



Beschaffungsstrategien für grünen Strom

Ein Leitfaden zur Beschaffung von grünem Strom für
Stromabnehmer aus Industrie und Gewerbe

Inhalt

01	Vorwort	3
02	Treiber für den Bezug von grünem Strom	
2.1	Politische und soziale Faktoren	4
2.1.1	Der Europäische Green Deal	4
2.1.2	EU-Aktionsplan zur Finanzierung von nachhaltigem Wachstum	5
2.1.3	Die EU-Taxonomie-VO – Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen	5
2.2	Ökonomie	6
2.2.1	Strompreisbildung	7
2.2.2	Strompreise und -bestandteile	8
2.2.3	Strompreisprognose	9
2.3	Auswirkungen der sozialen, politischen und ökonomischen Treiber auf Unternehmen	10
03	Möglichkeiten der CO2-Reduktion – Scope 1,2,3	
3.1	Scope 1: direkte Emissionen	11
3.2	Scope 2: indirekte Emissionen	11
3.3	Scope 3: indirekte Emissionen	11
04	Die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien aus Sicht von Abnehmern	
4.1	Was ist grüner Strom?	12
4.2	Klassischer Grünstrombezug mittels Energieversorger	14
4.2.1	Definition	14
4.2.2	Chancen und Risiken	15
4.3	Eigenversorgung	16
4.3.1	Unterschied zwischen Eigenerzeugung und Eigenversorgung	16
4.3.2	Voraussetzungen für eine Eigenversorgung	16
4.3.3	Chancen und Risiken	19
4.4	Green PPA – Green Power Purchase Agreement	19
4.4.1	Grundsätzliche Vertragsinhalte von Green PPAs	20
4.4.2	Risikoübersicht Green PPA	21
4.4.3	PPA-Vertragsstrukturen und -typen	23
4.4.4	Weitere PPA-Gestaltungsoptionen	36
4.4.5	PPA: Chancen und Risiken	37
05	Die richtige Grünstrombeschaffungsstrategie für mein Unternehmen	
5.1	Relevante Fragen für eine erfolgreiche Grünstrombezugsstrategie	38
5.2	Beschaffungsstrategien im Überblick	39
	Abbildungsverzeichnis	43
	Tabellenverzeichnis	44
	Literaturverzeichnis	45
	Impressum	48

01 Vorwort

Das politische Ziel der Klimaneutralität bis 2045 hat weitreichende Auswirkungen auf die Stromgroßhandelsmärkte und stellt Unternehmen vor große Herausforderungen. Volatilere Großhandelspreise, steigender Wettbewerb, ausbrechende CO₂-Preise, gepaart mit der gleichzeitigen Ausrichtung des eigenen Unternehmens hin zur vollständigen CO₂-Neutralität, sind Schwerpunkte, welche die Anforderungen an ein erfolgreiches Wirtschaften deutlich erhöhen. Dabei müssen Unternehmen auch EU-weite Regelungen wie die EU-Taxonomie berücksichtigen und Investitionen nachhaltig ausrichten.

Den eigenen CO₂-Ausstoß zu minimieren und sich gleichzeitig gegen steigende Strompreise abzusichern wird daher zum zentralen Paradigma einer ökonomischen und ökologischen Unternehmensführung. Bereits die Hälfte der Betriebe hat sich das Ziel gesetzt, vor 2045 klimaneutral zu wirtschaften.

Die aktuelle Krise des Energiemarkts verdeutlicht einmal mehr, dass erneuerbare Energien ein Standortfaktor für den deutschen Wirtschaftsstandort sind und Versorgungs- und Preissicherheit gewährleisten können.

Jedoch bietet genau diese Transformation eine große Chance, da der Markt für nachhaltig produzierte Güter stetig wächst und sich die deutsche Industrie damit auf dem Weltmarkt als Vorreiter positionieren kann.

Viele Unternehmen haben den Energiebedarf ihrer Produktion bereits stark reduziert. Allerdings stoßen sie an diesem Punkt an Grenzen, wenn es darum geht, ihre Treibhausgasemissionen weiter zu senken.

Für die finale Umstellung von Produktionsprozessen und nachgelagerten Lieferketten ist der Bezug von grüner Energie ein zentraler Hebel. Dies haben schon viele Akteure im Markt erkannt und dementsprechend steigt auch die Nachfrage nach grüner Energie, vor allem aber nach grünem Strom rapide an.

Es stellt sich nun die Frage, welche Bezugsstrategie für das eigene Unternehmen den richtigen Weg darstellt.

Der vorliegende Leitfaden bietet interessierten Unternehmen Unterstützung und zeigt die Potenziale des Bezugs grünen Stroms im Unternehmen auf. Er beleuchtet die Möglichkeiten der Beschaffung von grünem Strom auf dem deutschen Markt und soll die Leser in die Lage versetzen, fundierte Entscheidungen für den zukünftigen Strombezug zu treffen.

Herzlichst

Ihr Andreas Kuhlmann

Vorsitzender der Geschäftsführung
der Deutschen Energie-Agentur (dena)



02 Treiber für den Bezug von grünem Strom

Die Motivation für den Industrie- und Gewerbesektor, nachhaltiger und „grüner“ zu werden, kann heutzutage vielfältige Gründe haben. Neben dem offensichtlichen ökologischen und klimawandelbedingten Handlungsdruck wächst auch der politische Druck sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene, einen nachhaltigeren Produktions- und Handelsansatz zu wählen. Durch die europäische Taxonomieverordnung und einen Aktionsplan zur Finanzierung von nachhaltigem Wachstum zeigt die EU eine klare Richtung auf und setzt Rahmenbedingungen für eine umfangreiche Wirtschaftstransformation. Sinkende Kosten für erneuerbare Energien und gleichzeitig steigende CO₂-Preise für den Verbrauch von fossilen Energieträgern lassen zudem ökonomische Aspekte an Bedeutung gewinnen. Finanzielle Vorteile werden daher nicht nur durch den wachsenden Kundendruck und den damit verbundenen Wettbewerbsvorteil sichtbar, sondern spiegeln sich direkt in den Energiebezugskosten wider.

Dieses Kapitel soll dem Leser einen breiten Überblick über die politischen und sozialen sowie ökonomischen Aspekte liefern, die den eigenen Strombezug beeinflussen, um die Bedeutung der zunehmenden Transformationsbewegungen zu verdeutlichen.

2.1 Politische und soziale Faktoren

Im Pariser Klimaabkommen von 2015 wurde das internationale Ziel festgelegt, die Erderwärmung auf deutlich unter 2° Celsius oder sogar 1,5° Celsius zu begrenzen. Dies soll durch die Verringerung der globalen CO₂-Emissionen um 80 bis 95 Prozent bis 2050 im Vergleich zu 1990 erreicht werden. Diesem Ziel hat sich auch die Europäische Union verschrieben und um das zu erreichen, wurden zahlreiche Maßnahmen wie der Europäische Green Deal sowie der EU Action Plan on Financing Sustainable Growth auf den Weg gebracht.

2.1.1 Der Europäische Green Deal

Die Europäische Kommission hat im Dezember 2019 ihr Konzept für einen „Green Deal“ vorgelegt. Dieses Paket stellt die neue europäische Wachstumsstrategie dar, die neben der Erreichung der Klimaneutralität bis 2050 auch den Schutz, die Erhaltung und eine verbesserte Gesundheitsversorgung der Bürgerinnen und Bürger sowie des Naturkapitals und der Biodiversität zum Ziel hat. Dies soll durch folgende Teilziele erreicht werden:

- Treibhausgasneutralität bis 2050 bedeutet eine Emissionsminderung von weit über 90 Prozent.
- Die unvermeidlichen restlichen CO₂-Emissionen sollen durch die Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre ausgeglichen werden.
- Zusätzlich wurde das CO₂-Minderungsziel für das Jahr 2030 angehoben. Statt der bislang angestrebten 40 Prozent gegenüber 1990 sollen mindestens 55 Prozent erreicht werden.

Diese ambitionierten gesellschaftlichen und politischen Ziele ziehen unweigerlich große Auswirkungen und Veränderungen nach sich und müssen von allen Teilen der Gesellschaft mitgetragen werden. Somit wird ein „Wegducken“ in Zukunft nicht mehr möglich sein.

Im folgenden Diagramm sind die Reduktionsziele bzw. die Anstrengungen pro Sektor dargestellt, die erforderlich sind, um das im Pariser Klimaabkommen festgelegte Ziel von 1,5 Prozent einhalten zu können.

Überblick Entwicklung THG-Emissionen nach Sektoren

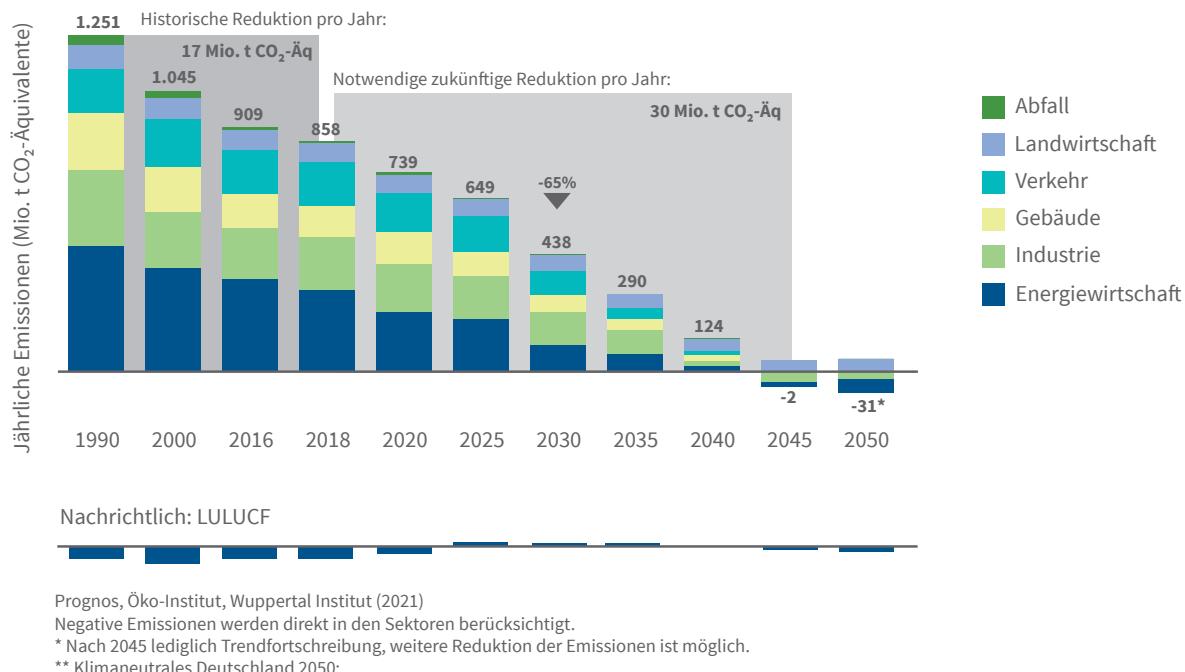


Abbildung 1: Überblick Entwicklung THG-Emissionen nach Sektoren (Quelle: Agora Energiewende)

Abbildung 1 illustriert die Entwicklung der Treibhausgasemissionen nach Sektoren in Deutschland. Dargestellt wird hierbei einerseits die historische Reduktion der CO₂-Emissionen vom Jahr 1990 bis zum Jahr 2020 und andererseits die zukünftig notwendige Reduktion der CO₂-Emissionen pro Jahr, um bis zum Jahr 2045 die Klimaziele in Deutschland zu erreichen. Für diese Zielerreichung muss die bisherige Reduktionsrate von 17 Mio. t CO₂-Äquivalente pro Jahr ab dem Jahr 2020 auf 30 Mio. t CO₂-Äquivalente erhöht werden. Insbesondere der Energiewirtschafts-, der Industrie- und der Gebäudesektor weisen ein erhebliches Einsparpotenzial auf und stehen demnach unter besonderem Druck.

2.1.2 EU-Aktionsplan zur Finanzierung von nachhaltigem Wachstum

Um die Ziele des Green Deals umsetzen zu können, plant die EU, Kapitalmittel auf nachhaltige und klimafreundliche Aktivitäten umzulenken und damit nachhaltiges Wachstum zu fördern. Dadurch soll über den Finanzmarkt Handlungsdruck auf europäische Unternehmen ausgeübt werden. Zu diesem Zweck will die EU folgende Maßnahmen umsetzen:

- Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen (EU-Taxonomie-VO)
- Schaffung von Standards und Labels für grüne Finanzprodukte
- Förderung von Investitionen in nachhaltige Projekte
- Einbeziehung der Nachhaltigkeit in die Anlageberatung
- Entwicklung von Nachhaltigkeits-Benchmarks

2.1.3 Die EU-Taxonomie-VO – Einrichtung eines Rahmens zur Erleichterung nachhaltiger Investitionen

Mit der EU-Taxonomie-Verordnung etabliert die EU einen umfangreichen Kriterienkatalog, der festlegt, welche Unternehmensaktivitäten als ökologisch nachhaltig anzusehen sind. Dieser Katalog soll dazu dienen, ökologisch nachhaltige Unternehmen, Finanzprodukte und Wirtschaftsaktivitäten zu identifizieren und letztlich zusätzliche Finanzmittel für diese zu erschließen. Der Wirkmechanismus der EU-Taxonomie-VO zielt primär auf die Finanzierungsbedingungen für Unternehmen ab. Durch den Nachweis taxonomiekonformer Umsätze und Investitionen sollen Kapitalmarkt und Banken Finanzmittel zu günstigeren Konditionen bereitstellen und die Unternehmen auf taxonomiekompatible Finanzprodukte (z. B. EU Green Bonds) zurückgreifen können. Im Umkehrschluss können auch Unternehmen, die deren Investitionsentscheidungen, nach der Taxonomie-VO weniger, oder nicht nachhaltig treffen, in Zukunft mit schlechteren Finanzierungskonditionen rechnen.

Die Taxonomie-VO umfasst insgesamt sechs Umweltziele der EU, die in der Betrachtung der Wirtschaftsaktivitäten Berücksichtigung finden:

- Klimaschutz
- Anpassung an den Klimawandel
- nachhaltige Nutzung und Schutz von Wasser- und Meeresressourcen
- Übergang zu einer Kreislaufwirtschaft
- Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung
- Schutz sowie Wiederherstellung der Biodiversität und der Ökosysteme

Über die EU-Taxonomie-VO zielt die EU primär auf eine Veränderung der Bedingungen hinsichtlich der Finanzierung für Unternehmen ab. Mittels einer sogenannten nachhaltigen, ökologischen Nachweisführung sollen Unternehmen im weitesten Sinne bessere oder schlechtere Bedingungen für eine Finanzierung über eine Bank oder den Kapitalmarkt erhalten. Dies wird nachhaltig wirtschaftenden Unternehmen gemäß EU-Taxonomie-VO einerseits einen Reputationszuwachs und andererseits einen Wettbewerbsvorteil bieten. Letztlich müssen auch Unternehmen, die öffentliche Mittel (national/EU) beziehen, sich bewusst sein, dass deren Vergabe zunehmend an die Nachhaltigkeit der Unternehmen und dementsprechend ihrer Berichterstattung geknüpft sein wird.

Für folgende Produkte und Unternehmen wird die EU-Taxonomie-VO verpflichtend anzuwenden sein:

- Als Grundlage für Vorgaben der EU oder der Mitgliedstaaten zu ökologischen, nachhaltigen Finanzprodukten sowie Unternehmensanleihen.
- Für Finanzprodukte von Finanzmarktteilnehmern gemäß Offenlegungsverordnung.
- Für große Unternehmen von öffentlichem Interesse (u. a. bei Kapitalmarktorientierung, Banken und Versicherern mit mehr als 500 Mitarbeitern, die damit der nichtfinanziellen Berichterstattung gemäß Bilanz- und der sogenannten CSR-Richtlinie unterliegen).
- Darüber hinaus schlägt die Kommission vor, den Anwendungsbereich ab 1. Januar 2026 auch auf kapitalmarktorientierte KMU auszuweiten.

2.2 Ökonomie

Auf dem deutschen Strommarkt vollzieht sich seit einigen Jahren eine grundlegende Transformation. Im Zuge der Energiewende wurde der Ausbau der erneuerbaren Energien zu einer Schlüsselstrategie, um den Klimaschutz in Deutschland voranzubringen. Der Anteil des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien betrug etwa 41,1 Prozent für das Jahr 2021. Neben umweltpolitischen Gesichtspunkten stehen auch ökonomische Abwägungen im Zentrum des öffentlichen Diskurses. Der Strompreis für Endkunden und Industrie ist in Deutschland in den vergangenen Jahren erheblich gestiegen und liegt deutlich oberhalb des europäischen Durchschnitts. Auch für Unternehmen, sofern sie nicht von besonderen Ausgleichsregelungen erfasst werden, ergeben sich Mehrbelastungen.

Der Strompreis bemisst sich überwiegend nach drei Komponenten, die im Folgenden erläutert und in den Kontext der zeitlichen Entwicklung gestellt werden. Dies erlaubt es, vergangene und zukünftige Preisentwicklungen strukturiert zu analysieren. Das Ziel der Analyse besteht darin, aufzuzeigen, dass es auf dem aktuellen Strommarkt zu einer entgegengesetzten Entwicklung kommt. Während Strom aus erneuerbaren Energien sehr kostengünstig produziert werden kann, steigt bei konventionellen Anlagen der Strommarktpreis aufgrund der höheren Kosten für den Ausstoß von Emissionen. Aus der zu erwartenden Preisentwicklung für Börsenstrom ergibt sich ein Anreiz, eine alternative Versorgung außerhalb des Börsenmarkts durch Eigenversorgung oder rein marktisierte Beschaffung von grünem Strom (Green PPA) sicherzustellen.

Taxonomie und Mittelstand: was schon jetzt zu beachten ist

Zwar werden die geplanten Verordnungen meist noch keine direkten Auswirkungen auf kleinere und mittelständische Unternehmen haben, dennoch werden diese indirekt als Teil einer Lieferkette eines größeren Unternehmens betroffen sein. Schon heute fordern daher zahlreiche Konzerne jährlich ihre Zulieferer auf, eigene Nachhaltigkeitsstrategien zu entwickeln und darüber zu berichten. Dies zwingt den Mittelstand sozusagen durch die Hintertür, den eigenen Betrieb klimaneutral auszurichten.

2.2.1 Strompreisbildung

Im Folgenden gehen wir kurz auf den Strompreisbildungsmechanismus ein. Anschließend werden künftige Entwicklungen der maßgeblichen Einflussfaktoren identifiziert und erläutert.

Die Bildung des Großhandelsstrompreises wird anhand der Merit-Order festgelegt (**Abbildung 2**). Diese gilt als mögliches Beschreibungsmodell eines funktionierenden Strommarkts. Die Merit-Order definiert die Einsatzreihenfolge stromproduzierender Kraft-

werke und wird nach der Höhe ihrer Grenzkosten – also der Kosten, die bei der Produktion für die letzte Megawattstunde anfallen – gestaffelt. Demzufolge werden die verfügbaren Erzeugungskapazitäten mit den niedrigsten Grenzkosten gemäß der Reihenfolge der Merit-Order als Erstes zur Deckung der Stromnachfrage angesetzt. Da der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix noch keine 100 Prozent erreicht hat, bestimmen nach wie vor konventionelle Energieträger bzw. -anlagen den Marktpreis.

Merit-Order-Effekt

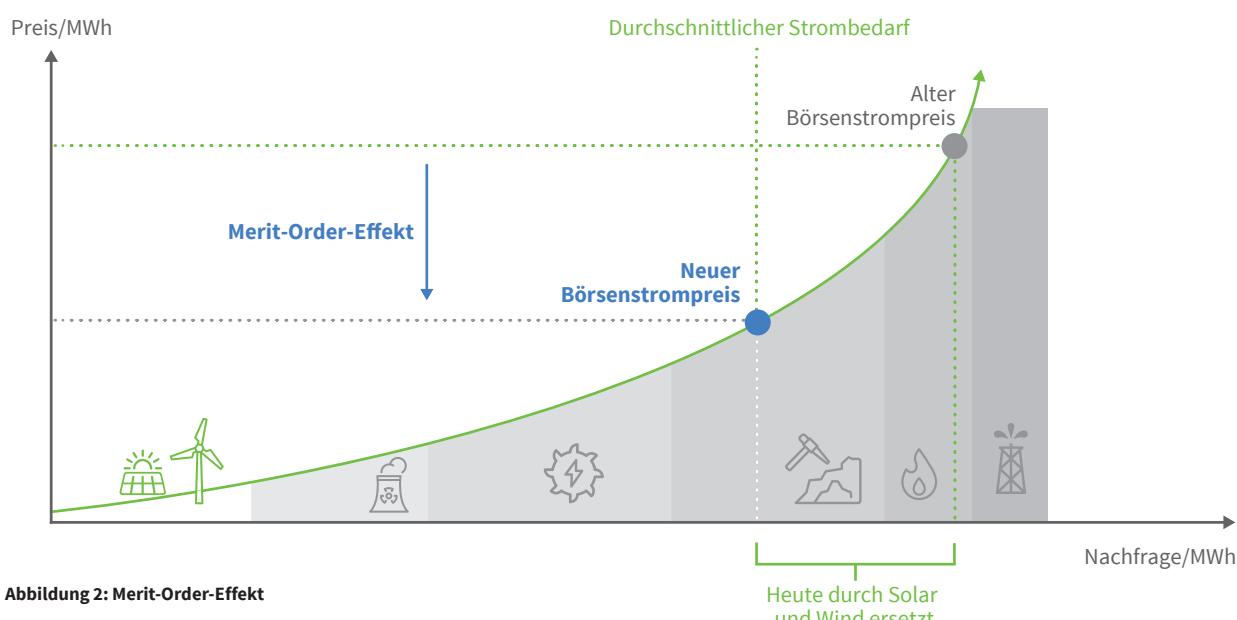


Abbildung 2: Merit-Order-Effekt

Erneuerbare Energien haben Grenzkosten von nahezu null und kommen daher gemäß der Merit-Order immer bei Verfügbarkeit für die Deckung der Nachfrage zum Einsatz. Dies hat zur Folge, dass bei zunehmender EE-Erzeugungsleistung preissetzende, konventionelle Kraftwerke aus der Merit-Order verdrängt werden, wodurch der Börsenstrompreis sinkt – der sogenannte Merit-Order-Effekt. Durch die Förderung des EEG werden erneuerbare Energien subventioniert und stärker ausgebaut. Dies sorgt für einen zunehmenden Anteil an EE-Erzeugungsleistung am Strommix, was den Großhandelsstrompreis an der Börse tendenziell sinken lässt. Weiterhin wird der Fördermechanismus des EEGs über die EEG-Umlage auf die Letztverbraucher umgewälzt.¹ Somit kommt es zu der paradoxen Situation, dass der Strompreis für Letztverbraucher durch die EEG-Umlage steigt, während der Börsenstrompreis aufgrund des erhöhten Anteils von erneuerbaren Energien und deren niedrigen Grenzkosten sinkt.

Ein weiterer Faktor, der den Großhandelsstrompreis unmittelbar beeinflusst, ist das im Jahr 2005 eingeführte Europäische Emissionshandelssystem EU ETS. Im Rahmen ihrer verschärften Klimaziele, die eine Emissionsminderung von 55 Prozent bis 2030 anstreben, forciert die Europäische Union einen deutlichen Anstieg des Preises für CO₂-Zertifikate. Dies führt zu einer bedeutenden Verteuerung der variablen Produktionskosten für konventionelle Kraftwerke. Einerseits sollen damit emissionsärmere Kraftwerke zur Deckung der Nachfrage eingesetzt werden (induzierter „fuel switch“ anstatt Kohle/Gas) und andererseits soll ein Preisniveau am Großhandelsmarkt erreicht werden, das hoch genug ist, um Anreize für den Bau neuer Erzeugungskapazitäten zu schaffen.

Abbildung 3 veranschaulicht, dass sich der EU-Zertifikatspreis 2021 deutlich erhöht hat, was auf die verschärften Klimaschutzziele der EU zurückzuführen ist. So wurde beispielsweise im November 2021 eine Tonne CO₂ durchschnittlich zu 65,68 Euro gehandelt, während der Preis im November des Vorjahres noch bei 26,57 Euro/t CO₂ lag.

¹ Ab Juli 2022 wird die EEG-Umlage aus dem Bundeshaushalt finanziert, wodurch sich dieser Effekt aufheben wird.

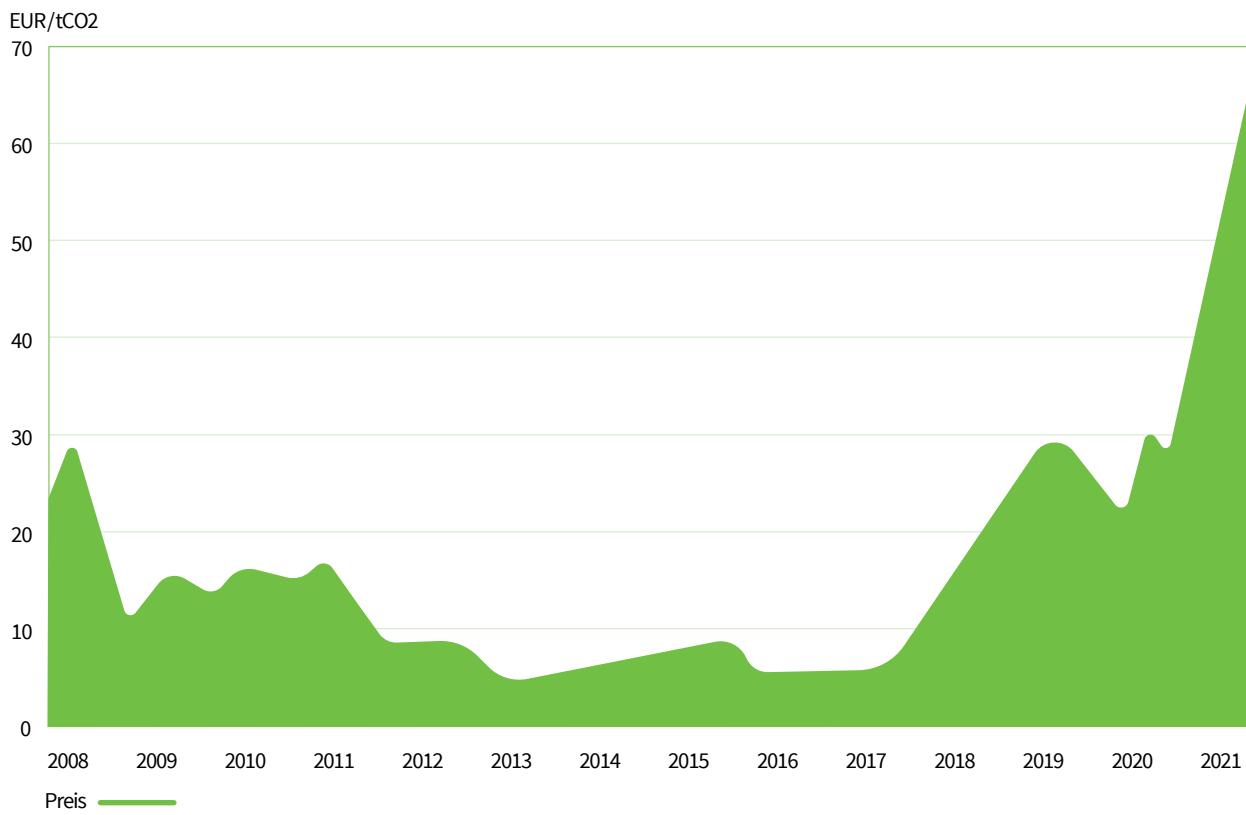


Abbildung 3: Preisentwicklung der EU-Emissionszertifikate in Europa pro Tonne CO₂ (Quelle: Ember, Carbon pricing, 2022)

Im Folgenden soll zunächst die bisherige Entwicklung der Strompreise erläutert werden. Unterschieden wird dabei zwischen den drei wesentlichen Kostenbestandteilen Netzentgelte, Steuern und Abgaben und Großhandelspreise.

2.2.2 Strompreise und -bestandteile

Der zu zahlende Strompreis setzt sich zu etwa einem Viertel aus Netzentgelten und zu einem weiteren Viertel aus dem Großhandelspreis zusammen. Der restliche Anteil entfällt auf Steuern und Umlagen. **Abbildung 4** illustriert den Verlauf der einzelnen Strompreisbestandteile für Industrikunden in den Jahren 1998 bis 2021.

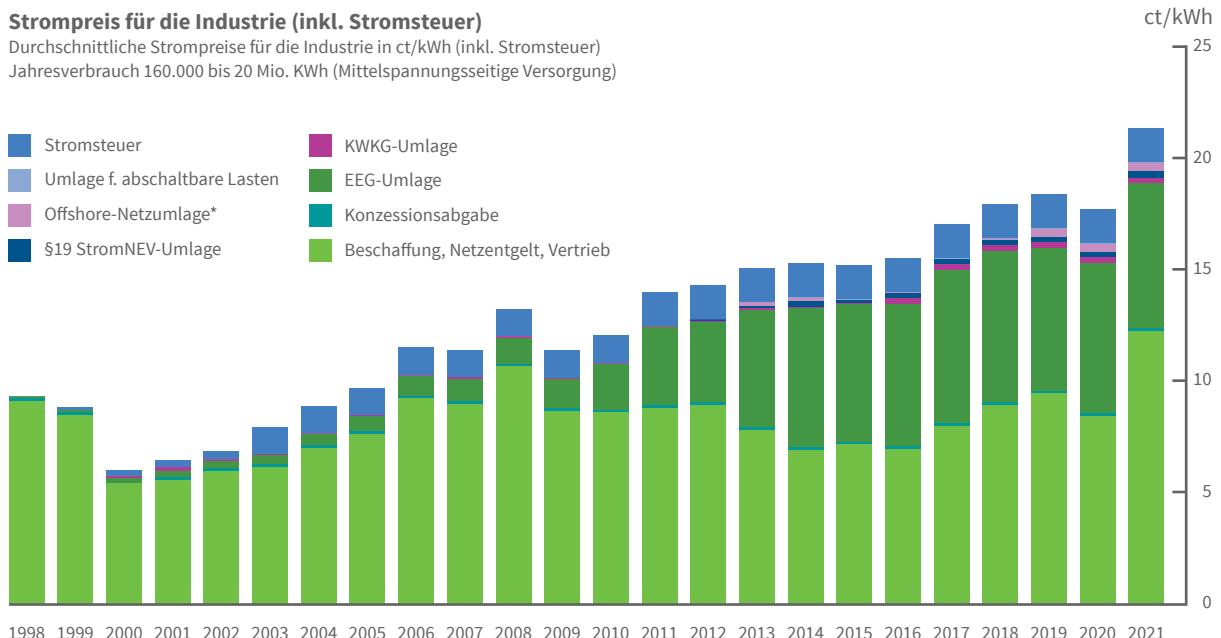


Abbildung 4: Industriestrompreise 1998–2021

2.2.3 Strompreisprognose

Im Laufe des Jahres 2021 hat sich eine sehr hohe Preisvolatilität am Großhandelsmarkt für Strom abgezeichnet. Der Strompreis im Marktgebiet Deutschland/Luxemburg erreichte am Ende des Jahres 2021 erstmals mit 422,90 Euro pro MWh das höchste Niveau seit fast 10 Jahren. Dieser Wert wurde anschließend am 21. Dezember 2021 mit 620,00 Euro pro MWh noch einmal deutlich überboten. Ursächlich hierfür sind einerseits die angespannte Situation im Gasmarkt sowie die erhöhten Preise für CO₂-Emissionszertifikate. Der Preis ist im Dezember auf ein Rekordhoch von 78 Euro je Tonne gestiegen und verteuert den Strom konventioneller Kraftwerke, welche aufgrund von wenig Windein-

speisung zum Ende des Jahres 2021 die Stromerzeugungslücke füllen mussten. **Abbildung 5** stellt die durchschnittlichen Strombezugskosten der Jahre von 2017 bis 2021 dar. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass sich die Strompreise im Vergleich zu 2020 um mehr als das Dreifache gesteigert haben. Laut Experten könnte sich diese Situation durch den Atomausstieg im Jahr 2022 weiter verschärfen. Um die im „Fit for 55“-Paket festgelegten Klimaschutzziele zu erreichen, ist ein CO₂-Preis von 130 Euro je Tonne notwendig, wodurch der Strompreis auch weiterhin auf hohem Niveau verharren könnte.

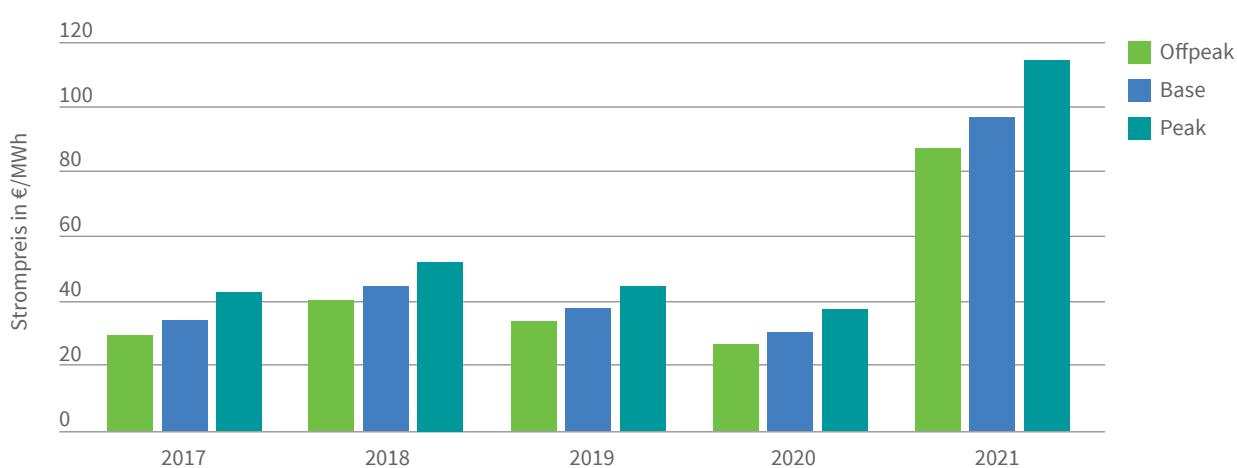
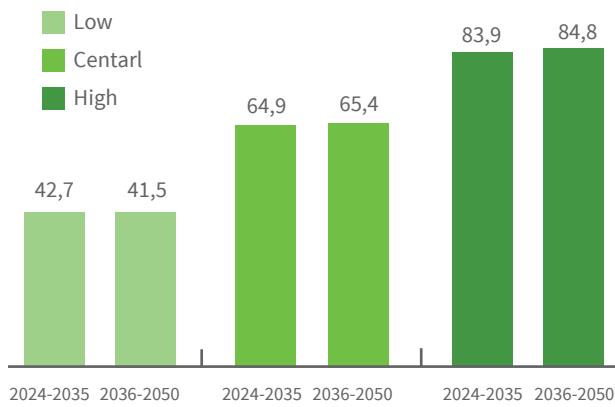


Abbildung 5: Entwicklung des Base-, Peak- und Offpeak-Preises am deutschen Day-Ahead-Markt der letzten fünf Jahre, basierend auf Daten der EPEX SPOT

Die aktuell vorherrschende kräftige Dynamik am Stromgroßhandelsmarkt macht es für Unternehmen zweifelsfrei unentbehrlich, die künftige Strompreisentwicklung im Sinne der eigenen Strombezugsoptionen stärker im Auge zu behalten und ggf. absichernde Strombezugsoptionen in Betracht zu ziehen. Hierzu zählen insbesondere Green Power Purchase Agreements sowie Eigenversorgungsmodelle, mit denen ein fester Strombezugspreis über eine entsprechend lange Vertragsdauer fixiert wer-

den kann. Die vorliegende Publikation geht im weiteren Verlauf näher auf die Möglichkeiten des Bezugs von grünem Strom ein. Im Folgenden werden drei Strompreisszenarien dargestellt, welche sich in die Kategorien Low, Central und High einteilen lassen. **Abbildung 6** zeigt diese verschiedenen Strompreisszenarien einerseits für die Jahre 2024 bis 2035 und andererseits für die Jahre 2036 bis 2050.

Durchschnittliche Großhandelspreise, EUR/MWh (real 2020)



**Abbildung 6: Prognostizierte durchschnittliche
Großhandelspreisszenarien (Low, Central, High) in EUR/MWh (real 2020)**

In Zukunft ist davon auszugehen, dass sich der Strompreis eher im Bereich des Central- bzw. High-Szenarios befinden wird. Dies würde einen Großhandelspreis von 65 Euro bis 84 Euro für das Zeitfenster der Jahre 2024 bis 2035 bzw. von 65 Euro bis 85 Euro für den Zeitraum 2036 bis 2050 bedeuten. Es zeichnet sich ab, dass sich Verbraucher auf ein höheres Strompreinsniveau als noch in den Jahren vor 2021 einstellen müssen.

Darüber hinaus gilt es zu berücksichtigen, dass sowohl die Covid-19-Pandemie als auch der Ukraine-Krieg temporär zu einer extrem hohen Preisvolatilität geführt haben. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich diese Entwicklung mittel- bis langfristig wieder normalisieren wird.

2.3 Auswirkungen der sozialen, politischen und ökonomischen Treiber auf Unternehmen

In Anbetracht des voranschreitenden Klimawandels ist nun auch der Druck aus der Gesellschaft im politischen Raum angekommen. Die nationale und europäische Politik intensiviert mit konkreten und einer wachsenden Anzahl von Zielen spürbar die Anstrengungen, den Klimawandel zu bekämpfen. Diese Ziele sollen dem gesellschaftlichen Druck entsprechen und zunehmend auch von industriellen Stromabnehmern immer deutlicher zu spüren sein. Ob aus Prestigegründen und aufgrund des daraus resultierenden Wettbewerbsvorteils oder wegen des veränderten Zugangs zu europäischen Finanzmitteln: Unternehmen werden künftig in steigendem Maße daran interessiert sein, ihre Aktivitäten nachhaltiger zu gestalten. Der Einsatz erneuerbarer Energien wird in diesem Transformationskontext für die Unternehmen eine zentrale Rolle einnehmen.

Inzwischen werden erneuerbare Energien mit jedem Jahr preiswerter und können auf lange Sicht günstigen Strom bereitstellen. Solange es allerdings nicht möglich ist, den gesamten Strombedarf durchgehend aus erneuerbaren Energien zu decken, müssen konventionelle Anlagen die Restmenge liefern, was sich aufgrund steigender Grenzkosten in einem höheren Marktpreis niederschlägt. Trotz des zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien müssen auf absehbare Zeit konventionelle Anlagen immer noch im Markt verbleiben.

Daraus lässt sich der ökonomische Anreiz ableiten, Strom aus erneuerbaren Energien abseits des Markts zu beziehen, um deutliche Preisvorteile zu generieren. Weiterhin sorgen gewisse Modelle mit erneuerbaren Energien für stabile Preise über längere Zeiträume und bieten somit den Unternehmen Planungssicherheit. Eine Studie des Fraunhofer-Instituts belegt, dass bereits in wenigen Jahren, zum Teil sogar schon heute die Stromgestehungskosten einiger erneuerbarer Systeme unterhalb der von neuen konventionellen Anlagen liegen können. Für ein Unternehmen kann sich daraus ein unmittelbarer Kostenvorteil gegenüber dem Bezug von konventionellem Strom ergeben.

Das nachhaltige Wirtschaften geht hierbei für Unternehmen sowohl mit einer höheren unternehmerischen Verantwortung als auch mit einer übergeordneten sozialen Verantwortung einher. Entsprechend gilt es, das Thema Nachhaltigkeit in beiden Bereichen als eines der Kernschwerpunkte zu verankern.

Da bereits heute, aber auch verstärkt in Zukunft der Wandel hin zu klimaneutralem Wirtschaften für die gesamte Wirtschaft zu einer unverzichtbaren Notwendigkeit wird, stellt sich nur noch die Frage, wie – und nicht mehr, ob – ein solcher Wandel vollzogen werden muss. Im Folgenden widmen wir uns der Beantwortung dieser Frage.

03 Möglichkeiten der CO₂-Reduktion – Scope 1,2,3

Nach dem führenden Unternehmensstandard des GHG Protocol (dt. Treibhausgas-Protokoll) werden die Treibhausgasemissionen eines Unternehmens in drei Bereiche eingeteilt. Scope 1 und 2 sind die meldepflichtigen Emissionen, während Scope 3 freiwillig und am schwierigsten zu erfassen ist. Unternehmen, die alle drei Bereiche erfolgreich melden, erlangen – u. a. vor dem Hintergrund der EU-Taxonomie-VO – einen nachhaltig wirkenden Wettbewerbsvorteil. Welche Emissionen wo entstehen und vor allem in welchen Bereichen der Bezug von grünem Strom sich positiv auf den Scope auswirkt, erläutern wir im Folgenden.

3.1 Scope 1: direkte Emissionen

Scope-1-Emissionen sind direkte Emissionen aus unternehmenseigenen und -kontrollierten Ressourcen. Mit anderen Worten handelt es sich hierbei um Emissionen, die als direkte Folge der Aktivitäten eines Unternehmens in die Atmosphäre freigesetzt werden. Scope 1 ist in vier Kategorien unterteilt:

- **Stationäre Verbrennung** (z. B. Brennstoffe, Heizquellen). Alle Energieträger, die THG-Emissionen verursachen, müssen in den Anwendungsbereich 1 aufgenommen werden.
- **Mobile Verbrennung** betrifft alle Fahrzeuge, die sich im Besitz oder unter der Kontrolle eines Unternehmens befinden und Kraftstoff verbrennen (z. B. Pkw, Lieferwagen, Lastwagen). Elektrisch betriebene Fahrzeuge können in die Scope-2-Emissionen fallen.
- **Flüchtige Gase** aus Leckagen, beispielsweise Klimaanlagen
- **Direkte Emissionen** aus Prozessen, die im EU-Emissionshandelssystem erfasst sind

3.2 Scope 2: indirekte Emissionen

Bei Scope-2-Emissionen handelt es sich um indirekte Emissionen aus der Erzeugung von zugekaufter Energie. Darunter fallen alle THG-Emissionen, die in die Atmosphäre freigesetzt werden und aus dem Verbrauch von zugekaufter Energie (u. a. Strom, Dampf, Wärme oder Kühlung) stammen. Für die meisten Unternehmen stellt Elektrizität die wesentlichste Quelle für Scope-2-Emissionen dar. Darüber hinaus ist noch der Bezug von Fernwärme zu nennen.

3.3 Scope 3: indirekte Emissionen

Als Scope-3-Emissionen gelten alle indirekten Emissionen, die nicht in Scope 2 enthalten sind und die in der Wertschöpfungskette des berichtenden Unternehmens auftreten – einschließlich vor- und nachgelagerter Emissionen. Das umfasst somit jene Emissionen, die mit dem Betrieb des Unternehmens verbunden sind. Gemäß dem THG-Protokoll werden die Scope-3-Emissionen in 15 Kategorien unterteilt.

- **Vorgelagerte Emissionen** sind beispielsweise Geschäftsreisen, Mitarbeitermobilität, Abfälle des Betriebs, zugekaufte Waren, Investitionsgüter und für die Fertigung erforderliche Dienstleistungen.
- **Nachgelagerte Emissionen** beinhalten zum Beispiel Eigenkapitalinvestitionen, Fremdkapitalinvestitionen, Projektfinanzierung, verwaltete Investitionen und Kundendienstleistungen.

In den meisten Fällen haben die Emissionen entlang der Wertschöpfungskette den größten Einfluss auf die Treibhausgasemissionen. Schließlich müssen Unternehmen ein vollständiges Treibhausgas-Emissionsinventar – Scope 1, 2 und 3 – durchführen, um das Ziel der Klimaneutralität zu erreichen. Dem Bezug von grünem Strom kommt dabei eine maßgebliche Rolle zu (**Abbildung 7**).

Der Weg zur Dekarbonisierung – Die 3 Scopes der Kohlenstoffemissionen

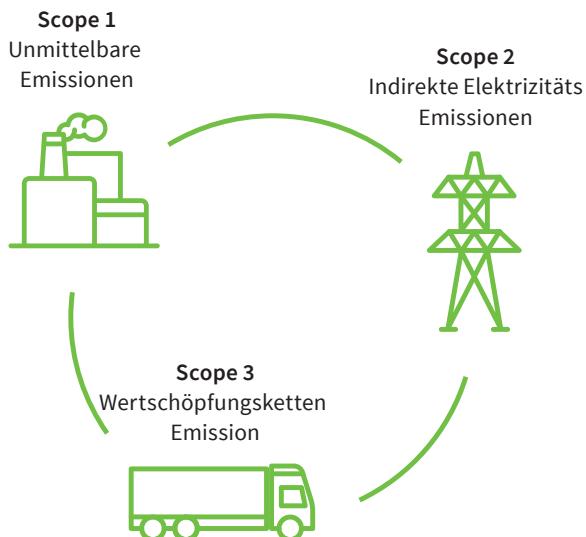


Abbildung 7: Klassifizierung verschiedener Treibhausgasemissionen nach Scope 1, 2 und 3

04 Die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien aus Sicht von Abnehmern

Mittlerweile gibt es eine Vielzahl von Möglichkeiten und Angeboten für den Bezug von grünem Strom auf dem Markt. Für Unternehmen kann es daher schwierig sein, die individuell richtige Bezugsart für sich selbst zu identifizieren. Hinzu kommt, dass es oft nicht nur eine Lösung gibt, sondern auch Kombinationen aus verschiedenen Beschaffungsstrategien wirtschaftlich sinnvoll sein können. Dabei kommen je nach Unternehmensgröße, -interesse oder -ziel sowie Nachhaltigkeitsstandard unterschiedliche Strategien bei der Beschaffung von grünem Strom infrage.

Grundsätzlich gibt es drei primäre Wege, grünen Strom für das eigene Unternehmen zu beschaffen:

- Klassische Grünstrombeschaffung
- Eigenversorgung
- Green Power Purchase Agreement (Green PPA)

Dieses Kapitel wird die möglichen Bezugsstrategien im Detail beleuchten und sowohl die Vor- als auch die Nachteile der einzelnen Alternativen in den Fokus nehmen. Vorab muss aber noch eine Frage beantwortet werden: Was ist eigentlich grüner Strom?

4.1 Was ist grüner Strom?

Der Begriff „grüner Strom“ erhält im Kontext der Stromvermarktung teils unterschiedliche Bedeutungen, die zunächst erklärt und voneinander abgegrenzt werden müssen. Grundsätzlich beschreibt der Zusatz „grün“ bzw. „öko“ die Tatsache, dass der produzierte Strom aus einer erneuerbaren Energiequelle wie Sonne, Wind, Wasser oder Biomasse stammt. Bei der Vermarktung von grünem bzw. erneuerbarem Strom gibt es auf dem deutschen Markt allerdings Unterschiede, die sich danach bemessen, ob die Anlagen durch das EEG gefördert werden oder nicht und ob es sich um Eigenversorgung handelt. Der durch das EEG geförderte Strom darf bei der Vermarktung nicht als „grüner Strom“ betitelt und verkauft werden, da die „grüne“ Eigenschaft bereits durch die EEG-Umlage von den Verbrauchern getragen wird und daher sonst unter das in Deutschland gültige Doppelvermarktungsverbot fallen würde. Ab dem 01.07.2022 wird die EEG-Umlage nicht mehr durch die Letztabbraucher getragen, sondern durch den Staat aus dem Sondervermögen des "Energie- und Klimafonds" finanziert. Dieser Strom gliedert sich preistechnisch in den Strommix ein und erhält an der Strombörse den einheitlichen Strommixpreis (Graustrompreis).

Bei der Eigenversorgung mit EE-Strom findet kein Austausch mit dem Stromnetz statt. Verbraucht man diesen Strom selbst, besteht die Möglichkeit, sich den Strombezug als „grün“ durch ein Drittunternehmen zertifizieren zu lassen. Dies entspricht der gängigen Praxis bei einigen Unternehmen, um den Bezug des eigenen EE-Stroms nach außen hin zertifiziert kommunizieren zu können. Wird der selbst produzierte Strom allerdings verkauft und eingespeist, besteht wiederum kein Anspruch auf den Vertrieb als „Grünstrom“.

Da Strom ein homogenes Gut darstellt und deshalb grauer Strom physikalisch nicht von grünem Strom unterschieden werden kann, wird die grüne Eigenschaft des Stroms mithilfe von sogenannten Herkunftsachweisen zertifiziert. Die Grundlage für diesen Mechanismus bildet das europäische Herkunftsachweisystem. Um demnach grünen Strom als Produkt anzubieten bzw. zu beziehen, muss zusätzlich zur physischen Stromlieferung eine entsprechende Menge von Herkunftsachweisen hinzugefügt bzw. entwertet werden. Jede ungefördernte EE-Erzeugungsanlage, also jede Anlage, die keine EEG-Förderung erhält, erfüllt die Voraussetzung, pro produzierter MWh Strom einen Herkunftsachweis vom Umweltbundesamt (UBA) zu erhalten. **Abbildung 8** skizziert den grundlegenden Prozess der Bilanzierung für grünen Strom anhand der Metapher des physischen „Stromsees“.

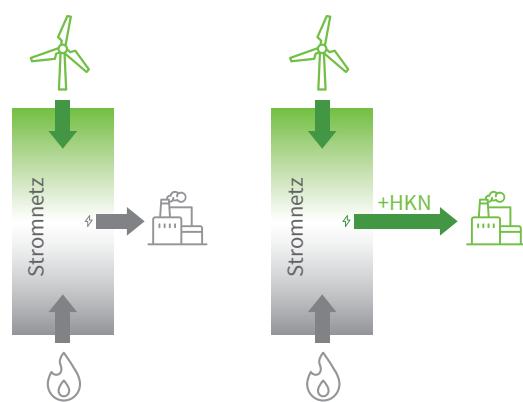


Abbildung 8: Funktionsweise der grünen Bilanzierung durch Herkunftsachweise

Ein Herkunfts-nachweis (HKN) ist ein digitales Zertifikat, das bestätigt, dass eine bestimmte Menge Strom aus erneuerbaren Energien in das Stromnetz eingespeist wurde. Dadurch wird der Ursprung des Stroms transparent und der Nachweis stellt sicher, dass die produzierte Menge nur einmal als grüner Strom vermarktet wird. In Deutschland werden Herkunfts-nachweise derzeit nur für nicht geförderten grünen Strom ausgestellt (Doppelvermarktungsverbot). Wichtig ist hierbei, dass es sich bei der grünen Eigenschaft des Stroms um ein rein bilanzielles Produkt handelt, das lediglich Auskunft über die Herkunft und die Menge des Stroms gibt, jedoch keine Bewertung der ökologischen Qualität der Energieerzeugung beinhaltet. Auf einem Herkunfts-nachweis befinden sich alle relevanten Erzeugungs- und Anlageninformationen wie Anlagenalter, Erzeugungstechnologie, Anlagenstandort, Förderstatus oder Erzeugungszeitpunkt.

Weiterhin dient der Herkunfts-nachweis durch seine Handelbarkeit sowie den individuellen Preisen als eine zusätzliche markt-basierte Wertkomponente für Anlagenbetreiber, die bei einem entsprechend hohen Preisniveau Anreize für den weiteren Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen schaffen kann. Hierbei kann ein Herkunfts-nachweis im Rahmen eines Stromliefervertrags an einen Letztverbraucher durch das Umweltbundesamt entwertet oder frei in Europa gehandelt werden. Dieser findet aktuell hauptsächlich als „Over the Counter“ (OTC)-Handel statt. Bis 2018 war der Handel an der European Energy Exchange (EEX) möglich, wurde jedoch aufgrund des nicht vorhandenen Handelsvolumens eingestellt. Im zweiten Quartal 2022 will die EPEX SPOT ein neues Handelssegment in Form einer mehrdimensionalen Spot-Auktion für Herkunfts-nachweise etablieren, das europaweit einheitlich starke Preissignale setzen soll.

Aufgrund des umfangreichen Fördermechanismus des EEG sowie des Doppelvermarktungsverbots erfüllt in Deutschland nur ein kleiner Teil der EE-Erzeugungsanlagen die Voraussetzungen für die Ausstellung von Herkunfts-nachweisen. Genau aus diesem Grund stammen die in Deutschland entwerteten Herkunfts-nachweise größtenteils aus Norwegen und lange bestehenden deutschen Wasserkraftwerken. Kritiker beanstanden hierbei die mangelnde „Zusätzlichkeit“, da der Bezug solcher Herkunfts-nachweise weder die Energiewende im eigenen Land, die Refinanzierung noch den weiteren Ausbau von neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen vorantreibt. Immer mehr Unternehmen, welche einen aktiveren Beitrag zur Energiewende leisten wollen, legen im Kontext eigener Nachhaltigkeitsstrategien und -ziele größeren Wert auf das Kriterium dieser „Zusätzlichkeit“. Hierdurch rücken einzelne Angaben der verschiedenen verpflichtenden Informationen eines Herkunfts-nachweises, wie in **Abbildung 9** dargestellt, immer mehr in den Fokus der Unternehmen. Anzuführen sind in diesem Zusammenhang insbesondere Angaben wie der Zeitpunkt der Inbetriebnahme sowie der Standort (regional/national/europäisch) der ungeförderten Erneuerbare-Energien-Anlage, aus denen sich die Zusätzlichkeit ergibt. Diese erlauben eine Unterscheidung verschiedener möglicher Qualitätskriterien von Herkunfts-nachweisen, deren Wertigkeit zukünftig durch Angebot und Nachfrage festgelegt wird.

Verpflichtende Angaben eines Herkunfts-nachweises



Abbildung 9: Verpflichtende Angaben eines Herkunfts-nachweises

4.2 Klassischer Grünstrombezug mittels Energieversorger

Im Folgenden Kapitel wird näher auf die klassische Grünstromversorgung eingegangen. Dabei wird aufgezeigt wie diese im Allgemeinen definiert wird, sowie darüber hinaus ein solches Produkt durch den Energieversorger konzipiert werden kann.

4.2.1 Definition

Klassischer Grünstrombezug bezeichnet den Bezug von Grün- bzw. Ökostrom über ein Energieversorgungsunternehmen (EVU). Ein solches Grünstromprodukt besteht aus dem physischen Strombezug und einem Herkunftsachweis pro MWh der bezogenen Strommenge, wie in Kapitel 4.1 beschrieben. Die konkrete Grünstromqualität wird vom Anbieter durch das angebotene Produkt definiert. Der Kunde hat durch die Wahlfreiheit des Versorgers und des Vertrags theoretisch die Möglichkeit, Einfluss auf die Qualitätsmerkmale und Nachhaltigkeitskriterien des bezogenen Stroms zu nehmen. Die derzeitige Praxis zeigt jedoch, dass die Nachfrage oft nur zögerlich auf nachhaltigere Angebote reagiert, da die Kosten für „nachhaltigeren“ Strom höher sind

und die Bereitschaft der Kunden, den Stromvertrag zu wechseln, in einigen Fällen nur langsam wächst. Im Zusammenhang mit der Auswahl des passenden Produkts obliegt es jedoch dem Verbraucher, durch das Anlegen geeigneter Kriterien die Nachhaltigkeit des Produkts zu bestimmen.

Damit ein Stromverbraucher den Mechanismus hinter der Bereitstellung eines „grünen“ Stromprodukts verstehen kann, ist es für einen Stromversorger am einfachsten, diesen folgendermaßen zu konzipieren:

- Das EVU bestellt (kauf) den Strom entweder direkt bei einem Kraftwerk oder mittelbar über einen Handelsplatz. Anschließend liefert das Kraftwerk den Strom ins Netz.
- Das EVU erwirbt Herkunftsachweise über die entsprechende Strommenge.
- Herkunftsachweise und Strom werden zu einem Grünstromprodukt zusammengefasst und dem Kunden als „Ökostrom-“ bzw. „Grünstromprodukt“ verkauft.
- Bei Lieferung an den Letztabnehmer lässt das EVU die HKNs im Herkunftsachweisregister auf Antrag durch das UBA entwerten.

Der Prozess zur Konzipierung eines Grünstromprodukts durch einen Energieversorger ist in **Abbildung 10** illustrativ dargestellt.



Abbildung 10: Entstehung klassischer Grünstromprodukte

Dieses Vorgehen macht deutlich, dass auch der Strom aus konventionellen Kraftwerken zur Versorgung herangezogen wird, gleichzeitig aber über die Herkunftsachweise „eingegrünt“ werden kann. Bei der Konzipierung eines Grünstromprodukts kann das EVU über diese einfache Variante hinausgehen und höhere Anforderungen erfüllen, um das Produkt von jenem anderer EVUs abzugrenzen. Derartige Anforderungen erhöhen zwar die Komplexität des Grünstromprodukts, bieten dafür aber einen aktiven Zusatznutzen im Kontext der Energiewende (**Abbildung 11**). So können beispielsweise nur Herkunftsachweise von Anlagen mit einem bestimmten Alter und/oder einem bestimmten Standort für das entsprechende Produkt verwendet werden. Stromabneh-

mende Unternehmen haben es demnach in der Hand, inwiefern sie durch die entsprechenden Kenndaten eines Herkunftsachweises Einfluss auf die Energiewende nehmen. Mit den wachsenden Ambitionen vieler Betriebe hinsichtlich eigener Nachhaltigkeitsziele zeichnet sich in Deutschland ein starker nachfragegetriebener Trend in Bezug auf Herkunftsachweise mit aktivem Beitrag zur Energiewende ab. Angesichts des zukünftig forcierteren Ausbaus an Erzeugungsleistung aus erneuerbaren Energien sowie mit Blick auf den Markthochlauf von Wasserstoff ist davon auszugehen, dass dieser Trend weiter ansteigen wird.



Abbildung 11: Unterschiedliche Ausgestaltungen klassischer Grünstromprodukte und deren zusätzlicher Beitrag zur Energiewende

4.2.2 Chancen und Risiken

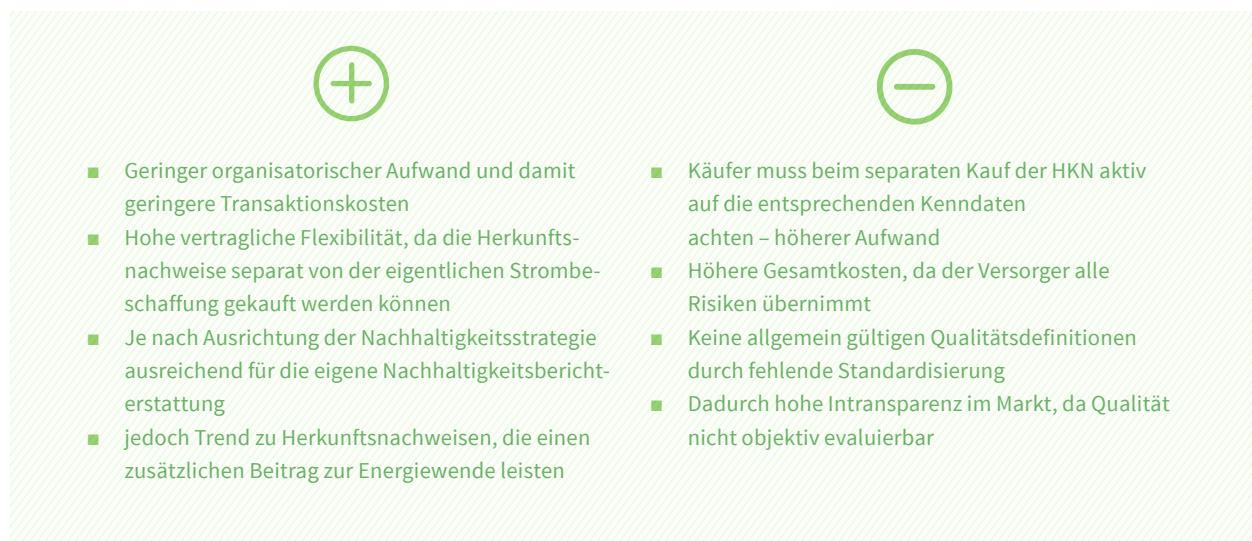


Abbildung 12: Chancen und Risiken der klassischen Grünstrombeschaffung

4.3 Eigenversorgung

Eigenversorgung definiert den Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, solange der Strom nicht durch das öffentliche Stromnetz durchgeleitet wird und die betreffende Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt (**Abbildung 13**).

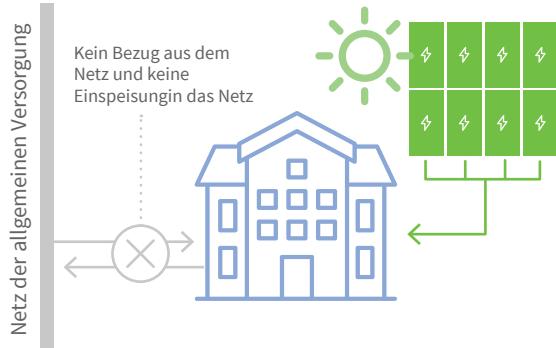


Abbildung 13: Funktionsweise der Eigenversorgung

Vorteile, die sich aus einer Eigenversorgung – also der eigenen Produktion und dem direkten Verbrauch erneuerbaren Stroms auf dem eigenen Betriebsgelände – ergeben, tragen dazu bei, Unternehmen von gewissen Abgaben, Umlagen und Netzentgelten zu entlasten. Das führt einerseits zu einer Reduktion der eigenen CO₂-Emissionen sowie andererseits zu einer Stabilisierung der eigenen Strompreise und einer Absicherung des Strombezugs.

Bei dieser Strombezugsoption gilt es vor allem zu beachten, dass ab dem 1. Juli 2022, aufgrund einer veränderten Situation hinsichtlich der EEG-Umlage, finanzielle Vor- bzw. Nachteile neu zu bewerten sind. Im vorliegenden Kapitel erläutern wir deshalb die Lage bis zum genannten Stichtag und zeigen auf, in welchen Bereichen sich Änderungen ergeben werden.

4.3.1 Unterschied zwischen Eigenerzeugung und Eigenversorgung

Mit der EEG-Novelle 2014 hat der Gesetzgeber eine Unterscheidung zwischen Eigenversorgung und Eigenerzeugung etabliert. Ein Stichtag trennt nun die eigene Versorgung und den eigenen Verbrauch von Strom. Anlagen, die vor dem 1. August 2014 zur Selbstversorgung genutzt wurden, gelten als Eigenerzeugungsanlagen. Anlagen, die erst nach diesem Zeitpunkt installiert wurden und weiterhin werden, heißen Eigenversorgungsanlagen.

Abbildung 14 veranschaulicht diese Änderungen anhand eines Zeitstrahls.

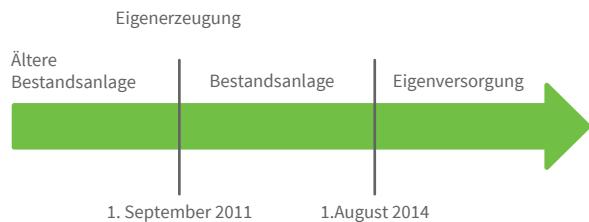


Abbildung 14: Zeitlicher Wandel von Eigenerzeugung und Eigenversorgung

Während Eigenerzeugung von der EEG-Umlage befreit ist, so lange eine Anlage nicht wesentlich modernisiert wurde, sind Eigenversorgungsanlagen von Anfang an in die EEG-Umlagesystematik einbezogen. Zudem muss zwischen Bestandsanlagen und älteren Bestandsanlagen unterschieden werden. Beide fallen zwar unter die Überschrift Eigenerzeugung und müssen daher, solange sie nicht modernisiert sind, keine EEG-Umlage entrichten. Dennoch gibt es unterschiedliche rechtliche Vorgaben. Ältere Bestandsanlagen grenzen sich von Bestandsanlagen dadurch ab, dass sie bereits vor dem 1. September 2011 vom Letztverbraucher betrieben und nach dem 31. Juli 2014 nicht ersetzt, erneuert oder erweitert wurden.

Da die Eigenerzeugung im rechtlichen Sinne für neue Anlagen nicht mehr relevant ist, richtet sich der Fokus im Folgenden ausschließlich auf das Thema Eigenversorgung.

4.3.2 Voraussetzungen für eine Eigenversorgung

Die Voraussetzungen für eine Eigenversorgung und die einzelnen Privilegierungsstatbestände sind im Erneuerbare-Energien-Gesetz geregelt. Die wesentliche Voraussetzung ist, dass der Betreiber der stromerzeugenden Anlagen und der Verbraucher des Stroms personenidentisch sind. Weiterhin müssen die mit einer Eigenversorgung einhergehenden Mitteilungs- und Meldepflichten erfüllt werden.

Eine Eigenversorgung im Sinne des EEG liegt vor, wenn die folgenden Voraussetzungen erfüllt sind:

- Personenidentität zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Letztverbraucher
- unmittelbarer räumlicher Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch
- keine Durchleitung des Stroms durch das Netz der allgemeinen Versorgung
- Zu den weiteren administrativen Voraussetzungen zählen:
 - die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch
 - die korrekte Messung und Abgrenzung der jeweiligen EEG-Umlagebelasteten Strommengen
 - die Erfüllung der mit der Eigenversorgung einhergehenden Melde- und Mitteilungspflichten

Im Folgenden werden die einzelnen Kriterien ausführlich dargestellt.

4.3.2.1 Personenidentität/Eigentümerschaft der Anlage

Nach der Definition des Bundesgerichtshofs (BGH) handelt es sich um Eigenversorgung, wenn der Strom nicht an andere abgegeben, sondern selbst erzeugt und verbraucht wird. Es muss also Personenidentität zwischen Erzeugung und Verbrauch bestehen.

Für die Bestimmung der Betreibereigenschaft – sowohl der stromerzeugenden Anlage als auch der Letztverbrauchsgeräte – kommt es darauf an, wer die tatsächliche Herrschaft über die Anlage ausübt, ihre Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt und das wirtschaftliche Risiko trägt. Dabei muss der Betreiber nicht notwendigerweise auch der Eigentümer der Anlage sein, weswegen zum Beispiel eine Eigenversorgung auch im Wege sogenannter Miet- oder Pachtmodelle² umgesetzt werden kann. Ob die Betreibereigenschaft im Einzelfall vorliegt, ist ggf. je nach Einzelfall über eine wertende Gesamtbetrachtung zu ermitteln, und zwar jeweils sowohl für die stromerzeugende Anlage als auch für die stromverbrauchenden Geräte.

Eine für eine Eigenversorgung erforderliche Personenidentität ist dann zu bejahen, wenn – unter Heranziehung der obigen Kriterien – der Betreiber der stromerzeugenden Anlage und der Letztverbraucher personenidentisch sind. Nicht ausreichend ist es, wenn es sich bei Anlagenbetreiber und Letztverbraucher beispielsweise um Tochterunternehmen derselben Muttergesellschaft handelt.

Exkurs: Nutzung von Anlagen im Konzernverbund:

So ist auch die Nutzung einer Anlage im Konzern nach der Interpretation der Bundesnetzagentur keine Eigenversorgung im Sinne des EEG (strikte Personenidentität). Nur der Konzernteil, zu dem die Anlage gehört, kommt in den Genuss der reduzierten EEG-Umlage. Wird der Strom an andere Konzerteile geleitet, handelt es sich demnach um eine Stromdirektlieferung (siehe Kapitel 4.3.2). Selbst wenn der Strom von Unternehmensteil A an Unternehmensteil B verschenkt wird, musste bisher darauf die EEG-Umlage entrichtet werden. Diese wird in Zukunft nicht mehr anfallen. Die Stromverbräuche der beiden Einheiten und der Konzernmutter müssen messtechnisch voneinander abgetrennt werden.

Unklar ist hingegen, wie es aussieht, wenn eine Anlage mehreren Eigentümern gehört, etwa wenn sich eine PV-Anlage auf einem Haus mit mehreren Hausbesitzern befindet und alle aus dieser Anlage Strom selbst nutzen wollen oder wenn das Gebäudeeigentum und der Gewerbebetrieb des Unternehmens gesellschaftlich getrennt sind. In der Praxis lassen sich solche Fragestellungen mit Pachtmodellen beantworten. Bei der Umsetzung eines Pachtmodells muss klar geregelt sein, dass das überwiegende wirtschaftliche Risiko beim Nutzer des Stroms liegt.

4.3.2.2 Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang

Neben der Personenidentität muss insbesondere das weitere Tatbestandsmerkmal des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch erfüllt sein. Auch ob dieser vorliegt, wird sich stets nur im Einzelfall ermitteln lassen. Erforderlich soll allerdings eine qualifizierte räumlichfunktionale Nähebeziehung sein. Diese soll nicht vorliegen ab einer gewissen räumlichen Distanz oder bei einer Unterbrechung des Zusammenhangs durch Hindernisse wie z. B. Straßen, Schienen, Bauwerke, Flüsse oder Grundstücke.

Sofern eine Anlage außerhalb des eigenen Betriebsgeländes errichtet wird, empfiehlt sich eine Einzelfallbeurteilung der örtlichen Gegebenheiten. Schon ab einer Entfernung von mehreren Dutzend Metern ist es bereits rechtlich als kritisch einzuordnen, ob es sich noch um Eigenversorgung handelt. Die Bundesnetzagentur sieht den unmittelbaren räumlichen Zusammenhang bereits als gefährdet an, wenn das Betriebsgelände beispielsweise durch einen Fluss oder eine Straße, die nicht zum Gelände gehört, unterbrochen ist.

Aller Wahrscheinlichkeit nach gilt eine Anlage, die direkt neben einem Betriebsgelände steht und von welcher der Strom durch ein separates Netz zum Ort des Stromverbrauchs geleitet wird, wohl auch weiterhin als Eigenversorgungsanlage. Wie weit eine Anlage aber vom Betriebsgelände entfernt sein darf, ist jedoch bisher nicht abschließend definiert.

4.3.2.3 Privilegierungstatbestände

Liegen die Voraussetzungen vor, kann grundsätzlich einer der Privilegierungstatbestände für die Eigenversorgung greifen. Die geregelten Ausnahmetatbestände sehen dabei ein differenzierteres System von Begünstigungen für verschiedene Arten des Eigenverbrauchs vor. Nachfolgend sollen jedoch lediglich die Privilegierungstatbestände für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen dargestellt werden.

Die EEG-Umlage entfiel bei Erneuerbare-Energien-Anlagen, wenn

- die Anlage weder unmittelbar noch mittelbar an ein Netz angeschlossen ist
- sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den Strom aus seiner Anlage, den er nicht selbst verbraucht, keine Zahlungen (Einspeisevergütung und Marktpremie) in Anspruch nimmt
- die Anlage den Strom mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt erzeugt und pro Kalenderjahr höchstens 30 Megawattstunden Strom vom Anlagenbetreiber selbst verbraucht werden

² In solchen Modellen investiert eine Person in die Anschaffung und Errichtung einer stromerzeugenden Anlage und überlässt diese dann gegen Zahlung eines regelmäßigen Nutzungsentgelts einer anderen Person zur Nutzung, sodass die Betreibereigenschaft – nicht hingegen das Eigentum an der Anlage – auf den Mieter/Pächter übergeht.

In allen anderen Fällen, also wenn diese zusätzlichen Voraussetzungen nicht gegeben sind, verringerte sich bei einer Eigenversorgung aus einer Erneuerbare-Energien-Anlage die EEG-Umlage für den selbst verbrauchten Strom auf 40 Prozent (§ 61b Absatz 1 EEG).

Da ab dem 1. Juli 2022 die EEG-Umlage entfällt, müssen auch die Strommengen, für welche die volle EEG-Umlage zu entrichten war, nicht mehr durch mess- und eichrechtskonforme Messeinrichtungen erfasst werden. Somit sind diese Strommengen mess- und eichrechtskonform von Strommengen abzugrenzen, für die nur eine anteilige oder keine EEG-Umlage zu zahlen ist.

Diese Änderung reduziert den zusätzlichen Aufwand, komplexe Mess- und Abrechnungskonzepte zu integrieren – insbesondere wenn an einem Standort aufgrund verschiedener Letztverbraucher die EEG-Umlage in unterschiedlicher Höhe anfällt.

4.3.2.4 Melde- und Mitteilungspflichten nach dem EEG

Bei der Eigenversorgung sind vor allem die im Zusammenhang mit der EEG-Umlage geltenden speziellen Melde- und Mitteilungspflichten zu beachten.

Eigenversorger haben gemäß dem zuständigen Netzbetreiber³ unverzüglich nach Aufnahme der Eigenversorgung die sogenannten Basisdaten zu übermitteln. Dies umfasst insbesondere die Angabe, ob und ab wann eine Eigenversorgung vorliegt, die installierte Leistung der selbst betriebenen Stromerzeugungsanlagen, die Angabe, ob und auf welcher Grundlage die EEG-Umlage sich verringert oder entfällt, und sämtliche damit zusammenhängenden Änderungen.

Daneben gelten weiterhin die allgemeinen Melde- und Mitteilungspflichten für den Anlagenbetrieb (z. B. Registrierungs- und Meldepflichten nach der Marktstammdatenregisterverordnung, allgemeine technische Anforderungen und Nachweispflichten etc.).

Welche Melde- und Mitteilungspflichten nach dem EEG in Zukunft erforderlich sind, wird in einer weiterführenden Publikation der Marktoffensive Erneuerbare Energien beleuchtet.

Exkurs: Stromsteuer

Grundsätzlich zu beachten sind im Falle von dezentralen Versorgungskonzepten – sei es eine Eigenversorgung oder ein On-Site PPA – die stromsteuerrechtlichen Vorgaben.

Hintergrund ist, dass für die Entnahme von Strom auch bei einer Eigenversorgung oder Stromlieferung vor Ort grundsätzlich die Stromsteuer anfallen kann. Allerdings müssen die Vorausset-

zungen für eine Stromsteuerbefreiung einer Eigenversorgung mit Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer elektrischen Leistung über 2 MW (bei Entnahme am Ort der Erzeugung) oder einer Eigenversorgung respektive Lieferung aus Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW erfüllt sein.

Dennoch können verschiedene stromsteuerrechtliche Pflichten bestehen, sodass stets im Einzelfall geprüft werden sollte, welche Pflichten hier konkret zu erfüllen sind. Dies betrifft zum einen die Frage, ob der Betreiber der stromerzeugenden Anlagen gegebenenfalls als Versorger im Sinne des Stromsteuerrechts einzurunden ist und einer entsprechenden Versorgererlaubnis oder Tätigkeitsanzeige (als sogenannter „eingeschränkter Versorger“) bedarf. Zum anderen betrifft es den Umstand, dass für die Geldtendmachung der obigen Befreiungstatbestände fristgemäße Erlaubnis- oder Entlastungsanträge beim Hauptzollamt gestellt werden müssen. Nicht zuletzt können auch jährliche Meldepflichten bestehen, wenn etwa zu versteuernde Strommengen beim Hauptzollamt angemeldet werden müssen. Auch steuerbefreite Mengen können zudem jährlich meldepflichtig sein.

Netznutzungsentgelte und Netznebenkosten

Die Netznutzungsentgelte und die sonstigen Netznebenkosten nach dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG-Umlage), die StromNEV-Umlage, die Offshore-Netzumlage und die Umlage der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV-Umlage) fallen weder bei einer Eigenversorgung noch bei einer Stromlieferung im Rahmen eines On-Site PPAs an.

Hintergrund ist, dass diese Abgaben im Zusammenhang mit der Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung erhoben werden und eine solche Nutzung bei einem dezentralen Versorgungskonzept gerade nicht erfolgt.

Ausnahmen von der EEG-Umlage-Zahlungspflicht bis zum 1. Juli 2022

Der Gesetzgeber hat 2014 vier Ausnahmen von der Zahlungspflicht definiert.

1. Insellösung: wenn der Eigenversorger weder mittel- noch unmittelbar an ein Netz angeschlossen ist, er sich also selbst als Insel versorgt. Es darf nach den Auslegungen der Bundesnetzagentur keine einseitige Wiederherstellmöglichkeit vonseiten des Eigenversorgers geben.
2. 100 Prozent Erneuerbare und keine EEG-Vergütung: wenn sich der Eigenversorger selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt. Das heißt, es gibt keinen Fremdstrombezug – der gesamte Stromverbrauch wird über regenerative Eigenerzeugung gedeckt. Überschussstrom darf ins Netz eingespeist werden, allerdings ist hierfür eine Inanspruchnahme der EEG-Vergütung nicht zulässig. Der Bezug von Ökostrom befreit nicht von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage für die selbst erzeugten kWh.

³ Sofern aus der stromerzeugenden Anlage ausschließlich eine Eigenversorgung erfolgt, ist der Anschlussnetzbetreiber zuständig. Erfolgt daneben auch eine Stromlieferung an Dritte, ist der Übertragungsnetzbetreiber zuständig.

3. Kleinanlagen: Anlagen mit höchstens 10 kW installierter Leistung und maximal 10 MWh Stromverbrauch im Jahr sind ebenfalls von EEG-Umlage freigestellt. Dies gilt allerdings nur für 20 Jahre plus das Jahr, in dem die Anlage in Betrieb ging.
4. Der Eigenverbrauch in Kraftwerken bleibt ebenfalls von der Zahlung der EEG-Umlage freigestellt. Dies gilt auch für selbst verbrauchten Strom in Eigenerzeugungsanlagen.

Zahlungspflicht Stromsteuer und Netzentgelte

Für EE-Anlagen und hocheffiziente KWK-Anlagen bis 2 MW entfällt die Pflicht zur Zahlung der Stromsteuer für den selbst erzeugten und verbrauchten Strom auch weiterhin.

Nach der Definition des EEG 2014 führt die Durchleitung durch ein Netz der öffentlichen Versorgung dazu, dass es sich nicht um Eigenerzeugung im Sinne des EEG handelt und daher die EEG-Umlage abgeführt werden muss. Die Nichtnutzung des öffentlichen Netzes ist damit ein Wesensmerkmal neuer Eigenerzeugungsanlagen.

Da das Netz nicht genutzt wird, fallen für den selbst verbrauchten Strom aus Eigenerzeugungsanlagen auch keine Netzentgelte und keine damit verbundenen Umlagen und Abgaben an. Bei Bestandsanlagen gibt es hiervon Ausnahmen, da in der Vergangenheit die Durchleitung durch ein Netz der öffentlichen Versorgung möglich war. Allerdings werden in diesen Fällen die Netzentgelte und die netzseitigen Umlagen erhoben.

4.3.3 Chancen und Risiken

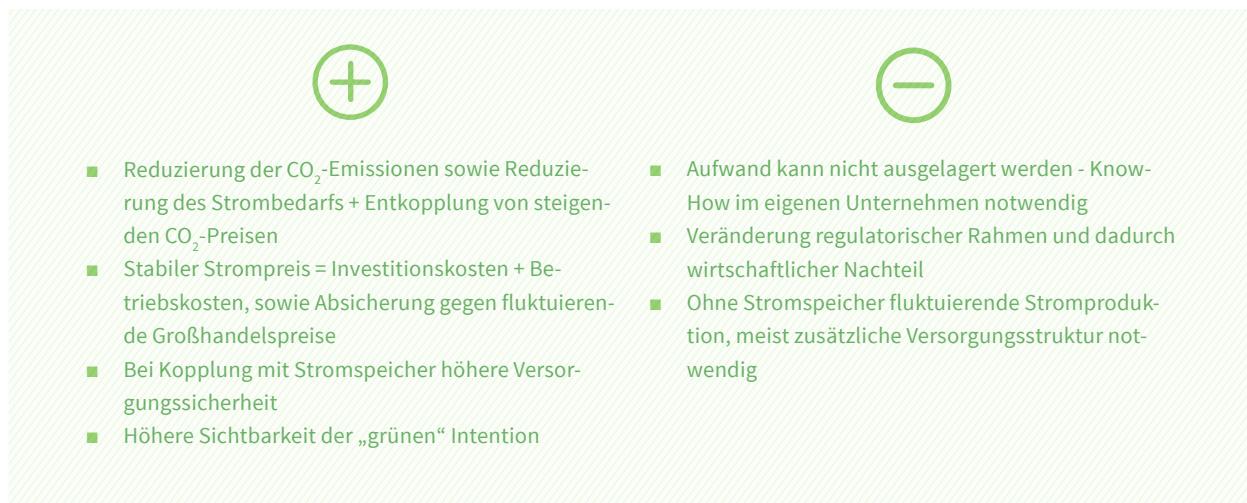


Abbildung 15: Chancen und Risiken der Eigenversorgung

4.4 Green PPA – Green Power Purchase Agreement

Ein wesentliches Instrument zur Beschaffung von grünem Strom sind neben den bereits vorgestellten Eigenverbrauchsmodellen langfristige Stromabnahmeverträge mit Erneuerbare-Energien-Anlagen, sogenannte Green Power Purchase Agreements. Dieses Kapitel soll einen detaillierten Überblick über die Definition, die unterschiedlichen Arten sowie die jeweiligen Stromlieferprofile und -preismechanismen geben.

Der Begriff Power Purchase Agreement (PPA) ist nicht gesetzlich im deutschen Recht verankert.⁴ Er dient in der brancheninternen und vermehrt auch wissenschaftlichen Diskussion vielmehr als Sammelbegriff für eine Vielzahl von im Einzelnen divers ausgestalteten zivilrechtlichen Stromliefer- bzw. Strombezugsverträgen. Im allgemeinen Sprachgebrauch stellt ein Green Power

Purchase Agreement („Stromabnahmevertrag“ – PPA) einen zivilrechtlichen bilateralen Abnahmevertrag zwischen einem Stromkäufer (Verbraucher/Abnehmer) und einem Stromerzeuger (Energieversorger/Projektentwickler/Anlagenbetreiber) von erneuerbaren Energien dar. Dabei bezieht der Abnehmer direkt oder indirekt Strom zu einem vorab vereinbarten Preismechanismus und zu einer im Vorfeld definierten Zeitspanne. Der gekaufte Strom kann dabei aus neu errichteten Anlagen stammen oder aus bereits bestehenden Anlagen. Durch den Abschluss eines Green PPAs zur Finanzierung einer Neuanlage oder zur Sicherung des Weiterbetriebs einer Bestandsanlage wird demnach ein aktiver Beitrag zur Energiewende im Kontext des Kriteriums der Zusätzlichkeit geleistet. In einem Green PPA werden alle Konditionen geregelt, etwa der Umfang der zu liefernden Strommenge, die ausgehandelten Preise, die bilanzielle Abwicklung sowie mögliche Strafklauseln bei Nichteinhaltung des Vertrags. Aufgrund der bilateralen Vertragsgestaltung können Green

⁴ Im Zuge der im November 2018 verabschiedeten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-Richtlinie) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Europäische Union, ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82–84) enthält Art. 2 Nr. 17 eine Legaldefinition für einen „Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom“ (engl.: „renewable power purchase agreement“). Entsprechend geht es bei einem PPA um einen Vertrag, bei dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, unmittelbar von einem Stromproduzenten Strom aus erneuerbaren Energien zu beziehen.

PPAs unterschiedlichste Charakteristika aufweisen und individuell auf die Vertragspartner abgestimmt werden. Als marktbares Geschäftsmodell sorgen Green PPAs für den Ausbau erneuerbarer Energien jenseits des staatlich getriebenen Zubaus. Dabei wird dem Geschäftsmodell oft und zu Recht eine Additonalität bzw. Zusätzlichkeit im mehrfachen Sinn zugeschrieben: sowohl bezüglich zusätzlicher Investitionen in die Energiewende als auch mit Blick auf die bezogene Menge grünen Stroms, für den Herkunfts-nachweise aus Deutschland bezogen werden können. In puncto Energiewende sorgen Green PPAs folglich für zusätzliche Investitionen in die Energiewende und tragen zur Erreichung der Ziele bei. Hinsichtlich der individuellen Vorteile der Vertragskontrahenten profitieren vor allem Verbraucher von den zusätzlichen positiven Eigenschaften eines Green PPAs wie z. B. von der langfristigen Absicherung gegen steigende Strompreise durch einen bleibenden Festpreis für den Strombezug. Darüber hinaus werden die Ausgaben der Strombeschaffung planbar, was zu einer dauerhaften Planungssicherheit führt. Somit können Stromabnehmer aktiv einen Beitrag zur Energiewende leisten und profitieren obendrein von den positiven Eigenschaften eines Green PPAs. Stromerzeuger haben hingegen die Möglichkeit, den erzeugten Strom zu Marktpreisen abzugeben und dadurch höhere Preise als über die EEG-Vergütung zu erzielen. Zudem sind sie nicht an die Vorgaben der Ausschreibungen wie beispielsweise Kapazitätsgrenzen oder Auktionstermine gebunden. Für einen besseren Lesefluss sowie aus Gründen der Übersichtlichkeit wird nachfolgend keine Unterscheidung zwischen „Green PPA“ und „PPA“ vorgenommen. Diese Begriffe sind folglich als Synonyme anzusehen.

4.4.1 Grundsätzliche Vertragsinhalte von Green PPAs

Da ein PPA ein individuell ausgehandelter Vertrag zwischen zwei oder mehreren Vertragsparteien ist, sollte man sich als potenzieller PPA-Vertragspartner mit den rechtlichen Details eines solchen Vertrags vertraut machen.

Bei der Unterzeichnung eines PPAs müssen die Vertragsparteien verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten berücksichtigen, die einem PPA-Vertrag zugrunde liegen. Diese werden in drei Kategorien aufgeteilt: die rechtlichen Grundtypen, die primären Vertragsklauseln und die sekundären Vertragsklauseln

(Abbildung 16). Detailliertere Informationen und die potenziellen Auswirkungen von PPA-Vertragsklauseln finden sich in unserem PPA-Vertragsleitfaden ([Link](#)) auf unserer Website.

4.4.1.1 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 die Vertragsparteien. Generell unterscheidet man zwischen physischen und finanziellen PPAs.

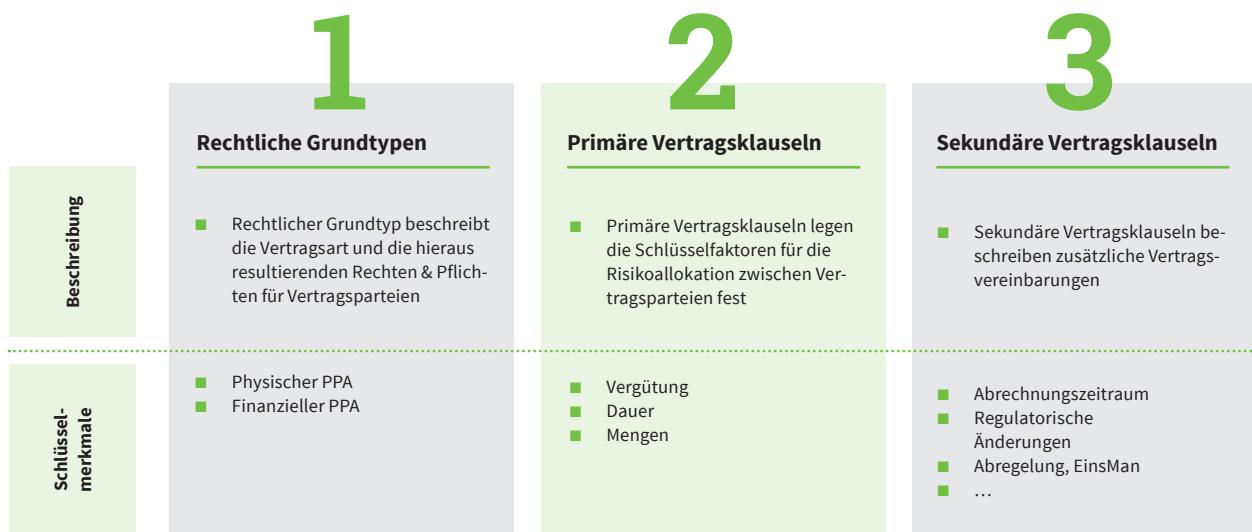


Abbildung 16: Rechtliche Hauptmerkmale eines Green PPAs

4.4.1.2 Primäre Vertragsklauseln

Zu den wesentlichen Faktoren für die wirtschaftliche Bewertung von PPAs zählen die Dauer, Vergütungsstruktur und Strommengen, welche in den primären Vertragsklauseln festgelegt sind. Die Verteilung der Risiken zwischen den Vertragspartnern eines PPAs hängt letztlich davon ab, wie die Vertragsbedingungen und dementsprechend Liefermenge, Preis und Laufzeit eines PPAs festgelegt werden.

Abbildung 17 zeigt die Verteilung des Marktrisikos zwischen Produzent und Abnehmer je nach Ausgestaltung der Vertragsklauseln. Dabei gibt das Windradpiktogramm in **Abbildung 17** den Grad der Risikoverteilung zwischen Erzeuger und Abnehmer in Bezug auf Ausgestaltung der Vergütung, Vertragsdauer und Strommenge an. Die potenziellen Ausgestaltungsmöglichkeiten dieser Vertragsparameter werden in den folgenden Kapiteln beleuchtet.

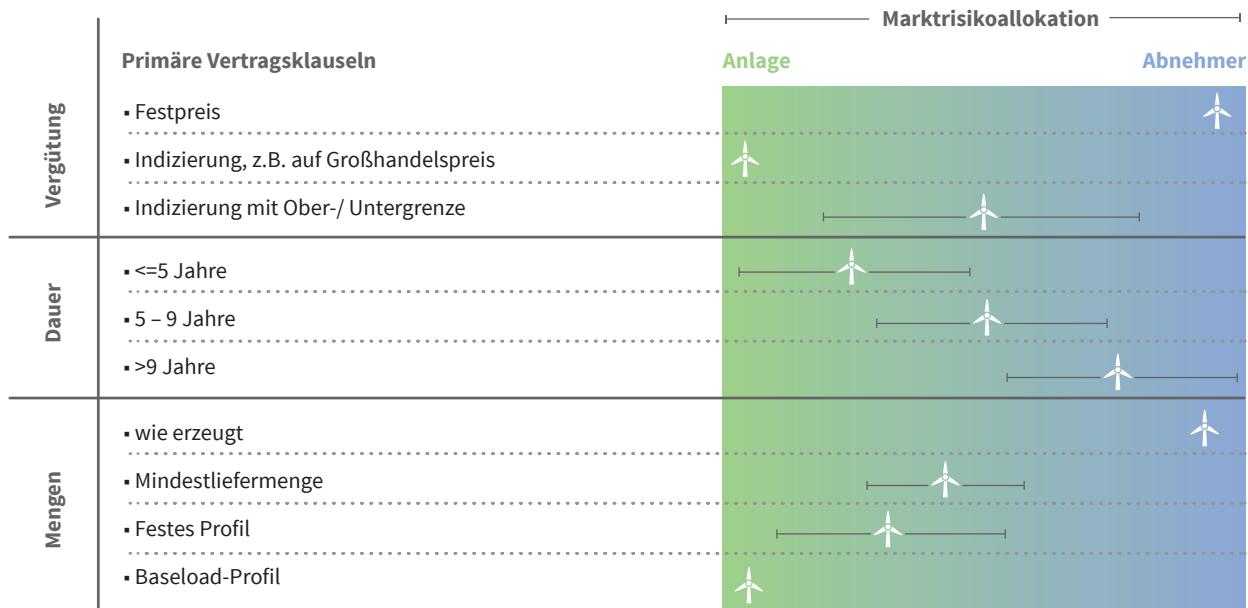


Abbildung 17: Risikoallokation primärer Vertragsklauseln

 PPA Anlage

4.4.1.3 Sekundäre Vertragsklauseln

Die sekundären Vertragsklauseln des PPAs enthalten zusätzliche Vertragsvereinbarungen, welche über die primären Vertragsklauseln wie Vergütung, Dauer und Strommenge hinausgehen. Beispielsweise werden hier vertragliche Verpflichtungen im Falle regulatorischer Änderungen oder bei Abriegelungen durch den Netzbetreiber definiert. Hier wird explizit formuliert, welche Vertragspartei welches Risiko trägt. Das folgende Kapitel geht auf diese Aspekte und die potenziellen Risikofaktoren ein.

4.4.2 Risikoübersicht Green PPA

In der Regel werden PPAs geschlossen, um die Risiken beider Vertragspartner zu reduzieren. Es ist zudem fundamental, bei der Ausgestaltung eines PPAs die möglichen Risiken im Blick zu haben und im Vertrag entsprechend zu berücksichtigen. Aufbauend auf den primären und sekundären Vertragsklauseln, enthält die folgende Tabelle 1 eine übersichtliche Zusammenfassung der grundlegendsten zu beachtenden Risiken eines PPAs. Weiterführende Erklärungen rund um PPA-Risiken finden Sie in unserem PPA-Finanzierungsleitfaden sowie in unserem PPA-Vertragsleitfaden auf unserer Website.

Risikoart	Kurzbeschreibung
Projekt-realisierungsrisko	Das Risiko, dass die Stromerzeugungsanlage nicht rechtzeitig errichtet und in Betrieb genommen, nicht fertiggestellt oder nicht genehmigt wird.
Einspeise-managementrisiko	Die Gefahr, dass der Netzbetreiber aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen die Reduzierung der Anlagenleistung veranlasst, um die Netzfrequenz stabil zu halten.
Betriebsrisiko	Das Risiko, dass die Anlage das erwartete Mindestmaß an Leistung nicht erbringt. Grundsätzlich kann eine Anlage ineffizient betrieben werden, sodass nicht das volle Potenzial ausgeschöpft wird. Bei Solaranlagen ist dies der Fall, wenn die Performance Ratio nicht erfüllt, und bei Windanlagen, wenn die zugesicherte Leistungskurve nicht erreicht wird.
Volumen-/ Mengenrisiko	Die Stromerzeugungsanlage produziert nicht die aus den langfristig modellierten meteorologischen Daten (d. h. 20–30 Jahre) erwartete Menge (Windgeschwindigkeit/Sonneneinstrahlung etc.). Die Stromproduktion unterscheidet sich demzufolge über einen längeren Zeitraum (Saison oder Jahr) von der im PPA vereinbarten Menge.
Profil-/ Strukturrisiko	Unterschied von Produktion zu Abnahmeprofil auf einer kürzeren Zeitskala (z. B. stündlich), wobei die Gesamtproduktionsmenge wie erwartet erzeugt wird.
Basisrisiko	Der im PPA-Vertrag vereinbarte Preis unterscheidet sich von jenem, den der Stromabnehmer für einen klassischen Strombezug an das lokale Energieversorgungsunternehmen zahlen würde.
Kannibalisationsrisiko	Der Spot-Preis für Strom weist eine negative Korrelation mit dem Angebot von erneuerbarem Strom auf, wodurch erwartet wird, dass dies zunimmt, wenn mehr erneuerbarer Strom in den Markt eintritt. Zum Beispiel drückt Windstrom, wenn viel Wind weht, aufgrund seiner niedrigen Grenzkosten den Strompreis nach unten. Das Gleiche gilt für den Solarstrom.
Preisrisiko	Verluste können durch ungünstige Bewegungen des Marktpreises für Strom entstehen. Das ist beispielsweise dann der Fall, wenn ein Stromkäufer einen Preis auf der Grundlage einer Prognose festlegt, der Marktpreis dann jedoch für einen längeren Zeitraum unter dieses Niveau fällt.
Kontrahentenrisiko	Dem Kontrahenten könnte Insolvenz drohen und er somit nicht in der Lage sein, seine Verpflichtungen aus dem Vertrag zu erfüllen.
Rechtsrisiko	Vertragsmodalitäten wie Kreditunterstützung, Kündigung und aufschiebende Bedingungen neben anderen wichtigen Klauseln, die verhandelt werden müssen.
Gesetzgebungsrisiko	Gesetzesänderungen können das Nutzen-Risiko-Verhältnis zwischen den Parteien beeinflussen, z. B. Steueränderungen.
Höhere Gewalt	Ereignisse, die außerhalb des Einflusses einer der beteiligten Parteien liegen und die Fertigstellung eines Projekts verzögern bzw. unvorhergesehen den Betrieb der Anlage beeinflussen können, z. B. Überschwemmung, Feuer oder Sturmschäden.

Tabelle 1: PPA Risiken – Übersicht

4.4.3 PPA-Vertragsstrukturen und -typen

Es gibt bei Green PPAs eine Vielzahl von Vertragsstrukturen, wie **Abbildung 18** zeigt. Die folgenden Kapitel enthalten detaillierte Beschreibungen der einzelnen Formen. Grundsätzlich lassen sich die PPAs jedoch in zwei Varianten unterteilen: Utility & Corporate PPA.

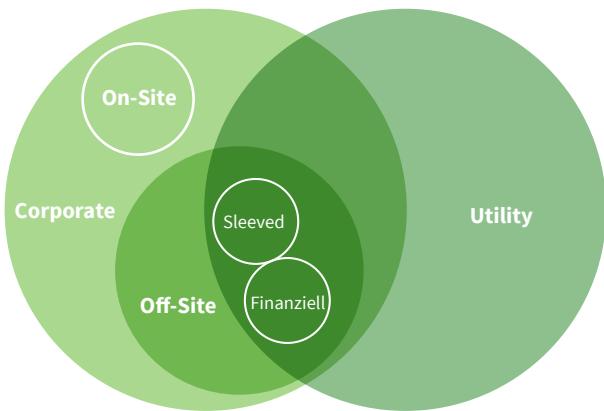


Abbildung 18: Übersicht PPA-Unterarten
(in Anlehnung an Next Kraftwerke)

1. Utility PPA

Bei Utility PPAs bezieht ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) bzw. ein Direktvermarkter grünen Strom von einem Stromproduzenten und vermarktet ihn an der Strombörse weiter. Bei dieser PPA-Form wird der Strom innerhalb des PPAs nicht an einen Letztverbraucher weitergegeben. Sobald jedoch das EVU den Strom innerhalb dieses Vertragswerks an einen definierten Verbraucher liefert, wird der Vertrag zu einem „Corporate PPA“.

2. Corporate PPA

Wird der Stromliefervertrag direkt mit einem (Groß-)Abnehmer geschlossen, spricht man von einem Corporate Power Purchase Agreement.

Auf dem Markt gibt es derzeit keine einheitlichen Definitionen für die verschiedenen Ausgestaltungsformen von Green PPAs, wodurch oftmals gleiche Varianten mit unterschiedlichen Begriffen bezeichnet werden. Die Marktoffensive Erneuerbare Energien verfolgt den Anspruch, einen Standard für PPAs in Deutschland zu setzen, der zu einheitlichen Begriffsbestimmungen führen soll. In dieser Publikation wird das Utility PPA, welches im aktuellen Sprachgebrauch meist unter der Bezeichnung „Rundumsorglos-Paket“ für den Abnehmer bekannt ist, durch das Sleeved Corporate PPA ersetzt. Dies vor dem Hintergrund, dass in der Vertragsgestaltung das EVU einen direkten Abnehmer mit Strom beliefert und der Vertrag somit ein Corporate PPA darstellt, bei dem das EVU verschiedene energiewirtschaftliche Dienstleistungen für einen direkten Abnehmer übernimmt. Wird hingegen kein direkter Abnehmer mit Strom beliefert, spricht man von einem Utility PPA.

Da sich dieser Leitfaden mit potenziellen Beschaffungsmöglichkeiten von grünem Strom für Unternehmen befasst, liegt der weitere Fokus ausschließlich auf Corporate PPAs.

Corporate PPAs lassen sich in unterschiedliche Unterarten klassifizieren und unterscheiden sich dadurch teilweise erheblich voneinander. Die einzelnen Charakteristika, die ein PPA vorweisen kann, fließen in die Vertragsgestaltung mit ein und geben in der Regel vor, welche PPA-Art für das jeweilige Unternehmen sinnvoll ist. Für ein Unternehmen kann es bereits vor der PPA-Vertragsgestaltung hilfreich sein, die eigene Unternehmenssituation sowie die persönlichen Ziele und Motivationen zu kennen und klar zu definieren.

Bei der Wahl des richtigen PPAs muss zunächst geklärt werden, ob es bei dem Vertrag um die konkrete Lieferung von Strom gehen soll (physisches PPA) oder um einen rein bilanziellen und finanziellen Ausgleich (finanzielles PPA). Ein physisches PPA bietet einen wesentlich höheren Vertragsausgestaltungsspielraum, da im nächsten Schritt die Frage im Vordergrund steht, ob die entsprechende PPA-Anlage auf oder nahe dem Betriebsgelände verortet sein soll. Deren Beantwortung entscheidet darüber, ob der Strombezug unabhängig vom öffentlichen Stromnetz ist (On-Site) oder ob die Anlage einen beliebigen Standort haben kann und für die physische Stromübertragung das öffentliche Netz verwendet wird (Off-Site). Handelt es sich bei dem Vertrag um ein physisches PPA, muss im Anschluss die gewünschte Stromliefermenge über ein entsprechendes Modell festgelegt werden. Die Unterschiede der Modelle ergeben sich aus der Vereinbarung einer festen oder einer variablen Stromliefermenge, während in nächster Instanz beispielsweise zwischen sogenannten Baseload- oder Pay-as-Produced-Profilen unterschieden wird. **Abbildung 19** zeigt die verschiedenen Vertragsausgestaltungsmöglichkeiten eines Corporate PPA in Abgrenzung zueinander. Für ein tieferes Verständnis der einzelnen Vertragstypen werden diese in den folgenden Kapiteln detaillierter erläutert.



Abbildung 19: Grundsätzliche Corporate-PPA-Formen

4.4.3.1 Physisches PPA

Bei einem physischen PPA handelt es sich, anders als bei einem finanziellen PPA, um die konkrete Lieferung von Strom als Ware an einen Stromabnehmer. Dabei ist es unerheblich, ob der Strom aufgrund räumlicher Nähe ohne Einspeisung in das öffentliche Netz geliefert wird (On-Site PPA) oder ob er über das öffentliche Netz zum PPA-Abnehmer gelangt (Off-Site PPA).

4.4.3.1.1 On-Site PPA

Bei einem On-Site PPA, oder auch oft „Direct PPA“ genannt, befindet sich die EE-Erzeugungsanlage auf oder nahe dem Betriebsgelände des Verbrauchers und ist in der Regel auf dessen Anforderungen und Bedürfnisse ausgerichtet. Bei der Errichtung einer EE-Stromerzeugungsanlage auf dem Betriebsgelände muss jedoch zwischen einem On-Site PPA und einer klassischen Eigenversorgung/-erzeugung differenziert werden.

Ist der Abnehmer Besitzer der Anlage und betreibt diese auch selbst, spricht man von einer Eigenversorgung und nicht mehr von einem On-Site PPA. Wird die Anlage jedoch von einem Dienstleister auf dem Gelände des Verbrauchers betrieben, so wird mit dem Dienstleister eine On-Site PPA abgeschlossen. Dabei ist der Dienstleister im Allgemeinen für den Bau, den Betrieb und andere Dienstleistungen zuständig und verkauft den erzeugten grünen Strom über einen bestimmten Zeitraum zu einem im PPA festgelegten Preis an das kaufende Unternehmen (**Abbildung 20**). Die Anlage kann, muss aber nicht von derselben Partei errichtet werden und die Errichtung kann genauso durch das beziehende Unternehmen selbst erfolgen.

Da die Erzeugungseinheiten bei einem On-Site PPA hinter dem Zählpunkt (Verbindungspunkt zum öffentlichen Stromnetz) des Verbrauchers liegen, werden Netzentgelte und netzbezogene Strompreisbestandteile (KWKG-Umlage, die StromNEV-Umlage, die Offshore-Netzumlage und die Umlage der Verordnung zu abschaltbaren Lasten [AblaV-Umlage]) vermieden. Existiert ein zusätzlicher Netzzugang, kann der Anlagenbetreiber den überschüssigen Strom theoretisch an einen Energiedienstleister weiterverkaufen. Reicht der „On-Site“ produzierte Strom zur Deckung des Verbrauchs nicht aus, kann ebenso ein Energieversorger hinzugezogen werden, um den Reststrombedarf zu decken. Da bei einem On-Site PPA der Strom nicht durch das öffentliche Stromnetz geleitet wird, können keine Herkunftsachweise ausgestellt werden. In diesem Zusammenhang stellt der Bezug von Strom aus einer EE-Anlage auf dem Betriebsgeländer oder mit Direkteleitung eine Energieeffizienzmaßnahme dar, welche den Gesamtstromverbrauch des Unternehmens reduziert. Möchte das Unternehmen den erzeugten Strom als Grünstrom ausweisen lassen, so kann es diesen durch ein Drittunternehmen zertifizieren lassen. Ein Vorteil dieser Green-PPA-Variante ist die hohe Sichtbarkeit der Intention des Abnehmers, welche Glaubwürdigkeit bei Mitarbeitern und anderen Interessengruppen schafft. Zusätzlich profitiert der Abnehmer von einer höheren Versorgungssicherheit, vor allem wenn parallel Stromspeicherkapazitäten mit integriert werden, da keine Netzüberlastung durch andere Marktteilnehmer droht.

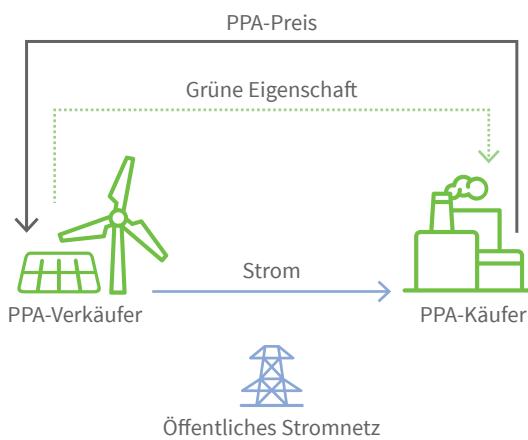


Abbildung 20: Vereinfachte Darstellung eines On-Site PPAs

4.4.3.1.2 Off-Site PPA

Bei Off-Site PPAs schließen Betreiber einer Erzeugungsanlage für erneuerbaren Strom und Abnehmer einen Liefervertrag über die rein bilanzielle oder die physische und bilanzielle Lieferung von grünem Strom. Die Bezeichnung Off-Site macht deutlich, dass sich die Anlage nicht auf dem Betriebsgelände des Abnehmers befindet. Das heißt, der Strom wird über das öffentliche Stromnetz geliefert und folglich sind Abgaben wie Netzentgelte zu entrichten.

Eine physischbilanzielle Lieferung beschreibt, dass zwar Strom an den Abnehmer geliefert wird, der aber durch die Einspeisung über das öffentliche Stromnetz physikalisch nicht derselbe Strom ist, welcher aus der unter Vertrag genommenen Stromerzeugungsanlage stammt (**Abbildung 21**). Der tatsächlich gelieferte Strom stammt rein physikalisch aus dem sogenannten „Stromsee“, denn er wurde mit weiterem Strom aus anderen Anlagen und Erzeugungstechnologien (beispielsweise Kohlestrom) vermischt. Mittels des Off-Site PPAs kann die grüne Eigenschaft des Stroms aus der unter Vertrag genommenen EE-Erzeugungsanlage jedoch bilanziell über die anlagenspezifischen Herkunfts-nachweise abgegrenzt und wieder auf Grün gestellt werden. Der bilanzielle Ausgleich hat natürlich nicht dieselbe grüne Wertigkeit wie ein On-Site PPA, jedoch wird durch die Investition des Abnehmers an anderer Stelle der Ausbau grüner Energie vorangetrieben und die Herkunft der grünen Eigenschaft ist konkret nachzuholen. Von zentraler Bedeutung ist auch hier der Sachverhalt, dass zusätzliche Investitionen in die Energiewende getätigt werden und der jeweilige Abnehmer Strom aus der Region oder aus Deutschland nutzen kann. Das Engagement für den weiteren Ausbau erneuerbarer Energien gewinnt durch ein Green PPA und die Bindung an konkrete Anlagen an Glaubwürdigkeit. Zudem kann in der eigenen Nachhaltigkeitsstrategie und Unternehmenskommunikation dauerhaft auf genau diesen Wind- oder Solarpark verwiesen werden.

Da jedoch erneuerbare Energien volatil sind und die Erzeugungsleistung der Anlage meist nicht dem tatsächlichen Bedarf der abnehmenden Unternehmen entsprechen, können auch Minder- oder Überschussmengen in einem PPA-Vertrag berücksichtigt werden. Dies erfolgt entweder über separate Verträge mittels eines beauftragten Dienstleisters oder diese Dienstleistungen werden im selben PPA mit integriert. Für diesen Fall wird der Begriff „Sleeved PPA“ verwendet. Da bei einem Sleeved PPA das EVU Strukturierungstätigkeiten hinsichtlich der fluktuierenden Stromerzeugung der EE-Anlage übernimmt, werden zunächst die verschiedenen Stromlieferprofile, welche in einem PPA Anwendung finden, erläutert.

4.4.3.1.3 Stromlieferprofile (physisches PPA)

Physische PPAs lassen sich je nach Risikobereitschaft der Vertragsparteien, also der Erzeuger und Abnehmer, in unterschiedliche Lieferprofile unterteilen. Dabei werden bereits zum Vertragsabschluss fixe oder variable Liefermengen und Lieferzeitpunkte definiert. Die Profile erstrecken sich von reinen Baseload-Profilen bis hin zu sogenannten Pay-as-Produced-Modellen, bei denen die abgenommene Strommenge variabel zur Erzeugung folgt. Je nach Art der Lieferung entstehen für den Abnehmer Risiken, welche die jeweilige Vertragspartei übernehmen und absichern muss. Tabelle 2 charakterisiert die entsprechenden Risiken der unterschiedlichen Lieferstrukturen aus Abnehmersicht. Dabei zeigt das „x“ auf, dass dieses Risiko für den PPA-Abnehmer nicht vorhanden ist und vom PPA-Verkäufer getragen werden muss.

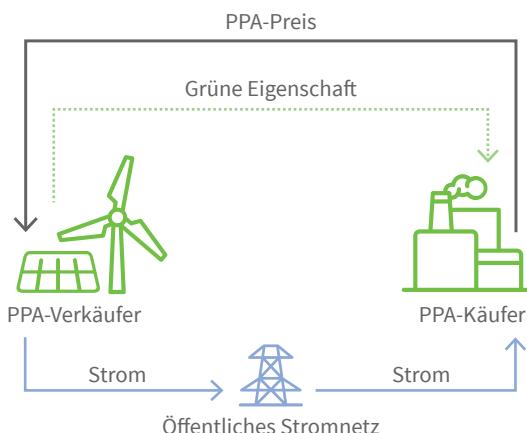


Abbildung 21: Vereinfachte Darstellung eines Off-Site PPAs

PPA-Art	Lieferprofil und -verpflichtung		Volumenrisiko (Mengenrisiko)	Profilrisiko (Strukturrisiko)
Feste Liefermenge	Jährlicher Baseload	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorher vereinbarte, stündliche Liefermenge ■ Lieferung verpflichtend für jede Stunde ■ Vorab vereinbarter Preis bzw. verschiedene Preismechanismen möglich 	X	X
	Monatlicher Baseload	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorher vereinbarte, stündliche oder tägliche Liefermenge, jedoch mit Berücksichtigung der saisonalen Schwankungen ■ Liefervolumen verpflichtend für den jeweiligen Zeitraum ■ Vorab vereinbarter Preis bzw. Preismechanismus 	X	✓
	Pre-defined Profile	<ul style="list-style-type: none"> ■ Im Vorfeld vereinbarte, vordefinierte Liefermenge ■ Liefervolumen verpflichtend für die jeweils ausgewählte Struktur ■ Vorab vereinbarter Preis bzw. Preismechanismus 	X	=
Variable Menge	Pay-as-Produced/ Pay-as-Forecasted	<ul style="list-style-type: none"> ■ Vorab vereinbarter, fester Prozentsatz der Produktion, oder komplette Produktion zu einem vorab definierten Preis bzw. Preismechanismus ■ Keine Mengen- oder Lieferprofilverpflichtung 	✓	✓

Tabelle 2: PPA-Stromlieferprofile und deren jeweilige Risiken aus Abnehmersicht

Abbildung 22 veranschaulicht die jeweilige Risikoallokation des Mengen- und Strukturrisikos der verschiedenen PPA-Lieferprofile zwischen dem Produzenten und dem Abnehmer. Dabei wird das reale Einspeiseprofil der EE-Erzeugungsanlage als schwarze Linie und die jeweils vertraglich fixierte Liefermenge als grüner Balken dargestellt.



Abbildung 22: Vergleich des realen Einspeiseprofils (blaue Linien) mit der jeweils vertraglich festgelegten Lieferung (blaue Balken) von typischen PPA-Lieferstrukturen (Wind und Solar) und die dazugehörige Risikoverteilung zwischen Produzent und Käufer (Quelle: Pexapark)

Risiken von PPAs mit Lieferverpflichtungen werden für den Erzeuger tendenziell eher durch attraktivere Vergütungen ausgeglichen. Je strenger die Lieferverpflichtung, desto besser der Preis für den Erzeuger. Gleichzeitig steigt aber auch das Risiko, die Lieferverpflichtungen nicht erfüllen zu können und damit einem höheren Handelsrisiko ausgesetzt zu sein. Das Handelsrisiko, welches sich aus den Mengen- und Profilrisiken der jeweili-

gen Erzeugungsanlagen ergibt, ist in der Regel der ausschlaggebende Faktor für die Erzeuger bei der Entwicklung einer optimalen Struktur für ein PPA. **Abbildung 23** setzt den durchschnittlichen PPA-Preis in Relation zu dem jeweiligen Risiko des Stromlieferprofils aus Abnehmersicht. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Preis pro MWh mit erhöhtem Aufwand des Erzeugers bezüglich Mengen- und Lieferprofilverpflichtung steigt.

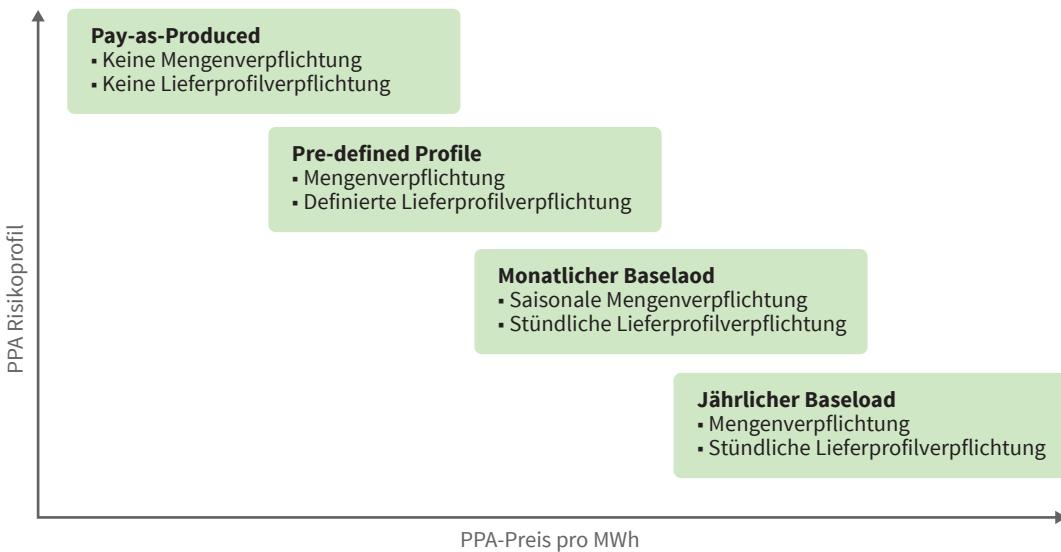


Abbildung 23: Risiko-Preis-Verhältnis verschiedener Stromlieferprofile aus Abnehmersicht

4.4.3.1.4 Sleeved PPA

Eine Unterform von Off-Site PPAs sind sogenannte „Sleeved PPAs“. Hierbei tritt ein EVU oder Energiehändler als Bindeglied zwischen den beiden Vertragsparteien (Verbraucher und Erzeuger) auf (Abbildung 24). Insbesondere für Unternehmen, die keine Strukturierung des Lieferprofils und ähnliche energiewirtschaftliche Dienstleistungen selbst durchführen können, ist dies die am besten geeignete Ausgestaltung.

Der Intermediär kauft den Strom direkt vom Stromerzeuger meist in Form eines Pay-as-Produced PPAs ein und veräußert den bezogenen Strom parallel an den Abnehmer weiter. Innerhalb eines Sleeved PPAs können Intermediäre verschiedene Dienstleistungen mit anbieten, die Stromabnehmer meist nicht selbst übernehmen können oder wollen. Hierzu zählen beispielsweise der Bezug von zusätzlich benötigten Strommengen bis hin zu einer Vollversorgung, die Verantwortung für die Bilanzkreisführung, die Übernahme von Risiken oder das Entwerten von Grünstromzertifikaten. Dies bedeutet, dass der Intermediär den eingekauften Strom entweder direkt an den Abnehmer weiterveräußert oder diesen Strom mit anderen Stromprodukten „vermischt“, um dem Abnehmer ein „höherwertiges“ Produkt wie beispielsweise eine Vollversorgung zu offerieren. Der Sleeved PPA bietet den Vorteil, dass Energieversorger durch ihr aggriiertes Erneuerbare-Energien-Portfolio eine Vielzahl von unterschiedlichen Produkten anbieten können. Dadurch sind diese in der Lage, auf spezielle Kundenanforderungen einzugehen, beispielsweise auf die Strukturierung eines volatilen Erzeugungsprofils eines Windparks in Form eines Baseload-Lieferprofils, bei dem für jede Stunde des Jahres eine gleichbleibende fixe Strommenge geliefert wird. Je nach Ausgestaltung des PPAs und der

damit verbundenen Tätigkeit des Energieversorgers stellt das Sleeved PPA ein sehr einfaches Produkt für den Stromabnehmer dar, das bei entsprechender Ausgestaltung kaum von einer klassischen Stromversorgung zu unterscheiden ist. Im Vordergrund stehen hier die Möglichkeit einer Zuordnung hinsichtlich der im Vertrag aufgeführten spezifischen Stromerzeugungsanlagen und die damit verbundene höhere Sichtbarkeit der tatsächlichen grünen Wertigkeit des Bezugs.

Wird ein Energiedienstleister für die Veräußerung oder den zusätzlichen Bezug von Residualstrommengen hinzugezogen, fallen Kosten an, die je nach Vertrag von der Erzeugerseite oder von der Abnehmerseite ausgeglichen werden müssen. Diese Gebühren werden in der Fachsprache auch als „Sleeving Fee“ bezeichnet. Die Kosten für diesen Service liegen aktuell nicht höher als die Preise für den umfänglichen Strombezug mittels eines klassischen Stromliefervertrags.

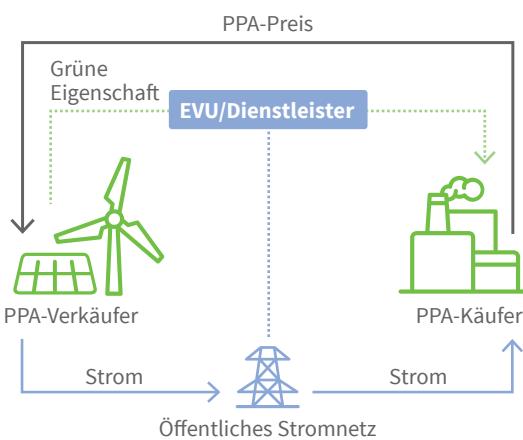


Abbildung 24: Vereinfachte Darstellung eines Sleeved PPAs

Verkäufermarkt/Anbietermarkt:

Liegt ein Verkäufermarkt vor, so befindet sich der Verkäufer in einer besseren Position als der Käufer. Hierbei übersteigt die Nachfrage das Angebot – ein sogenannter Nachfrageüberhang. Dadurch profitieren die Anbieter von einem größeren Handlungsspielraum bei der Vertragsgestaltung, da sie bestimmte Anforderungen stellen oder Preise anheben und sich dennoch sicher sein können, dass das jeweilige Produkt einen guten Absatz findet. Neben der Knappheit eines nachgefragten Gutes fördert darüber hinaus auch dessen Dringlichkeit einen Verkäufermarkt. Dieser Sachverhalt liegt aktuell im PPA-Markt vor. Hierbei herrscht ein geringes Angebot an verfügbaren PPAs mit einem gleichzeitig dringenden Bedarf der abnehmenden Unternehmen, ihre Wertschöpfungsketten durch den Bezug von grünem Strom nachhaltiger auszurichten. Aufgrund des gegenwärtig vorherrschenden Anbietermarkts im PPA-Segment werden hauptsächlich Pay-as-Forecasted und Pay-as-Produced PPAs abgeschlossen. Weiterhin entstehen durch die fehlende Standardisierung noch hohe Transaktionskosten bei der PPA-Vertragsgestaltung, welche die wirtschaftliche Darstellbarkeit erst bei einem Stromverbrauch von mehr als 50 GWh bzw. 100 GWh gewährleistet. Somit ist es für kleinere Unternehmen im aktuellen Markt schwieriger, ein Off-Site PPA abzuschließen.

Die Wahl des PPA-Lieferprofils hängt grundsätzlich von der unternehmenseigenen energiewirtschaftlichen Expertise ab. Je besser sich ein Unternehmen in dem Segment Energiebeschaffung auskennt, desto mehr Risiken kann es bei der Strukturierung des Erzeugungsprofils und dem Ausgleich von Minder- und Übermengen selbst übernehmen. Das wiederum wirkt sich auch auf den PPA-Preis aus. Wie in **Abbildung 25** zu erkennen ist, sind die Modelle des jährlichen und monatlichen Baseloads insbesondere für Unternehmen geeignet, die keine eigene energiewirtschaftliche Abteilung besitzen und dadurch strukturell nicht

in der Lage sind, eigenständig einen Ausgleich des volatilen Erzeugungsprofils der Erneuerbare-Energien-Anlage mit einem komplementären Profil der Reststrombeschaffung durchzuführen. Über solche Abteilungen bzw. Tochterfirmen für die Strombeschaffung verfügen in der Regel Unternehmen mit einem hohen Strombedarf. Großunternehmen, bei denen die Stromkosten einen hohen Anteil an der eigenen Wertschöpfung ausmachen, haben die Pflicht sowie ausreichende Kapazitäten, diese Fachbereiche aufzubauen bzw. zu unterhalten.

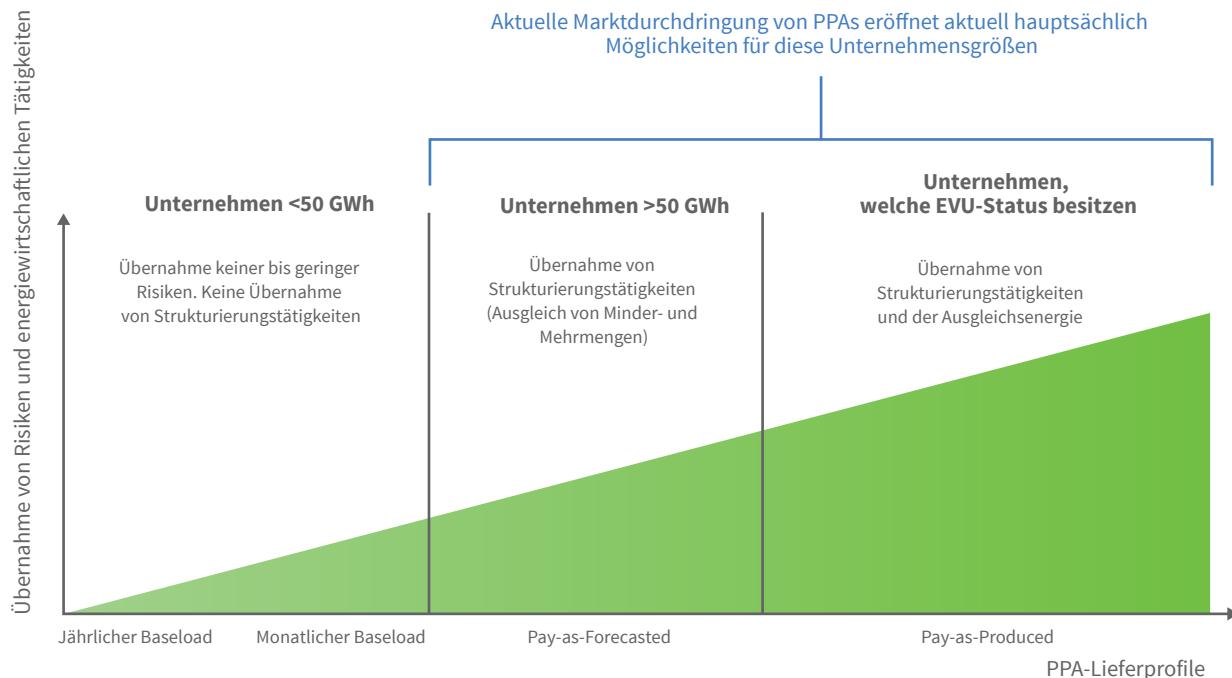


Abbildung 25: Eignung der verschiedenen Lieferprofile für unterschiedliche Unternehmensgrößen

Strategie kleinerer Unternehmen/Mittelstand:

Für kleinere Unternehmen eröffnet sich die Option, Druck im Rahmen der Vertragsverhandlung auf den jeweiligen Regionalversorger oder das Stadtwerk auszuüben und diese dazu aufzufordern, den Erneuerbare-Energien-Anteil in deren Portfolio durch den Abschluss von PPAs mit großen EVUs zu erhöhen. Stadtwerke und Regionalversorger stellen die wichtigsten Multiplikatoren für mittelständische Unternehmen dar. Sie besitzen den nötigen strukturellen Aufbau und zudem die notwendige energiewirtschaftliche Expertise sowie bilanzielle Stärke, langfristige PPAs abzuschließen. Weiterhin kann das Stadtwerk das abgeschlossene PPA in passende grüne Versorgungsprodukte für abnehmende Unternehmen strukturieren, wodurch der Kunde indirekt an dem PPA partizipieren kann.

Für dieses Unternehmenssegment bieten sich aktuell in erster Linie On-Site PPAs an. Bei ausreichender Flächenverfügbarkeit kann eine Anlage durch einen Dienstleister errichtet, betrieben und zur Deckung des Stromverbrauchs des Unternehmens eingesetzt werden. Vorteilhaft ist in dem Zusammenhang, dass bei der Konzipierung der Anlage die spezifischen Vorgaben des Unternehmens berücksichtigt und darüber hinaus Netzentgelte, Steuern und Umlagen gespart werden können.

4.4.3.1.5 Preismechanismen (physisches PPA)

Der Strompreis zählt zu den wichtigsten Komponenten eines PPA-Vertrags. Bei physischen PPAs gibt es verschiedene Möglichkeiten, diesen festzulegen. Welche Option gewählt wird, hängt von der Strategie des Käufers, den Fähigkeiten des Entwicklers sowie der individuellen Risikobereitschaft der jeweiligen Vertragspartei ab. Um den Ansprüchen beider Parteien gerecht zu werden, müssen diese in der Regel einen preistlichen Kompromiss eingehen. Nachfolgend werden die wichtigsten Preisbildungsmechanismen, welche in **Abbildung 26** dargestellt sind, näher erläutert.

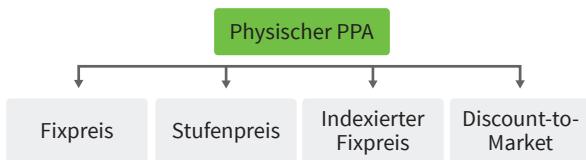


Abbildung 26: Preisstrukturen verschiedener PPA-Formen

Die unterschiedlichen Preisstrukturen besitzen individuelle Charakteristika, welche sich maßgeblich voneinander unterscheiden. Grundsätzlich kann man sie in einen Fixpreis ohne Anpassungen, Stufenpreis, einen indexierten Fixpreis und Discount-to-Market (Preisanpassung an die zukünftige Entwicklung des Großhandelsstrompreises) aufteilen. In Tabelle 3 werden die verschiedenen Möglichkeiten der Preisgestaltung erläutert und die wichtigsten Merkmale aus Sicht des Stromkäufers genannt.



Preisstruktur	Definition	Spezifika aus Abnehmersicht
Fixpreis ohne Anpassung	<ul style="list-style-type: none"> ■ Der Stromabnehmer sichert sich auf die Vertragsdauer des PPA einen festen Strompreis (ohne Inflation). ■ Dabei trägt der Käufer das Strompreisrisiko, d. h. der fixierte PPA-Festpreis kann im Verhältnis zu den Großhandelspreisen ungünstig ausfallen, wenn die Marktpreise fallen. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Langfristige Kostentransparenz/Planbarkeit. ■ Absicherung gegen steigende Strompreise. ■ Risiko in wettbewerbsintensiven Branchen langfristig an einen ungünstigen Preis gebunden zu sein. ■ Der am häufigsten genutzte Preismechanismus in Europa und den USA. ■ Risikoabschlag bei zunehmender Laufzeit.
Stufenpreis	<ul style="list-style-type: none"> ■ Der Stromabnehmer bindet sich an einen Anfangsstrompreis, der nach einem vertraglichen Profil steigt bzw. sinkt. ■ Die Stufen können nominal (ohne Inflation) oder real mit Inflationsindexierung ausgestaltet sein. ■ Der Basispreises wird so gestaltet, dass er den künftigen Großhandelspreiserwartungen entspricht. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Geringere Planbarkeit spiegelt Marktgegebenheiten besser wider. ■ Vorteilhaft für den Abnehmer, weil der Mittelabfluss im Vorfeld geringer ist (in Relation zum Großhandelspreis). ■ Günstig bei tendenziell niedrigen Großhandelspreisen. ■ Möglichkeit dass PPA-Kosten zum Ende der Laufzeit höher sind, als der Großhandelspreis (Wettbewerbsnachteil).
Indexierter Fixpreis	<ul style="list-style-type: none"> ■ Stromabnehmer bindet sich an einen Anfangsstrompreis, der jährlich mit der Inflation steigt, i. d. R. gemessen an den Veränderungen des Verbraucherpreisindexes (VPI). ■ Optional: Der Strompreis entwickelt sich entsprechend der Entwicklung eines anderen Indexes. ■ Strompreisrisiko liegt trotz des unterschiedlichen Profils beim Abnehmer. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Große Ähnlichkeit zur Stufenpreisstruktur. ■ Grundsätzlich waren die gängigen Inflationindizes in der Vergangenheit nicht mit dem Großhandelspreis für Strom korreliert.
Discount-to-Market	<ul style="list-style-type: none"> ■ Stromabnehmer sichert sich über die Laufzeit einen festgelegten Prozentsatz oder Betrag unterhalb des Großhandelspreises. ■ PPA-Preis entwickelt sich gemäß den Veränderungen des Großhandelspreises für Strom. ■ Höchstpreis stellt Vorteil für Abnehmer dar, Mindestpreis für Erzeuger. ■ Findet häufiger Anwendung bei größeren Unternehmen. 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Käufer können diese Strukturen nutzen, wenn die Stromkosten einen hohen Anteil der Betriebskosten ausmachen. ■ Für das abnehmende Unternehmen entsteht ein Marktpreisrisiko. ■ Keine Preisabsicherung aufgrund der Volatilität des Großhandelspreises.

Tabelle 3: Physische PPAs – Preisgestaltungsmöglichkeiten und Merkmale

Inflation: Die Inflationsrate hat in Deutschland im Jahr 2022 einen neuen Höchststand erreicht. Diese extremen Marktentwicklungen müssen im Vorfeld der Vertragsgestaltung ausreichend antizipiert und bei der Belebung eines Green PPAs entsprechend berücksichtigt werden.

Abbildung 27 skizziert die verschiedenen Preisbildungsmechanismen anhand einer grafischen Veranschaulichung. Der festgelegte Preismechanismus des PPAs ist dabei in Grün über die Laufzeit abgetragen. Gleichzeitig ist im Gegensatz dazu die zeitgleiche Entwicklung des Marktpreises in der grauen Linie über die Vertragsdauer dargestellt. Die Differenz dieser beiden Werte wird einerseits durch das blaue Feld, welches den wirtschaftlichen Verlust des Käufers, und andererseits durch das grüne Feld, welches den wirtschaftlichen Gewinn des Käufers abbildet, illustriert.

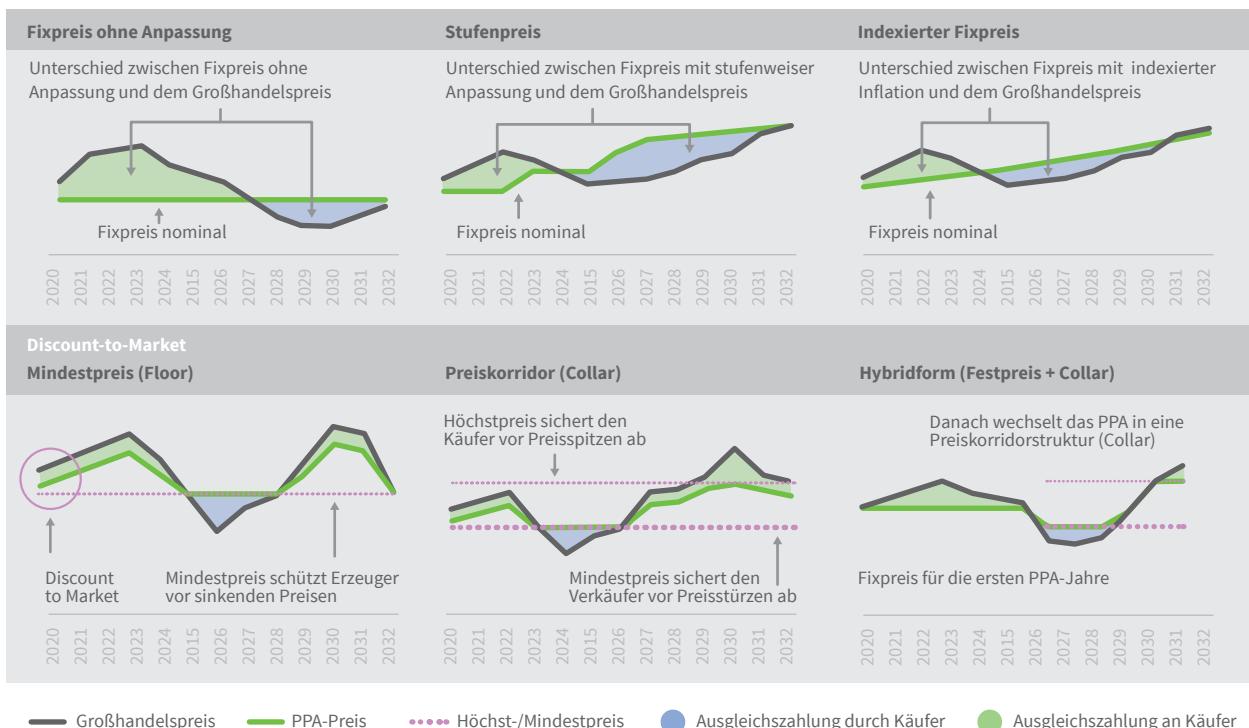


Abbildung 27: Physische PPAs – Darstellung der Preisgestaltungsmöglichkeiten

Schon bei der Preisgestaltung ist erkennbar, dass Laufzeit und Preis miteinander in Bezug stehen und tendenziell eine längere Laufzeit zu niedrigeren Preisen führt. Dies lässt sich durch die höhere Preisunsicherheit für den Abnehmer begründen und führt zu einem höheren Risikoabschlag bei der Belebung eines PPAs.

4.4.3.2 Finanzielles PPA

Ein finanzielles PPA ist in seiner Struktur flexibler als ein physisches PPA, da es sich um eine rein finanzielle Ausgleichszahlung handelt und keine physische Stromlieferungen von finanziellen Transaktionen. Oft wird diese Vertragsform daher auch als „virtuelles PPA“ bezeichnet. Da es hierbei nicht um einen tatsächlichen Bezug des grünen Stroms geht, muss dieser zusätzlich und auf anderem Wege (Strombörsen-/versorger) organisiert werden.

Der Stromhandel erfolgt dabei über die Strommärkte bzw. die jeweiligen Energieversorger (**Abbildung 28**).

Grundsätzlich dient diese Green-PPA-Form der Absicherung von Marktpreisrisiken (Hedging) sowie dem Erwerb der grünen Eigenschaft (Herkunftsachweis) einer Erzeugungsanlage für erneuerbaren Strom. Diese Absicherung kann beispielsweise erfolgen, indem ein Festpreis vertraglich festgesetzt und die Differenz zwischen dem Markt- und dem Festpreis zwischen den Vertragsparteien ausgeglichen wird.

Die Besonderheit dieser PPA-Art besteht darin, dass unabhängig von der Preisentwicklung am Großhandelsmarkt ein individueller Strompreis zwischen beiden Parteien festgelegt wird, wodurch sich das Preisrisiko im vereinbarten Umfang reduziert. Das funktioniert, indem die Differenz zwischen dem vertraglich definierten Festpreis und dem variablen Spot-Preis finanziell zwischen dem Käufer und Verkäufer ausgeglichen wird. Dies wird

oft auch als „Contract for Difference“ bezeichnet und nachfolgend näher betrachtet.

Wie auch bei einem physischen PPA einigen sich die Vertragspartner auf einen festen PPA-Preis (Referenzpreis). Allerdings kaufen bzw. verkaufen beide Parteien die vertraglich vereinbarten Strommengen über die eigenen Energieversorger.

Finanzielle PPAs sind aufgrund der vorherrschenden heterogenen Marktstruktur vor allem in den USA weit verbreitet. Physische PPAs weisen im Vergleich zu finanziellen PPAs durch die unkoordinierte und unterschiedliche Liberalisierung der einzelnen Bundesstaaten deutlich mehr Hemmnisse auf. In Deutschland hingegen kommen finanzielle PPAs noch eher selten vor. Dies liegt insbesondere daran, dass sie als Finanzderivate deklariert werden und deshalb auf Vorbehalte stoßen, was einen Abschluss für Unternehmen erschwert.

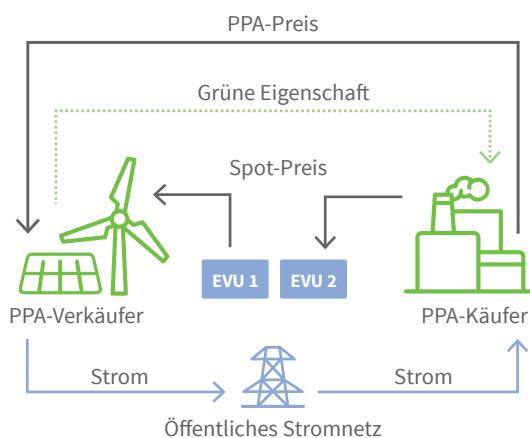


Abbildung 28: Finanzielles PPA

4.4.3.2.1 Preismechanismen finanzieller PPAs

Unter einem Contract for Difference, im Zusammenhang mit den Preisbildungsmechanismen von PPAs, wird ein symmetrisches monetäres Ausgleichssystem verstanden, bei dem sowohl die negativen als auch die positiven Abweichungen von einem definierten Referenzpreis an den jeweiligen Vertragspartner ausgezahlt werden (**Abbildung 29**). Dabei speist der Stromerzeuger den Strom wie gewohnt ins Stromnetz ein. Liegt der erzielte Börsenpreis unter dem im Rahmen des PPAs fixierten Referenzpreis, so erhält der Produzent die Differenz zum vereinbarten Referenzpreis ausgezahlt. Befindet sich der Preis oberhalb des Referenzpreises, muss der Betreiber die Differenz dem Stromabnehmer auszahlen. Beide Parteien verkaufen bzw. kaufen weiterhin unabhängig voneinander ihre Strommengen über ein EVU bzw. den Spot-Markt ein. Folglich hat jeder PPA-Vertragspartner in der Regel zwei Zahlungsströme: einerseits mit dem PPA-Vertragspartner und andererseits mit dem Energiedienstleister.

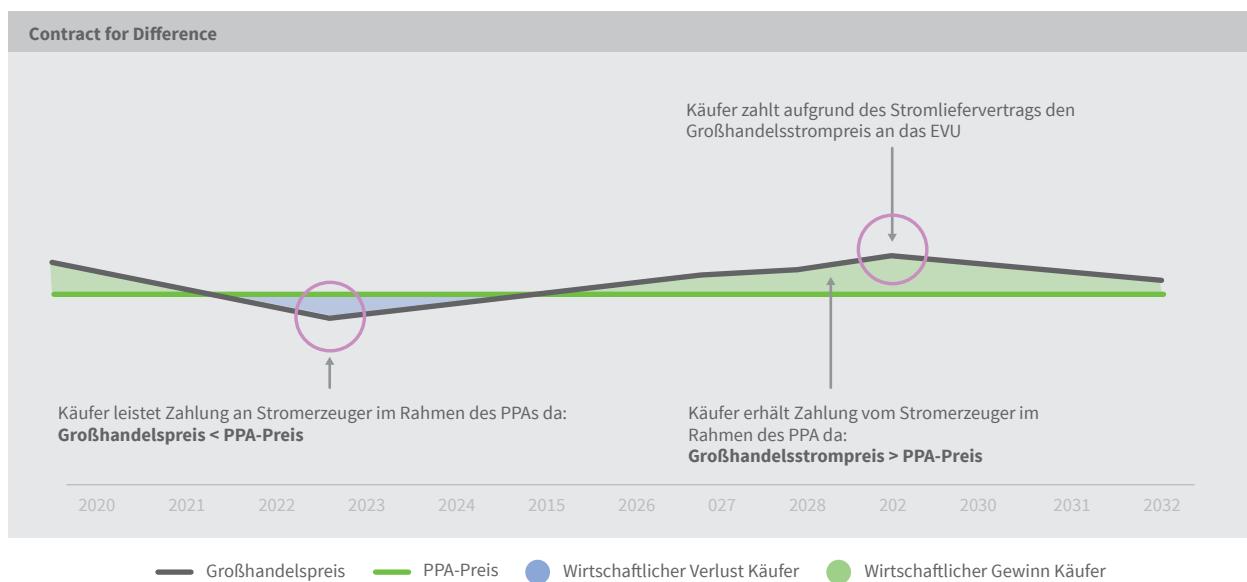


Abbildung 29: Finanzielles PPA – Darstellung Contract for Difference

Da es sich bei finanziellen PPAs um eine reine Ausgleichszahlung sowie die Übertragung der Herkunftsachweise handelt und nicht um den physischen Bezug von Strom, werden diese im weiteren Verlauf des Leitfadens nicht näher betrachtet. Zusätzliche einführende Informationen zu diesem Thema finden Sie im Finanzierungsleitfaden der Marktoffensive Erneuerbare Energien ([Link](#)). Weiterhin wird die Marktoffensive Erneuerbare Energien zu dieser Art von Green PPA in den kommenden Monaten eine eigene Publikation erarbeiten, die diese Thematik detaillierter darstellen wird.

4.4.3.3 Zusammenfassung der Vor- und Nachteile physischer und finanzieller PPAs

Die richtige Wahl des passenden PPA-Vertrags ist stets abhängig von den Zielen und Bedingungen der Vertragsparteien, speziell der Abnehmer. Tabelle 4 enthält einen Überblick, welche Vor- und Nachteile sich jeweils aus den physischen PPA-Klassifizierungen der On-Site und Off-Site PPAs sowie aus den finanziellen PPAs ergeben.

Physischer PPA	Finanzialer PPA	
Gegenstand des Vertrages ist die Lieferung der Ware Strom an einen Abnehmer	Gegenstand ist eine reine monetäre Ausgleichszahlung → Es erfolgt keine Stromlieferung. Zwischen Käufer und Verkäufer wird eine individueller Strompreis vereinbart, der Stromhandel (Einkauf bzw. Verkauf) erfolgt separat.	
On-Site PPA	On-Site PPA	
Der Strom wird an den Abnehmer ohne Einspeisung in das öffentliche Netz geliefert.	Der Strom wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist und damit indirekt vom PPA-Abnehmer bezogen.	Über den Vertrag wird durch beide Seiten ein Preismechanismus vereinbart.
Vorteile		
<ul style="list-style-type: none"> + Erzeugungseinheiten befinden sich hinter dem Zählpunkt des Verbrauchers ☐ Vermeidung von netzbezogenen Entgelten + Planungssicherheit für beide Seiten hinsichtlich des Strompreises + Hohe Marketingwirkung durch direkte Sichtbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> + Je nach Preisbildungsmechanismus Planungssicherheit für beide Seiten hinsichtlich des Strompreises + Standort der Anlage kann in ertragsreichen Gebieten errichtet sein → flexibler Standort + Keine Flächenbegrenzung + → Hohe Stromverbräuche können gedeckt werden 	<ul style="list-style-type: none"> + Planungssicherheit für beide Seiten hinsichtlich des Strompreises + Strombeschaffung kann wie bisher fortgeführt werden
Nachteile		
<ul style="list-style-type: none"> - Flächenverfügbarkeit am Standort 	<ul style="list-style-type: none"> - Es entstehen netzbezogene Entgelte - Zusatzkosten durch das EVU möglich („Sleeving Fee“) 	<ul style="list-style-type: none"> - Hohe Anforderungen hinsichtlich der Bilanzierung im Unternehmen - Geringere Marketingwirkung

Tabelle 4: Vor- und Nachteile von Off-Site, On-Site und finanziellen PPAs aus Sicht von Stromabnehmern

Voraussetzungen für On-Site PPA:

- Vorhandene Fläche auf dem Betriebsgelände/-dach für eine erneuerbare Erzeugungsanlage
 - Keine Personenidentität zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Letztverbraucher
 - Klare unternehmenseigene Projektvorbereitung hinsichtlich Abwicklungsstruktur, Aufgabenverteilung und Wahl des Dienstleisters
- Grundsätzlich für alle Unternehmensgrößen bei ausreichender Flächenverfügbarkeit geeignet, jedoch bei höheren Verbräuchen des Unternehmens nur noch ein geringer Deckungsanteil des Stromverbrauchs der Erneuerbare Energien-Anlage – allerdings in jedem Fall eine positiv zu bewertende Möglichkeit zum Bezug von grünem Strom.

Voraussetzungen für Sleeved Corporate Off-Site PPA:

- Energiewirtschaftliche Abteilung zur Abwicklung verschiedener Prozesse (z. B. Melde- und Mitteilungspflichten)
 - Mindestverbrauch von ca. 50 GWh, damit Transaktionskosten des Vertragsschlusses in Relation zu den Strombezugskosten stehen
 - Ausreichende Kreditwürdigkeit bzw. bilanzielle Unternehmensstärke, die den Abschluss eines langjährigen Stromliefervertrags ermöglicht
- Eher für Unternehmen mit höheren Verbräuchen ab 50 GWh geeignet, die Teile des Stromeinkaufs schon unternehmensintern abwickeln sowie einen höheren Anteil der Stromkosten an der eigenen Wertschöpfung haben.

Voraussetzungen für Corporate Off-Site PPA:

- Unternehmen kann alle energiewirtschaftlichen Prozesse selbst abwickeln wie z. B. Übernahme der Ausgleichsenergie oder Ausgleich der Mehr- und Mindermengen der Residualstrombeschaffung
 - Unternehmen muss einen eigenen Bilanzkreis betreiben
 - Vollständiges Kreditrating
- Kann nur durch sehr große Unternehmen umgesetzt werden, die selbst EVU-Status besitzen bzw. entsprechende spezialisierte Tochterfirmen vorhalten.



4.4.4 Weitere PPA-Gestaltungsoptionen

Neben den gängigen Strukturen gibt es mittlerweile eine Vielzahl von unterschiedlichen PPA-Formen, die in Tabelle 5 veranschaulicht werden. Da diese über den Umfang des vorliegenden Leitfadens hinausgehen, wird darauf nicht näher eingegangen.

PPT-Art	Definition
Multitechnology PPA	<ul style="list-style-type: none"> ■ Kombination aus mehreren erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in einem PPA (z. B. Wind- und Solarenergie). ■ Vorteil ist eine festere und zuverlässigere Erzeugungsstruktur als bei einer einzelnen Technologie. ■ Kann das Struktur-/Profilrisiko im Gegensatz zu traditionellen PPA-Verträgen reduzieren.
Crossborder PPA	<ul style="list-style-type: none"> ■ Grenzüberschreitendes PPA innerhalb Europas. ■ Erneuerbare Energien-Anlage und Verbraucherstelle des Stromabnehmers in unterschiedlichen Ländern. ■ Erhöhtes Basisrisiko (Spread Risiko) sowie Fremdwährungsrisiko und erhöhte Komplexität der Abwicklung. ■ Vorteil bessere Energieausbeute in sonnenreichen bzw. windreichen Ländern.
Proxygeneration PPA	<ul style="list-style-type: none"> ■ Abnehmer zahlt für eine theoretische Strommenge. ■ Handelsmenge basiert auf berechneter Strommenge, welche die Stromerzeugungsanlage bei idealen Gegebenheiten produzieren würde. ■ Grundlage sind Messungen am Installationsort einer dritten Partei.
Multiseller PPA	<ul style="list-style-type: none"> ■ Aggregator fasst verschiedene Erneuerbare Anlagen in einem Erzeugungsportfolio zusammen. ■ Kleinere Anlagen können berücksichtigt werden, was dazu führt, dass auch Stromabnehmer mit einer hohen Stromnachfrage bedient werden können. ■ Für die Abwicklung des Erzeuger-Poolings können Gebühren anfallen, welche diese PPA-Struktur zusätzlich verteuern.
Multibuyer PPA	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bildung eines Abnehmerkonsortiums mehrerer Unternehmen in einem/mehreren PPAs. ■ Erhöhung der Diversifikation, was zu einer Reduktion des Kreditrisikos des Projektierers führt. ■ Erzeuger kann mehr Strom über einen Vertrag verkaufen. ■ Rechts- und Prozesskostenersparnis innerhalb des Konsortiums.

Tabelle 5: Weitere PPA-Gestaltungsformen

Weiterführende Informationen zu Cross-Border PPAs finden Sie in unserem Factsheet ([Link](#)).

4.4.5 PPA: Chancen und Risiken



Abbildung 30: Chancen und Risiken eines PPAs



05 Die richtige Grünstrom- beschaffungsstrategie für mein Unternehmen

In den letzten Kapiteln wurden die bevorstehenden Herausforderungen und die daraus resultierenden Anforderungen an Unternehmen betrachtet. Außerdem wurden mögliche Bezugsmöglichkeiten von grünem Strom zum Erreichen der Klimaziele des eigenen Unternehmens aufgezeigt.

Ausgehend von diesen Informationen, ist nun jedes Unternehmen gefordert, ein Bewusstsein für die eigene Ausgangslage hinsichtlich des Themas Klimaschutz zu entwickeln.

Das bietet eine solide Grundlage, um die eigenen Defossilisierungsziele zu stecken sowie den Weg zur Erreichung dieser Ziele zu definieren.

Hat sich das Unternehmen dann einen Überblick über seine konkreten Anforderungen verschafft, gilt es in einem ersten Schritt die zukünftige Strombezugsstrategie zu erarbeiten. Diese wird in Kapitel 5.2 beleuchtet.

In dieser Phase steht jedes Unternehmen vor wichtigen. Nachfolgend haben wir die relevanten Fragen für Sie zusammengestellt.

5.1 Relevante Fragen für eine erfolgreiche Grünstrombezugsstrategie

Dieses Kapitel soll die Unternehmen dabei unterstützen, qualifizierte Entscheidungen auf der Grundlage einer Analyse ihrer Ausgangssituation zu treffen.

Hierfür ist es zunächst sinnvoll, sich die folgenden Fragen zu beantworten:

Branche, Produkte, Ziele, Nachhaltigkeit und Kunden

- Bin ich in industrielle Wertschöpfungsketten eingebunden?
- Stelle ich Produkte für private Haushalte her bzw. habe ich direkte Geschäftsbeziehungen zu Endkunden?
- Gibt es unternehmensspezifische Klimaschutzziele?
- Habe ich ein Umwelt- und/oder Energiemanagementsystem?
- Unterliege ich der Pflicht zur Nachhaltigkeitsberichterstattung?
- Berichte ich freiwillig zum Thema Nachhaltigkeit bzw. ist mir das Thema wichtig?

Warum wir diese Fragen stellen: Der Druck auf Unternehmen, nachhaltig zu handeln, wird stark zunehmen. Das gewinnt insbesondere dann an Bedeutung, wenn das eigene Unternehmen Komponenten an weitere, oft auch größere Unternehmen liefert, die sich bereits selbst ambitionierte Klimaschutzziele gesteckt haben. Wir empfehlen daher dringend, eine eigene Defossilisierungsstrategie zu erstellen und sich mit der Beschaffung grüner Energie aller Art auseinanderzusetzen. Die Beschaffung von grünem Strom bietet Ihnen eine relativ einfache und initiale Möglichkeit, Ihren CO₂-Ausstoß zu reduzieren, sich gegen steigende Strompreise abzusichern und dadurch auch langfristig wettbewerbsfähig zu bleiben.

Profil des Stromverbrauchs: Status quo

- Wie ist das Lastprofil meines Unternehmens?
- Habe ich/Hat mein Betrieb Bezugsspitzen oder ein eher gleichmäßiges Abnahmeprofil?
- Inwiefern wird sich meine Verbrauchsstruktur/mein Strombezug zukünftig ändern?

Warum wir diese Fragen stellen: Wetterabhängig erzeugter Strom aus Windkraft- und PV-Anlagen hat spezifische Profile. Diese müssen zum Lastprofil des Unternehmens passen. So lohnt sich beispielsweise der Abschluss eines PPAs mit einem Solarpark besonders dann, wenn Sie mittags einen hohen Stromverbrauch haben oder Ihren Stromverbrauch in die Mittagszeit verschieben können.

Strombeschaffung: Status quo

- Habe ich einen Vollversorgungsvertrag?
- Welche Strombeschaffungsstrategie nutze ich?
- Wie lange bin ich vertraglich gebunden?
- Habe ich eigene Erzeugungsanlagen bzw. verfüge ich über freie Flächen für Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlagen?
- Nutze ich bereits Herkunftsachweise für erneuerbaren Strom?

Warum wir diese Fragen stellen: Eine der einfachsten Lösungen, einen Teil des eigenen Strombedarfs zu decken, stellt die Installation von EE-Stromerzeugungskapazitäten auf dem eigenen Betriebsgelände dar. Für den weiteren Bedarf ist es nun wichtig, erstens den eigenen Bedarf zu ermitteln und sich zweitens einen Überblick über die vertragliche Situation des aktuellen Strom-

bezugs zu verschaffen. Ein PPA-Vertrag beispielsweise muss zu Ihrer gegenwärtigen Vertrags- und Erzeugungssituation passen. Wenn Sie einen laufenden Vollversorgungsvertrag haben, können Sie nicht kurzfristig auf ein Green PPA umstellen. Zudem werden Sie Ihre Stromversorgung aufgrund der schwankenden Erzeugung von Wind- und PV-Anlagen in der Regel nicht vollständig mit einem PPA-Vertrag abdecken können. Wenn Sie bereits grünen Strom mit Herkunftsachweisen beziehen, kann ggf. ein wichtiger Faktor für den Abschluss eines PPAs entfallen.

Stromkosten: Status quo

- Wie hoch ist mein aktueller Bezugsstrompreis?
- Nehme ich Ausgleichsregelungen in Anspruch?
- Habe ich eigene Erzeugungsanlagen?

Warum wir diese Fragen stellen: Fest steht, dass ein Green PPA aus ökonomischer Sicht nicht oder nicht wesentlich teurer sein darf als Ihr bestehender Vertrag. Darüber hinaus bringt ein Green PPA in der Regel keinen Preisvorteil gegenüber Eigenversorgungsanlagen. Mit anderen Worten: Wenn Sie bereits Energie aus einer eigenen großen PV-Anlage beziehen, wird sich ein Green PPA mit einem Solarpark kaum lohnen. Ein Green PPA mit einem Windpark kann jedoch durchaus geeignet sein, da die beiden Profile den Strom ggf. komplementär erzeugen können. Daneben gilt es auch zu klären, ob das eigene Unternehmen als sogenanntes „stromintensives Unternehmen“ klassifiziert ist. Sollte dies der Fall sein, müssen Abgaben, Umlagen und Netzentgelte für weitere Bezugsstrategien im Detail beleuchtet werden.

Eigene und gemeinsame Ressourcen in der Nachbarschaft

- Über welches Know-how in Energiefragen verfügt mein Unternehmen?
- Habe ich Flächen auf dem Betriebsgelände, welche für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geeignet sind?
- Gibt es gleich gesinnte Unternehmen in der Nachbarschaft?
- Gibt es gleich gesinnte Unternehmen außerhalb der unmittelbaren Nachbarschaft?

Warum wir diese Fragen stellen: Sollte Ihr Unternehmen verfügbare Flächen zur Verfügung haben, empfiehlt es sich, über eine Eigenversorgung oder ein On-Site PPA nachzudenken. Fehlt allerdings das hierfür notwendige Know-how im Unternehmen, ist ggf. ein On-Site PPA die bessere Option, da hierbei ein Dienstleister sämtliche Aufgaben von der Errichtung bis hin zum Betrieb für Sie übernimmt.

Bei Green-PPA-Abschlüssen verhält es sich ähnlich. Auch hier benötigen Sie entsprechendes energiewirtschaftliches Know-how innerhalb Ihres Betriebs. Fehlt Ihnen dieses, muss es ggf. zugekauft werden. Das wiederum erhöht die Transaktionskosten, die im Verhältnis zu den Stromkosten stehen müssen und somit die wirtschaftliche Darstellbarkeit eines PPA-Abschlusses negativ beeinflussen. Auch entscheiden die personellen Ressour-

cen darüber, welche Art von Green PPA für Sie infrage kommt. Ein weiterer wichtiger Aspekt bei PPA-Verträgen ist die Risikoteilung. Wenn Sie sich mit benachbarten Unternehmen zusammenschließen, können Sie das Risiko teilen und gegebenenfalls die Transaktionskosten senken.

Kreditwürdigkeit

- Habe ich ein Kreditrating?
- Wie steht es generell um die Kreditwürdigkeit meines Unternehmens?

Warum wir diese Fragen stellen: Die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugungsanlage hängt wesentlich davon ab, ob Ihr Unternehmen den Strom über die gesamte Vertragszeit abnimmt. Fallen Sie als Abnehmer aus, muss der Anlagenbetreiber einen anderen Vermarktungsweg suchen. Die finanzierende Bank muss daher Ihr Finanzierungsrating evaluieren, um das Ausfallrisiko bewerten zu können und damit die Höhe des Zinssatzes zu bestimmen.

5.2 Beschaffungsstrategien im Überblick

Nachdem man sich als Unternehmen grundlegende Gedanken zu den eigenen Zielen in Form der Fragen in Kapitel 5.2 gemacht und dabei schon erste konkrete Ziele definiert hat, kann man nun zur Entwicklung der passenden Beschaffungsstrategie für grünen Strom übergehen. Im Verlauf dieses Leitfadens wurden die verschiedenen Strategien zur Beschaffung von grünem Strom detailliert aufgezeigt und anhand ihrer jeweiligen individuellen Eigenschaften voneinander abgegrenzt. Tabelle 6 soll hierbei eine erste gesammelte Vergleichsübersicht der möglichen Beschaffungsstrategien für grünen Strom bezüglich Merkmalen und Qualitäten geben.

Klassische Modelle		Corporate PPA					
Auf Betriebs-gelände	außerhalb Betriebsgelände	Auf Betriebs-gelände / Direktleitung	außerhalb Betriebsgelände				
Eigen-versorgung	Klassischer Grünstrombe-zug	On-Site	Off-Site	Off-Site – Sleeved	Finanziell		
Eigener Besitz	●			●			
Physische Stromlieferung	●	●	●	●	●	●	
Möglichkeit der langfristigen Preisfixierung	●		●	●	●	●	●
Positiv Auswirkungen auf Image	●	● *		●	●	● *	●
Umsetzbar auch für „kleinere“ Stromabnehmer (<50GWh)	●	●	●	● *		● *	
Fördert zusätzliche Investitionen für die Energiewende	●	● *		●	●	●	●

* Je nach Ausgestaltung

Tabelle 6: Entscheidungsmerkmale für den Kauf von grünem Strom

Eigenversorgung:

Eigentum und Übernahme des wirtschaftlichen Risikos der EE-Anlage an dem Industriestandort. Die Anlage ist an dem Industriestandort des Unternehmens verortet bzw. mit einer Direktleitung verbunden und befindet sich in dessen Besitz. Weiterhin trägt das Unternehmen das komplette wirtschaftliche Risiko der Erneuerbare-Energien-Anlage.

On-Site PPA:

Die EE-Anlage ist an dem Industriestandort des Unternehmens verortet bzw. mit einer Direktleitung verbunden, befindet sich jedoch im Besitz des Dienstleisters. Ferner trägt dieser das gesamte wirtschaftliche Risiko und beliefert das entsprechende Unternehmen an dem Industriestandort mit Strom aus der Erneuerbare-Energien-Anlage.

Corporate Off-Site PPA:

1. Corporate Off-Site PPA mit nationaler EE-Anlage

Langfristiger Stromliefervertrag mit einer neuen EE-Anlage, die einen Standort innerhalb Deutschlands hat.

2. Cross-Border PPA

Langfristiger Stromliefervertrag mit einer neuen EE-Anlage, die einen internationalen Standort hat.

3. Corporate Off-Site PPA mit Post-EEG-Anlage

Stromliefervertrag mit einer Erneuerbare-Energien-Anlage, welche aus der EEG-Förderung gefallen ist und einen Standort innerhalb Deutschlands hat.

Klassischer Grünstrombezug:

1. Bezug von grünem Strom über einen Versorger mittels spezifischer HKNs (festgelegte Kriterien). Im Vorfeld wurden genaue Kriterien (Inbetriebnahmezeitpunkt, Technologie, Standort etc.) für die Qualität der bezogenen Herkunfts-nachweise definiert. Eine weitere Unterteilung erfolgt zudem in nationale und internationale Herkunfts-nachweise mit Qualitäten.

2. Die Beschaffung von grünem Strom über einen Versorger anhand unspezifischer HKNs (keine festgelegten Kriterien). Kriterienlose Bündelung verschiedener Herkunfts-nachweise, ohne den Fokus auf bestimmte Qualitäten, beispielsweise HKNs aus norwegischen bereits amortisierten Wasser-kraftwerken.

Neben den fundamentalen Charakteristika in **Tabelle 6** kann den einzelnen Bezugsoptionen eine bestimmte Gewichtung hin-sichtlich ihres Beitrags zur Energiewende zugewiesen werden (**Abbildung 31**). Die Pyramide stellt somit eine mögliche Bewer-tung der Zusätzlichkeit im Sinne der Hebelwirkung für die Ener-giewende in Deutschland dar. Insbesondere im us-amerikani-schen Kontext spielen diese Aspekte aus Sicht von vielen Abneh-mern und ihrer Nachhaltigkeitsstrategien eine immer wichtige-Rolle. Hierbei muss beachtet werden, dass diese Darstellung eine allgemeine Annäherung ist. Zudem können Unternehmen im Sinne ihrer eigenen Möglichkeiten und Nachhaltigkeitsstrategien den Fokus auf andere Kriterien legen, wodurch sich die Gewichtung und damit auch die gewählte Strombezugsstrategie ändert.

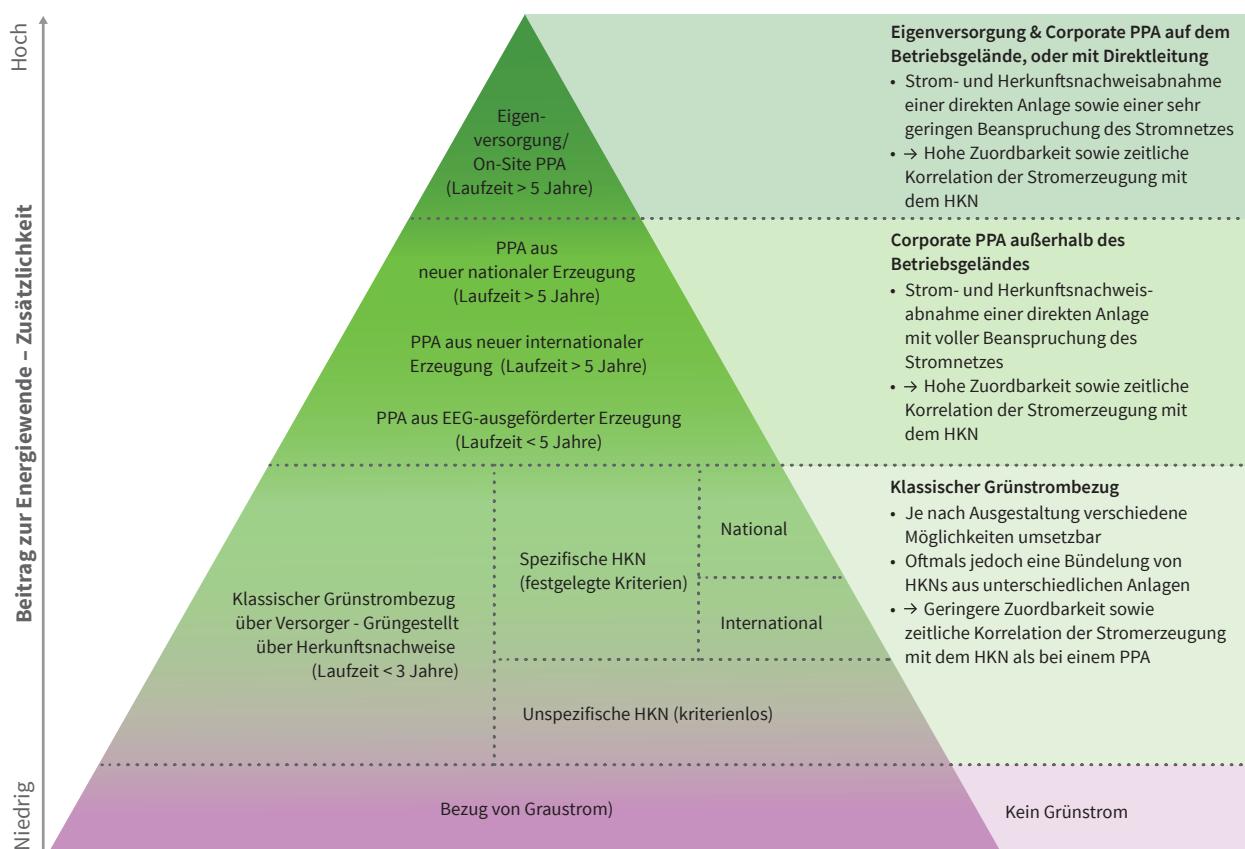
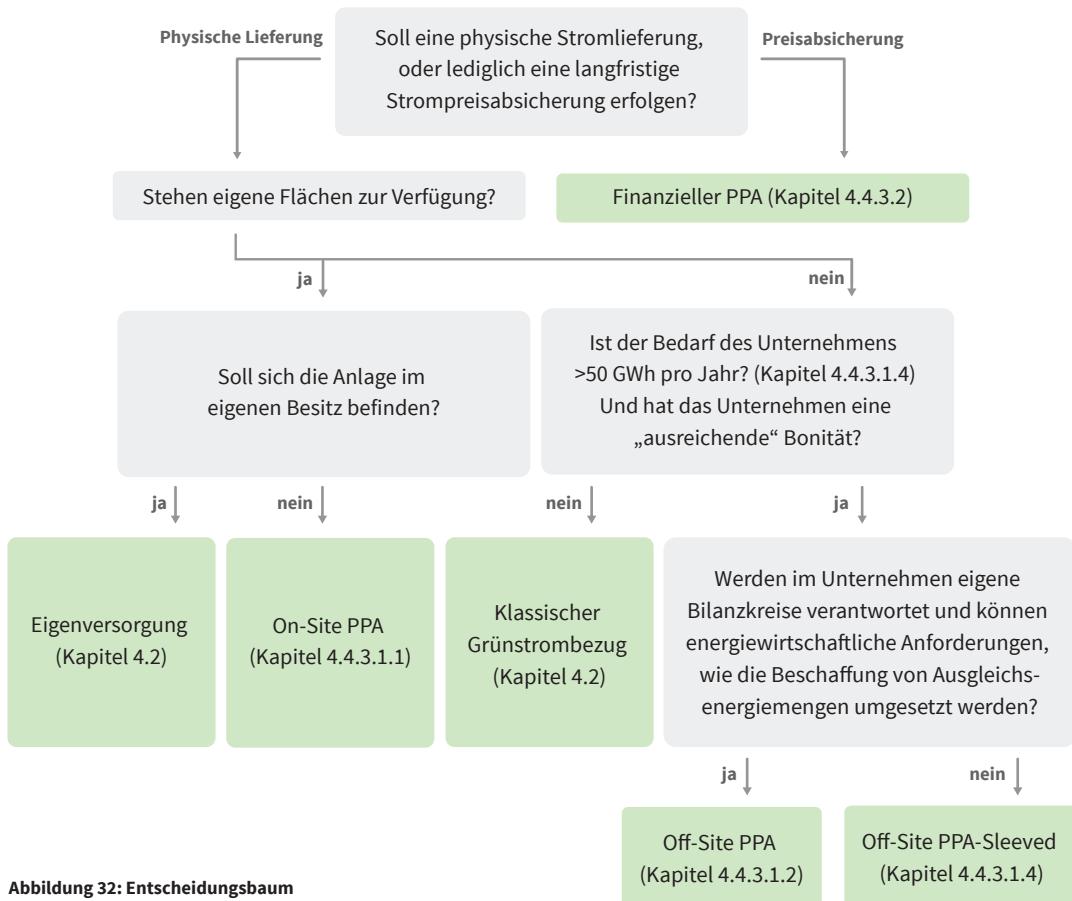


Abbildung 31: Vergleich der grünen Bezugsstrategien anhand der realen CO₂-Reduktion und des zusätzlichen Beitrags zur Energiewende

Mit Blick auf das Kriterium der Zusätzlichkeit stellt sich die Frage, welche einzelnen Faktoren eine hohe Zusätzlichkeit gewährleisten. Zentral ist dabei inwiefern die gewählte Strategie die Refinanzierung sowie den weiteren Ausbau von neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland unterstützt und damit einen aktiven und direkten Beitrag zur Energiewende leistet. Es wird deutlich, mit starker Fokussierung auf das Kriterium der Zusätzlichkeit, dass eine netzdienliche Anlage auf dem Standort des Unternehmens den größten Beitrag zu einer Emissionsminderung leistet. Weiterhin gilt die Grünstellung mittels unspezifischer HKNs bzw. die Nutzung eines zusätzlichen Grünstromprodukts ohne Qualitäten als die Variante mit dem geringsten Beitrag zur Energiewende. Für Unternehmen stellt sich bei der strategischen Auslegung der eigenen Nachhaltigkeitsstrategie die grundlegende Frage, in welchem Ausmaß Emissionsminderungspotenziale umgesetzt werden sollen und in welcher Höhe ein aktiver Beitrag zur Energiewende geleistet werden soll. Darüber hinaus gibt es für jede Strombeschaffungsstrategie Voraussetzungen hinsichtlich der ökonomischen und technischen Umsetzbarkeit, die das Unternehmen erfüllen muss. Daher kann es

zu einer Diskrepanz zwischen individuell gesetzten Ambitionen und der tatsächlichen Fähigkeit zur Erfüllung benötigter Voraussetzungen für entsprechende Bezugsstrategien kommen.

Zusätzlich zu Tabelle 6 in **Abbildung 31** soll der vereinfachte Entscheidungsbaum in **Abbildung 32** als Orientierungshilfe und erster Ansatzpunkt dienen, um als abnehmendes Unternehmen eine geeignete und umsetzbare Beschaffungsstrategie für grünen Strom zu finden. Dabei schließen sich die jeweiligen Strategien zur Beschaffung von grünem Strom – sofern die erforderlichen Voraussetzungen vorliegen – nicht gegenseitig aus. Deshalb ist es sinnvoll, verschiedene Strategien bei entsprechender wirtschaftlicher und technischer Umsetzbarkeit zu kombinieren, um eine vollständige Dekarbonisierung des Strombezugs zu realisieren.



Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick Entwicklung THG-Emissionen nach Sektoren (Quelle: Agora Energiewende)	5
Abbildung 2: Merit-Order-Effekt	7
Abbildung 3: Preisentwicklung der EU-Emissionszertifikate in Europa pro Tonne CO ₂ (Quelle: Ember, Carbon pricing, 2022)	8
Abbildung 4: Industriestrompreise 1998–2021	8
Abbildung 5: Entwicklung des Base-, Peak- und Offpeak-Preises am deutschen Day-Ahead-Markt der letzten fünf Jahre, basierend auf Daten der EPEX SPOT	9
Abbildung 6: Prognostizierte durchschnittliche Großhandelspreisszenarien (Low, Central, High) in EUR/MWh (real 2020)	10
Abbildung 7: Klassifizierung verschiedener Treibhausgasemissionen nach Scope 1, 2 und 3	11
Abbildung 8: Funktionsweise der grünen Bilanzierung durch Herkunfts nachweise	12
Abbildung 9: Verpflichtende Angaben eines Herkunfts nachweises	13
Abbildung 10: Entstehung klassischer Grünstromprodukte	14
Abbildung 11: Unterschiedliche Ausgestaltungen klassischer Grünstromprodukte und deren Beitrag zur Energiewende	15
Abbildung 12: Chancen und Risiken der klassischen Grünstrombeschaffung	15
Abbildung 13: Funktionsweise der Eigenversorgung	16
Abbildung 14: Zeitlicher Wandel von Eigenerzeugung und Eigenversorgung	16
Abbildung 15: Chancen und Risiken der Eigenversorgung	19
Abbildung 16: Rechtliche Hauptmerkmale eines Green PPAs	20
Abbildung 17: Risikoallokation primärer Vertragsklauseln	21
Abbildung 18: Übersicht PPA-Unterarten (in Anlehnung an Next Kraftwerke)	23
Abbildung 19: Grundsätzliche Corporate-PPA-Formen	24
Abbildung 20: Vereinfachte Darstellung eines On-Site PPAs	24
Abbildung 21: Vereinfachte Darstellung eines Off-Site PPAs	25
Abbildung 22: Vergleich des realen Einspeiseprofils (blaue Linien) mit der jeweils vertraglich festgelegten Lieferung (blaue Balken) von typischen PPA-Lieferstrukturen (Wind und Solar) und die dazugehörige Risikoverteilung zwischen Produzent und Käufer	27
Abbildung 23: Risiko-Preis-Verhältnis verschiedener Stromlieferprofile	28
Abbildung 24: Vereinfachte Darstellung eines Sleeved PPAs	28
Abbildung 25: Eignung der verschiedenen Lieferprofile für unterschiedliche Unternehmensgrößen	29
Abbildung 26: Preisstrukturen verschiedener PPA-Formen	30
Abbildung 27: Physische PPAs – Darstellung der Preisgestaltungsmöglichkeiten	32
Abbildung 28: Finanzielles PPA	33
Abbildung 29: Finanzielles PPA – Darstellung Contract for Difference	33
Abbildung 30: Chancen und Risiken eines PPAs	37
Abbildung 31: Vergleich der grünen Bezugsstrategien anhand der realen CO ₂ -Reduktion und des zusätzlichen Beitrags zur Energiewende	41
Abbildung 32: Entscheidungsbaum	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: PPA Risiken – Übersicht	22
Tabelle 2: PPA-Stromlieferprofile und deren jeweilige Risiken aus Abnehmersicht	26
Tabelle 3: Physische PPAs – Preisgestaltungsmöglichkeiten und Merkmale	31
Tabelle 4: Vor- und Nachteile von Off-Site, On-Site und finanziellen PPAs aus Sicht von Stromabnehmern	34
Tabelle 5: Weitere PPA-Gestaltungsformen	36
Tabelle 6: Entscheidungsmerkmale für den Kauf von grünem Strom	40

Literaturverzeichnis

- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, 2016): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken: Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen 2016
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (Strompreisanalyse 2021, 2021): Strompreisanalyse 2021
- Brindley, Guy u. a. (Risk mitigation for corporate renewable PPAs, 2020): Risk mitigation for corporate renewable PPAs 2020
- Brunnberg, Dirk/Johnsen, Joakim (Power Purchase Agreements: Perspektiven auf dem europäischen Markt, 2019): Power Purchase Agreements: Perspektiven auf dem europäischen Markt 2019
- Bundesnetzagentur (Leitfaden zur Eigenversorgung, 2016): Leitfaden zur Eigenversorgung 2016
- Deutsche Energie-Agentur (Preisleitfaden Green PPA. Ein Leitfaden für Stromerzeuger und -abnehmer sowie Projektfinanzierer, 2022): Preisleitfaden Green PPA. Ein Leitfaden für Stromerzeuger und -abnehmer sowie Projektfinanzierer 2022
- Deutsche Energie-Agentur (Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse, 2020): Corporate Green PPAs: Ökonomische Analyse: Perspektiven langfristiger grüner Stromlieferverträge aus Sicht von Nachfragern 2020
- Deutsches Institut für Marketing (Käufermarkt vs. Verkäufermarkt: Definition, Unterschiede und Strategien, 2019): Käufermarkt vs. Verkäufermarkt: Definition, Unterschiede und Strategien (2019), <https://www.marketinginstitut.biz/blog/kaeufermarktv-verkaeufermarkt-definition-unterschiede-und-strategien/> (Zugriff: 2022-05-06.212Z)
- Douglas, Bruce u. a. (Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe, 2020): Introduction to Corporate Sourcing of Renewable Electricity in Europe 2020
- Ember (Carbon pricing, 2022.): Carbon pricing, <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/> (Zugriff: 2022-05-05.132Z)
- Europäische Kommission (Aktionsplan: Finanzierung nachhaltigen Wachstums, 2018): Aktionsplan: Finanzierung nachhaltigen Wachstums 2018
- Europäische Kommission (Der europäische Grüne Deal, 2019): Der europäische Grüne Deal 2019
- Europäische Union (ABl. L 328 vom 21.12.2018): ABl. L 328 vom 21.12.2018
- Eva Hauser, Sascha Heib, Jan Hildebrand, Irina Rau, Andreas Weber, Jana Welling, Jannik Güldenberg, Christian Maaß, Juliane Mundt, Robert Werner, Annika Schudak, Thorsten Wallbott (Marktanalyse Ökostrom II, 2019): Marktanalyse Ökostrom II: Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnnachweissystems und der Stromkennzeichnung 2019
- FfE München (Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2021 - FfE München, 2022): Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot in 2021 - FfE München, <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-in-2021/> (Zugriff: 2022-05-06.692Z)
- Hauser, Jan (Der Strompreis steigt und steigt, 2021): Der Strompreis steigt und steigt, in: Frankfurter Allgemeine Zeitung v. 08.10.2021, <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/der-strompreis-steigt-groessere-huerden-fuer-den-klimaschutz-17575274.html> (Zugriff: 2021-12-25)
- Hennig, Bettina/Herz, Steffen (Rechtsgutachten "Kleiner Mieterstrom" und Gemeinschaftliche Eigenversorgung, 2018): Rechtsgutachten "Kleiner Mieterstrom" und Gemeinschaftliche Eigenversorgung 2018
- Hilpert, Johannes (Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien, 2018): Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien: Würzburger Studien zum Umweltenergierecht 2018
- International Carbon Action Partnership (Allowance Price Explorer, 2021): Allowance Price Explorer (2021), <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices> (Zugriff: 2021-12-25)
- Next Kraftwerke GmbH (Power Purchase Agreement (PPA), 2018): Power Purchase Agreement (PPA), in: Next Kraftwerke GmbH v. 15.11.2018, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa> (Zugriff: 2021-10-29)

- Pietzcker, Robert u. a. (Notwendige CO₂-Preise zum Erreichen des europäischen Klimaziels 2030, 2021): Notwendige CO₂-Preise zum Erreichen des europäischen Klimaziels 2030, 2021
- PV-Magazine (Day-Ahead-Börsenstrompreis steigt auf mehr als 44 Cent pro Kilowattstunde, 2021): Day-Ahead-Börsenstrompreis steigt auf mehr als 44 Cent pro Kilowattstunde (2021), <https://www.pv-magazine.de/2021/10/08/day-ahead-boersenstrompreis-steigt-auf-mehr-als-44-cent-pro-kilowattstunde/> (Zugriff: 2021-12-25)
- Schumacher, Ingrid (Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen, 2015): Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen: Energieeinkauf optimieren, Kosten senken, Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2015
- Statistisches Bundesamt (Inflationsrate im März 2022 bei +7,3%, 2022): Inflationsrate im März 2022 bei +7,3%, https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/04/PD22_160_611.html#:~:text=WIESBADEN%20%E2%80%93%20Die%20Inflationsrate%20in%20Deutschland,H%C3%B6chststand%20seit%20der%20Deutschen%20Vereinigung. (Zugriff: 2022-05-06.371Z)
- Strom-Report (Strompreisentwicklung – So stark steigen Strompreise 2022, 2021): Strompreisentwicklung – So stark steigen Strompreise 2022 (2021), <https://strom-report.de/strompreise/strompreisentwicklung/#strompreisentwicklung-2022> (Zugriff: 2021-12-25)
- Umweltbundesamt (Der Europäische Emissionshandel, 2022): Der Europäische Emissionshandel, 2022 <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel#teilnehmer-prinzip-und-umsetzung-des-europaischen-emissionshandels> (Zugriff: 2022-05-05.341Z)
- wbcisd (Corporate Renewable Power Purchase Agreements – Scaling up globally, 2016): Corporate Renewable Power Purchase Agreements – Scaling up globally, 2016
- wbcisd (Pricing structures for corporate renewable PPAs, 2021): Pricing structures for corporate renewable PPAs, 2021

Marktoffensive Erneuerbare Energien

Die Anfang 2021 etablierte Marktoffensive Erneuerbare Energien ist ein Zusammenschluss von derzeit rund 50 Unternehmen – Anbieter und Nachfrager aus der Wirtschaft sowie Dienstleister – und bildet die gesamte Wertschöpfungskette ab. Gemeinsames Ziel ist es, den nachfragegetriebenen Markt für erneuerbare Energien mit unterschiedlichen Maßnahmen und Aktivitäten zu entwickeln und dazu beizutragen, dass Deutschland seine Energiewendeziele erreicht. Die Marktoffensive ist von der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und dem Klimaschutz-Unternehmen e.V. ins Leben gerufen worden und wird von diesen Institutionen operativ unterstützt. Die Aktivitäten der Initiative konzentrieren sich aufgrund des großen unerschlossenen Marktpotenzials zunächst auf Corporate Green PPAs. Perspektivisch werden weitere technische Lösungen und Geschäftsmodelle im Strom- und Wärmebereich wie grüner Wasserstoff, grüne Prozesswärme oder Eigenstromversorgung weitere Arbeitsschwerpunkte bilden.

Ziele: Wir erneuern Märkte!

Weitere Informationen: **Wir wollen den direkten Bezug grüner Energien zu einem Baustein der deutschen Energiewende machen.**

Die Marktoffensive zielt primär darauf ab, neue Geschäftsmodelle und Handlungsoptionen zu entwickeln, die den nachfrage- bzw. marktgetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien stärken. Die Aktivitäten konzentrieren sich aufgrund des großen Marktpotenzials zunächst auf PPAs. Green PPAs bieten Unternehmen in Deutschland die Möglichkeit, zwei zentrale Ziele zu erreichen: Sie leisten einen Beitrag zur Umsetzung der unternehmerischen Dekarbonisierungsstrategien und bieten gleichzeitig die Möglichkeit, sich gegen steigende Strompreise abzusichern. Der Energiewirtschaft bietet das Geschäftsmodell direkte neue Absatzkanäle für den produzierten grünen Strom und eine Alternative zur Vermarktung über die Börse. Aus Sicht der Politik stellen Green PPAs eine Möglichkeit dar, den Zubau erneuerbarer Energien über zusätzliche private Investitionen zu beschleunigen.

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien agiert als Denkfabrik, als Plattform für Wissenstransfer und als Treiber für Marktentwicklung. Die Plattform bringt Energieabnehmer aus Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen mit Energieerzeugern, Investoren und Vertretern der Politik zusammen.

Für Abnehmer zeigt die Plattform Wege auf, wie sie ihr Unternehmen auf Basis erneuerbarer Energien ökonomisch und ökologisch zukunftsfähig ausrichten können. Erzeugern sowie Intermediären bietet die Marktoffensive die Möglichkeit, über neue Geschäftsmodelle neue Marktsegmente zu erschließen. Die Politik erhält Hinweise, welchen ökonomischen und rechtlichen Rahmen PPAs benötigen, um die Ziele im Strommarkt bis 2030 zu erreichen.

Erneuern Sie mit!

Als wirtschaftsgetriebene Initiative und Plattform weitet die Initiative ihre Aktivitäten kontinuierlich aus. Wenn auch Sie unsere Vision teilen und erneuerbare Energien und die Energiewende zu einem wesentlichen Bestandteil einer zukunftsfähigen Energie-, Standort- und Industriepolitik machen wollen und gleichzeitig von einem starken Netzwerk und starker Marktexpertise profitieren möchten, sprechen Sie uns an und werden Sie Mitglied!

 www.marktoffensive-ee.de/mitglied-werden

 Marktoffensive@dena.de

 +49 (0) 30 66 777 - 785

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel.: +49 (0)30 66 777 - 785

Fax: +49 (0)30 66 777 - 699

E-Mail: info@dena.de

Internet: www.dena.de

Bildnachweis:

Titelbild: © Shutterstock/geniusksy; S. 3: © Goetz Schleser; S. 30: © Shutterstock/fokke baarssen;

S. 35: © Shutterstock/Fly and Dive; S. 37: © Getty Images/Jorg Greuel

Stand: 09/2022

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.

Autorinnen und Autoren:

Max Baier, dena

Andreas Ebner, dena

Tibor Fischer, dena

Lena Hamacher, dena

Sebastian Kögl, dena

Johanna Wolf, dena

Tim Bichlmaier, DIHK

Dr. Sebastian Bolay, DIHK

Christoph Petri, DIHK

Mehr Informationen zur
Marktoffensive Erneuerbare Energien



www.marktoffensive-ee.de

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022) „Beschaffungsstrategien für grünen Strom.

Ein Leitfaden zur Beschaffung von grünem Strom für Stromabnehmer aus Industrie und Gewerbe.“

Wer wir sind

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien wurde von der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und dem Klimaschutz-Unternehmen e.V. ins Leben gerufen und wird von diesen Institutionen operativ unterstützt. Mit zielgerichteten branchenspezifischen Informationen will sie Abnehmern, Erzeugern, Finanzierern und anderen Marktakteuren die Potenziale von PPAs aufzeigen, die Marktentwicklung unterstützen sowie Politik und Wirtschaft Empfehlungen geben. Die Projektarbeit der Marktoffensive Erneuerbare Energien wird im Wesentlichen über jährliche Beiträge der knapp 50 Mitgliedsunternehmen finanziert.

