA in Zukunft eine stärkere Rolle spielen, da diese Unternehmen oftmals nicht über ausreichende Kapazitäten verfügen, um die Komplexität eines PPA selbst zu managen. Plattformen, die u. a. Erzeuger und Abnehmer vernetzen, könnten hier eine wichtige Rolle spielen, um Transaktionskosten und rechtliche Komplexitäten zu reduzieren.

Die Fallbeispiele gehen von einem PPA-Festpreisvertrag mit einer Laufzeit von 12 Jahren aus. Zudem liefert der Anlagenbetreiber den Strom „wie erzeugt“. Der Abnehmer ist somit selbst verantwortlich, Strom in ausreichender Menge zu dem von dem PPA gelieferten Strom zuzukaufen, um die jeweilige stündliche Nachfrage zu decken. Dieses „komplementäre Profil“ des Abnehmers errechnet sich aus der Differenz des Erzeugungsprofils der PPA-Anlage (z. B. Onshore-Wind) und dem Nachfrageprofil des Abnehmers. Das komplementäre Profil ist oftmals teurer als der durchschnittliche Großhandelspreis (pro MWh), da Strom in Stunden hoher Preise zugekauft werden muss (in der Regel in Stunden geringer Erzeugung von Wind- und Solarkraft) (Abbildung 11). Gleichzeitig reflektiert diese Vorgehensweise in der Analyse auch die Sicht eines Stromproduzenten, der Nachfragern Strom in Form eines Sleeved PPA anbieten möchte.

Wir unterscheiden im Folgenden zwischen den Gesamtkosten des Strombezugs entweder durch einen Graustrom oder PPA – und den Direktkosten. Die Gesamtkosten beinhalten alle Kostenpunkte (Stromkosten, Steuern, Umlagen und Netzentgelte), während die Direktkosten lediglich die direkt anfallenden Kosten betreffen (für Graustrom der Preis des Börsenstroms und für ein PPA die Kosten für den PPA-Festpreis zuzüglich des komplementären Profils, exklusive der Marge). Bezüglich der zukünftigen Höhe des Marktpreises wurde eine Entwicklung der Großhandelspreise analog zum in Kapitel 4 beschriebenen Central-Szenario angenommen. Der durchschnittliche Preis liegt damit in 2021 bis 2030 bei 52 EUR/MWh.

Komplementäres Profil gleicht die Differenz zwischen PPA und dem gesamten Strombedarf des Abnehmers aus

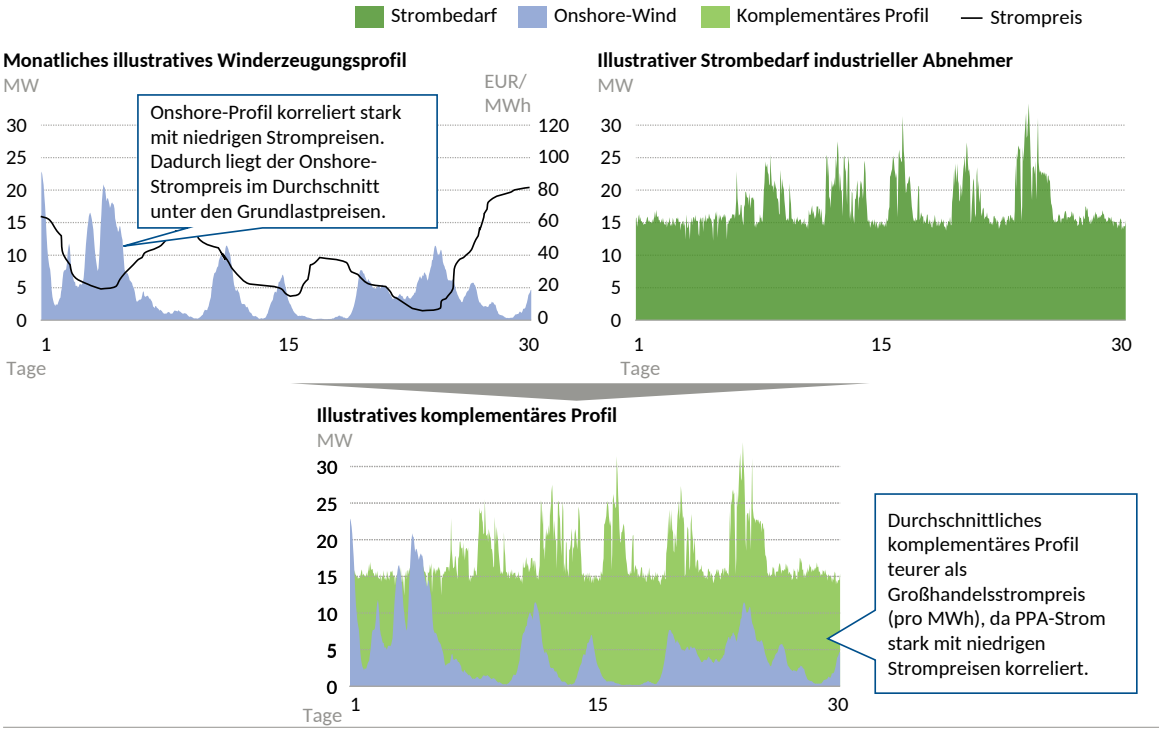


Abbildung 11: Berechnung des komplementären Profils des Abnehmers

[6] Kartellrechtlich sind 15 Jahre als Maximaldauer anzusehen. Die Erfahrung aus anderen Ländern zeigt, dass 12 Jahre Laufzeit ein oft gangbarer Kompromiss zwischen Abnehmer- und Finanzierungsanforderungen sind.

Fallbeispiel 01

5.1 Brauerei in Düsseldorf

Für die hier beispielhaft gewählte Brauerei beträgt der Strombedarf jährlich rund 5 GWh bei 5.300 Volllaststunden. Im Falle eines PPA-Abschlusses mit einem Onshore-Windstromerzeuger würde die Brauerei einen Teil des Stroms aus dem PPA beziehen und einen weiteren Teil über den Großhandelsmarkt zukaufen.

Die Gesamtkosten für die Strombeschaffung über Grau- und Grünstrom sind in Abbildung 12 und 13 gegenübergestellt. Insgesamt ist der Bezug über Graustrom (144 EUR/MWh) etwas teurer als ein Wind-Onshore-PPA (136 EUR/MWh).

Die Direktkosten für Graustrom – also lediglich die Kosten für Stromeinkauf ohne Steuern, Umlagen und Netzentgelte – betragen 58 EUR/MWh während sich die PPA-Direktkosten (PPA-Festpreis zuzüglich des komplementären Profils) auf lediglich 54 EUR/MWh belaufen.

Die PPA-Direktkosten beinhalten zwei Elemente: aufgrund des Produktionsprofils der Onshore-Windkraftanlage sind die durchschnittlichen Kosten des Grünstroms geringer als die Kosten des durchschnittlichen Abnehmerprofils. Das bedeutet jedoch auch, dass der restliche Strom, der nicht über das PPA bezogen wird, durchschnittlich höhere Kosten verursacht, da dieser Strom in Stunden hoher Preise zugekauft werden muss (dieser Teil wird in der Kategorie „komplementäres PPA-Profil“ berücksichtigt).

Der Unterschied zwischen den Grau- und PPA-Direktkosten ist auf die langfristige Übernahme des Marktrisikos zurückzuführen, das der Abnehmer trägt (wie bereits in Abbildung 5 dargelegt). Da die Brauerei den Strom über einen Stromlieferanten bezieht, bezahlt sie eine Marge. Diese fällt mit einem PPA geringer aus als im reinen Graustrombezug, da die Marge lediglich auf das komplementäre Profil, nicht aber auf das PPA anfällt. Diese Annahme wurde durch Experteninterviews mit relevanten Marktakteuren verifiziert.

Steuern, Umlagen und Netzentgelte verändern sich nicht zwischen Grau- und Grünstrombezug.

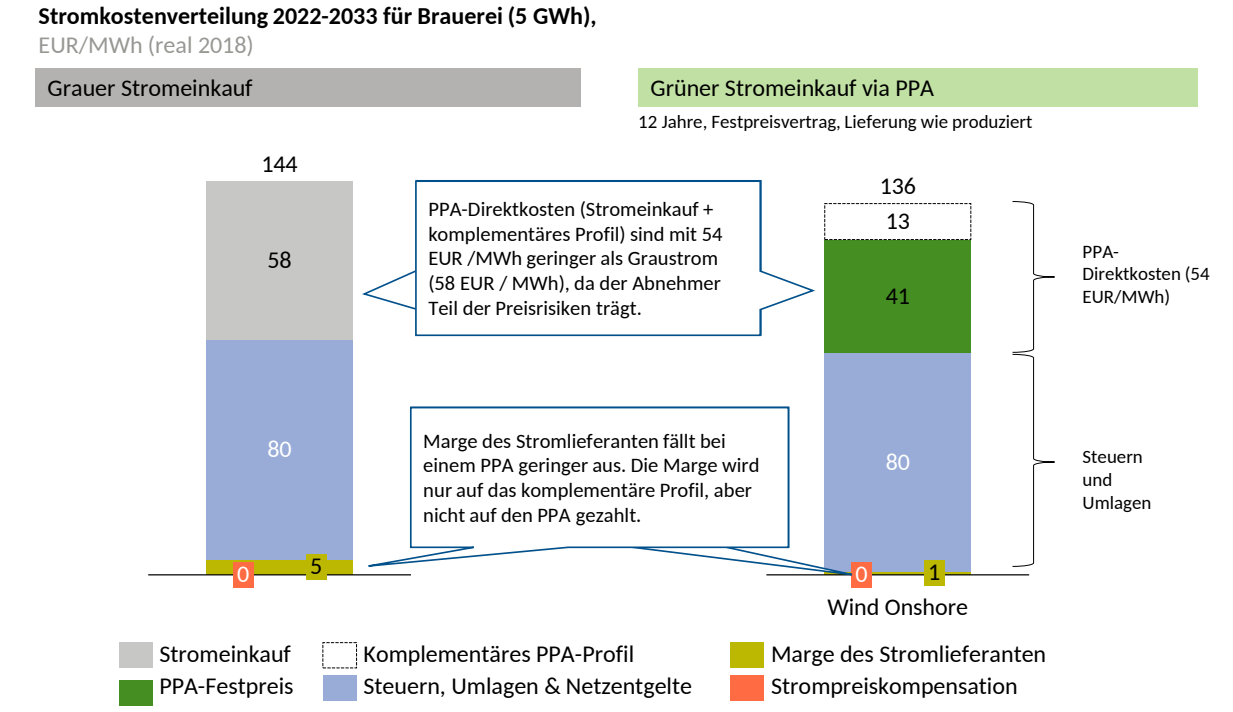


Abbildung 12: Stromkostenverteilung 2022–2033 für Brauerei (5 GWh) mit/ohne PPA in EUR/MWh (real 2018)[7]

Regulierte Umlagen und Steuern	Unternehmensdetails Fallbeispiel 1	Kosten konventioneller Strom (EUR/MWh)	Kosten unter PPA (EUR/MWh)
Netzentgelt	Netzgesellschaft Düsseldorf - Mittelspannung	19,3	19,3
Konzessionsabgabe	Sondervertragskunden ab 30 MWh/a	1,1	1,1
EEG-Umlage	Begrenzt für energieintensive Betriebe - 5 GWh Gesamtverbrauch[1]	18,9	18,9
KWKG-Umlage	Letztverbrauchskategorie C (> 100 MWh & Stromkosten > 4 % Umsatz)	0,7	0,7
§ 19-Umlage	Letztverbrauchskategorie C (> 100 MWh & Stromkosten > 4 % Umsatz)	0,9	0,9
Offshore-Netzumlage	Privilegierter Letztverbraucherabsatz mit individueller Offshore-Netzumlage	1,1	1,1
Umlage für abschaltbare Lasten	Konstant für alle Verbraucher	0,07	0,07
Strompreissteuer	Reduzierter Steuersatz für produzierendes Gewerbe[2]	15,4	15,4
Strompreiskompensation	Nicht zutreffend	-	-

1) Erste 1 GWh, volle EEG-Umlage, Anteil zwischen 1 und 10 GWh 10 % der Kosten, danach ab 10 GWh 1 %, 2) Standardbesteuerungssatz ist 20,5 EUR/MWh

Abbildung 13: Aufschlüsselung der Steuern, Umlagen und Netzentgelte – Bierproduzent

[7] Durch Rundungen kann es zu Abweichungen zwischen Gesamtsummen und Summe der Einzelposten kommen.

Fallbeispiel 02

5.2 Konsumgüterproduzent in Leipzig

Für einen Konsumgüterproduzenten in Leipzig beträgt der jährliche Strombedarf rund 30 GWh bei 4.258 Volllaststunden. In diesem Fallbeispiel nehmen wir an, dass die Firma ein PPA mit einem Solarstromerzeuger abschließt.

Die Gesamtkosten für die Strombeschaffung über Grün- und Graustrom sind in Abbildung 14 und 15 gegenübergestellt. Insgesamt ist der Bezug über Graustrom (143 EUR/MWh) wie im vorangegangenen Beispiel etwas teurer als ein Solar-PPA (135 EUR/MWh).

Die Direktkosten für Graustrombeschaffung betragen wie bei der Bierbrauerei 58 EUR/MWh. Die PPA-Direktkosten liegen mit 54 EUR/MWh unter den Graustromdirektkosten. Die Kosten des PPA unterscheiden sich kaum im Vergleich zur ersten Fallstudie, da die beiden zugrunde gelegten Erzeugungstechnologien (Wind Onshore und Solar) stark mit niedrigen Strompreisen korrelieren und sich somit ähnliche Kosten für die komplementären Profile ergeben, die vom Abnehmer zugekauft werden müssen.

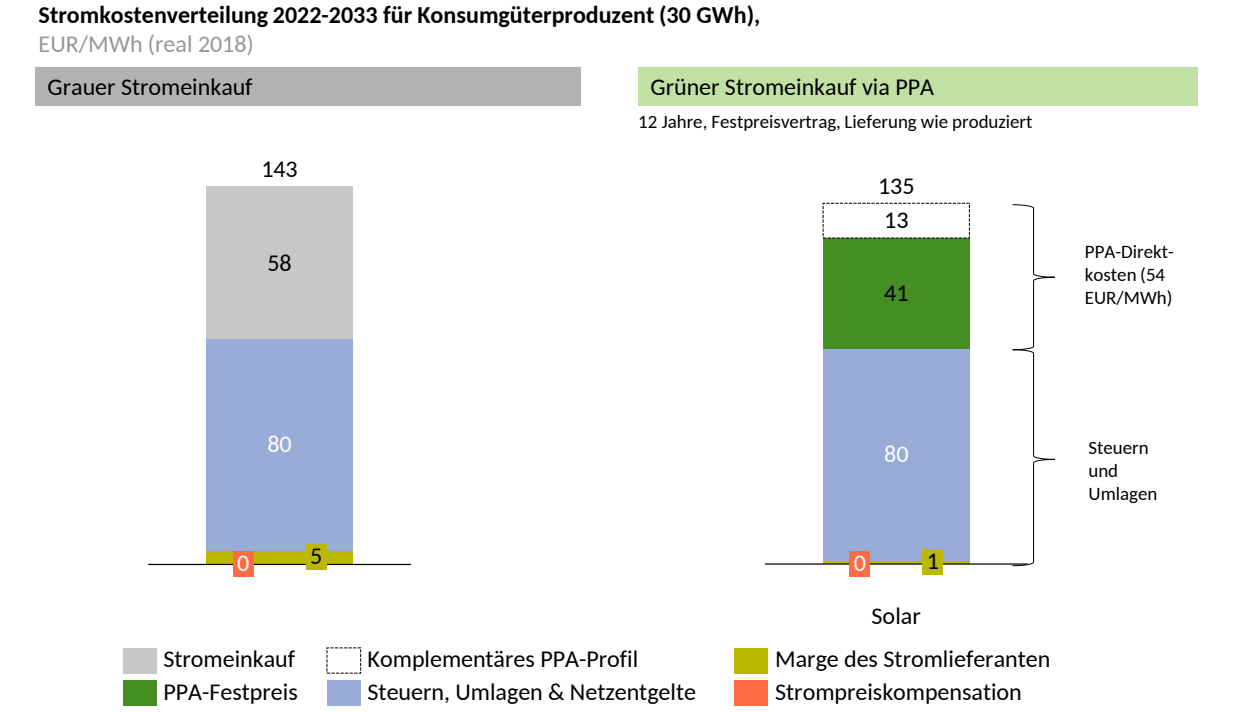


Abbildung 14: Stromkostenverteilung 2022–2033 für Konsumgüterproduzenten (30 GWh) mit/ohne PPA in EUR/MWh (real 2018)[8]

Regulierte Umlagen und Steuern	Unternehmensdetails Fallbeispiel 2	Kosten konventioneller Strom (EUR/MWh)	Kosten unter PPA (EUR/MWh)
Netzentgelt	Netz Leipzig – Mittel-/Hochspannung	34,9	34,9
Konzessionsabgabe	Sondervertragskunden ab 30 MWh/a	1,1	1,1
EEG-Umlage	Begrenzt für energieintensive Betriebe – 30 GWh Gesamtverbrauch[1]	4,7	4,7
KWKG-Umlage	Letztverbrauchskategorie C (> 100 MWh & Stromkosten > 4 % Umsatz)	0,4	0,4
§ 19-Umlage	Letztverbrauchskategorie C (> 100 MWh & Stromkosten > 4 % Umsatz)	0,4	0,4
Offshore-Netzumlage	Privilegierter Letztverbraucherabsatz mit individueller Offshore-Netzumlage	0,4	0,4
Umlage für abschaltbare Lasten	Konstant für alle Verbraucher	0,07	0,07
Strompreissteuer	Reduzierter Steuersatz für produzierendes Gewerbe[2]	15,4	15,4
Strompreiskompensation	Nicht zutreffend	-	-

1) Erste 1 GWh, voll EEG-Umlage, Anteil zwischen 1 und 10 GWh 10 % der Kosten, danach ab 10 GWh 1 % 2) Standardpreis ist 20.5 EUR/MWh

Abbildung 15: Aufschlüsselung der Steuern, Umlagen und Netzentgelte – Konsumgüterproduzent

[8] Durch Rundungen kann es zu Abweichungen zwischen Gesamtsummen und Summe der Einzelposten kommen.

Fallbeispiel 03

5.3 Chemiefirma in Mannheim

Für eine Chemiefirma in Mannheim beträgt der jährliche Strombedarf rund 300 GWh bei 8.000 Volllaststunden.

Energieintensive Industrien können sich für eine Reihe von Steuer-, Entgelt und Gebührensenkungen zur Verbesserung ihrer internationalen Wettbewerbsfähigkeit qualifizieren. Wichtig ist hier die Betrachtung, ob existierende, rechtliche Ausnahmeregelungen die Attraktivität eines PPA-Abschlusses beeinflussen. Zudem können aufgrund von atypischer Netznutzung oder hohen Volllaststunden (wie in diesen Beispielen) die Netzentgelte deutlich niedriger ausfallen als in den ersten beiden Fallbeispielen.

Die Gesamtkosten für die Strombeschaffung über Grün- und Graustrom sind in Abbildung 16 und 17 gegenübergestellt. Im Gegensatz zu den ersten beiden Fallstudien liegen die Gesamtkosten des Graustroms (61 EUR/MWh) deutlich unter den Kosten eines Solar- bzw. Wind-Onshore-PPA (69 bzw. 70 EUR/MWh).

Betrachtet man allerdings lediglich die Direktkosten, so ist das PPA mit 54–55 EUR/MWh günstiger als der Graustrom.

Entscheidend bei dieser Rechnung ist jedoch, dass der Abnehmer des PPA-Vertrags keine Strompreiskompensation auf grünen Strom erhält, da diese lediglich bestimmten stromintensiven Industrien als Kompensation für CO_2-Kosten vorbehalten ist. Da keine CO_2-Kosten für den grünen Strom anfallen, können somit in der Regel auch keine Kompensationsforderungen gestellt werden. Dies führt dazu, dass für die Chemiefirma aufgrund der Strompreiskompensation der Graustrom insgesamt günstiger ist.

Jedoch gibt es hinsichtlich der Strompreiskompensation rechtliche Unsicherheiten (rot gestrichelte Linien in Abbildung 16). So kann womöglich ein PPA, das kleine Mengen Graustrom beinhaltet, Ansprüche auf eine Strompreiskompensation stellen. Dies ist z. B. der Fall, wenn der Abnehmer ein PPA mit dazu passender Ausgleichsenergie (anstelle eines Volumens „wie produziert“ ein Volumen „wie vorhergesagt“) bezieht.

Für unsere Berechnung nehmen wir an: der Bezug kleinerer Mengen Graustrom zur Deckung der Ausgleichsenergie, genügt im Regelfall nicht, um dem Abnehmer einen Anspruch auf die Strompreiskompensation für den Grünstrom einzuräumen.

Da sehr energieintensive Unternehmen selbst den Stromkauf tätigen, gehen wir davon aus, dass keine Marge für den Stromlieferanten anfällt.

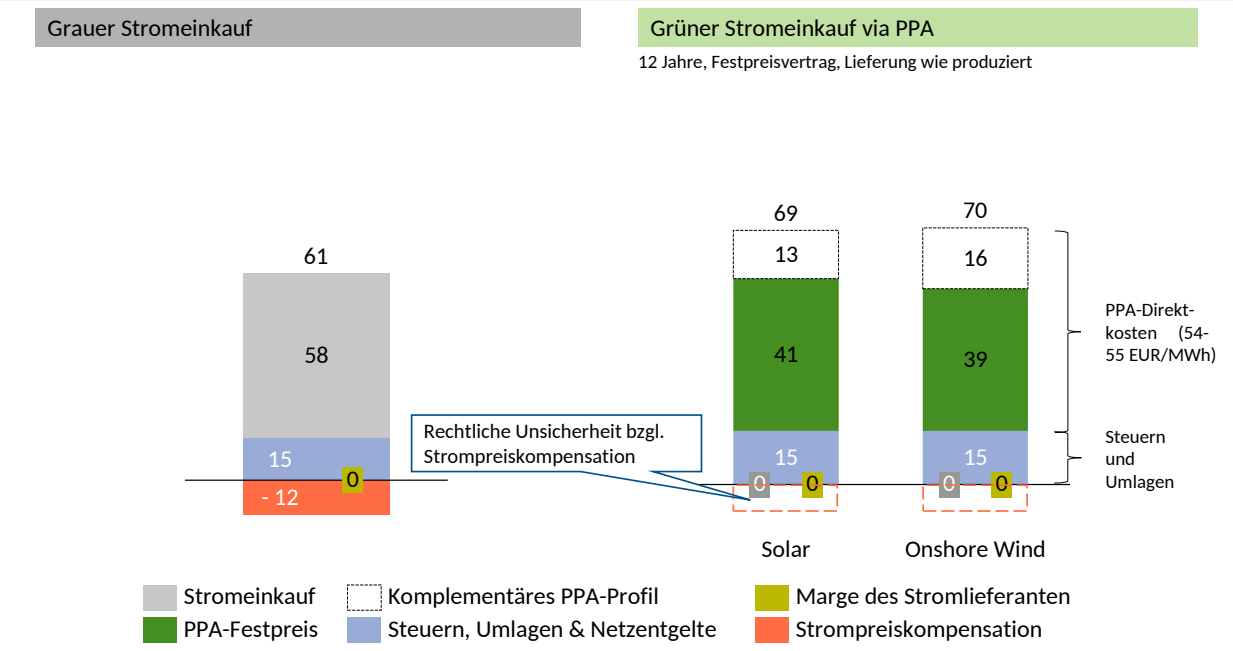


Abbildung 16: Stromkostenverteilung 2022–2033 für Chemiefirma (300 GWh) mit/ohne PPA in EUR/MWh (real 2018)[9]

Regulierte Umlagen und Steuern	Unternehmensdetails Fallbeispiel 3	Kosten konventioneller Strom (EUR/MWh)	Kosten unter PPA (EUR/MWh)
Netzentgelt	MVV Netze - Hochspannung	1,1	1,1
Konzessionsabgabe	Befreiung aufgrund Grenzpreisunterschreitung	0,0	0,0
EEG-Umlage	Begrenzt für energieintensive Betriebe – 300 GWh Gesamtverbrauch[1]	1,0	1,0
KWKG-Umlage	Letztverbrauchskategorie C (> 100 MWh & Stromkosten > 4 % Umsatz)	0,3	0,3
§ 19-Umlage	Letztverbrauchskategorie C (> 100 MWh & Stromkosten > 4 % Umsatz)	0,3	0,3
Offshore-Netzumlage	Privilegierter Letztverbraucherabsatz mit individueller Offshore-Netzumlage	0,3	0,3
Umlage für abschaltbare Lasten	Konstant für alle Verbraucher	0,07	0,07
Strompreissteuer	Reduzierter Steuersatz aufgrund von Entlastungsregelungen	0,2	0,2
Strompreiskompensation	Stromintensive Industrie	- 12,0	- 0[3]

1) Erste 1 GWh, voll EEG-Umlage, Anteil zwischen 1 und 10 GWh 10 % der Kosten, danach ab 10 GWh 1 %

Abbildung 17: Aufschlüsselung der Steuern, Umlagen und Netzentgelte – Chemiefirma

[9] Durch Rundungen kann es zu Abweichungen zwischen Gesamtsummen und Summe der Einzelposten kommen.

Fallbeispiel 04

5.4 Aluminiumhersteller in Hamburg

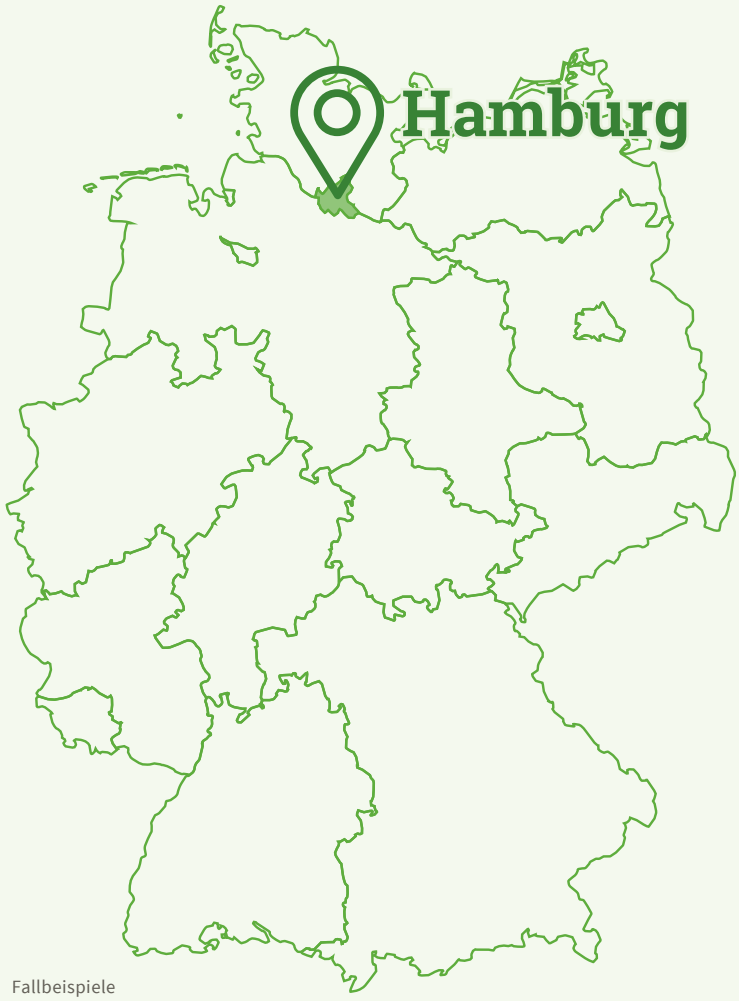
Für einen Aluminiumhersteller in Hamburg beträgt der jährliche Strombedarf rund 1.000 GWh bei 8.500 h Volllaststunden.

Ähnlich wie bei der vorangegangenen Fallstudie ist der Bezug über Graustrom (60 EUR/MWh) insgesamt deutlich billiger als ein Solar- bzw. Wind-Offshore-PPA (67 bzw. 69 EUR/MWh) (Abbildung 18 und 19).

Die PPA-Direktkosten liegen zwar mit 52–54 EUR/MWh unter den Graustrompreisen (58 EUR/MWh). Jedoch erhält der Abnehmer auf den eingekauften PPA-Strom keine Strompreiskompensation, welche mit 12 EUR/MWh erheblich ins Gewicht fällt. Durch die ausbleibende Strompreiskompensation ist das PPA gegenüber dem Graustromeinkauf weniger attraktiv.

Hier bestehen allerdings – ähnlich wie bei der Chemiefirma – bei bestehender Rechtslage gewisse Unklarheiten: Ob die Anspruchsberechtigung für die Strompreiskompensation bestehen bleibt, hängt in diesem Fall stark von der genauen Ausgestaltung des PPA ab. Aus Sicht eines Unternehmens ist die Frage nach dem Anspruch auf die Strompreiskompensation essenziell.

Der PPA-Festpreis ist bei Offshore-Wind etwas höher als beim Bezug über ein Solar-PPA, da das Offshore-Erzeugungsprofil im Durchschnitt höhere Strompreise am Großhandelsmarkt erzielen kann und somit wertvoller und teurer ist. Dadurch fallen hingegen die Kosten des komplementären Profils geringer aus, da in weniger hochpreisigen Stunden Strom zugekauft werden muss.



04

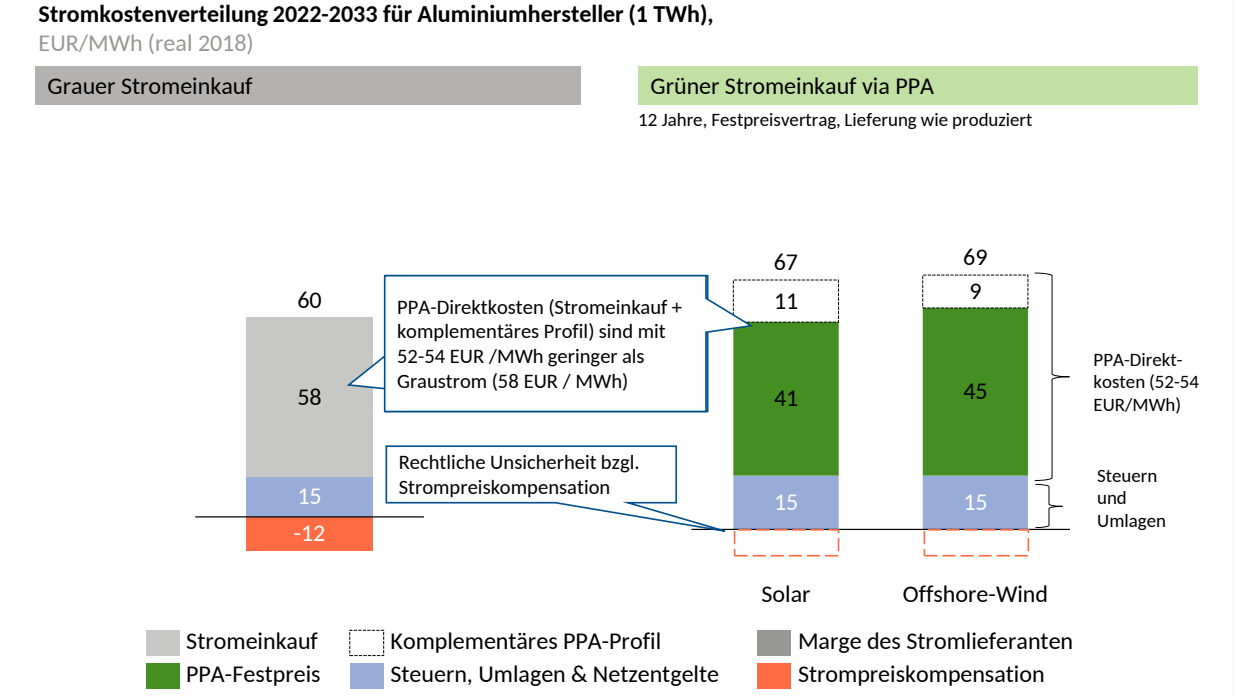


Abbildung 18: Stromkostenverteilung 2022–2033 für Aluminiumhersteller (1 TWh) mit/ohne PPA in EUR/MWh (real 2018)[10]

Regulierte Umlagen und Steuern	Unternehmensdetails Fallbeispiel 4	Kosten konventioneller Strom (EUR/MWh)	Kosten unter PPA (EUR/MWh)
Netzentgelt	Stromnetz Hamburg – Hochspannung	1,1	1,1
Konzessionsabgabe	Befreiung aufgrund Grenzpreisunterschreitung	0,0	0,0
EEG-Umlage	Begrenzt für energieintensive Betriebe - 1 TWh Gesamtverbrauch[1]	0,8	0,8
KWKG-Umlage	Privilegierter Letztverbraucherabsatz mit individueller KWKG-Umlage	0,3	0,3
§ 19-Umlage	Letztverbrauchskategorie C (> 100 MWh & Stromkosten > 4 % Umsatz)	0,3	0,3
Offshore-Netzumlage	Privilegierter Letztverbraucherabsatz mit individueller Offshore-Netzumlage	0,3	0,3
Umlage für abschaltbare Lasten	Konstant für alle Verbraucher	0,07	0,07
Strompreissteuer	Reduzierter Steuersatz aufgrund von Entlastungsregelungen	0,2	0,2
Strompreiskompensation	Stromintensive Industrie	- 12,0	- 0[3]

1) Erste 1 GWh, voll EEG-Umlage, Anteil zwischen 1 und 10 GWh 10 % der Kosten, danach ab 10 GWh 1 %

Abbildung 19: Aufschlüsselung der Steuern, Umlagen und Netzentgelte – Chemiefirma

[10] Durch Rundungen kann es zu Abweichungen zwischen Gesamtsummen und Summe der Einzelposten kommen.

5.5 Analyse der Fallbeispiele: Zusammenfassung

Blickt man auf die Gesamtkosten der Strombeschaffung – Stromeinkauf, Steuern, Umlagen, Netzentgelte und Strompreiskompensation – ergibt sich je nach Nachfrager ein unterschiedliches Bild.

Aufkommen von Abgaben, Umlagen, Steuern und Kompensationen bei Grau- und Grünstrom

	Brauerei	Konsumgüter	Chemie	Aluminium
Strommenge	5 GWh	30 GWh	300 GWh	1.00 GWh
Netzentgelt	19,3	34,9	1,1	1,1
Konzessionsabgabe	1,1	1,1	0,0	0,0
EEG-Umlage	18,9	4,7	1,0	0,8
KWKG-Umlage	0,7	0,4	0,3	0,3
§ 19-Umlage	0,9	0,4	0,3	0,3
Offshore-Netzumlage	1,1	0,4	0,3	0,3
Umlage für abschaltbare Lasten	0,07	0,07	0,07	0,07
Strompreissteuer	15,4	15,4	0,2	0,2
Strompreiskompensation	-	-	- 12,2 bzw. 0	-12,2 bzw. 0

Die Analyse zeigt, dass im direkten Vergleich zwischen einem Graustrom- und einem alternativen Grünstromeinkauf via PPA die jeweilige Höhe von Abgaben, Umlagen und Steuern aus Sicht der Nachfrager gleich ist. Von dem derzeitigen Abgabensystem (u. a. Netzentgelte, Konzessionsabgaben, EEG-Umlage oder KWKG-Umlage) geht mit Blick auf PPAs keine ökologische Lenkungswirkung aus. Auch bei Bezug von Grünstrom sind diese in voller Höhe zu entrichten.

Lediglich bei der Strompreiskompensation gibt es erhebliche Unterschiede, da davon ausgegangen wird, dass für grüne Stromeinkaufsmengen im Regelfall keine Kompensation gewährt wird. Aus Sicht der energieintensiven Industrie ist dies ein entscheidender Faktor bei der Entscheidung über den zukünftigen Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien.

Betrachtet man das Aufkommen von Abgaben und Umlagen zwischen den in der Analyse gewählten Verbrauchsgruppen, wird deutlich, dass ihre Höhe erheblich schwankt. Zu nennen sind hier insbesondere die Netzentgelte wie auch die EEG-Umlage, die bei kleineren Stromverbrauchern wesentlich höher ausfallen als bei den hier untersuchten Beispielen aus der energieintensiven Industrie. In der energieintensiven Industrie steht und fällt die Attraktivität aus Sicht eines Abnehmers mit der Gewährung der Strompreiskompensation.

Fallbeispiele konkret

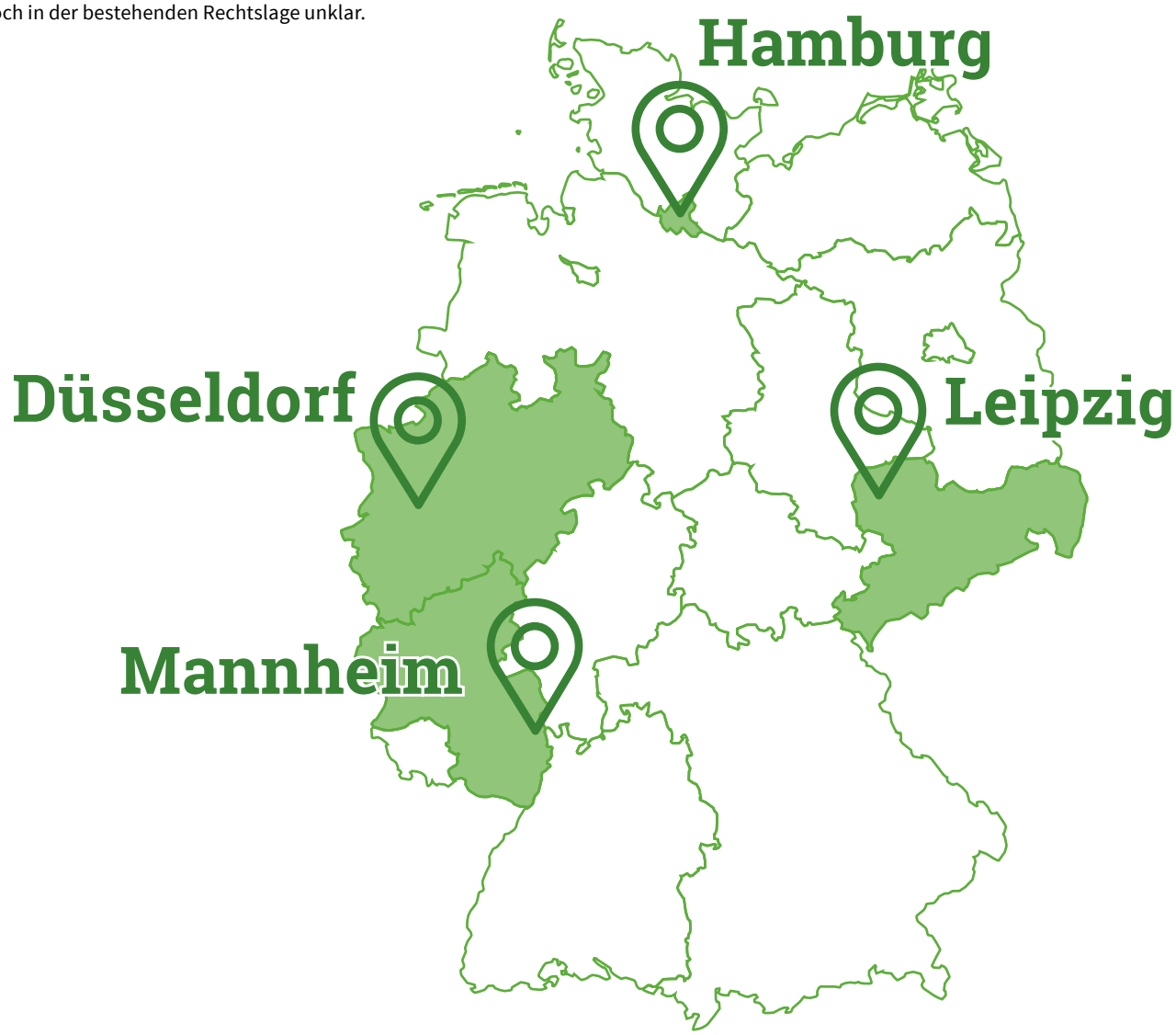
Die ersten beiden Fallbeispiele zeigen dennoch, dass die Potenziale von PPAs bereits heute für Unternehmen mit einem mittleren Stromverbrauch attraktiv sein können.

Für die Brauerei und Konsumgüterhersteller kann ein PPA bereits jetzt insgesamt günstiger sein als der Bezug von Graustrom über den Großhandelsmarkt. Für die energieintensive Chemiefirma und den energieintensiven Aluminiumhersteller zeigt sich hingegen ein anderes Bild: hier liegen die Kosten eines PPA mehr als 10 Prozent über den Graustromkosten, da im Rahmen eines PPA keine Strompreiskompensation geltend gemacht werden kann. Die Strompreiskompensation erstattet energieintensiven Unternehmen einen Teil der indirekten CO_2-Kosten, die über den europäischen Emissionshandel anfallen.

Ein Liefervertrag, in Form eines gemischten PPA mit kleinen Mengen Graustrom als Ausgleichsenergie, könnte daher Abnehmern eines Corporate Green PPA einen Anspruch auf Zahlung der Strompreiskompensation einräumen. Dieser Punkt ist jedoch in der bestehenden Rechtslage unklar.

Analysiert man lediglich den PPA-Festpreis, ist zu beobachten, dass der Strom aus einem PPA grundsätzlich günstiger bezogen werden kann als über den Großhandelsmarkt. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass der Abnehmer – wie bereits in Kapitel 4 erläutert – ein Erzeugungsprofil mit einem geringeren Marktwert bezieht.

Auch wenn die Kosten für das „komplementäre Profil“ auf den Preis des PPA addiert werden, ergeben sich insgesamt niedrigere Kosten für den gesamten Strombezug. Denn der Abnehmer trägt das Risiko, dass die Börsenstrompreise unter die PPA-Festpreise sinken und er somit einen höheren Strompreis als die Konkurrenz zahlt. Jedoch sichert sich der Abnehmer gegen zukünftige, unerwartete Strompreissteigerungen ab, was wiederum einen erheblichen Wettbewerbsvorteil bedeuten kann, sollten die Marktpreise deutlich über die PPA-Festpreise steigen.



06 Identifizierte Ansatzpunkte für attraktivere Rahmenbedingungen für Corporate Green PPAs

Wir haben in dieser Analyse zunächst die zentralen ökonomischen Einflussgrößen herausgearbeitet, die den Wert eines PPA aus der Sicht der industriellen Letztverbraucher bestimmen. Aus dem in der ökonomischen Analyse vorgenommenen Vergleich des grünen mit dem grauen Strombezug lassen sich mit Blick auf die Optimierung des Rechtsrahmens und der Marktbedingungen weitere direkte Handlungsfelder ableiten. Insgesamt ergeben sich somit fünf Ansatzpunkte, um den nachfragegetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien über Corporate Green PPAs zu befördern.

Anpassung der Ablagen, Umlagen, Steuern für Letztverbraucher

Insbesondere für Stromnachfrager mit einer geringeren Stromnachfrage – wie beispielsweise den Bierbrauer oder den Konsumgüterproduzenten in unserer Analyse – könnte beim großen Kostenblock „Umlagen, Netzentgelte und Steuern“ ein hohes Anreizpotenzial durch eine Neuordnung des Regelwerkes geschaffen werden.

So könnte eine Reduzierung der EEG-Umlage oder von Netzentgelten bei Bezug von grünem Strom einen entsprechenden ökonomischen Anreiz schaffen, PPAs abzuschließen. Bereits heute bestehen hier beispielsweise im Kontext der anteiligen EEG-Umlage für den Eigenverbrauch entsprechende Sachverhalte.

Auch aus Sicht der EU-Kommission ist eine Optimierung des Rechtsrahmens geboten: Die Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) fordert die Nationalstaaten auf, einen PPA-freundlichen Rechtsrahmen zu schaffen.

Strompreiskompensation

Bei energieintensiven Unternehmen – wie Chemie- oder Aluminiumfirmen – ist die Strompreiskompensation aus ökonomischer Sicht der bedeutendste Hebel, um PPAs attraktiver zu gestalten. Sie fällt ausschließlich für Unternehmen an, die dem ETS unterliegen. Darüber hinaus stellt die in den jeweiligen Fallbeispielen dargelegte rechtliche Unsicherheit bezüglich des möglichen Weiterbezugs der Strompreiskompensation unter einem grünen PPA aus Sicht von Unternehmen ein erhebliches Risiko dar. Denn die Analyse zeigt, dass der Nachfrager von grünem Strom gegenüber dem Bezug von Graustrom im Regelfall nicht besser, hinsichtlich der Großverbraucher häufig sogar schlechter gestellt wird.

Erforderlich sind somit Maßnahmen, die eine kohärente und rechtssichere Regelung bei der Strompreiskompensation sicherstellen, um den Abschluss von PPAs nicht zu behindern. Im Ergebnis sollten hier gleiche Wettbewerbsbedingungen geschaffen werden, um die Nachfrage nach großen Mengen grünen Stroms in der energieintensiven Industrie zu fördern. Die EU-Kommission hat kürzlich einen Konsultationsprozess zur Änderung der Beihilfeleitlinien mit großer Relevanz für die Strompreiskompensation angestoßen.

Finanzierungsfazilität und Risikoabsicherung

Für die Politik ergeben sich zwei potenzielle Ansatzpunkte: die Absicherung der Ausfallrisikos für Abnehmer und die Unterstützung bei der Projektfinanzierung aufseiten des Erzeugers.

Denn im Rahmen der für die Analyse durchgeführten Befragung von Marktteilnehmern wurde deutlich, dass eine allein abnehmerfokussierte Perspektive zu kurz greift. Auch für die Anbieter der PPAs bedarf es weiterer zielgerichteter Instrumente.

Neue Erneuerbare-Energien-Projekte erfordern hohe Anfangsinvestitionen. Dieses Ausfallrisiko ist in Deutschland bislang durch die Zahlung von Marktprämien, Abnahmepflicht und Einspeisevorrang abgesichert. Bei PPAs wirkt sich die Verbindung aus vergleichsweiser geringer Bonität des Anbieters und dem verbleibenden Abnahmerisiko negativ auf die Finanzierung eines Erneuerbaren Projekts am Kapitalmarkt aus. Eine Risikoübernahme durch staatliche Kreditinstitute sollte geprüft werden. Die Absicherung von Ausfallrisiken würde zusätzlich den Kreis potenzieller Abnehmer (z. B. Mittelstand) vergrößern. Letzteres übernimmt in Norwegen beispielsweise die Norwegian Export-Credit Guarantee Agency.

Qualitätsmerkmale für Grünstrom

Wie dargestellt ist der Herkunftsnachweis (HKN) eine zentrale Wertkomponente eines PPA. Dabei kann derzeit auch Graustrom über den Zukauf von HKN eine grüne Qualität zugeschrieben bekommen. Darüber hinaus wird momentan der Großteil der HKN ohne zeitliche und geografische Dimension gehandelt. Um die Attraktivität eines PPA-Marktes in Deutschland zu stärken, können Maßnahmen, die bei der Qualität des Nachweises hinsichtlich ihrer Transparenz und Differenzierung ansetzen, einen Impuls leisten.

Mögliche Kriterien sind hier die genaue Herkunft eines Nachweises (z. B. aus EE-Neuanlagen einer bestimmten Technologie in Deutschland). So kann eine Brauerei die Tatsache, dass sie Grünstrom zur Produktion des Bieres einsetzt, direkt verkaufsfördernd nutzen und mit der Qualität des Stroms werben. Hinsichtlich höherer Qualitätsmerkmale stellen die Argumente der „Zusätzlichkeit“ und der „Regionalität“ aus Sicht der Abnehmer, die den Grünstrombezug stärker in der Verbraucherkommunikation nach vorne stellen wollen, einen relativ hohen Wert dar. Die derzeit handelbaren Herkunftsnachweise leisten hier einen nur eingeschränkten Mehrwert. Entsprechende Anpassungen könnten die Nachfrage auf Abnehmerseite zusätzlich steigern.

Im B2B-Bereich nimmt dabei die Zertifizierung ganzer Wertschöpfungsketten für einzelne Produkte perspektivisch einen immer höheren Stellenwert ein und könnte zukünftig auch die Beschaffenheit von Vorprodukten miteinschließen. Technische Lösungen, die die Gleichzeitigkeit von Produktion und Verbrauch ermöglichen, werden zudem ebenfalls eine zukünftig wichtige Rolle spielen. Sie stellen sicher, dass Strom aus einer bestimmten Erzeugungsanlage zum Zuge kommt.

Förderung Markttransparenz

Unsere Umfrage unter Branchenakteuren hat gezeigt, dass im Markt neben den Chancen auch Risiken gesehen werden. Diese führen zu einer starken Verunsicherung sowohl unter potenziellen Nachfragern als auch unter Erzeugern. Neben ungewissen Preiserwartungen sowie Unklarheiten bezüglich der rechtlichen Vertragsausgestaltung (siehe primäre und sekundäre Vertragsklauseln Abbildung 4) bestehen erhebliche Unsicherheiten hinsichtlich der rechtlichen Rahmenbedingungen für PPAs als langfristige Stromlieferverträge.

Mit Blick auf die maximalen Vertragslaufzeiten aus rechtlicher Sicht gehen wir derzeit von einer maximalen Dauer von 15 Jahren aus. Unsere Expertengespräche haben jedoch gezeigt, dass auch in diesem Punkt erhebliche Unsicherheiten im Markt bestehen. Ein weiteres Beispiel ist die bereits thematisierte unklare Rechtslage bezüglich der Strompreiskompensation. Hier könnten entsprechende Entscheidungen das Vertrauen in den Markt stärken.

Vertragliche Standardisierungen können zudem die Transaktionskosten für einzelne Abschlüsse im Markt senken und so die Beschaffung über PPAs attraktiver gestalten. Mit steigender Marktentwicklung nimmt dabei auch die Preistransparenz zu.

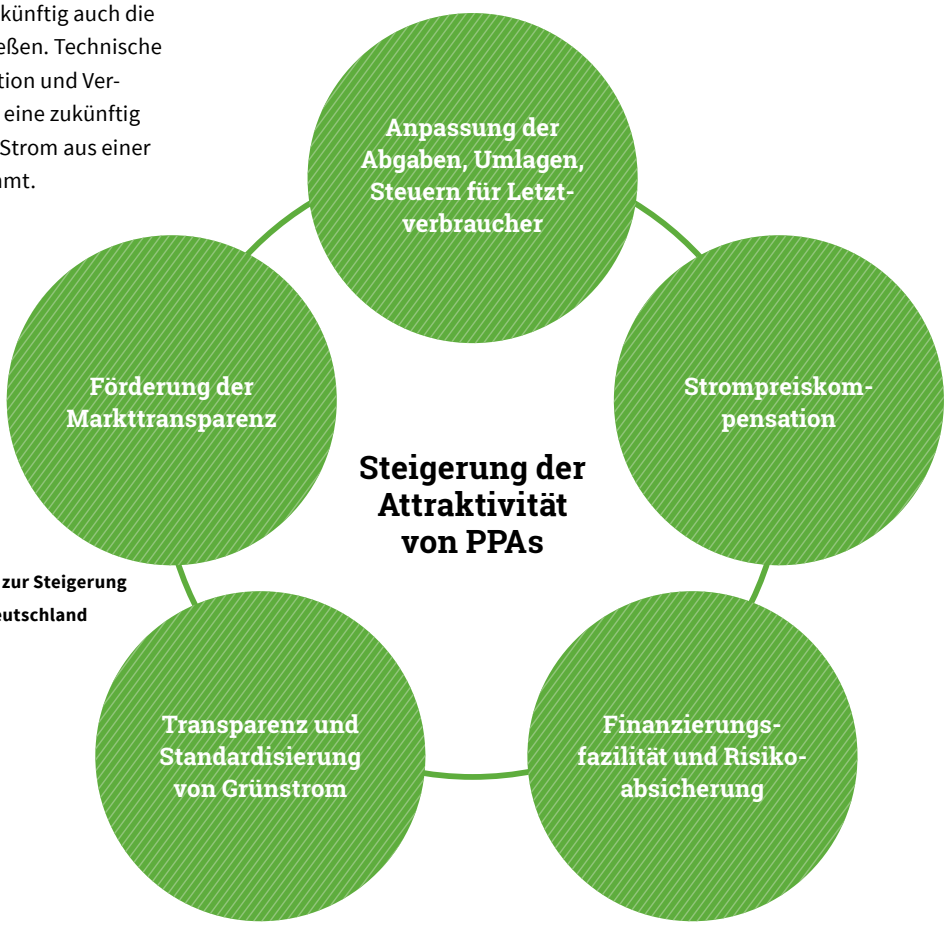


Abbildung 20: Handlungsfelder zur Steigerung der Attraktivität von PPAs in Deutschland

www.dena.de

dena
Deutsche Energie-Agentur