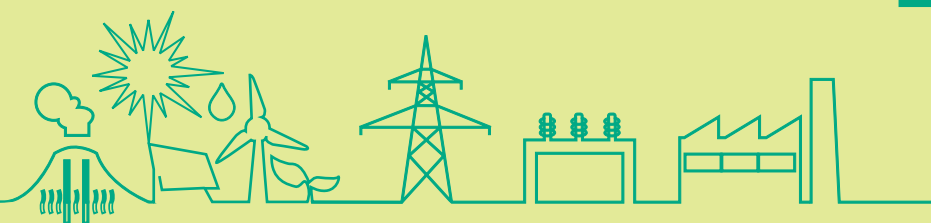


Rödl & Partner

UPDATE
2021

CORPO
RATE PPA
ERFOLG
REICH
GESTAL
TEN



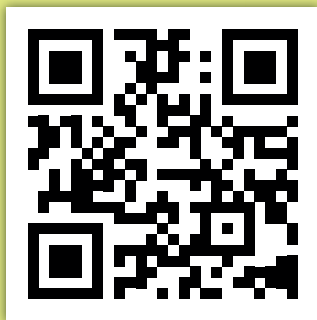


E|nEws

Der Newsletter E|nEws informiert Sie über weltweite aktuelle Entwicklungen im Bereich der Erneuerbaren Energien.

Erscheinungsweise: 4-mal im Jahr

[E|nEws kostenlos abonnieren »](#)



Besuchen Sie auch unsere LinkedIn-Seite:
<https://www.linkedin.com/company/renerex-renewable-energy-exchange/>

**REN
ER | EX**
RENEWABLE ENERGY EXCHANGE

Online-Plattform
für EE-Projekte

Jetzt auch für
PPA-Projekte

INHALT

I	Editorial	4
II	Corporate PPA erfolgreich gestalten	5
1	Baltische Staaten	6
2	Brasilien	15
3	Deutschland	28
4	Italien	44
5	Kenia	51
6	Polen	57
7	Spanien	64
8	Südafrika	70
9	Tschechische Republik	77
III	Fazit	84
IV	Quellenverzeichnis	86
V	Rödl & Partner – Kontakte weltweit	88
VI	Über Rödl & Partner	90
VII	Impressum	91

I EDITORIAL

Die globale Erwärmung wird noch im Laufe des 21. Jahrhunderts deutlich über 2 °C ansteigen, sollte es nicht gelingen, die CO₂-Emissionen in den kommenden Jahrzehnten drastisch zu reduzieren. Die Art und Weise, wie Energie produziert, transportiert und genutzt wird, muss und wird sich fundamental ändern.

Die Welt steht an einem Wendepunkt: Der Ausbau von Erneuerbaren Energien muss deshalb in gänzlich anderen Volumina erfolgen. Themen wie direkte Vermarktung, Netzintegration und auch Flächenkonkurrenz werden verstärkt auf die Agenda treten. Der aktuelle 6. IPCC-Bericht weist sehr deutlich darauf hin, dass sich die dramatischsten Folgen für unseren Planeten vermutlich nur mit einer Unterschreitung des 1,5-Grad-Ziels verhindern lassen. Dafür wären die globalen CO₂-Emissionen allerdings schon deutlich vor 2030 zu reduzieren. Auch wenn die Entwicklung der Erneuerbaren Energien weltweit kontinuierlich positiv verläuft, kann deren Zubau in den letzten Jahre bis heute nicht den für ein stabiles Weltklima notwendigen Beitrag leisten.

Als eine mögliche Alternative für Unternehmen, die ihren CO₂-Fußabdruck senken wollen, gewinnen zunehmend alternative Einkaufsmodelle an Bedeutung: Power Purchase Agreements kommen ins Spiel. Ob es sich bei PPAs um ein neues Instrument oder doch eher um „alten Wein in neuen Schläuchen“ handelt, wollen wir nachfolgend erörtern.

In der Beschaffungsstrategie von Unternehmen nehmen PPAs, also langfristige, direkt (bilateral) zwischen einem Käufer (Stromabnehmer) und einem Verkäufer (Anlagenbetreiber) geschlossene Stromlieferverträge, eine immer größere Rolle ein. Gerade die jüngsten Hochpreisphasen führen dazu, dass sich Unternehmen unabhängiger von den volatilen Strommärkten machen möchten, insbesondere wenn geeignete Flächen für Eigenversorgungs-lösungen fehlen. Auch Anlagenbetreiber suchen vermehrt nach losgelöst von den gesetzlichen Fördertöpfen, sodass entsprechende Vertragsabschlüsse zunehmen werden.

Langfristige Lieferverträge sollen zum einen sauberen Strom für das beziehende Unternehmen zum vorher festgelegten Preis garantieren. Zum anderen hat der Erzeuger die Sicherheit, dass der produzierte Strom auch abgenommen wird. Die Attraktivität von PPAs wird im in Deutschland zukünftig auch dadurch begünstigt, dass kontinuierlich Anlagen aus dem Förderreglement des EEG fallen und Unternehmen im Kontext von Nachhaltigkeitsstrategien vermehrt planen, Strom aus Erneuerbaren Energien zu beziehen. Hierfür wird der günstige Strom aus Post-EEG-Anlagen sehr lukrativ genutzt werden können.

Zudem können PPAs langfristig auch für die Strombelieferung von „Power-to-X“-Anlagen, etwa zur Erzeugung von grünem Wasserstoff oder treibhausgasneutralen synthetischen Kraftstoffen, interessant sein. Denn die Dekarbonisierung im Industrie- bzw. Prozessenergiebereich ist noch lange nicht vollbracht und immerhin 15 Prozent des bis 2030 prognostizierten deutschen Bedarfs an grünem Wasserstoff sollen inländisch produziert werden.

Auch 2021 wollen wir in bewährter Manier dieses unverändert aktuelle und zukunftsweisende Thema aufgreifen und erörtern. Das E-Book gibt Ihnen anhand von Beiträgen unserer Kollegen einen Überblick über ausgewählte Länder. Unsere erste Ausgabe von 2018 haben wir um eine ganze Reihe von rechtlichen, wirtschaftlichen und politischen Updates in den untersuchten Ländern ergänzt.

Wir wünschen Ihnen viele interessante Einblicke bei der Lektüre!

Martin Wambach

Anton Berger

II CORPORATE PPA ERFOLG- REICH GESTALTEN



01 BALTISCHE STAATEN

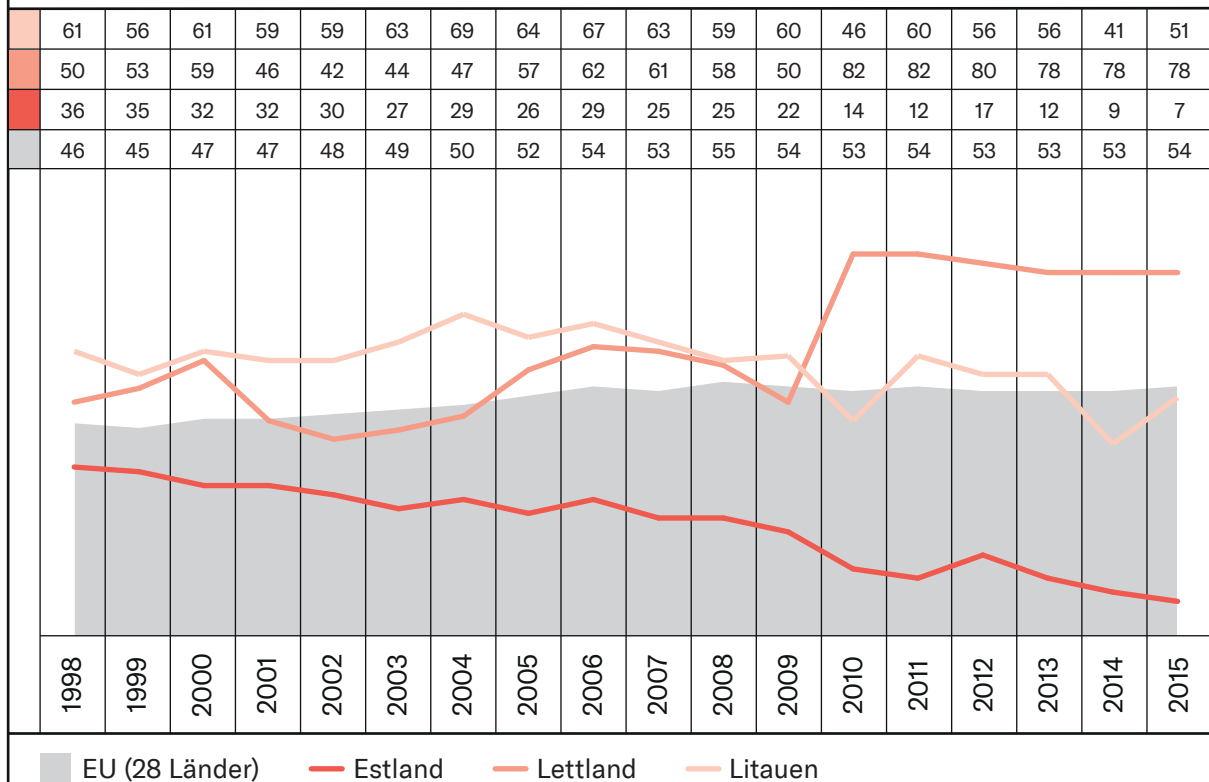
von Tobias Kohler und Hans Lauschke



Sachstand Zubau von EE-Leistung

Neben einer Senkung der CO₂-Emissionen, die sich die westeuropäischen Staaten vom Einsatz der Erneuerbaren Energien versprechen, steht ein weiterer Aspekt besonders im Fokus der Energiepolitik Estlands, Lettlands und Litauens. Vor dem Hintergrund der aktuellen politischen Kältezeit zwischen Russland und der EU sowie der Sanktionen und Gegensanktionen ist die Befürchtung groß, dass Russland erstmals auch russisches Gas als politische Waffe gegen die baltischen Staaten einsetzen könnte – so wie es im Jahr 2009 bereits der Ukraine widerfahren ist.

Energieabhängigkeit in Prozent



Abhilfe soll neben einer Intensivierung des europäischen Energiebinnenmarktes u. a. eine verstärkte Integration von Erneuerbaren Energien schaffen.

Grundsätzlich fördern die baltischen Staaten die Zubauleistung, weshalb es im Falle gewährter Förderung keine Notwendigkeit einer separaten Vermarktung von erzeugtem Strom gibt. Eine fertig errichtete oder noch im Bau befindliche Anlage erhält demnach, wenn die Voraussetzungen hierfür gegeben sind, Förderung für die gesamte von ihr produzierte Energiemenge. Die davon entkoppelte Vermarktung von elektrischer Energie ist daher lediglich für außerhalb der Förderung errichtete Anlagen interessant, die derzeit jedoch in keinem der drei Länder (mit Ausnahme für den Eigenverbrauch) sonderlich verbreitet sind. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen verkaufen ihren Strom in der Regel vollständig über Einspeisetarife, weshalb die Vermarktung für sie regelmäßig kein Thema ist. Dies könnte sich mittelfristig ändern, da die Fördersysteme in allen drei baltischen Ländern auf dem Prüfstand stehen und die Erneuerbaren Energien näher an den freien Markt herangeführt werden sollen. Aufgrund der derzeit noch sehr frischen Diskussion wird der Blick in die Glaskugel allerdings zum Glücksspiel.

Estland fördert Strom aus erneuerbaren Quellen hauptsächlich über eine Umlage, die alle Verbraucher im Verhältnis ihrer Inanspruchnahme der Netzdienstleistungen und ihres Stromverbrauchs zu tragen haben. Verantwortlich für das System ist der Übertragungsnetzbetreiber Elering, der verpflichtet ist, dem Erzeuger den gesamten gefördert Strom abzunehmen.

Die Förderung selbst wird für 12 Jahre ab Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage gewährt. Das Inbetriebnahmedatum ist der Tag, an dem die Anlage erstmals 80 Prozent ihrer Nennkapazität erreicht. Zudem kommen EU-Fonds für regionale Entwicklung und staatliche Mittel zur Förderung von Investitionen in Infrastruktur und Technologie zum Tragen, um die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen zu verbessern. Im Rahmen dieser Programme werden Investitionsbeihilfen für den Bau von KWK-Anlagen, Erneuerbare-Energien-Anlagen, Biomasseanlagen usw. und der notwendigen Infrastruktur für deren Betrieb bereitgestellt. Erneuerbare Energien werden zudem durch verschiedene Investitionszuschüsse unterstützt.

Estland hat die Rechtsvorschriften zur Förderung Erneuerbarer Energien in den vergangenen Jahren fortlaufend überarbeitet. Aktuell gibt es zudem Bestrebungen, den derzeitigen Prämientarif abzuschaffen und ein auf Auktionen basierendes System zur Förderung der Entwicklung Erneuerbarer Energien einzuführen. Zudem soll der Handel von Erneuerbaren Energien mit jenen EU-Mitgliedsstaaten gefördert werden, die ihre EE-Ziele für das Jahr 2020 voraussichtlich verfehlen werden.

Lettland fördert die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien durch ein komplexes Fördersystem auf Basis einer Einspeisevergütung, das zudem Elemente eines Quotensystems sowie Ausschreibungen umfasst. Das bestehende Fördersystem war allerdings seit 2012 und bis ins Jahr 2020 in seiner Anwendung ausgesetzt. Alle Verträge, die vor 2012 abgeschlossen wurden, werden jedoch weiterhin eingehalten und Erzeuger erhalten eine feste, von der lettischen Stadtwerke-Kommission berechnete Einspeisevergütung. Derzeit bestehen für 408 Kraftwerke verbindliche Abnahmeverträge, d. h., der gesamte über Einspeisevergütungen geförderte Strom muss abgenommen werden – eine alternative Vermarktung ist nicht notwendig. Die Förderung erfolgt über einen Zeitraum von 10 Jahren. Aktuell stehen die Fördermechanismen für die Erzeugung Erneuerbarer Energien allerdings auf dem Prüfstand und sollen überarbeitet werden. Die Rede ist von einer strengeren Überwachung der subventionierten Stromerzeuger, generell strengeren Kontrollen und einem begrenzten Zeitrahmen für die Umsetzung von EE-Projekten. Bereits seit Januar 2014 erhebt Lettland eine neue Steuer von Unternehmen, die finanzielle Unterstützung für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen oder aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhalten. Strom aus Erneuerbaren Energien hat in Lettland zudem keinen Einspeisevorrang.

Das Thema der Erneuerbaren Energien war eines der umstrittensten bei den lettischen Parlamentswahlen im Oktober 2018. Angesichts des aktuellen politischen Klimas ist es daher schwierig, Prognosen für die weitere Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Lettland vorherzusagen – sicher ist lediglich, dass es tiefgreifende Reformen geben wird.

Das bislang in **Litauen** bestehende Fördersystem basiert ebenfalls auf einem langfristigen und festen Förderansatz über 12 Jahre ab Erteilung der Energieerzeugungsgenehmigung. Auch hier erhält der Erzeuger eine Abnahmegarantie – eine alternative Vermarktung ist bei gewährter Förderung nicht notwendig. Die Tragweite der litauischen Förderinstrumente war bisher vom Wettbewerb zwischen den einzelnen Erzeugungsarten und der Förderungsdeckelung über eine Quotenregelung gekennzeichnet. Die Quoten ergaben sich aus technologiespezifischen staatlichen Ausschreibungen. Seitdem diese Förderung ausgeschöpft ist, d. h. seit ca. 3 Jahren, finden allerdings keine neuen Ausschreibungen mehr statt. Nach langer Stagnation und nur wenig Bewegung im Zusammenhang mit bereits bestehenden oder im Bau befindlichen Projekten erhalten die Erneuerbaren Energien in Litauen nun allerdings neue politische Unterstützung: Das Energieministerium veröffentlichte am 16. Mai 2018 den Entwurf eines neuen Förderungsmodells für Erneuerbare Energien. Die vorgeschlagene Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sieht eine völlig neue Form der Förderung vor. Ziel ist es, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen bis zum Jahr 2020 auf mindestens 3 Terawattstunden (TWh) zu steigern (zum Vergleich werden heute etwas mehr als 2 TWh Strom aus erneuerbaren Energiequellen produziert). Darüber hinaus soll eine zunehmende Integration von EE-Stromerzeugern in den Markt stattfinden.

01

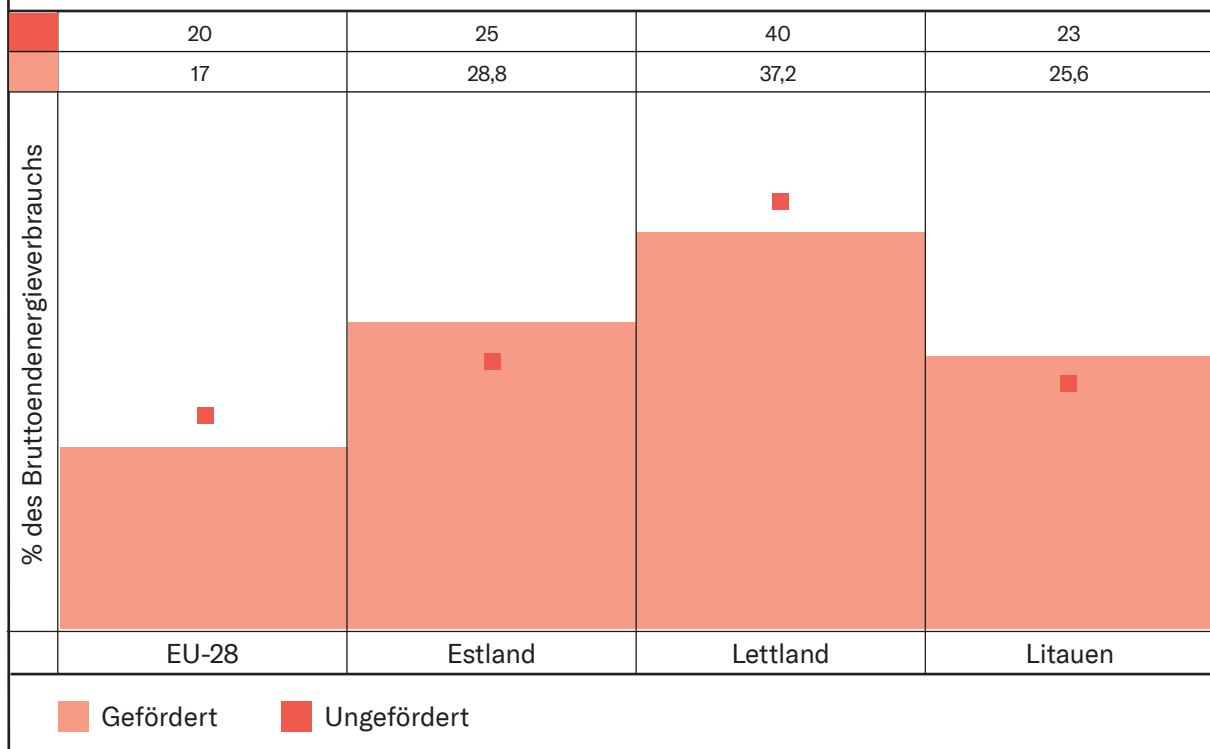
BALTISCHE STAATEN

Zudem soll das neue Fördermodell technologie-neutral sein, d. h., der niedrigste Preis soll letztlich den Zuschlag erhalten – unabhängig von der Erzeugungsart. Wie bisher soll der Betreiber einer EE-Anlage eine planbare Rendite aus seiner Investition erzielen können, indem eine umfangreiche Förderung gewährt wird. An die Stelle einer festen Einspeisevergütung würde dann allerdings das Instrument einer Marktprämie treten, die auf den Marktpreis aufgeschlagen wird. Wie bisher soll die Förderung auf maximal 12 Jahre befristet sein (sollte sich die Anlage eher amortisieren, würde bereits zu einem früheren Zeitpunkt eine Kappung der Förderung stattfinden).

Die in den baltischen Staaten derzeit bestehenden Förderungssysteme basieren auf langfristigen und festen Förderansätzen. Für Investoren in Erneuerbare-Energien-Anlagen dürfte insbesondere diese langfristige Förderperspektive Anreize bieten. In Verbindung mit einem staatlichen Ankauf von Strom aus Erneuerbaren Energien zu festen Einspeisetarifen als wichtigstes Förderinstrument bieten die Länder Investoren enorme Investitionssicherheit und eine gesicherte Rendite in Bezug auf die eigenen Anlagen.

Insgesamt sind die baltischen Staaten auf einem durchweg positiven Weg. Ein Vergleich der Anteile der Erneuerbaren Energien am gesamten Energieverbrauch in den EU-Mitgliedsstaaten zeigt, dass alle drei Länder des Baltikums in diesem Bereich Spitzenpositionen belegen – Estland und Litauen haben ihre Ziele für 2020 gar schon übererfüllt. Der Statistik zugrunde liegt der Anteil der Erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch im Jahr 2016, gemessen an den Regenerativzielen für das Jahr 2020. Der Endenergieverbrauch spiegelt nicht nur den Stromverbrauch, sondern auch den Verkehrs- und Wärmesektor wider.

Anteil Erneuerbarer Energien in den EU-Mitgliedsstaaten, 2016



Rolle von PPAs in den baltischen Staaten / Vermarktungsmöglichkeiten von EE-Strom / rechtliche Hürden

Offizielle Daten zu PPAs gibt es in keinem der drei Länder. Wesentlicher Grund hierfür ist, dass die Bedeutung und Verbreitung von PPAs in Estland, Lettland und Litauen bisher noch begrenzt ist.

Einige Pilotprojekte gibt es vor allem in **Estland**. Der staatliche estnische Energieversorger Eesti Energia kündigte für September 2018 den Einstieg in das Solarenergiegeschäft an. Das Unternehmen hat jüngst eine 200-kW-Solaranlage auf dem Dach seines Stammhauses installiert und wird mithilfe eines PPAs mit einer Laufzeit von 25 Jahren Strom an ein lokales Agrarunternehmen verkaufen. Hierbei handelt es sich bereits um eines der größten Projekte seiner Art. Lediglich vereinzelt gibt es Projekte ähnlichen Umfangs: So baute beispielsweise die Saames OÜ im Umfeld der Produktionsstätte eines Gartenbauherstellers ein Solarkraftwerk und die Viru Keemia Grupp, der zweitgrößte Energieerzeuger Estlands, unterstützte den Bau einer Kryptomine auf einem ihrer Grundstücke, um rund um die Uhr eine Versorgung mit großen Strommengen sicherzustellen – aber auch diese Projekte haben eher Pioniercharakter und sind in ihrem Umfang beschränkt.

Wie angedeutet sind PPAs mit vereinbarter Nutzung einer Direktleitung (On-Site-PPAs) in Estland grundsätzlich zulässig. Wegen deren Begrenzung auf sechs Kilometer Länge sind sie jedoch wohl hauptsächlich für sehr große, energieintensive Unternehmen interessant und umsetzbar. Ein Verbraucher oder ein Energieversorgungsunternehmen darf eine Direktleitung nur auf dem Grundstück der Erzeugungsanlage, auf einem benachbarten Grundstück oder in unmittelbarer Nähe (max. sechs Kilometer Entfernung von Erzeugungsanlage oder Verbraucher) errichten und nutzen. In sonstigen Fällen darf eine Direktleitung nur dann gebaut werden, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

- Der Netzbetreiber hat es abgelehnt, die elektrische Anlage des Verbrauchers, Erzeugers oder Verkäufers an das Netz anzuschließen;
- Der Netzbetreiber, in dessen Versorgungsgebiet der Bau der Direktleitung geplant ist, erteilt seine schriftliche Zustimmung zum Bau und zur Nutzung der Direktleitung.

In **Litauen** und **Lettland** ist der direkte Anschluss zumindest theoretisch einfacher möglich. Das lettische Elektrizitätsmarktgesetz enthält Bestimmungen über den direkten Anschluss des Verbrauchers an den Stromerzeuger. Daher ist es theoretisch möglich, elektrische Energie unter Umgehung des öffentlichen Netzbetreibers zu verkaufen (Direktanschluss). In Lettland ist der Stromerzeuger zudem grundsätzlich berechtigt, auf dem Konzessionsgebiet des öffentlichen Netzbetreibers eine direkte Anschlussleitung zu errichten. Voraussetzung hierfür ist eine Genehmigung der lettischen Stadtwerke-Kommission.

Wie erwähnt, sind Off-Site-PPAs von den **estnischen** Gesetzen nicht vorgesehen – die Rechtslage ist insoweit äußerst unsicher. Auch wenn es sie vereinzelt gibt, existieren keine offiziellen Daten. Sicher ist jedoch, dass Netzentgelte anfallen, würde das PPA unter Nutzung des öffentlichen Netzes durchgeführt. Gleiches gilt auch für **Lettland**. Die Entgelte legt die lettische Stadtwerke-Kommission fest; sie gelten unabhängig von der Entfernung zwischen Erzeuger und Verbraucher. Ebenso wie in Estland sind Off-Site-PPAs jedoch eher die Ausnahme und es mangelt an verbindlichen Regelungen, da sie in den lettischen Gesetzen nicht vorgesehen sind. Etwas anderes gilt für **Litauen**. Das Land hat für PPAs einen eigenen Rechtsrahmen entwickelt: Unabhängig davon, ob es sich um ein Off-Site- oder On-Site-PPAs handelt, fallen Netzentgelte an. Der litauische Rechtsrahmen dient weniger der Förderung von PPAs als vielmehr dazu, durch einige Klarstellungen Rechtssicherheit zu schaffen, die aufgrund zuvor bestehender Regelungslücken fehlte.

Wesentliche rechtliche Hürden für den Abschluss von langfristigen Stromlieferverträgen sind derzeit weder in Litauen noch in Lettland und Estland vorgesehen und auch nicht zu erwarten.

Politische und rechtliche Rahmenbedingungen für die Realisierung von EE-Projekten

Sowohl in **Estland** und **Lettland** als auch in **Litauen** können auch große EE-Anlagen (PV, Wind onshore, Wind offshore) realisiert werden, die für PPAs infrage kommen. So gibt es in Nordost-Estland beispielsweise zahlreiche Onshore-Windparks, die Verbraucher zumindest theoretisch direkt mit Strom versorgen könnten, im Regelfall jedoch innerhalb des bestehenden Fördersystems produzieren. Auch in Lettland finden sich keine wesentlichen rechtlichen Hindernisse für den Bau von Anlagen zur Nutzung Erneuerbarer Energien speziell für PPA-Zwecke. Perspektivisch bieten sich Windenergieanlagen an der Küste im Westen Lettlands an. Das Solarenergiepotenzial in Lettland ist aufgrund geringer Sonneneinstrahlung im Jahresverlauf dagegen gering. Dasselbe gilt für Litauen, wobei sich hier vor allem die Onshore-Windenergie eignet.

Die Dauer der Genehmigungsverfahren ist in **Estland** einzelfallabhängig und starken Schwankungen unterworfen. Die Verfahren können zwischen 30 Tagen bis zu einem Jahr dauern, je nach lokaler Verwaltung und den Einwänden der estnischen Umweltinspektion. Auch in **Lettland** hängt die Dauer des Genehmigungsverfahrens stark vom tatsächlichen Standort und der Komplexität des Projekts ab und kann bis zu einem Jahr betragen. Die Eintragung in das Register der Stromerzeuger dauert in der Regel einen Monat. In **Litauen** beträgt der Zeitrahmen für die Einholung einer entsprechenden Genehmigung grundsätzlich 30 Kalendertage ab Einreichung sämtlicher erforderlichen Unterlagen. Insgesamt ist das Verfahren in allen drei Ländern nicht sonderlich komplex, gerne unterschätzt wird jedoch vor allem die Einhaltung formeller Anforderungen.

Ausblick

Aktuell überarbeiten alle drei Länder umfangreich ihre EE-Strategien und Rechtsrahmen, was natürlich auch Auswirkungen auf die Attraktivität von PPAs hat.

Am drastischsten könnte sich in den nächsten Jahren der Rechtsrahmen für Erneuerbare-Energie-Projekte in **Lettland** ändern. Das derzeit bestehende, aber ausgesetzte staatliche Ankaufssystem gilt als veraltet und ineffizient; daher haben alle wesentlichen politischen Kräfte ihren Willen zur Reform bekundet. Doch dürften erst die Ergebnisse der im Oktober 2018 durchgeführten Parlamentswahlen zeigen, welche Richtung die Entwicklung tatsächlich nehmen wird. Möglich ist daher, dass sich Betreiber von (neuen) EE-Anlagen bereits Anfang des kommenden Jahres Gedanken über die Vermarktung des produzierten Stroms machen müssen, was wiederum die Aufmerksamkeit auf PPAs lenken dürfte.

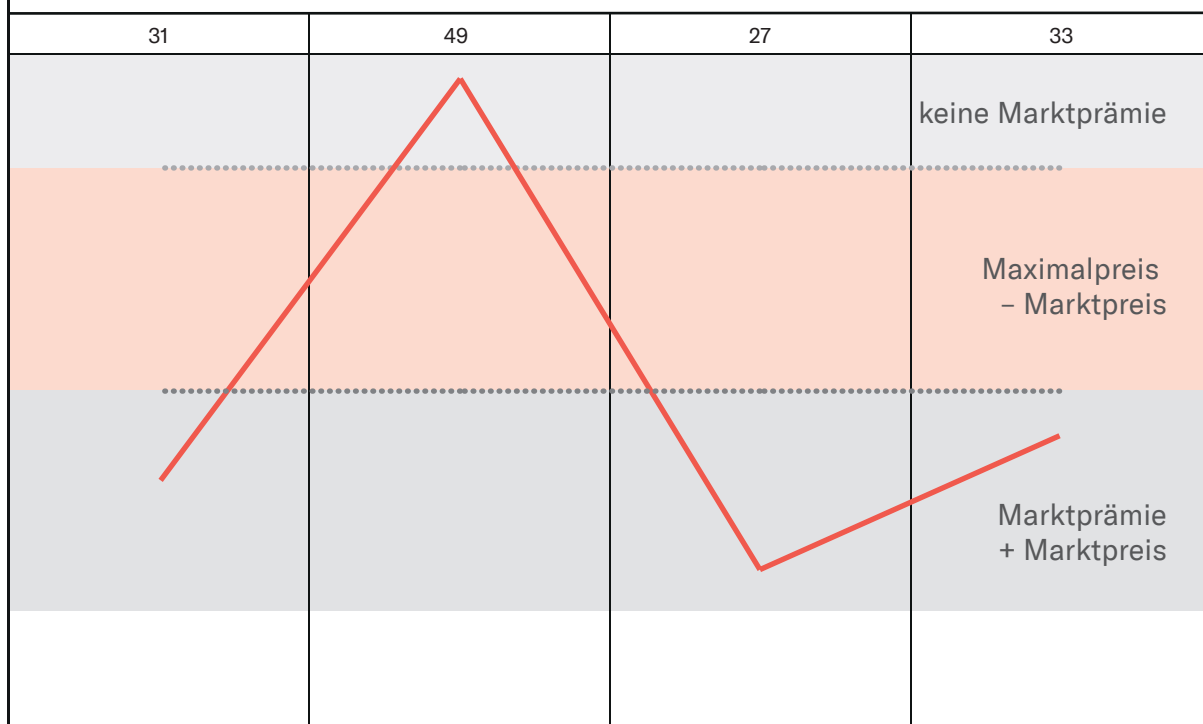
Konkreter gestaltet sich da ein Entwurf des **litauischen** Energieministeriums, wonach die litauische EE-Förderung zukünftig einem Marktprämienmodell unterliegen soll. Die Marktprämie soll sich wettbewerblich über Ausschreibungen ergeben, die unabhängig von der Art der Erneuerbaren Energien und für bestimmte Produktionsmengen durchgeführt werden. Völlig neu an dem geplanten Konzept ist, dass an diesen Ausschreibungen unter besonderen Voraussetzungen auch Projekte aus anderen EU-Mitgliedsstaaten teilnehmen dürfen, mit denen zu diesem Zweck bilaterale Vereinbarungen unterzeichnet werden. Unklar ist bislang allerdings, ob bzw. in welchem Umfang Anlagenbetreiber künftig gezwungen werden könnten, ihren Strom separat bzw. parallel zur Förderung zu vermarkten.

Entscheidend für die Berechnung der litauischen Förderung sind:

- **Referenzpreis**
 - wird grundsätzlich nach dem Verfahren der Nationalen Kommission für Energiekontrolle und -preise berechnet, wobei der Preis an der Strombörse Nord Pool Berücksichtigung findet;
 - technologieunabhängig;

- gilt während der gesamten Förderphase (bis zur vollständigen Amortisation der Anlage, jedoch maximal 12 Jahre);
- **Marktpreis**
 - wird (aktuell) anhand des durchschnittlichen stündlichen Strompreises für Litauen an der Strombörse Nord Pool berechnet;
- **Maximalpreis**
 - wird grundsätzlich nach dem Verfahren der Nationalen Kommission für Energiekontrolle und -preise berechnet;
 - das Gebot für die Marktprämie darf diesen Fixbetrag nicht überschreiten.

Neues Marktprämienmodell in Litauen



.... Referenzpreis — Marktpreis Maximalpreis

Berechnungsmethode

- Wenn Marktpreis > Referenzpreis: Ausgezahlt wird Maximalpreis – Marktpreis.
- Wenn Marktpreis < Referenzpreis: Ausgezahlt wird gesamte Marktprämie.
- Wenn Marktpreis > Maximalpreis: Keine Marktprämie wird ausgezahlt.
- Wenn Marktpreis = 0: Keine Marktprämie wird ausgezahlt.

Fazit

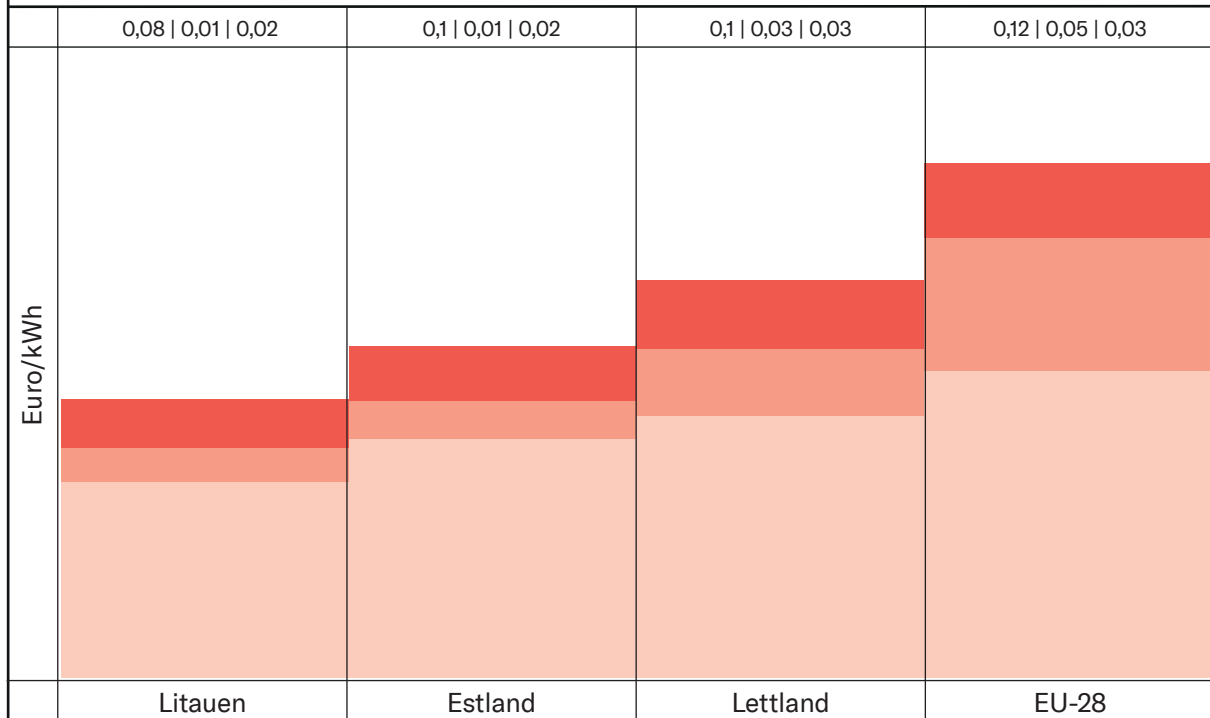
Das litauische Energieministerium hat mit dem nun vorgelegten Entwurf anerkannt, dass die in den vergangenen Jahren stockende Entwicklung der Erneuerbaren Energien neuen Anschub benötigt – insbesondere im Hinblick auf die angestrebte Energieunabhängigkeit des Landes. Derzeit befindet sich die Planung des neuen Förderungsmodells allerdings in einer noch sehr frühen Phase: Die EEG-Novelle soll, wenn sie vom litauischen Parlament verabschiedet wird, voraussichtlich zum 1. Mai 2019 in Kraft treten.

Auch wenn noch nicht absehbar ist, wohin genau der Weg für die Erneuerbaren Energien in den baltischen Staaten führen wird, versprechen die Gesetzentwürfe und Diskussionen in den einzelnen Ländern doch dem langersehnten neuen Rückenwind für den EE-Sektor, was sowohl Bauunternehmen als auch Erzeugern neue Möglichkeiten eröffnen dürfte. Ein weiterer Faktor, der die Erneuerbaren Energien in den baltischen Staaten sowie die Entwicklung von PPAs beeinflussen wird, ist der Bau des Kernkraftwerks Ostrowez (Weißrussland) nahe der litauischen Grenze. Nach seiner Inbetriebnahme könnte das Kernkraftwerk die baltischen Staaten zumindest vorübergehend mit preiswertem Strom versorgen, wodurch diese sich vermehrt darauf konzentrieren könnten, den Ausbau ihrer Erneuerbaren Energien zu forcieren. Andererseits birgt die Versorgung mit preiswertem Strom aus Weißrussland die Gefahr, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien gebremst wird. Voraussetzung für derartige Szenarien ist allerdings, dass eine solche Belieferung überhaupt politisch gewollt wäre – was zumindest derzeit klar zu verneinen ist.

Auch PPAs könnten im Zusammenspiel mit der neuen EE-Förderung zunehmend eine Rolle spielen – je nachdem, wie sich die neuen Rechtsrahmen in Estland, Lettland und Litauen formieren werden. Die derzeit geltenden Einspeisetarife und die im EU-Vergleich relativ niedrigen EEG-Umlagen sowie niedrige sonstige Steuern halten die Einsparungen durch PPAs allerdings gering und machen sie in allen drei Ländern vergleichsweise unattraktiv. Vermehrt findet stattdessen eine Vermarktung von EE-Strom über die Strombörse Nord Pool statt, dem gemessen am gehandelten Volumen (512 TWh im Jahr 2017) und am Marktanteil Europas größten Markt für elektrische Energie.

Ungeachtet der geplanten Transformation der baltischen Energierechtsrahmen bieten die bisherigen Einspeisevergütungssysteme potenziellen Investoren noch eine alternative Renditemöglichkeit: Abgesehen vom Bau neuer Anlagen können sie über den sogenannten Zweitmarkt auch Anlagen (unabhängig davon, ob bereits fertiggestellt, noch im Bau oder in der Planungsphase befindlich) erwerben, denen bereits eine Einspeisevergütung nach den bisherigen Modellen zugesprochen wurde. Der Erwerber erhält damit die bisher geltende Einspeise- und Abnahmegarantie sowie in Verbindung mit einer garantierten Einspeisevergütung über den verbleibenden in der Genehmigung festgelegten Zeitraum eine planbare Rendite.

Energiepreise für Verbraucher, 2. Halbjahr 2017



ohne Steuern

sonstige Steuern und Umlagen

Umsatzsteuer



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Baltische Staaten
Tobias Kohler

Telefon: +370 (5) 212 35-90
E-Mail: tobias.kohler@roedl.com



Rödl & Partner Baltische Staaten
Hans Lauschke

Telefon: +370 (5) 212 35-90
E-Mail: liudgardas.maculevicius@roedl.com

02 BRASILIEN

von Philipp Klose-Morero



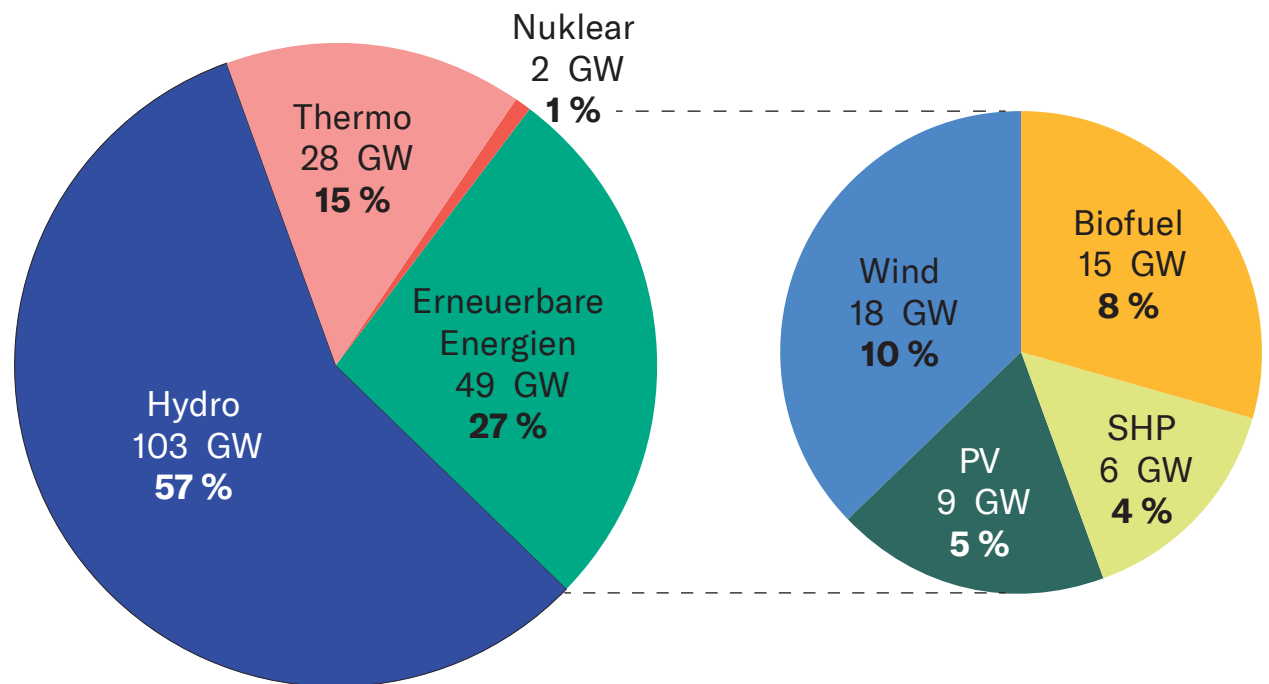
Stand der Kapazität aus Erneuerbaren Energien

Überblick über den brasilianischen Energiemarkt

Der Strommarkt in Brasilien ist der größte in Lateinamerika.

Die installierte Leistung des Stromsektors beträgt ca. 182 Gigawatt (GW), die auf 9.000 Kraftwerke verteilt ist, einschließlich folgender Quellen:

Energiemix – installierte Leistung BRASILIEN Mai 2021



Die Energieverteilungsnetze im Land sind durch das Nationale Verbundnetz (Sistema Interligado Nacional, SIN) vollständig miteinander verbunden. Das Verteilungssystem ist sehr komplex und beliefert alle Regionen des Landes, darunter die Regionen im Süden, Südosten, Zentralwesten, Nordosten und Osten. Dadurch wird Brasilien relativ unternehmerfreundlich für die Erzeuger, wo auch immer sie im Land ansässig sind.

Aktueller und voraussichtlicher Anteil der einzelnen Energiequellen

- Bei der verteilten Erzeugung hat Brasilien exponentielle Fortschritte gemacht. Die installierte Leistung der verteilten Stromerzeuger ist im Zeitraum von Ende 2016 bis April 2021 um mehr als 11 Prozent gestiegen.
- Brasilien ist der größte Markt für Erneuerbare Energien in Lateinamerika. Nach den Vorhersagen von Bloomberg wird das Land bis zum Jahr 2040 32 Prozent des Stroms mit Photovoltaikanlagen erzeugen.
- Die Berechnungen von Clean Energy Latin America (CELA) weisen darauf hin, dass sich die Investitionen in den PV-Ausbau bis zum Jahr 2040 auf einen Betrag von 15 Mrd. BRL pro Jahr belaufen werden.
- Das Wasserkraftwerk Itaipú (14.000 MW) ist für die Belieferung von 19 Prozent der brasilianischen Bevölkerung zuständig. Bis zum Jahr 2012 war es das weltgrößte Wasserkraftwerk, gegenwärtig belegt es den zweiten Platz.
- Laut dem Brasilianischen Windenergieverband (Associação Brasileira de Energia Eólica, ABEólica) – eine gemeinnützige Organisation, die den Windenergiesektor vertritt – wurde das Jahr 2020 mit 686 Anlagen und 17,75 GW an installierter Windkraft abgeschlossen, was einem Wachstum von 14,89 Prozent an Windenergie im Vergleich zu Dezember 2019 entspricht.
- Mit 15,4 GW nimmt Brasilien den achten Platz in mehreren Ranglisten der weltweit installierten Windkraftleistung ein.

Der Covid-19-Markt

Wie viele andere Branchen hat die Coronavirus-Pandemie (Covid-19) auch den Energiesektor negativ beeinflusst und vor Herausforderungen gestellt.

Wegen pandemiebedingter Beschränkungen und Lockdowns blieben Handel und Industrie eine Zeit lang geschlossen, was zu einer drastischen Reduzierung des Energieverbrauchs führte. Ein Vergleich des Zeitraums vom 21. März (Beginn der Beschränkung sozialer Kontakte) bis Mai 2020 zeigt einen durchschnittlichen Rückgang des Energieverbrauchs um 11 Prozent (Quelle: CCEE).

Infolge der Krise verzeichnen die Verteilnetzbetreiber einen Gewinneinbruch, der auf den starken Rückgang des Verbrauchs und das hohe Risiko steigender Zahlungsausfälle zurückzuführen ist. Außerdem gibt es eine große Anzahl an Kunden in Handel und Industrie, die die Kontrakte auf dem freien Strommarkt neu verhandeln möchten.

Experten zeigen sich für eine rasche Markterholung nach der Coronavirus-Pandemie aber zuversichtlich. Das wirtschaftliche Umfeld ändert sich kontinuierlich und das Umweltbewusstsein steigt. Die Digitalisierung der Arbeit gewinnt kontinuierlich an Bedeutung und das alte Schichtmodell, das sich nicht zuletzt auch coronabedingt geändert hat, kehrt nicht zurück. Mit zunehmendem Umweltbewusstsein nimmt auch der soziale Druck auf Regierungen und Unternehmen zu, ihre Praktiken und Prozesse zu ändern, die Energiewende zu beschleunigen und massiv in diesen Bereich zu investieren.

Die Forscher argumentieren, dass die Strategie für die wirtschaftliche Erholung nach der Coronavirus-Pandemie in der erhöhten Dekarbonisierung aller Wirtschaftssektoren und Branchen sowie in Investitionsplanung und einer fairen Energiewende bestehen muss.

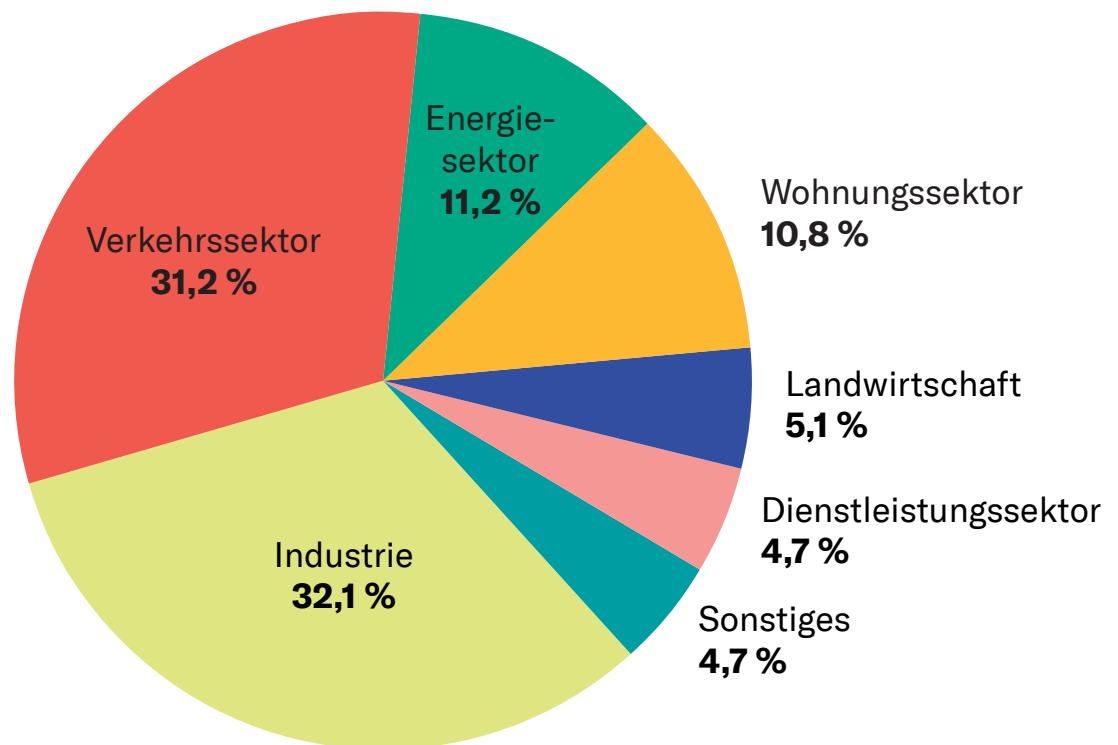
Brasilien wird sich wahrscheinlich einem technologischen Erneuerungsprozess unterziehen – mit einem weiterentwickelten System, das an die gegenwärtigen Umstände angepasst ist. Tatsächlich dauert der Mo-

dernisierungsprozess im brasilianischen Energiesektor seit 2019 an – mit Maßnahmen, Gesetzentwürfen und Marktstrategien, die diesem Prozess Vorrang einräumen.

Ein Beispiel ist die Verordnung Nr. 187/19, die die Suche nach besseren Lösungen zur Modernisierung des Sektors unter der Führung des brasilianischen Bergbau- und Energieministeriums betrifft. Unter anderem soll diese Maßnahme zu besseren Preisbildungsmechanismen, zur Einführung von neuen Technologien, Nachhaltigkeit der Verteilungsleistungen und Konsumentenfreiheit beitragen.

Verbraucher

Stromverbrauch nach Sektoren im Jahr 2021



Quelle: Relatório Síntese do Balanço Energético Nacional – BEN 2021

Regulierung der Märkte in Brasilien

Nach der brasilianischen Verfassung ist die Bundesregierung, insbesondere das Bergbau- und Energieministerium als Hauptregierungsbehörde, für die Bereitstellung der Leistungen und Einrichtungen innerhalb des Energiesektors zuständig. Privatunternehmern können auf Grundlage einer von der Regierung erteilten Konzession, Genehmigung oder Zulassung in den Markt eintreten.

Führende Behörden im brasilianischen Stromsektor

- Bergbau- und Energieministerium (MME): Bundesregierungsbehörde, die für die Energiepolitik in Brasilien verantwortlich ist.
- Energieforschungsgesellschaft (EPE): Zuständig für die strategische Forschung mit dem Ziel, die Planung des Energiesektors finanziell zu unterstützen.
- Nationale Stromregulierungsbehörde (Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL): Regulierungsbehörde für den brasilianischen Stromsektor, deren Hauptaufgaben in der Regelung und Kontrolle der Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie des Kaufs und Verkaufs von Strom bestehen.
- Nationaler Energieversorger (ONS): Die Hauptzuständigkeit des ONS ist die Koordinierung und Kontrolle der Erzeugung und Übertragung von Strom im SIN.
- Stromhandelskammer (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, CCEE): Ihre Aufgabe besteht darin, den Kauf und Verkauf von Strom im Nationalen Verbundsystem zu ermöglichen. Sie nimmt die Abrechnungen und die finanzielle Abwicklung der auf dem kurzfristigen Markt getätigten Geschäfte vor.

Rolle der PPAs in Brasilien und regulatorische Rahmenbedingungen

In über 20 Jahren wurde der Energiesektor umstrukturiert. Mit dem Konzessionsgesetz (Gesetz Nr. 8.987/1995) und dem Gesetz über die Stromkonzessionen (Gesetz Nr. 9.074/1995) hatte die Regierung den Markt für ausländische Investitionen in die Energieerzeugung geöffnet.

Kraft dieser Gesetze erfolgt die Zuteilung aller Konzessionen für die Hauptleistungen im Energiesektor im Rahmen von öffentlichen Ausschreibungen. Dadurch entstand ein freier und wettbewerbsfähiger Energiemarkt, da einige Stromverbraucher berechtigt waren, Strom direkt bei Stromlieferanten zu kaufen.

Um diese neue Dynamik zu regeln und zu überwachen, hat die Regierung mit dem Gesetz Nr. 9.427/1996 die Nationale Stromregulierungsbehörde (ANEEL) ins Leben gerufen. Das Gesetz Nr. 9.648/1998 begründete den Großhandelsmarkt und es entstanden Stromhandelsunternehmen.

Aktuell besteht der Energiesektor aus zwei Märkten:

- Regulierter Markt: Die Verteilnetzbetreiber werden mit einem bestimmten Tarif für den gelieferten Strom belastet. Die abzudeckenden Energiemengen müssen im Rahmen der von ANEEL organisierten Energieauktionen erworben werden.
- Freier Markt: Auf diesem Markt sind freie Energieverbraucher, Energieerzeuger und Handelsunternehmen präsent. Diese Teilnehmer können ihre eigenen Energiemengen und -preise verhandeln.

Im regulierten Markt sind die Energieübertragung und -verteilung angesichts der Abhängigkeit vom Stromnetz als natürliche Monopole zu betrachten. Denn die meisten brasilianischen Verbraucher von Strom aus dem regulierten Markt sind gesetzlich verpflichtet, Strom nur von dem lokalen Verteilnetzbetreiber zu kaufen, an dessen Netz sie angeschlossen sind. Diese Tätigkeit erfordert auch eine öffentliche Konzession und wird über eine obligatorische öffentliche Ausschreibung durchgeführt.

Aus diesem Grund haben sich in den letzten Jahren so viele Unternehmen für die Teilnahme am freien Markt entschieden, wo die Vermittler die Preise, die Mengen und die Bedingungen des Energieversorgers über PPAs direkt und frei verhandeln können.

Beispiele realer PPAs in Brasilien

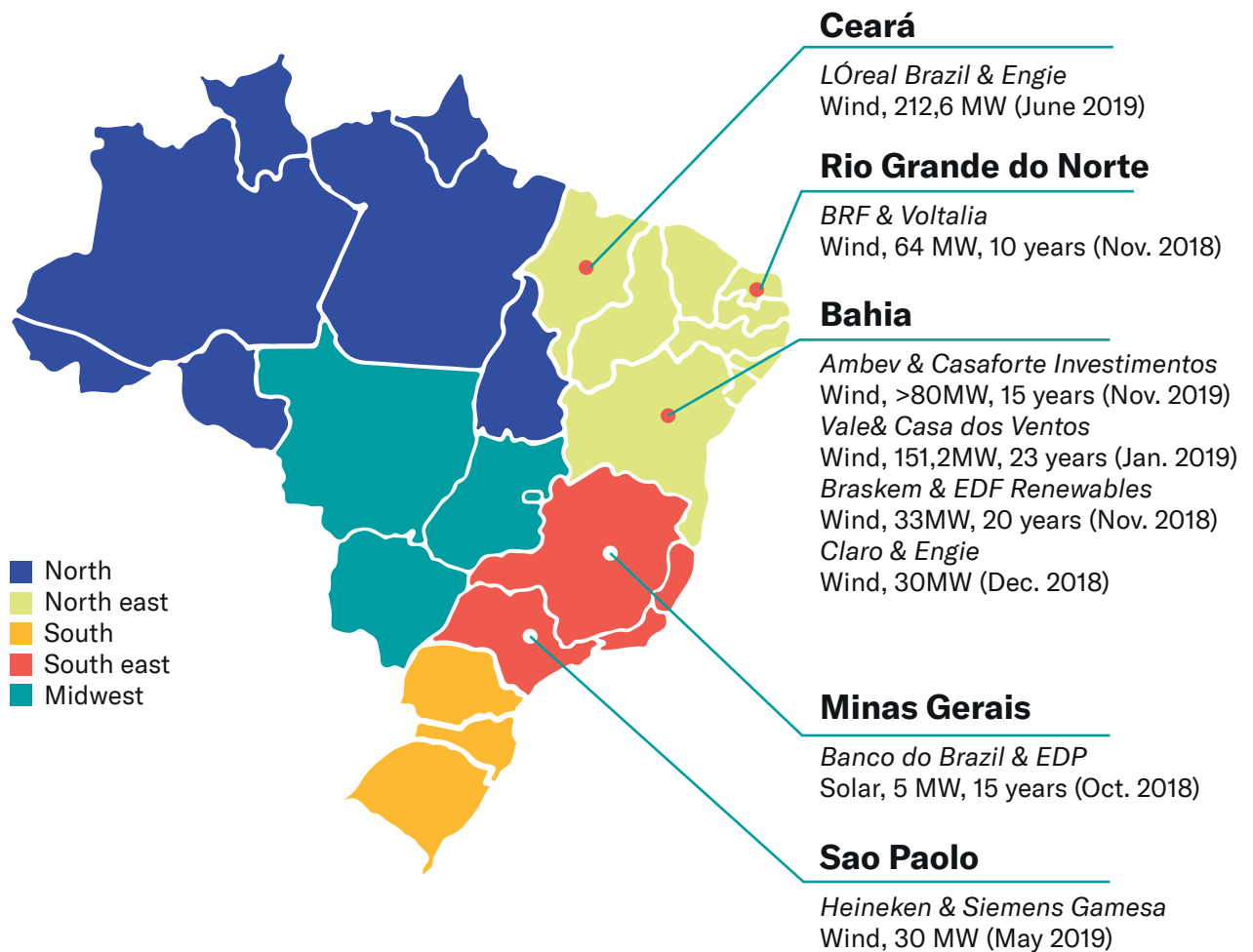
Die Projektentwickler haben in Brasilien nach neuen Wegen für Erneuerbare-Energien-Projekte gesucht, insbesondere wegen des Rückgangs der wirtschaftlichen Aktivität und weil die Verbraucher kontinuierlich aus dem verknüpften (regulierten) Markt in den freien Markt abgewandert sind, was in der Konsequenz zu einem verminderten Energiebedarf führt, den die Verteiler in den von der Regierung geförderten Auktionen deklarieren müssen. In diesem Kontext entstanden günstige Rahmenbedingungen für Gewerbe- und Industriebetriebe, die es ihnen erlauben, ihre Ziele noch ehrgeiziger zu gestalten und Erneuerbare Energie durch den Abschluss von Corporate PPAs zu erwerben.

Als Beispiel für die Zunahme von PPA-Projekten in Brasilien dient das Projekt von Canadian Solar. Der chinesisch-kanadische Hersteller von Solarmodulen hat zwei PPAs unterzeichnet: eines für einen Solarpark, den das Unternehmen im Bundesstaat Minas Gerais baut, und das zweite für ein im Bundesstaat Pernambuco umgesetztes Projekt. Die Gesamtleistung wird 274 MWp betragen. In Minas Gerais wird das Unternehmen ein Projekt mit 152 MWp entwickeln und bauen. Die Arbeiten werden 2021 beginnen und die Aufnahme des Betriebs ist noch vor Ende 2022 geplant. Dies ist das erste PPA, das direkt zwischen Canadian Solar und einem gewerblichen Kunden in Brasilien unterzeichnet wurde – ein Meilenstein für das Unternehmen auf diesem Markt. Das PPA hat eine Laufzeit von 20 Jahren.

Andere Beispiele für PPAs aus den letzten Jahren umfassen: L’Oreal Brazil und Engie in Ceará – Wind (212,6 MW – Juni 2019); BRF und Voltalia in Rio Grande do Norte – Wind (64 MW, 10 Jahre – November 2018); Ambev und Casaforte Investimentos in Bahia – Wind (> 80 MW, 15 Jahre – November 2019) und noch einige weitere, die in der nachstehenden Grafik dargestellt sind.

Beispiele PPAs

Quelle: Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) – BloombergNEF, November 2019



Über PPAs gehandelte Energiemengen

Nach den Angaben von BloombergNEF ging der Energieverbrauch im vergangenen Jahr in Lateinamerika zurück, wobei die über PPAs vertriebene Energiemenge von 2 GW im Jahr 2019 auf 1,5 GW 2020 fiel. Die Covid-19-Beschränkungen und der wirtschaftliche Abschwung haben sich auf die Region nachteilig ausgewirkt. Auf der anderen Seite unterzeichneten Unternehmen in Brasilien im Jahr 2020 Corporate PPAs über die Rekordmenge von 1.047 MW. Die Tendenz zum Wechsel in den freien Markt, auf dem die Verbraucher bilaterale Energieverträge direkt mit den Entwicklern schließen können, setzt sich damit fort und verbessert die Nutzung von sauberer Energie im Land. In Mexiko, dem Hauptmotor für die Energiebeschaffung der Unternehmen in der Region, steht fast keine Energie für den Handel mehr zur Verfügung, da die gegenwärtige Verwaltung weiterhin den Sektor für saubere Energie des Landes untergräbt.

Gebühren sowie rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für PPAs

Der Tarif für die Nutzung des Übertragungsnetzes (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, TUST) ist die Hauptgebühr für die Verwendung des Stromübertragungssystems. Der TUST wird von der ANEEL berechnet und basiert auf den Kosten der Übertragungsnetzbetreiber zzgl. Sektorgebühren. Der Tarif für die Nutzung des Verteilungsnetzes (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, TUSD) ist die Hauptgebühr für die Verwendung des Stromverteilungssystems. Auch der TUSD wird von der ANEEL berechnet; er basiert auf den Kosten der Übertragungs- und der Verteilnetzbetreiber zzgl. Sektorgebühren. Sowohl der Verbraucher als auch der Erzeuger müssen diese Gebühren zahlen, wenn sie ein PPA abschließen. Laut Abraceel betragen diese Gebühren gewöhnlich ca. 20 Prozent der Stromkosten.

Es gibt verschiedene Arten von PPAs, die jeweils von dem regulatorischen Rahmen des Energiemarktes, der Strategie des kaufenden Unternehmens und der Kapazität des Käufers abhängen. Corporate PPAs für neue Bauprojekte sind generell als virtuelle PPAs oder als langfristige physische PPAs strukturiert. In Brasilien haben die regulatorische Marktstruktur und die physische Struktur des Nationalen Verbundsystems (SIN) überwiegend den Abschluss von physischen PPAs begünstigt.

Die Struktur physischer PPAs wird angewandt, wenn es um die „physische“ Lieferung von erzeugter Energie geht, d. h. tatsächliche Erzeugung und Verbrauch, aber nicht notwendigerweise mit einer direkten Verbindung zwischen Erzeuger und Verbraucher. In diesem Fall kann das kaufende Unternehmen ein PPA mit anderen am SIN beteiligten Erzeugern, abschließen, auch wenn sie sich in unterschiedlichen Regionen befinden. Bei unterschiedlichen Regionen kann allerdings das Risiko von Preisdifferenzen zwischen den Teilmärkten bestehen – ein Effekt ähnlich dem bei anderen Waren, deren Werte sich je nach der Handelsregion unterscheiden. Die Energie muss die Stromhandelskammer (CCEE) als Marktbetreiber registrieren und abrechnen.

Virtuelle PPAs haben eine flexiblere Struktur, denn Vertragspartner müssen nicht bei demselben Netzbetreiber angeschlossen sein. Es handelt sich um ein Finanzinstrument in Gestalt eines Differenzkontrakts, bei dem die Parteien ihre finanziellen Positionen auf der Grundlage des Marktpreises für den „Vermögenswert“ Energie verrechnen. Diese Form ist an Börsen verbreiteter, an denen die Liquidität und der Energiehandel größer sind (sog. „Strombörsen“ wie in den Vereinigten Staaten und Europa).

Entwicklung des Strompreises

PV-Kosten

Nach Angaben des PV Magazine waren die Entwickler von Photovoltaikanlagen bei den letzten Energieauktionen in Brasilien nur begrenzt erfolgreich und die Preise für PV waren relativ hoch. Die Menge der Energie, über die Verträge geschlossen wurden, ist mit 21,4 durchschnittlichen MW in der A-3-Auktion und 17,6 durchschnittlichen MW in der A-4-Auktion geringer als in den Vorjahren – der wirtschaftliche Abschwung bremst die Nachfrage. Die Energiemenge, über die ein Vertrag geschlossen wird, wird in durchschnittlichen MW ausgedrückt, was das Vertragslimit darstellt. Die Endpreise im Jahr 2021 betragen durchschnittlich 122 BRL (23,80 US-Dollar)/MWh in der A-3-Runde und 136,75 BRL/MWh in der A-4-Runde. Im Jahr 2019 betrug der niedrigste Preis für Solarenergie noch 66,43 BRL/MWh, allerdings war der Anteil der für den freien Markt reservierten Energie mit ungefähr 66 Prozent höher. Diese Energie wurde im Rahmen eines PPAs mit einem privaten Verbraucher zu höheren Preisen verkauft.

Wegen Covid-19 sind die Kosten gestiegen. Der Grund für den Preisanstieg ist die Coronakrise. Ausweislich der gesammelten Daten haben 71 Prozent der befragten Unternehmen bereits Aufträge verloren, entweder wegen Rücktritts vom Vertrag oder wegen Verschiebung, während weitere 85 Prozent bereits einen Rückgang bei der Nachfrage nach PV-Anlagen verzeichnet haben. Laut der Unternehmensberatung Greener haben 50 Prozent der Unternehmen wegen des Abfalls der brasilianischen Währung in den letzten Wochen bereits einen Anstieg bei den Kosten von PV-Anlagen zu spüren bekommen. 49,3 Prozent der Befragten sind wegen des Preisanstiegs bei PV-Anlagen besorgt.

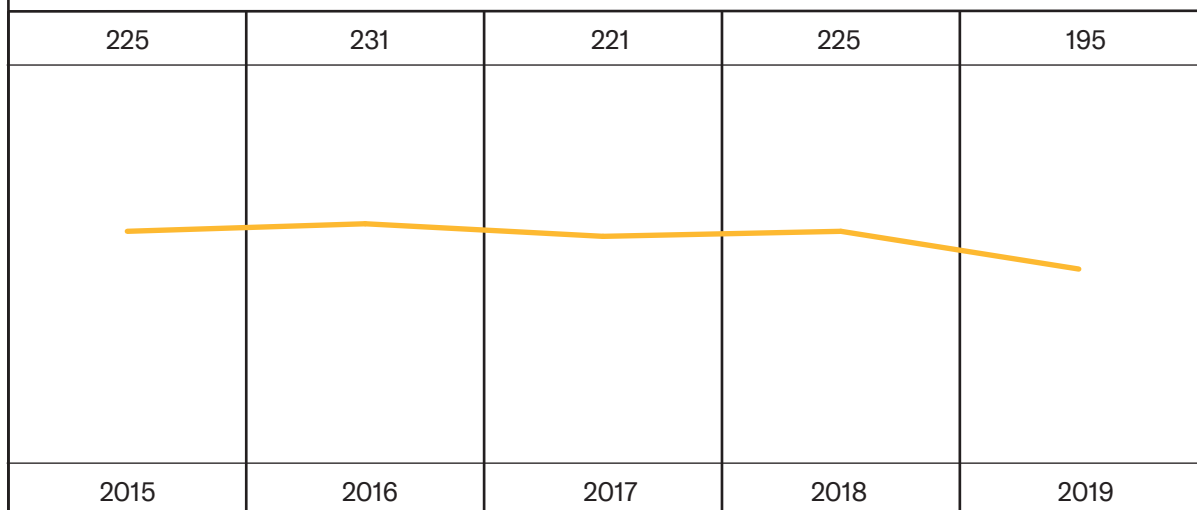
Dem brasilianischen Solarenergieverband (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica, Absolar) zufolge gab es bei den letzten Auktionen eine begrüßenswerte „Rationalisierung“ der Preise.

Zu beachten ist, dass die brasilianischen Regierungsbehörden in der letzten Zeit daran gearbeitet haben, die brasilianische Währung wieder zu stärken (z. B. steigende Zinsen).

Kosten der Windenergie

Informationen der IPCA/IBGE zufolge waren im Februar 2020 die Kosten bei Windkraftanlagen bis zum Referenzmonat April 2020 die niedrigsten der letzten 5 Jahre, insbesondere weil bei den Auktionen Verträge zu niedrigeren Preisen vergeben wurden.

Kosten der Windenergie in Brasilien



Quelle: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Staatliche Förderung

Die Eigentümer von EE-Projekten können mehrere finanzielle Anreize in Anspruch nehmen, die hauptsächlich in Steuererleichterungen oder Gebührenbefreiungen bestehen. Ein kurzer Überblick:

- ProGD: Nationales Anreizprogramm für verteilte Erzeugung mit Schwerpunkt auf PV (einschließlich anderer erneuerbarer Energiequellen). Das ProGD-Programm umfasst eine Reihe von Maßnahmen einschließlich Steueranreizen und schafft Kreditlinien. Unter dem Einfluss des Programms sagt die Regierung für dieses Segment bis 2030 Investitionen i. H. v. 100 Millionen BRL (26 Millionen US-Dollar) voraus. Das brasilianische Bergbau- und Energieministerium prognostiziert 23,5 GW für dezentrale Erzeugungsanlagen, vor allem Photovoltaikanlagen. Noch sind nur wenige konkrete Details bekannt, wie ProGD funktionieren wird, aber grob skizziert sind die Prämissen des Programms folgende:
 - Kreditlinien für die Finanzierung von Investitionen schaffen und erweitern;
 - Anreize einschließlich bestimmter Ausrüstung für den Windkraft- und Solarenergiesektor wie Windräder und PV-Anlagen;
 - Entwicklung nationaler wettbewerbsfähiger Technologien für Erneuerbare Energien;
 - Anreize für die Arbeitskräfte im Markt für Erneuerbare Energien.
- Befreiung von der ICMS: Die Regierung gewährt eine Befreiung von der Mehrwertsteuer (ICMS) auf den Betrieb von PV-Anlagen, die Strom ins Netz einspeisen. Das hat die spezifische Regulierungsbehörde CONFAZ (Nationalrat für Finanzpolitik) in der ICMS-Vereinbarung Nr. 16/2015 (Convênio ICMS nº16/2015) entschieden. Die Gesetzgebungskompetenz für diese spezifische Steuererleichterung liegt bei den einzelnen Bundesstaaten; die meisten haben die Förderung bereits eingeführt.
- Nachlässe bei den TUSD- und TUST-Tarifen für Erneuerbare Energien: Die brasilianische Regierung fördert die Entwicklung und die Nutzung Erneuerbarer Energien im Land, indem sie Nachlässe bei den TUST- und TUSD-Tarifen gewährt. Diese Vergünstigungen gelten für Projekte, die auf Solar-, Windenergie-, Biomasse- und qualifizierten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen basiert. Derartige bei denen der erzeugte und in die Netze eingespeiste Strom mehr als 30.000 kW und bis einschließlich 300.000 kW beträgt; diese Projekte sind zu einem Nachlass von wenigstens 50 Prozent auf diese Tarife berechtigt.

Gibt es rechtliche Hürden bei dem Abschluss von langfristigen Stromversorgungsverträgen ohne Netzanschluss oder von PPAs für Inselnetze?

Generell müssen Unternehmen eine Tochtergesellschaft in Brasilien gründen, um an dem brasilianischen Energiemarkt als Stromerzeuger direkt teilnehmen zu können. Um von der Bundesregierung eine entsprechende Zulassung zu erhalten, muss eine Gesellschaft nach der brasilianischen Gesetzgebung eine Reihe von Unterlagen vorlegen, die ihre Rechtsfähigkeit und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit nachweisen. Für die Teilnahme am brasilianischen Energiemarkt als Lieferant von Ausrüstung gibt es jedoch keine Einschränkungen.

Davon abgesehen gibt es keine speziellen Restriktionen beim Erwerb von Standorten bzw. Grund und Boden durch ausländische Unternehmen. Allgemein ausgedrückt bedeuten die Vorgaben kein Hindernis für einen ausländischen Investor bei der Entwicklung von Energieprojekten in Brasilien.

Um auf dem freien Markt tätig sein und folglich über PPAs handeln zu können, müssen einige Anforderungen erfüllt sein. In erster Linie ist es notwendig, die entsprechenden Genehmigungen von den zuständigen Behörden zu erhalten. Die Art der erforderlichen Genehmigung hängt von folgenden Faktoren ab:

- Art der Energiequelle,
- Größe und Leistung der Anlage,
- technische und betriebliche Aspekte,
- Umweltauswirkungen,
- Endverbraucher.

Außerdem müssen PPAs der brasilianischen Stromhandelskammer (CCEE) gemeldet werden, einer gemeinnützigen privaten Einrichtung, die von der ANEEL autorisiert ist. PPAs müssen ggf. auch von der ANEEL eingetragen, bestätigt oder genehmigt werden. Aufgabe dieser Behörde ist es, die Übereinstimmung der PPAs mit dem geltenden Recht sicherzustellen. Insbesondere müssen PPAs die Vertragsdauer, die Strommenge und den vertraglich vereinbarten Bedarf spezifizieren sowie den Betrag und den Preis des Stroms, der Gegenstand des Vertrags ist. Die übermittelten Informationen zu dem im regulierten Markt (Ambiente de Contratação Regulada, ACR) und im freien Markt (Ambiente de Contratação Livre, ACL) verkauften und verbrauchten Strom ermöglichen Ausgleichsmechanismen bei dem erzeugten Strom, die von der CCEE im kurzfristigen Markt umgesetzt werden und zu Unterschieden bei dem Ausgleichspreis führen können.

Rechtliche und regulatorische Entwicklungen

Die laufenden Auktionen zur Vergabe neuer Verträge für Strom sind ausschließlich für den regulierten Markt bestimmt. Im freien Markt findet der Verkauf von Energie über bilaterale Verhandlungen (PPAs) statt, bei denen die Verbraucher, direkt mit den Erzeugern verhandeln oder ihre eigene Anlage (Eigenerzeugung) errichten, um die Anforderung zu erfüllen, 100 Prozent des in den letzten 12 Monaten überprüften Verbrauchs unter Vertrag zu nehmen. Solar-, Wind- und kleine Wasserkraftwerke, Biomasse- und qualifizierte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erhalten Subventionen in Form eines Nachlasses von wenigstens 50 Prozent auf ihre Liefertarife (Übertragung oder Verteilung).

In diesem Sinne basiert der Ausbau des freien Marktes zurzeit hauptsächlich auf den niedrigen Preisen für unkonventionelle Erneuerbare Energien, den Subventionen für Lieferungen auf dem Anreizmarkt und den Subventionen für Eigenerzeugung. Diese Subventionsstrategie hat wesentlich zu einer Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Energiemix beigetragen und damit ihren Zweck bereits erfüllt. Da sie aber zu einem von allen Verbrauchern (CDE) zu zahlenden Sektorengebühren und zu einer Eskalierung der regulierten Markttarife beiträgt, sollte die Strategie überprüft werden. Angesichts des Ausmaßes dieser Änderung ist ein breit angelegter Diskussionsprozess über die Übergangsregelungen für die zuvor existierenden Verträge zu erwarten.

Marktpotenzial, Fazit und Aussichten

Da Brasilien über Rohstoffvorkommen im Überfluss verfügt und ein großes Land ist, kann es als eines der Länder mit dem größten Potenzial für die Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien angesehen werden. Das Land ist in der Lage, unterschiedliche Arten von Rohstoffen (ob erneuerbar oder nicht) wie Wind, PV, Wasserkraft oder Biomasse zu nutzen. Dies trägt zur weiteren Diversifizierung des brasilianischen Strommixes bei. Brasilien ist immer noch von großen Wasserkraftwerken abhängig. Diese Abhängigkeit ist riskant, denn in Zeiten der Regenknappheit muss die Regierung teurere Energiequellen nutzen, was die Energiekosten in die Höhe treibt. Außerdem kann die hohe Nachfrage nach Strom aus Wasserkraft den Wasserstand der Flüsse und die Fauna und Flora des Landes gefährden. Aus diesem Grund hat die Regierung die Anreize und Subventionen für Erneuerbare Energien, insbesondere für die Stromerzeugung in Windkraft- und Photovoltaikanlagen, erhöht. Vieles deutet darauf hin, dass sich der Energiemix deutlich diversifizieren wird, wie mehrere Studien hervorgehoben haben. Außerdem sind die sinkenden Kosten bei Erneuerbaren Energien ein deutliches Zeichen dafür, dass die Investitionen in und Gestaltungsmöglichkeiten bei diesen Energiequellen in den nächsten Jahren mehr in den Vordergrund rücken werden.

Die Spezialisten und Regulierungsbehörden erwarten, dass sich die inländische Stromversorgung durchschnittlich um 3,6 Prozent pro Jahr entwickeln und das Angebot bis 2030 schätzungsweise 909 TWh erreichen wird. Dies wird sich direkt auf die nicht erneuerbaren Energiequellen wie thermische Kraftwerke und große Wasserkraftwerke auswirken. Was speziell den Markt für PPAs angeht, so üben die Interessengruppen gegenwärtig allgemein Druck auf den Gesetzgeber aus, die Hindernisse zu beseitigen, damit sie an diesem sogenannten „freien Markt“ in Brasilien teilnehmen können. Die Regierung hat darauf mit der Verabschiedung von Gesetzen reagiert, um den freien Markt zu stärken.

Grüne Wasserkraft kann das nächste heiße Thema in den kommenden Jahren werden. Beispielsweise arbeitet der Bundesstaat Ceará an einem Plan zur Errichtung eines Wasserkraftwerks mit 500 ha an kommerzieller Fläche in Port of Pecém nordwestlich der Hauptstadt des Bundesstaats. Der Bundesstaat will ein globaler Lieferant dieses Kraftstoffs werden und damit zu einer Reduzierung der Emissionen, einer Ausweitung der Geschäftschancen und der Schaffung von Arbeitsplätzen in der Region beitragen.

Wegen der unbestreitbaren Vorteile von PPAs, insbesondere der Möglichkeit, den Strompreis direkt mit dem Erzeuger zu verhandeln, und – vor allem bei langfristigen PPAs – der Planbarkeit des Budgets wurde der PPA-Markt in den letzten Jahren immer interessanter und hat ein hohes Wachstumspotenzial. Seit 2015 ist die Zahl der neuen Teilnehmer, hauptsächlich bei Erneuerbaren Energien, deutlich gestiegen. Betreiber von Erzeugungsanlagen im regulierten Markt haben viel in Marketing investiert, um den PPA-Markt für noch mehr Teilnehmer interessant zu machen.

Geplant ist zudem, in den Jahren 2025/2026 Offshore-Windkraft in Brasilien einzuführen. Das Offshore-Windpotenzial im Land beträgt 750 GW in einer Bautiefe von bis zu 50 m Tiefe und befindet sich hauptsächlich in den Bundesstaaten im Norden/Nordwesten, wie: Rio Grande do Norte, Ceará, Amapá, Piauí, Maranhão, Pará und die gesamte Nordküste wegen der lokalen Winde. Cabo Frio und Búzios, Rio de Janeiro und die Bundesstaaten Espírito Santo, Rio Grande do Sul, und Santa Catarina haben ebenfalls großes Potenzial, aber am vielversprechendsten ist Brasiliens Nordküste.

Nach Aussage von Marcelo Storrer, dem Präsidenten von Abemar und CEO von Eólica Brasil, hat das Offshore-Windenergiesegment in Brasilien noch keine grundlegende Infrastruktur an Land, aber die Nutzung dieser neuen Energiequelle wird geplant. Es ist lediglich mehr Förderung nötig, da sich die Infrastruktur für Onshore-Windkraft völlig von Offshore-Windkraft unterscheidet und wesentlich mehr Ausrüstung erfordert.

02

BRASILIEN

Auf die Frage, ob Brasilien eine Machtstellung im Offshore-Windenergiemarkt erlangen kann, antwortete Storrer: „Mit einem guten Fördersystem hat Brasilien großes Potenzial im Weltmarkt. Unsere seichten Gewässer sind unbestritten und dank der Windstärken ist die Projektentwicklung wirtschaftlich sinnvoll.“



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Brasilien
Philipp Klose-Morero

Telefon: +55 (11) 50 94-60 63
E-Mail: philipp.klose-morero@roedl.com

03 DEUTSCH- LAND

von Joachim Held und Kai Imolauer

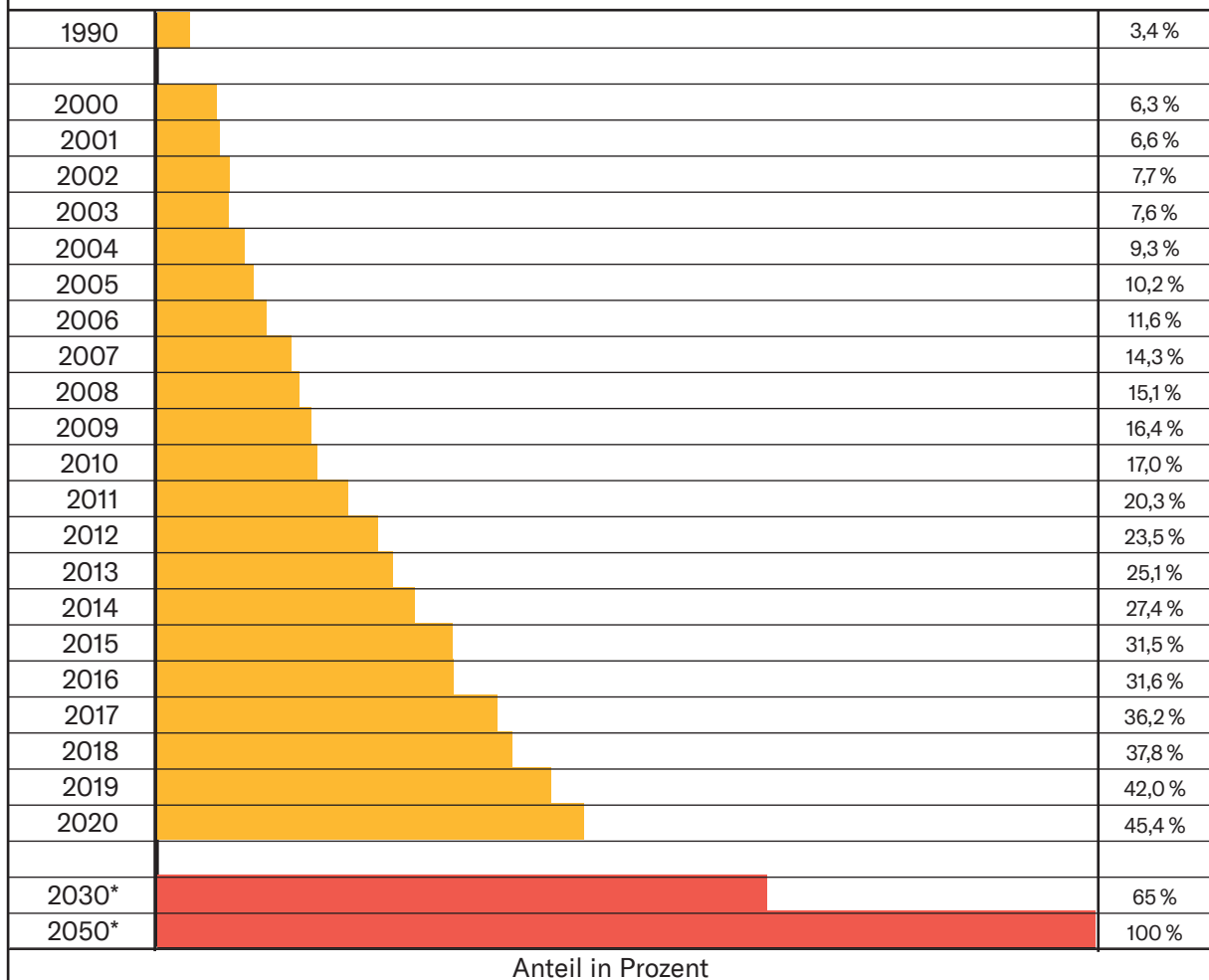


Zubauentwicklung und aktueller Bestand von EE-Erzeugungskapazitäten

Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Gesamtstrommenge hat in den letzten 20 Jahren erheblich zugenommen: Betrug er im Jahre 2000 noch 6 Prozent, so lag er 2020 (auch bedingt durch den reduzierten Strombedarf durch die Coronapandemie) schon bei über 45 Prozent und soll laut der Zielbestimmung in § 1 Abs. 2 EEG 2021 in den nächsten Jahren auf 65 Prozent im Jahr 2030 ansteigen. Gemäß § 1 Abs. 3 EEG 2021 ist es außerdem erklärtes Ziel, noch vor dem Jahr 2050 den gesamten im Bundesgebiet erzeugten Strom treibhausgasneutral zu erzeugen.

Entwicklung des EE-Anteils am Bruttostromverbrauch in Deutschland

*Zielvorgaben lt. § 1 Abs. 2 EEG 2017



Und doch trügt das Bild etwas, wenn man die Möglichkeiten betrachtet. Der Ausbaupfad für PV und Wind hinkt den Erwartungen hinterher. Die Ausschreibungen für PV wurden in den letzten Jahren nicht ausgeweitet, um den Ausbaupfad von 2,5 GWp zu erreichen; bei Windkraft bremst das bekannte Thema der Genehmigungen (mit der Besonderheit der 10H-Regel in Bayern), die den Ausbau stocken ließ. Die Hoffnungen waren groß, dass das EEG 2021 insoweit ein Trendwende bringt.

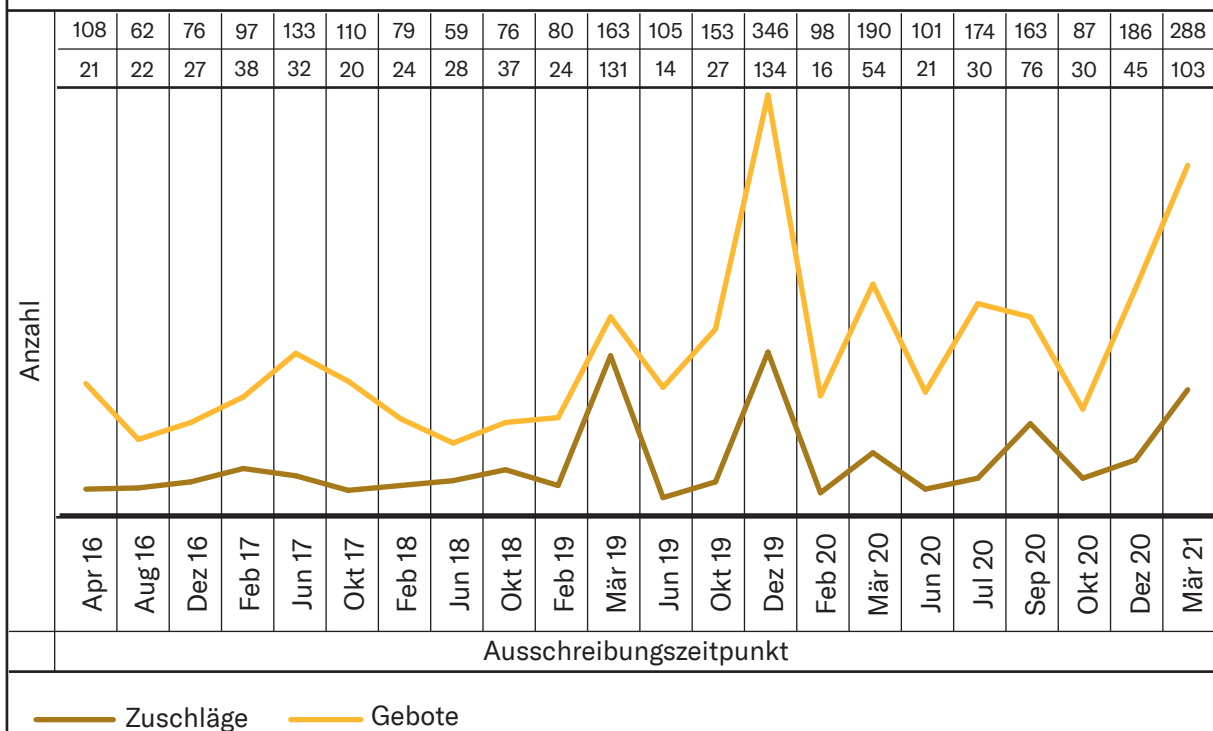
Die völlig fehlgeleitete politische Diskussion, ob der im EEG bestehende Deckel für PV-Förderung abgeschafft werden kann, hat monatelang zu Verunsicherung am Markt geführt – und ist zum Glück Geschichte. Bei Wind wurde zwar viel diskutiert, aber zum heutigen Zeitpunkt ist festzuhalten, dass die Schwierigkeiten im Genehmigungsverfahren nicht konsequent angegangen wurden. Zwar hat der Gesetzgeber nun – als Anreizsystem – im EEG 2021 eine direkte Zahlung an die Standortkommunen (in Höhe von 0,2 ct gemäß § 36k EEG 2021) eingeführt, die den Kommunen in den planungsrechtlichen Prozessen sicherlich helfen werden,

zu Mehrheiten zu kommen, doch noch immer bilden der Flickenteppich an Abstandsregelungen, die Klagen von (organisierten) Windkraftgegnern und in Bayern die Vollblockade durch die 10H-Regel einen erheblichen Hemmschuh für den Ausbau der Onshore-Windkraft.¹

Was brachte das EEG 2021 für die Photovoltaik? An positiven Änderungen zu erwähnen ist z. B. das Anheben der Bagatellgrenze von 10 auf 30 kWp für Eigenverbrauchsanlagen (im Hinblick auf EEG-Umlagebefreiung), was allerdings letztendlich nichts anderes ist als die Umsetzung der EU-Richtlinie zur Stärkung der dezentralen Stromerzeugung. Positiv zu sehen ist die Aufteilung der Ausschreibungen in ein Segment für Freiflächenanlagen und ein weiteres Segment für Dachanlagen (§ 3 Nr. 4a und 4b EEG 2021). Damit wird der unterschiedlichen Kostenstruktur von Dachanlagen Rechnung getragen. Allerdings sind die Ausschreibungsmengen mit 300–400 MWp so gering, dass – insbesondere mit der Neuregelung für Dachanlagen größer 300 MWp – kein positiver Effekt im Zubau zu erwarten ist (siehe auch weiter unten). Da für beide Segmente die maximale Gebotsgröße von 10 MWp auf 20 MWp angehoben wurde (§ 37 Abs. 3 EEG 2021, § 38c Abs. 2 EEG 2021), dürften bei leicht sinkenden Gebotswerten größere Anlagen profitieren. Insbesondere aber das in den letzten Jahren zubau- und potenzialstarke Segment der mittelgroßen Gewerbedachanlagen dürfte unter der Neuregelung leiden.²

Es zeigt sich auch in den Ergebnissen, dass der Markt für mehr PV-investitionen bereit wäre, aber durch die Begrenzung der Ausschreibungsvolumina erheblich eingebremst wird. Alle PV-Ausschreibungen waren erheblich überzeichnet. Es ist nun abzuwarten, ob die neue Bundesregierung angesichts der neuen Klimaschutzziele und des allgemein stärkeren Fokus auf Klimaschutz die Ausbaubremsen mit der nächsten Novelle des EEGs lösen wird.

Ausschreibungen PV-Anlagen

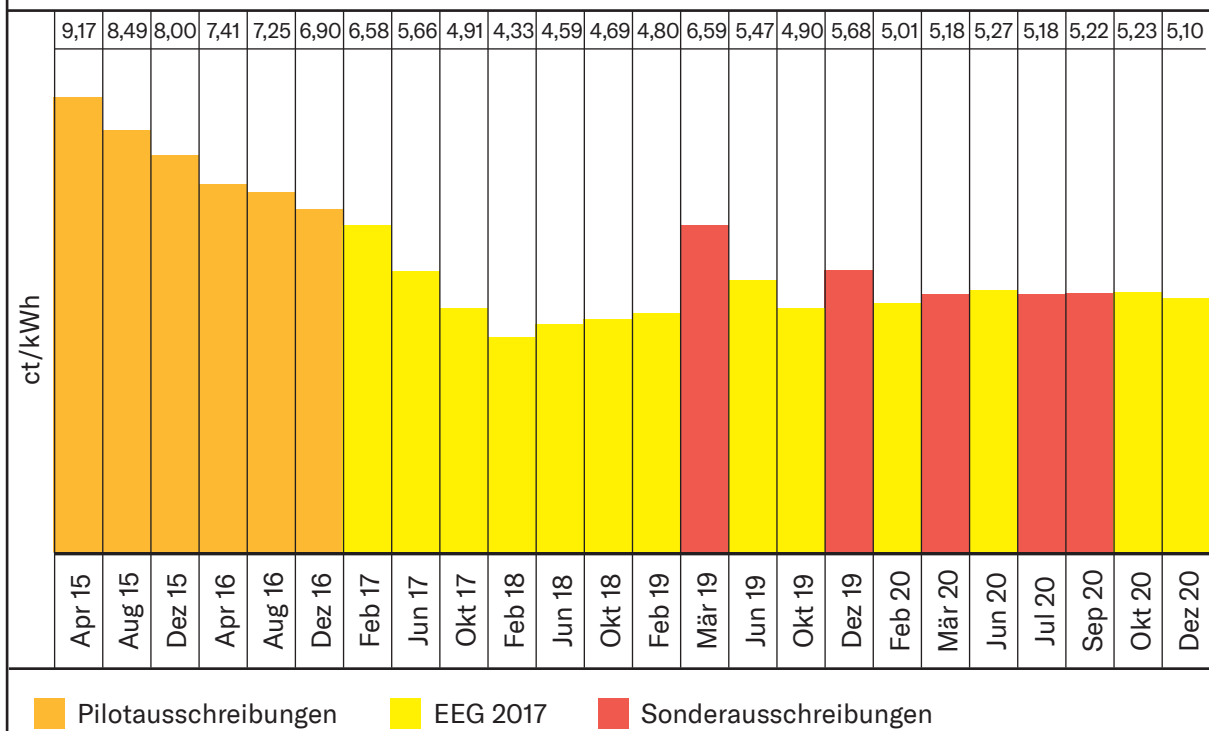


¹ Details zum Thema Windkraft im EEG 2021: <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2021/februar/eeg-2021-neuerungen-bereich-wind>

² Für weitere Informationen zu den neuen Regelungen im PV-Segment besuchen Sie bitte <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2021/februar/pv-eeg-2021>.

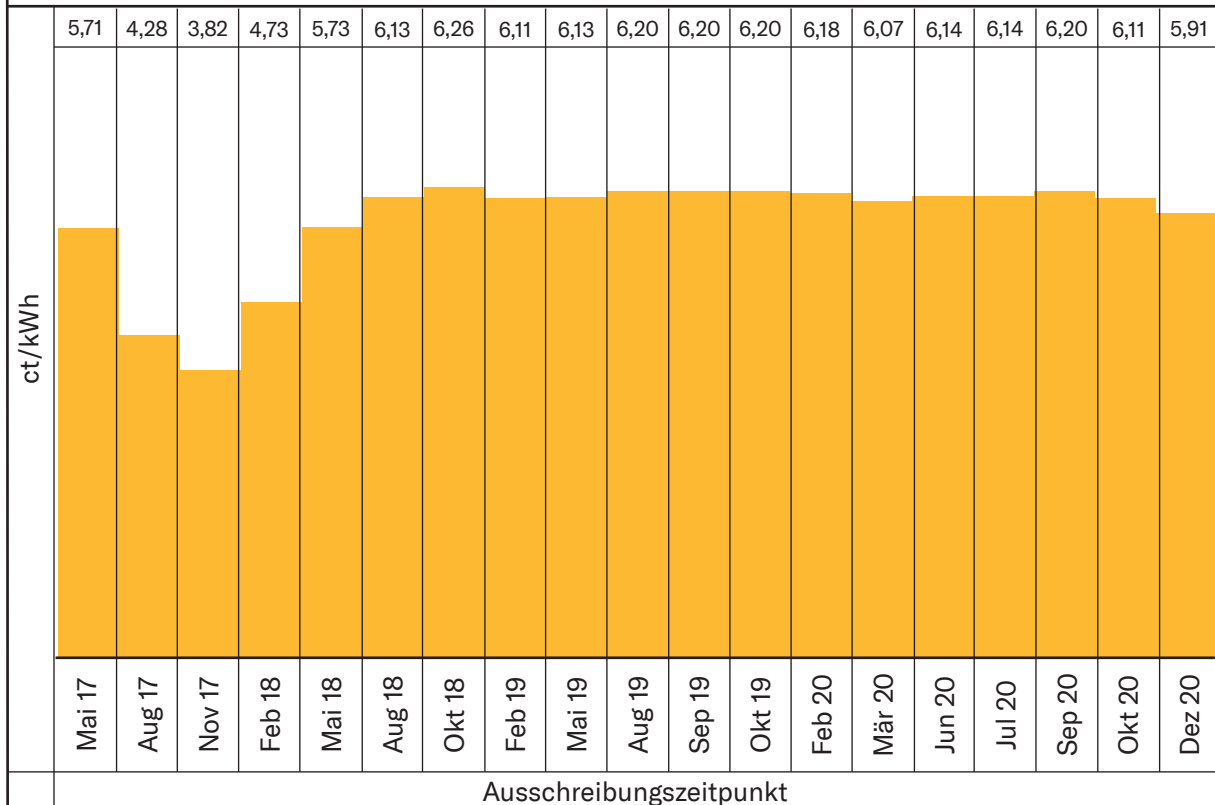
Was sich allerdings – im Kontext von PPAs – abgezeichnet hat, ist eine Stabilisierung der Stromgestehungskosten bei der PV (als Basis der Gebotekalkulation) in Höhe von 5 ct/kWh. Bei diesem Wert scheinen sich aktuell Fremdkapital- und Anschlusskosten, Modulpreis und die Pachthöhen abbilden zu lassen. Und anscheinend ist auch die Eigenkapitalforderung der Investoren darstellbar, denn Kapital für PV-Investitionen in Deutschland ist aktuell vorhanden – allein es fehlen die Anlagen, was durch o. g. EEG-Rahmenbedingungen zu erklären ist.

Ausschreibungsergebnisse PV



Im Hinblick auf die Ausschreibungen von Onshore-Windanlagen zeigt sich ein ähnliches Bild, allerdings rund 1 ct/kWh höher. Es zeigt sich die Fortsetzung der Entwicklung der letzten Jahre: PV hält die Preisführerschaft.

Ausschreibungen Onshore-Windanlagen



Im Hinblick auf Corporate PPAs dürften Technologien wie Biomasse, Biogas³ oder Geothermie vorerst keine Rolle spielen. Alte, ausgeforderte Wasserkraftwerke sind schon lange in die Direktvermarktung aufgenommen. Ebenso wird der Stromabsatz gerade bei neu zu errichtenden Offshore-Windanlagen über PPAs mit Konzernen abgesichert (beispielsweise haben Vattenfall und BASF ein PPA für den mit 1,5 GW Leistung weltgrößten Meereswindpark Hollandse Kust Zuid vor der niederländischen Küste geschlossen⁴). Für knapp 50 Prozent der Anteile zahlt BASF rund 1,6 Milliarden Euro und sichert sich so rund die Hälfte des dort erzeugten Ökostroms über einen mehrjährigen Stromabnahmevertrag.

Mittlerweile ist das EEG-Fördersystem derart komplex und mit kaum noch erfassbaren Auslegungsrisiken sowie umfassenden Restriktionen behaftet, dass der immense Verwaltungsaufwand, die rechtlichen Unwägbarkeiten und die Förderhürden (z. B. für PV-Freiflächenanlagen, Doppelvermarktungsverbot, Direktvermarktungsvorgaben oder Eigenstromprivilegien) ebenfalls ein klares Motiv für ein CPPA-Modell sein können.

Zudem verdeutlichen die Ausbautzahlen und die installierte Leistung, dass bereits heute große Mengen an erneuerbarem Strom produziert werden und daher auch grundsätzlich für Grünstromlieferverträge bereitstehen. Somit stellt sich die entscheidende Frage, welche Anlagenbetreiber unter welchen Konditionen im aktuellen Strommarkt ihre Stromvermarktung über ein PPA planen oder sich gegen die geförderte Direktvermarktung des EEG entscheiden.

³ <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2021/februar/eeg-novelle-2021-biomasse-mieterstrommodelle>

⁴ <https://www.erneuerbareenergien.de/solarenergie/megatrend-ppa-wie-discounter-chemiekonzerne-und-versandriesen-nachhaltig-werden>

Unter der Prämisse, dass die PPA-Vermarktung gegenüber der geförderten Direktvermarktung unattraktiv ist, weil das erhöhte Risiko und der Management-Mehraufwand nicht durch höhere Vermarktungserlöse zu decken ist, scheidet die geförderten Direktvermarktungsanlagen als Potenzial für die PPA-Vermarktung aus. Die Nutzung als Eigenstromanlagen schließt (zumindest für Bestandsanlagen) schon organisatorisch eine PPA-Vermarktung aus. Insofern verbleibt aktuell vor allem das Segment der ungeforderten EE-Anlagen (§ 21a EEG 2021) als Potenzial für PPA-Vermarktungsmodelle.

Eigene Darstellung; Quelle Direktvermarktung-Uebersicht_Juli2021_inkl_AV (netztransparenz.de)

Direktvermarktung Juli 2021

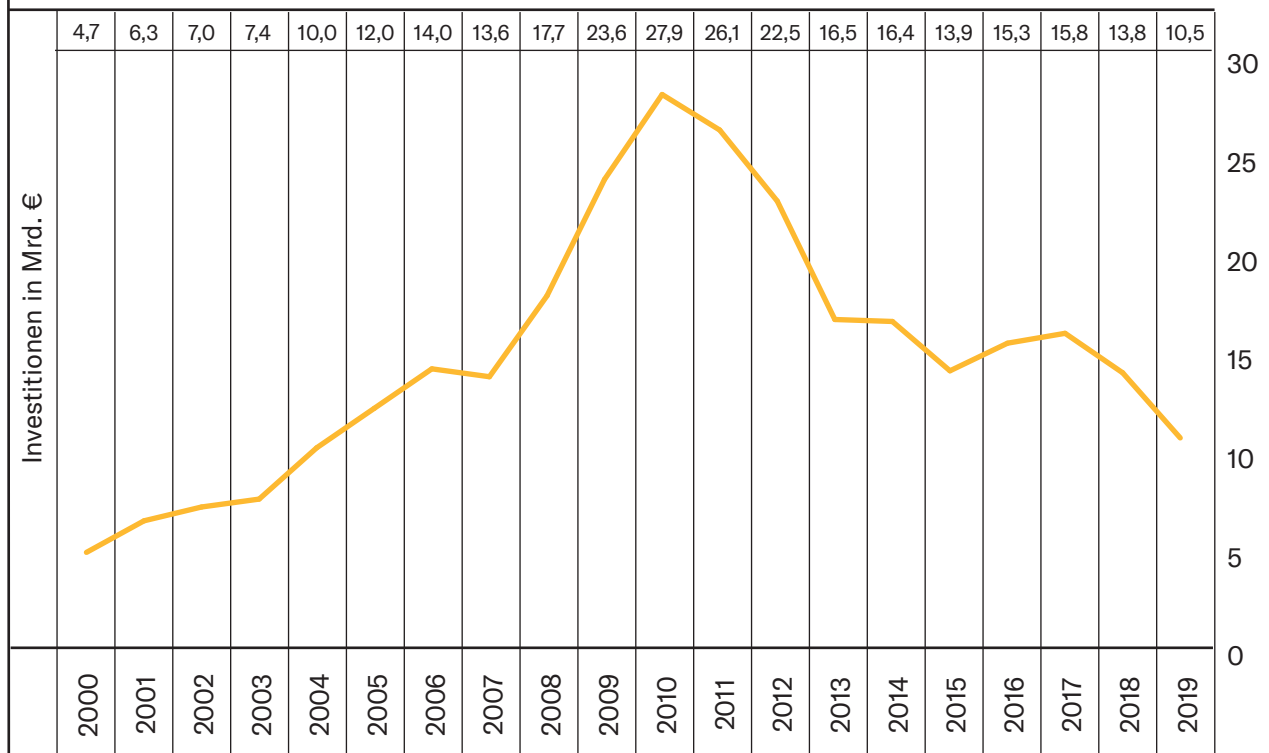
Gesamt		95,88 % 4,12 %
Solarenergie		95,95 % 4,05 %
Wind offshore		100 % 0 %
Wind onshore		95,25 % 4,75 %
Geothermie		100 % 0 %
Biomasse		98,54 % 1,46 %
Gase		69,57 % 30,43 %
Wasserkraft		84,54 % 15,46 %

■ Gefördert ■ Ungefördert

Ein weiterer Treiber langfristiger Lieferverträge mit industriellen Abnehmern ist die mittelbare Förderung dezentraler Erzeugung in einem räumlichen Näheverhältnis und der sog. Eigenversorgung (vgl. § 3 Nr. 19 EEG 2021). Ein Teil der Entlastungstatbestände des deutschen Energiesteuer- und Abgabenrechts setzt ein räumliches Näheverhältnis voraus, häufig kombiniert mit dem Erfordernis der fehlenden Nutzung des Netzes für die allgemeine Versorgung sowie der Erzeugung und dem Verbrauch durch dieselbe Rechtspersönlichkeit (sog. „Eigenstrom“). Auch wenn echte Eigenstromprivilegien schon begrifflich eine Belieferung ausschließen, können Eigenstrommodelle auch den Boden für ein PPA-Modell als organisatorische Alternative oder zur Ergänzung zur Residualstromvermarktung bereiten.

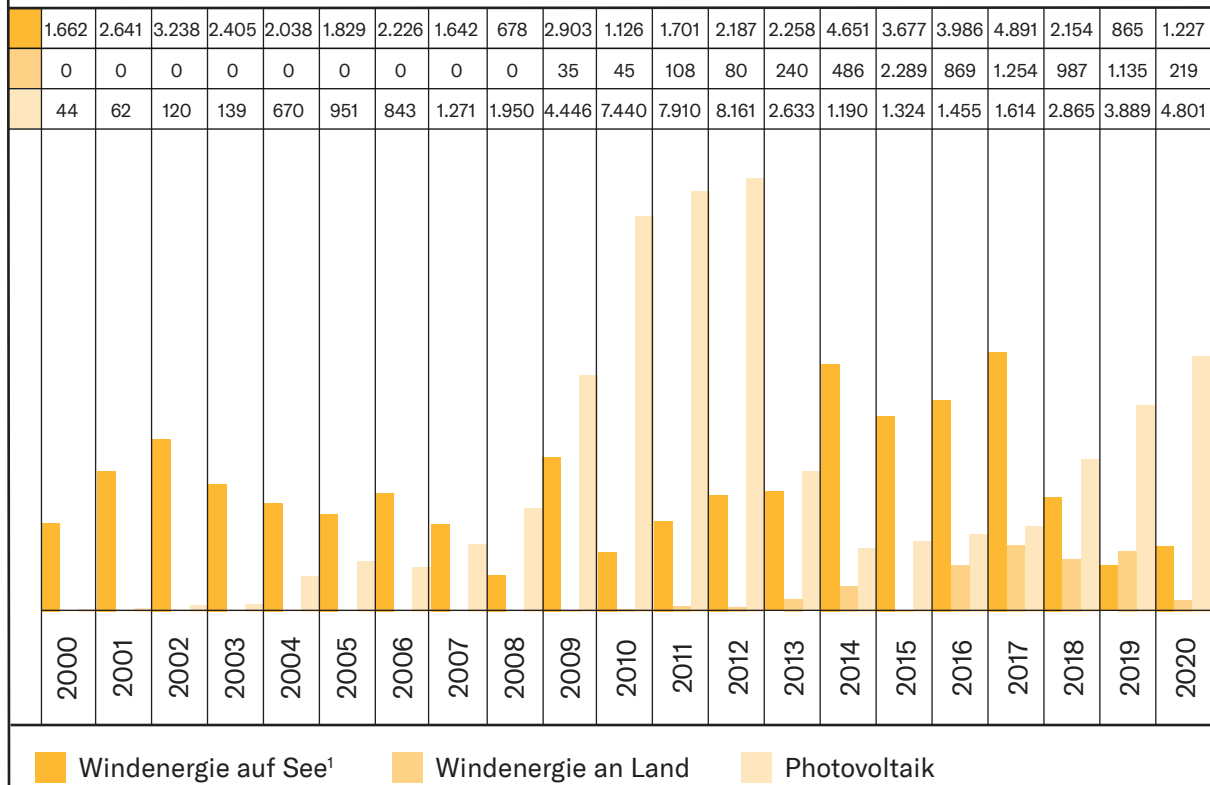
Investitionen in die Einrichtung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Quelle: Erneuerbare Energien in Zahlen-Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2019 (bmwi.de)



Seit dem Jahr 2021 läuft die 20-jährige Förderzeit für die erste EEG-Anlagengeneration aus. Dem werden bald – vor allem nach dem Ende der Förderung für die Anlagen der zubaustärksten Inbetriebnahmejahre 2004 bis 2012 – viele weitere EEG-Anlagen folgen. In den Jahren bis 2030 fallen PV-Anlagen mit insg. 10,5 GWp (bis 2035: 39 GWp) und Windenergieanlagen mit insg. 21,2 GW (bis 2035: 36,8 GWp) aus der EEG-Förderung. Auch wenn das EEG 2021 eine Anschlussförderung vorsieht, ist der Weiterbetrieb insbesondere bei Anlagen, deren hohe laufende Kosten bisher nur durch die Förderung zu decken waren und die nun in Konkurrenz zu moderneren Anlagen treten, fraglich. Insofern sind Biomasse-Bestandsanlagen voraussichtlich weniger für CPPA-Modelle geeignet. Dagegen spielen bei PV-, Wind- und Wasserkraftanlagen die laufenden Betriebskosten im Verhältnis zu den Investitionskosten eine untergeordnete Rolle. Für diese Technologien ist also ein immer weiter wachsender Markt von CPPAs zu erwarten.

Zubau – jährlich [MW]

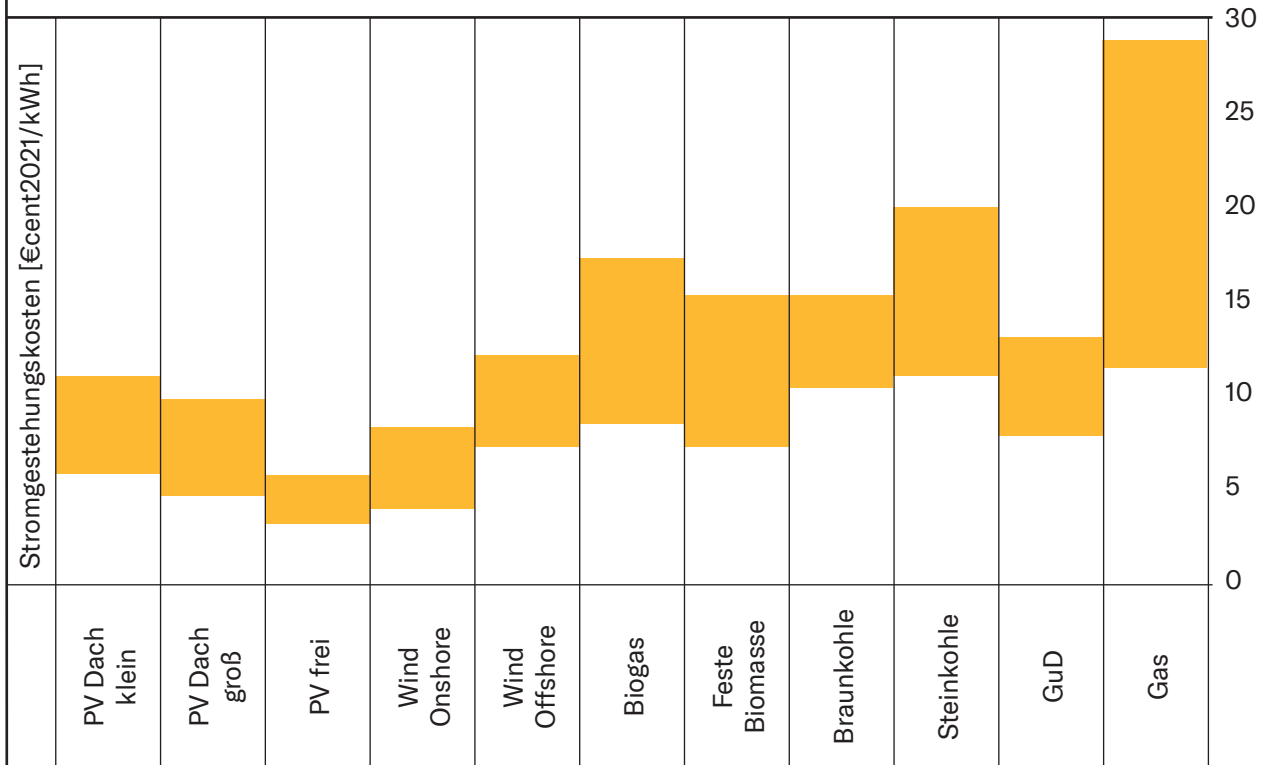


Anlagenbetreiber-Sicht: Gestehungskosten

Sowohl bei der Entscheidung über den Weiterbetrieb von EE-Anlagen als auch bei der Frage nach der Vermarktung über ein PPA spielen die letztendlichen Stromgestehungskosten aufseiten des Anlagenbetreibers die wesentliche Rolle. Bei Neuanlagen gilt: Ist der im PPA fixierte Strompreis höher als die Gestehungskosten in dem zur Refinanzierung notwendigen Betrachtungszeitraum, wird die Investitionsentscheidung positiv ausfallen. Insbesondere bei abgeschrieben Bestandsanlagen ist die Frage des Weiterbetriebs stark abhängig von den Wartungskosten und nicht mehr von der Refinanzierung. Die Tatsache, dass in allen EE-Technologien die Gestehungskosten in den letzten Jahren gesunken sind und eben auch bei Ü20-Bestandsanlagen niedrige Gestehungskosten zu beobachten sind, lässt den PPA-Markt wachsen.

Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke

Quelle: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien Juni 2021
 Studie: Stromgestehungskosten erneuerbare Energien (fraunhofer.de)



Laut einer Studie des Fraunhofer-Instituts befinden sich die Stromgestehungskosten (LCOE) in einem Abwärtstrend, der langfristig bis 2035 anhalten wird. Danach sind Photovoltaikanlagen im Mittel am kostengünstigsten: Abhängig vom Anlagentyp und von der Globalstrahlung liegen die Kosten zwischen 3,12 und 11,01 ct/kWh. Hervorzuheben ist in diesem Rahmen insbesondere die Tatsache, dass große Solar- und Onshore-Windanlagen bereits heute mit den Braun- und Steinkohlekraftwerken (unter Einbezug der CO₂-Kosten und Außerachtlassen der Volatilität) konkurrieren können. Die sinkenden Zuschlagswerte bei den PV-Anlagenausreibungen verringern die Differenz zu den Marktpreisen erheblich und bestätigen damit die zunehmende Konkurrenzfähigkeit von EE-Anlagen. Mit 7,23 bis 12,13 ct/kWh sind Offshore-Windkraftanlagen hingegen vergleichsweise teuer. Während insbesondere die fluktuierenden erneuerbaren Energieträger durch Grenzkosten nahe null eine immer bessere Wettbewerbsposition erreichen, werden konventionelle Kraftwerke aufgrund von sinkenden Volllaststunden sowie steigenden Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreisen immer unrentabler.

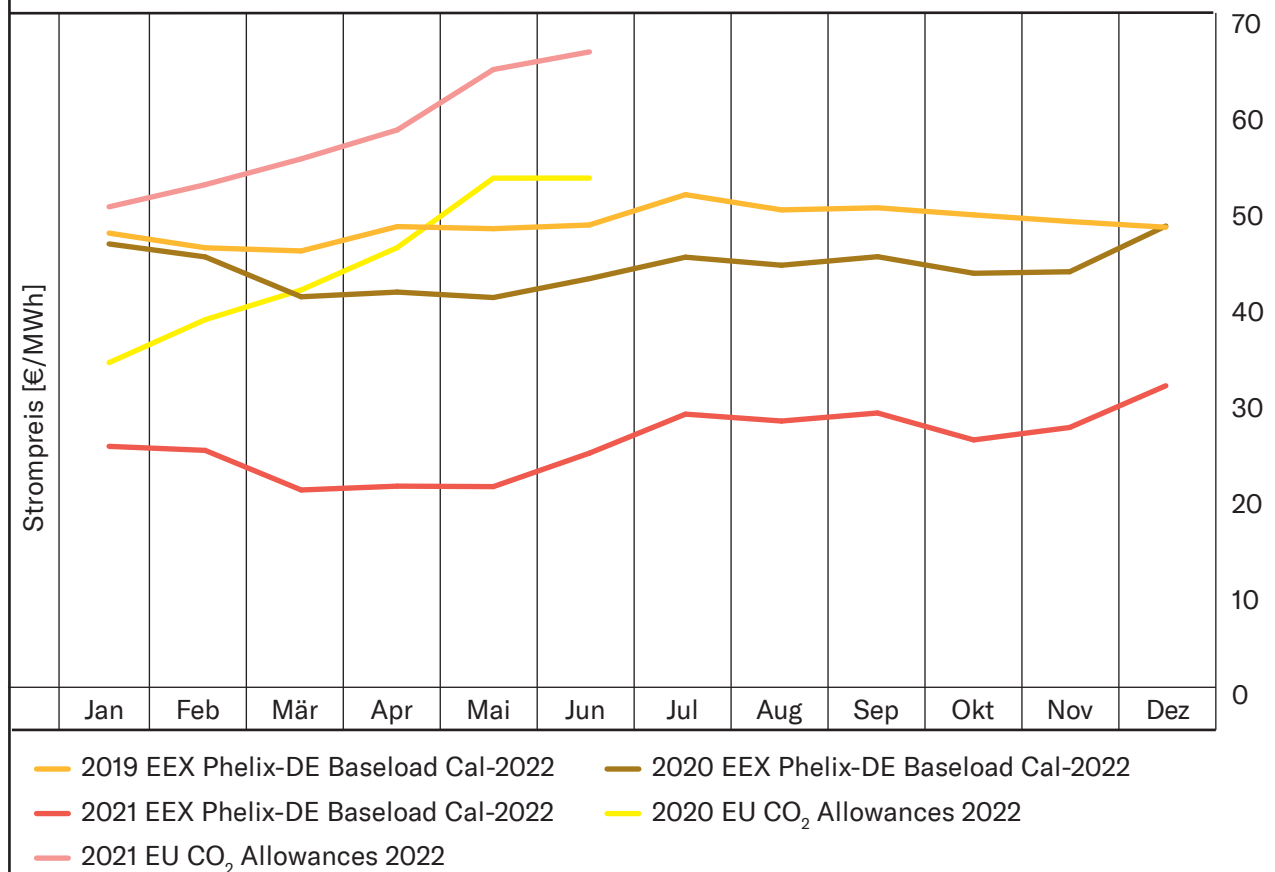
Stromabnehmer-Sicht: Strompreise

Auf der anderen Seite sind die Entscheidungsparameter für oder gegen ein PPA bei dem Stromabnehmer die Kosten der alternativen Strombeschaffung, die sich in Deutschland im Wesentlichen aus den drei folgenden Bestandteilen zusammensetzen: Kosten für Beschaffung und Vertrieb des Stroms, Netzentgelte sowie Abgaben, Umlagen (insbesondere EEG-Umlage) und Steuern. Für das Energieversorgungsunternehmen stellt der Energiepreis bei der Beschaffung die einzig beeinflussbare Größe in der Preiszusammensetzung dar. Auch wenn die Beschaffungskosten seit dem Hoch von 10,70 ct/kWh im Jahr 2008

deutlich gesunken sind, wurde Strom seit dem u. a. Corona-bedingten Tief wieder mit deutlich höheren Preisen gehandelt/gedandelt, Forwards und Spot-Markt-Produkte gar in bisher ungewohnten bzw. unbekanntenen Höhen. Neben dem angespannten Markt für Gas liegt das u. a. auch an der Preissteigerung bei CO₂-Zertifikaten.

Das Wechselspiel aus gesellschaftlicher Forderung nach mehr Klimaschutz und den Reaktionen aus der Exekutive und der Judikative lassen erkennen, dass auch die Marktteilnehmer mit zukünftigen Verschärfungen des Klimaschutzes rechnen.⁵

Entwicklung CO₂ Preis / DE-Base



Da gerade in gereiften Märkten Base-Load-PPAs die Pay-as-Produced-PPAs abgelöst haben, spielen die Forward-Jahresprodukte für die Grundlast eine wesentliche Rolle bei der Wertermittlung. Gerade bei diesen Produkten war in den letzten Monaten ein beträchtlicher Preisanstieg zu beobachten. Dies ist insofern **als historisch festzuhalten**, als z. B. PV-Anlagen mit Gestehungskosten zwischen 4,5 und 5 ct/kWh konkurrenzfähig zur Börsenstrommarktbeschaffung sind. Unabhängig von Steuern, Umlagen und sonstigen Abgaben stellt sich aus aktueller Sicht ein Grünstrom-PPA kostenseitig vorteilhaft für den Stromabnehmer dar. Der starke Anstieg der Börsenstrompreise bzw. die großen Schwankungen lassen dann auch das Pro-PPA-Argument der Planungssicherheit schwerer wiegen.

All diese Faktoren beobachten wir auch in unserer täglichen Beratung: Von allen Seiten nimmt der Druck auf nachhaltige Entwicklung und insbesondere die Energieerzeugung zu. Die Nachfrage nach nachhaltiger Energie (dezentral oder in der Beschaffung) steigt, die Prognosen für die Ausbaupfade nehmen immer größere Ausmaße an: Je nach Dekarbonisierungsziel ist von einer Verdoppelung bzw. Verdreifachung des Zubaus in allen Bereichen die Rede. Private Investoren, Kommunen und Gewerbe suchen die sichere Investition in nachhaltige Energien, der PV-Markt ist ein absoluter Nachfragermarkt. Sinkende Stromgestehungskosten erhöhen in einem volatilen und tendenziell von steigenden Preisen geprägten Markt die Attraktivität von PPAs aller Couleur.

Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen der PPAs

Vertragsrechtliche Rahmenbedingungen

Das Power Purchase Agreement im engeren Sinne ist ein langfristiger Stromliefervertrag zwischen einem Erzeugungsanlagenbetreiber und einem industriellen Abnehmer. In Deutschland bestehen für große Industriekraftwerke (z. B. für die Raffinerie- und Chemiapark-Energieversorgung) seit Langem vertragsrechtliche Standards, die in jüngster Zeit an die besonderen wirtschaftlichen und rechtlichen Anforderungen geförderter EE-Erzeugungsanlagen angepasst wurden.

Das allgemeine Vertragsrecht (§§ 311 ff. BGB) bildet die Grundlage für Stromlieferverträge, die grundsätzlich als Kaufverträge (§§ 433 ff. BGB) einzustufen sind. Wegen des in der Regel individuellen Charakters eines industriellen Stromliefervertrags gelten die allgemeinen Verbraucherschutzrechtlichen Standards (§§ 305 ff. BGB) und deren besondere energierechtliche Ausformungen (§ 3 Nr. 18a EnWG i. V. m. § 41 EnWG) normalerweise nicht. Allerdings orientieren sich auch industrielle Stromlieferverträge häufig an den gesetzlich in der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) und der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) normierten Vertragsstandards für die Massenkundenversorgung, sodass sich typische Klauselformulierungen häufig auch in individuellen industriellen Stromlieferverträgen wiederfinden. Insbesondere Klauseln zu Messung, Erzeugungs- und Lieferdatenerfassung und -verarbeitung, Abrechnung und Zutrittsrechten entsprechen regelmäßig weitgehend den allgemeinen Standards, wobei individuelle Abweichungen bis zur relativ weit gezogenen Grenze der allgemeinen Sittenwidrigkeit (§§ 138, 242 BGB) zulässig sind. Vertragliche Standardklauseln sind unter Umständen jedoch als allgemeine Geschäftsbedingungen zu qualifizieren, wenn sie nicht entsprechend § 305 Abs. 1 S. 3 BGB im Einzelnen ausgehandelt wurden. Aufgrund der Beschränkung der AGB-Inhaltskontrolle durch § 310 Abs. 1 BGB für den unternehmerischen Bereich greift hier dann die Generalklausel des § 307 BGB.

Eine besondere Rolle kommt bei industriellen Stromlieferverträgen dem Umfang der Belieferung zu, insbesondere der Koordinierung von Erzeugung und Bedarf. Auch wenn sich die durch das EEG von allen energiewirtschaftlichen Anforderungen entwöhnten Anlagenbetreiber häufig eine „Lieferung nach Können und Vermögen“ wünschen, ist es energiewirtschaftlich regelmäßig sinnvoll, eine Abstimmung bzw. Koordination von Erzeugung und Bedarf vorzunehmen. Neben der Leistungs- und Liefermengenvereinbarung sind deshalb Regelungen zur Verfügbarkeit der Erzeugungsanlage und zum Lieferprofil oder Fahrplanmanagement im PPA ebenso von Bedeutung wie Bedarfsdeckungs-, Mindestabnahme- und entsprechende Schadenersatzpauschalierungs- und Vertragsstrafenklauseln (auch als „Take-or-Pay“-Klausel bezeichnet).

Eine weitere Besonderheit lang laufender Energielieferverträge ist aus Sicht des Anlagenbetreibers das Bedürfnis, die vereinbarten Energieentgelte über Preisankpassungsklauseln an die regelmäßig nur begrenzt prognostizierbaren Kosten- und Marktentwicklungen der Stromerzeugung anzupassen. Eine weitgehende Abwälzung des Markpreisisikos auf den Abnehmer läuft jedoch dessen mit einem Corporate PPA regelmäßig verfolgten Interesse an einer Entkopplung seines Strombezugs von den Entwicklungen an den

Strommärkten zuwider und kann daher den Kreis der potenziellen Vertragspartner einschränken. Sinn und Zweck eines Corporate PPAs ist neben der kostengünstigen Stromversorgung eines Produktionsbetriebs die Refinanzierung der Erzeugungsanlageninvestition. Der Anteil der volatilen Kostenbestandteile bei PV- und Windanlagen ist regelmäßig gering, weshalb hinsichtlich Kostenrisiken eine Preisanpassung verzichtbar ist. Gleichwohl spielen Marktprognosen für die Festlegung der Preise regelmäßig eine Rolle, sodass zumindest sog. „Wirtschaftlichkeitsklauseln“ verkehrsüblich sind. Aufgrund der hohen Investitionsbeträge, der typischen technischen Nutzungsdauern und der wirtschaftlichen Abschreibungszeiträume sind PPA-Modelle jedenfalls durch lange Refinanzierungs- und Vertragslaufzeiten geprägt, sodass selbst bei weitgehend fixierten Preisen die Preisanpassung regelmäßig Bedeutsamkeit erlangt. Das deutsche Energierecht ist gerade bezüglich Preisanpassungen in Energielieferverträgen von intensiven rechtlichen Auseinandersetzungen zwischen Versorgern und Verbrauchern geprägt, die zu einer ausufernden Rechtsprechung mit komplexen Anforderungen an die Wirksamkeit von Preisanpassungsklauseln geführt haben. Dabei kann grundsätzlich unterschieden werden zwischen sog. „einseitigen Leistungsbestimmungsrechten“, bei denen ein Vertragspartner einseitig den Preis anpassen darf, die dafür aber einer sog. „Billigkeitskontrolle“ (§ 315 BGB) durch die Gerichte unterliegen, und sog. „Preisgleitklauseln“, bei denen die Preisanpassung nach objektiven, vertraglich festgelegten Kriterien erfolgt. Preisgleitklauseln bedienen sich in der Regel mathematischer Formeln, die den Preis entsprechend der Preisentwicklung der einzelnen Kostenbestandteile der Energieerzeugung, häufig anknüpfend an die Entwicklung öffentlicher Preisindizes für vergleichbare Güter, zu bestimmten Zeitpunkten regelmäßig anpassen (sog. Kosten- und Spannungselementklauseln). Preisgleitklauseln unterliegen – insbesondere in individuellen industriellen Stromlieferverträgen – den Vorgaben des Preisklauselgesetzes (PKIG).

Schließlich sind alle Energieerzeuger und -verbraucher von einem sich ständig fortentwickelnden Energiesteuer- und Abgabenrecht betroffen. Mittlerweile hat sich eine Vielzahl besonderer Anpassungsrechte entwickelt: Steuer- und Abgabenklauseln, sog. „Gesetzesklauseln“ zur Erfassung der besonderen Belastungen aus dem EEG-Umlagesystem, allgemeine Wirtschaftlichkeitsklauseln und nicht zuletzt Preisgleitklausel-Anpassungsklauseln. Regelmäßig ist ein Corporate PPA jedoch ohnehin so gestaltet, dass die Vertragsparteien einen Arbeitspreis vereinbaren und der Abnehmer alle weiteren Strompreisbestandteile trägt, z. B. Netzentgelte, netzbezogene Umlagen, Steuern und Umlagen, die mit der Belieferung seiner Entnahmestelle(n) zusammenhängen.

Aufgrund der beim Abschluss von PPAs entstehenden Abhängigkeit von einer Erzeugungsanlage und der möglichen weitreichenden Folgeschäden für die Produktion eines Industrieunternehmens sind auch die Haftung, Versicherungen und das Leisten von Sicherheiten besondere Kennzeichen industrieller Energielieferverträge. Fragen zur Haftung beginnen regelmäßig schon bei der vertraglichen Definition der Leistungspflichten und der Versorgungsqualität. Insofern spielen Fragen der „Besicherung“, d. h. die Pflicht zur Vorhaltung oder Beschaffung redundanter Versorgungskapazitäten, entsprechende Fristen, Ersatzvornahme und Sanktionen eine entscheidende Rolle. Ebenso sind Haftungsbegrenzungen ein wichtiges Thema, wobei die Regelungen des Produkthaftungsgesetzes (ProdHG) und des Haftpflichtgesetzes (HaftPflG) sowie ggf. auch § 307 BGB auch im Bereich der individuellen Industriestromlieferverträge Grenzen setzen. Insbesondere bei den in der deutschen EE-Branche typischen Projektstrukturen von fremdfinanzierten Projektgesellschaften als Betreiber der Erneuerbare-Energien-Anlagen sind die Versicherung und Sicherheiten häufig unerlässliche Bestandteile von PPAs.

Sonderthemen bei regenerativer und gekoppelter Erzeugung sind der Nachweis und die Verwertbarkeit des ideellen Mehrwerts des regenerativ oder effizient erzeugten Stroms. Einerseits sind ökologische Beschaffenheitsvereinbarungen für Stromabnehmer relevant, da sie ihrerseits Fördermittelvorgaben erfüllen müssen, im Gebäude- oder Industriebereich etwa aus dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) oder Förderprogrammen des Bundes, der Länder oder der Kommunen (z. B. das Programm Mittelstandsförderung des BAFA). Ein Verstoß gegen Beschaffenheitsvereinbarungen kann dann zum Verlust oder zur Rückforderung von För-

dermitteln führen, sodass insoweit ein besonders hohes Haftungsrisiko besteht. Dabei ist das Verbot der Vermarktung der Grünstromeigenschaft des EEG-geförderten Stroms (sog. „Doppelvermarktungsverbot“ nach § 80 EEG 2021) einerseits ein vertriebliches Hindernis für PPA-Modelle mit EEG-Anlagen, andererseits ein Motiv, über ein PPA-Modell einen Anlagenbetrieb ohne Förderung durch das EEG umzusetzen. Die im internationalen Kontext häufig aufgrund der Wertungswidersprüche und Komplexität nicht mehr vermittelbare, in sich unstimmige Konzeption der deutschen Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG in Verbindung mit § 78 EEG 2021) und die mit dem EEG 2017 eingeführte neue Konzeption der Herkunfts- und Regionalnachweise (§§ 79 f. EEG 2021 in Verbindung mit der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV)) haben allerdings zu einer faktischen Umgehung des Doppelvermarktungsverbots durch eine mittelbare Zuordnung des Stroms zu einer Erzeugungsanlage geführt. Dieser Trend betrifft gerade auch PPA-Modelle, bei denen es aufgrund der vertraglichen Bindung und des häufig auch räumlichen Zusammenhangs keiner weiteren Regelung zur regenerativen Qualität bedarf, da sie sich aus dem Sachzusammenhang ergibt. Auch die Belieferung auf der Grundlage der Blockchain-Technologie lässt eine entsprechende Zuordnung zu, sodass es keiner ausdrücklichen Qualitätsvereinbarung mehr bedarf.

Umgekehrt können Abnahmepflichten auch maßgeblich für die Förderung der Erzeugungsanlage sein. So setzen die Förderung thermischer Energieerzeugungsanlagen (z. B. Holz- und Biogas-BHKW) durch das EEG, die Förderung von KWK-Anlagen, Wärmespeichern und -netzen durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und sonstige Förderprogramme (z. B. von KfW, BAFA, Ländern und Kommunen) zum Teil die Wärmeabnahme zur Erfüllung von KWK-Quoten voraus. Bei einem Verstoß in Form fehlender Abnahme entsteht dem Anlagenbetreiber ein Schaden, der über Schadensersatzpauschalierungen, Sicherheiten und Sanktionen vermieden oder zumindest einfacher reguliert werden sollte.

Soweit der Strom im Rahmen einer geförderten EEG-Direktvermarktung geliefert wird, kann schließlich ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot (§ 80 EEG 2021) durch den Stromabnehmer (z. B. durch Weiterverkauf des Stroms als Grünstrom) zu einem Verlust von Fördermitteln beim PPA-Lieferanten führen.

Schließlich unterliegen EEG-Anlagen den besonderen Regelungen des sog. Einspeisemanagements (früher gemäß §§ 14 ff. EEG 2021, seit dem 01.10.2021 als „Redispatch 2.0“-Maßnahmen gemäß §§ 13 ff. EnWG), wonach der Netzbetreiber regulierend in den Erzeugungsanlagenbetrieb eingreifen kann. Diesbezüglich sind deshalb regelmäßige Vorrang- und Schadensersatzregelungen in PPAs zweckmäßig.

Energieaufsichtsrechtliche Rahmenbedingungen

Grundsätzlich unterliegt nur die Belieferung von Haushaltskunden einer Anzeigepflicht (§ 5 EnWG), sodass die Belieferung von Industriekunden grundsätzlich genehmigungsfrei ist. Allerdings unterliegen Stromerzeugungsanlagen in zunehmendem Maße der energierechtlichen Regulierung. Erzeugungsanlagen beispielsweise haben einerseits als Voraussetzung für die Förderung (vgl. § 52 Abs. 1 EEG 2021, § 13a KWKG 2020), andererseits im Zusammenhang mit der Systemverantwortung (§§ 13 ff. EnWG) Melde- und Berichtspflichten nachzukommen, insbesondere zur Dokumentation in einem sog. Marktstammdatenregister (§ 1 Marktstammdatenregisterverordnung (MaStDV)). Dazu hat der Gesetzgeber eine Registrierung für nahezu alle relevanten Marktakteure eingeführt (vgl. §§ 111d ff. EnWG), sodass PPA-Lieferanten in der Regel unabhängig von der Inanspruchnahme von Fördermitteln entsprechende Meldepflichten erfüllen müssen.

Darüber hinaus unterliegen Betreiber von Energieerzeugungsanlagen nach § 49 EnWG unter sicherheitstechnischen Gesichtspunkten der Aufsicht und Kontrolle durch die Bundesnetzagentur. Die Einhaltung dieser Maßnahme wird nach § 49 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 EnWG vermutet, wenn die technischen Regeln des Verbands der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V. (VDE) und die Regelwerke der gesetzlichen Unfallversicherung (DGUV) umgesetzt werden.

Kartellrechtliche Rahmenbedingungen

Langfristige Lieferbedingungen mit Ausschließlichkeitsbindung und Bedarfsdeckungsklauseln sind regelmäßig unter wettbewerbsrechtlichen Gesichtspunkten problematisch. Insofern setzen die nationale (§§ 1, 19, 20 GWB) und die europäische Wettbewerbsregulierung (Art. 1 lit. d Vertikal-Gruppenfreistellungsverordnung (Vertikal-GVO), § 101 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)) dem Umfang der Bedarfsdeckung und der zulässigen Vertragslaufzeit von PPAs Grenzen. In der Regel werden Bedarfsdeckungsquoten von mehr als 80 Prozent und Laufzeiten von mehr als 2 Jahren kartellrechtlich als unzulässig eingestuft, wobei im Einzelfall jeweils eine Abwägung vorzunehmen ist, inwieweit Laufzeit, Deckungsquote, Investitionsvolumen und Stromentgelte in einem angemessenen Verhältnis zueinander stehen. In die Gesamtbewertung fließen regelmäßig weitere wettbewerbliche Aspekte wie z. B. die Marktstellung des Energielieferanten und des Energieabnehmers ein, insbesondere wenn ein Akteur bereits über eine marktbeherrschende Stellung im Sinne des § 18 GWB verfügt oder ein gravierendes Größengefälle besteht. Auch die Wettbewerbsintensität im PPA-Markt und weitere (wettbewerbsbeschränkende) Klauseln im PPA-Vertrag sind für die Gesamtbewertung relevant. Laufzeiten von PPAs, die über 2 Jahre hinausgehen, sind insofern bei ausgewogener Berücksichtigung der Interessenlage von Anlagenbetreiber und Abnehmer typischerweise nicht zu beanstanden, sofern nicht weitere Faktoren einen Missbrauch der Marktstellung nahelegen.

Möglichkeiten der Vermarktung von EE-Strom in Deutschland und der Lieferung geförderten EE-Stroms an Endkunden im Rahmen eines PPA-Modells

Das EEG differenziert grundsätzlich zwischen folgenden Vermarktungsarten (§§ 19 ff. EEG 2017):

- Einspeisevergütung und Mieterstromzuschlag (§ 21 EEG 2021),
- geförderte Direktvermarktung mit Marktprämienförderung (§ 20 EEG 2021),
- ungeförderte Direktvermarktung (§ 21a EEG 2021).

Daneben gilt die Belieferung zum Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Erzeugungsanlage ohne Netznutzung (sog. „Direktlieferung“) nicht als Direktvermarktung (§ 3 Nr. 16 2. Hs. EEG 2021) und ist insofern nicht förderfähig. Mit dem sog. „Mieterstromzuschlag“ (§ 21 Abs. 3 EEG 2021) hat der Gesetzgeber mit dem EEG 2017 für Strom aus kleinen PV-Anlagen unter strengen zusätzlichen gesetzlichen Auflagen eine Förderung eingeführt. Aufgrund der Begrenzung auf kleine PV-Anlagen und den Verbrauch in Immobilien, die zu mindestens 40 Prozent dem Wohnen dienen, ist diese Vermarktungsart für Corporate-PPA-Projekte nicht relevant.

Schließlich besteht die im EEG nicht ausdrücklich als Vermarktungsart benannte Möglichkeit der Nutzung als Eigenstrom. Dabei wird die Eigenversorgung (§ 3 Nr. 19 EEG 2021) ganz oder teilweise von der EEG-Umlage entlastet (§§ 61a–61k EEG 2021). Es handelt sich um ein komplexes System unterschiedlicher Privilegierungsvorschriften für besondere Anlagenkonstellationen (§ 61a EEG 2021), ältere und neuere Bestandsanlagen (§§ 61e und 61f EEG 2021), Neuanlagen (§ 61b EEG 2021) und für die Modernisierung oder Erneuerung von Bestandsanlagen (§ 61g EEG 2021) mit umfassenden Nachweis- und Berichtspflichten (§§ 61f–61k EEG 2021). Abgesehen von der EEG-Umlage bestehen auch andere steuer- und abgabenrechtliche Befreiungs- und Entlastungsvorschriften für den Eigenstromverbrauch. Der Gesetzgeber bietet damit erhebliche wirtschaftliche Anreize für Eigenstrommodelle, die insofern einem PPA entgegenstehen. Allerdings wird die Höhe der EEG-Umlage für das Jahr 2021 durch den Einsatz von öffentlichen Geldern auf 6,5 ct/kWh gedeckelt (6,0 ct/kWh im Jahr 2022). Ferner ist die vollständige oder teilweise Abschaffung der EEG-Umlage im Rahmen der Bundestagswahl 2021 in aller Munde, um die Stromkosten insgesamt für alle Verbraucher zu senken.⁶ In diesem Zuge dürften dann die wirtschaftlichen Vorteile der Eigenstrommodelle geringer werden, womit eine der Alternativen zum PPA entfallen würde.

Da einerseits die Einspeisevergütung die Abnahme durch den Netzbetreiber und andererseits das Eigenstromprivileg den Verbrauch durch den Anlagenbetreiber voraussetzt, ist die Lieferung von über die Einspeisevergütung geförderten oder über das Eigenstromprivileg entlasteten Strom schon begrifflich unmöglich. Zwar wäre eine Direktlieferung im Sinne von § 3 Nr. 16 2. Hs. EEG 2021 auch im Rahmen eines PPA möglich, indes bestehen für industrielle Abnehmer dafür keine Fördermöglichkeiten nach dem EEG.

Dagegen ist die freiwillige oder verpflichtende geförderte Direktvermarktung (§ 20 EEG 2021) grundsätzlich auch im Rahmen eines PPA-Modells möglich. Allerdings orientiert sich das Verlustausgleichssystem des § 20 EEG 2021 an der Differenz zwischen Fördersatz und (durchschnittlichem) Börsenwert, sodass bei einer anderweitigen Vermarktung zwar eine Chance auf Mehrerlöse (bei marktüberdurchschnittlichen PPA-Preisen), aber auch ein Risiko von Verlusten (bei marktunterdurchschnittlichen PPA-Preisen) besteht. Hinzu kommt der Mehraufwand einer weitgehend individuellen PPA-Vermarktung gegenüber der inzwischen größtenteils standardisierten Direktvermarktung über die Börse. Insofern bedarf es zurzeit erheblichen rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Know-hows und der Bereitschaft zur Realisierung komplexer Versorgungsstrukturen, um zum Beispiel über die Belieferung in der Kundenanlage oder über Inselversorgungsstrukturen wirtschaftliche Potenziale für PPA-Modelle zu heben.

Netzeinspeisung von EE-Strom bei Wegfall/Kündigung des PPAs – Anspruch, Möglichkeiten, Bedingungen

Grundsätzlich lässt das deutsche Fördersystem des EEG einen Wechsel zwischen verschiedenen Vermarktungs- und Förderarten zu (§§ 21b f. EEG 2021), z. B. zwischen der geförderten Direktvermarktung per PPA, einer sonstigen Direktvermarktung (etwa über die Börse) oder sogar der Einspeisevergütung als Ausfallvergütung. Die dabei einzuhaltenden formalen und zeitlichen Vorgaben (§ 21c EEG 2021) stehen einem Wechsel grundsätzlich nicht entgegen. Davon ausgenommen sind jedoch Neuanlagen ab 20 MW installierter Leistung, da sie über der nach dem EEG 2021 maximal förderfähigen Anlagengröße liegen und sich in diesem Fall nur die Option einer sonstigen Direktvermarktung ohne EEG-Förderung bietet. Verluste infolge eines plötzlichen Ausfalls des Stromabnehmers, z. B. durch eine Insolvenz oder einen Vertragsbruch, soll die kurzfristige (§ 21c Abs. 1 S. 2 EEG 2021) Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 in Verbindung mit § 53 Abs. 3 EEG 2021) im Umfang von immerhin 80 Prozent der Einspeisevergütung auffangen.

Aktuelle politische Rahmenbedingungen für die Realisierung größerer EE-Projekte durch PPAs

Die Energiepolitik der im Herbst 2017 gewählten Bundesregierung war durch Handlungsunfähigkeit infolge des langwierigen Regierungsbildungsprozesses und aufgrund von Streitigkeiten zwischen den Regierungsparteien geprägt. Die aktuellen Initiativen des CDU-geführten, für das Energieressort zuständigen Wirtschaftsministeriums zeichnen sich durch eine EEG-kritische Haltung aus. Mitunter fehlt es an einem alternativen Konzept (z. B. durch eine CO₂-Steuer oder Kapazitätsmechanismen), um Anreize für regenerative, hocheffiziente oder dezentrale Erzeugungsstrukturen zu schaffen. Der kontinuierliche Abbau von Förderinstrumenten, Abgaben- und Steuerentlastungen für dezentrale Erzeugungsanlagen, eine zunehmende Komplexität und Steigerung des bürokratischen Aufwands sowie die Erschütterung des Vertrauens in den Bestandsschutz durch die rückwirkende einschränkende Auslegung von Fördertatbeständen durch die deutsche Rechtsprechung haben zu einer Verschlechterung der politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für PPAs in Deutschland geführt. Dass sich die energiepolitischen Rahmenbedingungen für PPAs auf der Grundlage Erneuerbarer Energien in Deutschland in absehbarer Zeit verbessern werden, ist eher unwahrscheinlich. Insofern verwundert es nicht, dass deutsche Unternehmen PPA-Projekte überwiegend im europäischen Ausland realisieren.

Fazit mit Ausblick

Die EEG-Förderung in Deutschland scheint bisher dazu zu führen, dass Corporate PPAs für Anlagenbetreiber aus Rentabilitätsaspekten wenig attraktiv sind. Jedoch wird im Hinblick auf die stetig sinkende Förderhöhe für Neuanlagen und das Auslaufen der Förderung vor dem technischen Betriebsende einer zunehmenden Zahl von EE-Anlagen die Notwendigkeit alternativer Veräußerungsmöglichkeiten prognostiziert. Im Zusammenspiel mit den niedrigen Stromgestehungskosten ist insofern zukünftig mit einem hohen Marktpotenzial zu rechnen, da mit der steigenden Volatilität des Strompreises eine Absicherung für alle Marktakteure von Bedeutung ist. Auch zielen Ansätze in der EU, beispielsweise das Clean Energy Package, auf eine Beseitigung nationaler Hindernisse für Corporate PPAs ab. Insofern könnte die Europäische Union zur Deregulierung des Strommarkts beisteuern und damit zum Wegbereiter für PPAs in Deutschland werden. Der von der deutschen Politik bereits eingeleitete Abgesang auf die EEG-Umlage und die damit einhergehende sinkende Attraktivität von Eigenstrommodellen sprechen ebenfalls dafür, dass alternative Strombeschaffungsmodelle wie das Corporate PPA in den Fokus industrieller Stromabnehmer rücken werden. Dazu kommt, dass die Bundesregierung in dem Entschließungsantrag zum EEG 2021 eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für PPAs versprochen hat. Nicht zuletzt ist Wahljahr – und somit ist abzuwarten was nach September oder bis zum Ende des Jahres passiert. Sicher scheint, dass parteiunabhängig den Themen Klimaschutz und erneuerbare Energieerzeugung zukünftig viel Platz in der Politik eingeräumt wird. Daher ist es alternativlos, sich mit PPAs als Absatz- bzw. Einkaufsinstrument auseinanderzusetzen. Die Entwicklungen in anderen Ländern zeigen bereits den Weg auf und dort ist nun der deutsche Energiemarkt (endlich) angekommen. Es wird ernst für die Erneuerbaren Energien, um sich als Rückgrat der Energieversorgung zu etablieren.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Deutschland
Joachim Held

Telefon: +49 (9 11) 91 93-35 15
E-Mail: joachim.held@roedl.com



Rödl & Partner Deutschland
Kai Imolauer

Telefon: +49 (9 11) 91 93-36 06
E-Mail: kai.imolauer@roedl.com

04 ITALIEN

von Gennaro Sposato



Aktueller Stand der EE in Italien, installierte Leistung, Fördersysteme

Italien übertrifft mit seinem EE-Zubau die von der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED I Nr. 2009/28 für das Jahr 2020 festgesetzten Ziele (Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch: ca. 20 Prozent Ist gegenüber 17 Prozent Soll) und hat in den letzten Jahren seine Position als einer der wichtigsten Märkte im Erneuerbare-Energien-Sektor in Europa bestätigt.

In absoluten Zahlen sind in Italien Ende 2020 insgesamt weit über 900.000 EE-Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 56 GW installiert, wovon rund 18 GW auf Wasserkraft, knapp über 10 GW auf Windkraft und knapp über 20 GW auf Photovoltaik entfallen.⁷ Das Ziel, die traditionelle (fossile) Stromproduktion – in Italien spielt Gas eine wichtige Rolle – durch die Nutzung von Erneuerbaren Energien zu ersetzen, ist somit festgelegt. Das bestätigen auch die nationale Energiestrategie (SEN – Strategia Energetica Nazionale⁸) von 2017 und der Plan für Energie und Klima (PNIEC – Piano Energia e Clima) aus 2019, die die Energiewende auch durch entsprechende Fördermechanismen voranbringen sollen.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der von der italienischen Regierung verabschiedete Recovery Plan (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza) zur Bekämpfung der Konsequenzen aus der Covid-19-Pandemie insgesamt 68,6 Milliarden Euro für die Energiewende und den ökologischen Wandel veranschlagt.

Gegenwärtig werden Erneuerbare Energien aus Photovoltaik, Wind und Wasser über das Decreto FER1 gefördert. Es sieht eine Förderung für 8.000 MW an EE-Leistung vor (Anlagen auf landwirtschaftlichen Nutzflächen ausgenommen) wobei die entsprechenden Mittel je nach Typ und Leistung der Anlage entweder über ein Register oder im Zuge von Auktionen verteilt werden.

Das FER1 lief zwar offiziell Ende Oktober 2021 aus, es ist aber zu berücksichtigen, dass der GSE (Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.) die bislang nicht beanspruchten Fördermittel in weiteren Versteigerungen und somit über 2021 hinaus ausschreibt. Laut Regierungsmeldungen ist aber eine Wiederauflage des Dekrets – in dessen Rahmen auch einige kritische Aspekte behoben werden sollen die dazu geführt haben, dass Fördermittel nicht immer vollständig abgerufen worden sind – unter dem Arbeitstitel „FER2“ bereits bestätigt. Für alle weiteren Erneuerbaren Energien (u. a. Geothermie) arbeiten die zuständigen Ministerien an der Verabschiedung eines separaten Förderdekrets.

Parallel zur Förderung von EE-Strom sieht das FER1-Dekret auch die Errichtung einer Plattform für die Bündelung von Angebot und Nachfrage nach EE-Strom und den Abschluss entsprechender PPAs vor. Diese Plattform ist aber Stand Dezember 2021 noch nicht eingerichtet worden. Ausgehend von den aktuell verfügbaren Informationen über das neue Dekret FER2 plant der italienische Gesetzgeber eine neue Internetplattform. Abgesehen von der Freiwilligkeit der Teilnahme sind gegenwärtig noch keine Details bekannt.

Darüber hinaus sieht eine im Sommer 2020 erfolgte provisorische Umsetzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED II Nr. 2018/2001 auch eine weitere Förderung für Eigenversorger oder EE-Gemeinschaften vor, die im Zuge der anstehenden definitiven Umsetzung – mit dem Zweck, eine auf dem Territorium verbreitete Stromversorgung zu fördern – bestätigt und sogar ausgeweitet werden soll.

Abgesehen von der Wasserkraft, die unter den Erneuerbaren Energien in Italien traditionell eine wichtige Rolle spielt, liegt Photovoltaik mit insgesamt 936.000 PV-Anlagen klar vorn.

Viele dieser Anlagen werden noch über die sogenannten Conto-Energia-Regelungen gefördert, die vorsehen, dass der Betreiber der Anlage für den in das Netz eingespeisten Strom einen Fördertarif über seine Stromveräußerungserlöse hinaus erhält (abgesehen von den letzten, unter Conto Energia IV und V realisierten Anlagen, die einen einheitlichen Einspeisetarif erhalten, der Förderung und Vermarktung beinhaltet). Die Vermarktung des produzierten Stroms kann im Zuge des sogenannten ritiro dedicato erfolgen, womit der Strom zu den von der Strombehörde festgesetzten Preisen an den GSE abgetreten wird, oder alternativ auch durch den Abschluss eines PPAs, in der Regel mit einem Großhändler. Je näher das Ende der Förderung gemäß den Conto-Energia-Regelungen rückt (sie läuft in der Regel 20 Jahre nach Inbetriebnahme der PV-Anlage aus), desto stärker werden sich die Betreiber der PV-Anlagen, deren Finanzierung in der Zwischenzeit vollständig getilgt sein wird, mit der Thematik der Stromvermarktung auseinandersetzen müssen, um weiterhin eine attraktive Rendite zu erzielen.

Italien ist in den letzten Jahren auch zu einer Bühne für die Projektierung von PV-Großanlagen geworden, für die nicht unbedingt eine Förderung beansprucht werden wird (dies auch abhängig von den Inhalten, die das neue FER2-Dekret haben wird), aber die den produzierten Strom auf jeden Fall an Dritte über entsprechende PPAs veräußern werden. Dies betrifft natürlich insbesondere große Energieverbraucher, aber auch Unternehmen, die ökologisch sauberen und somit nachhaltigen Strom beziehen möchten.

Die Grundlagen für die Vermarktung von EE-Strom durch den Verkauf an Dritte im Rahmen eines PPAs sind somit im italienischen Strommarkt bereits in vollem Umfang vorhanden.

PPA-Situation in Italien

PPAs spielen, wie eingangs beschrieben, bereits bei den durch die Conto-Energia-Regelungen geförderten PV-Anlagen eine Rolle. Nachdem es anfänglich unter deren Betreibern üblich war, von den geförderten Anlagen produzierten Strom unkompliziert über das *ritiro dedicato* an den GSE abzutreten, ist dieses Regime in den letzten Jahren oft durch die Abtretung des Stroms über ein PPA an einen Großhändler ausgetauscht worden. Diese Option spielt auf dem Sekundärmarkt für Erneuerbare Energien in Italien eine immer größere Rolle, denn Ankaufvorhaben im großen Stil – wie sie seit einigen Jahren bereits auf dem italienischen Markt geschehen – werden für den Betreiber auf diesem Weg um einige Prozentpunkte rentabler.

Bei den entsprechenden PPAs handelt es sich vorrangig um eher einfach strukturierte Verträge mit üblicherweise kurzen Laufzeiten über die Abtretung des Stroms an einen Großhändler. Da die jeweiligen Anlagen in der Regel bereits über eine Finanzierung verfügen, die mehrheitlich über die Fördertarife bedient wird, und darüber hinaus die Rückkehr in das *ritiro dedicato* immer möglich ist, stellt die kurze Laufzeit in der Regel kein Problem dar. In verschiedenen Pressemitteilungen war 2020 und auch im laufenden Jahr 2021 über die Anbahnung von PPA-Projekten bzw. über den Abschluss entsprechender Verträge zu lesen. Diese betreffen auf Produzentenseite EE-Unternehmen wie DXT Commodities, Falck Renewable, Engie und Enel, während auf Abnehmerseite Amazon, der Süßwarenhersteller Ferrero, das Chemieunternehmen Solvay und die italienische Supermarktkette PAM sich einen Namen als grüne Unternehmen machen können. Die Zeitabstände zwischen den Ankündigungen haben auch Schritt für Schritt abgenommen, was dafür spricht, dass diese Option definitiv im italienischen Markt angekommen ist und mit dem weiteren Ausbau an EE-Kapazitäten auch noch zunehmen wird.

Parallel zu den obigen Mitteilungen konnte man der italienischen Fachpresse in den letzten Monaten die Ankündigungen verschiedener Akteure entnehmen, die Pläne für die Realisierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Grid Parity und somit dem Verkauf über PPAs, zum Gegenstand haben. Die Richtung ist somit klar vorgegeben und es ist damit zu rechnen, dass im Laufe der nächsten 12–24 Monate – analog zur Situation in Spanien – weitere Ankündigungen zu neuen Vorhaben bzw. Mitteilungen über abgeschlossene Transaktionen folgen werden.

Perspektivisch werden natürlich die EE-Bestandsanlagen, die in absehbarer Zukunft aus der entsprechenden Förderung – sei es Conto Energia bei PV oder Förderdekret bei den anderen Erneuerbaren Energien – herausfallen werden, eine immer größere Rolle im Bereich der PPAs spielen. Ohne Förderung und mit einer in der Regel vollständig getilgten Finanzierung werden diese Anlagen, abgesehen von den normalen Instandhaltungs- und Betriebskosten, quasi kostenfrei Strom produzieren, der für die Vermarktung an Dritte zur Verfügung stehen wird. Berücksichtigt man den Umstand, dass die Laufzeit der Förderung bei um die 20 Jahre liegt und die Mehrheit der Anlagen im Zeitraum 2009–2012 entstanden ist, dann wird dieses Thema zwar nicht kurzfristig, aber sicherlich mittelfristig relevant werden.

Rechtliche Rahmenbedingungen der PPAs in Italien

Wie auch in der RED II⁹ definiert, ist ein PPA ein Vertrag, bei dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, EE-Strom unmittelbar von einem Stromproduzenten zu beziehen. In Italien unterliegen Verträge über die Lieferung von Strom den allgemeinen Vorgaben des italienischen Codice Civile¹⁰ sowie den je nach Vertragstyp anwendbaren Regelungen der italienischen Behörde für Energie und Umwelt ARE-RA (Autorità di Regolazione per Energia, Reti ed Ambiente).

⁹ Erneuerbare-Energien-Richtlinie Nr. 2018/2001/EU.

¹⁰ Artikel 1559 ff. Codice Civile.

In Italien bestehen aus regulatorischer Sicht keine besonderen rechtlichen Hürden, die den Abschluss von PPAs verhindern. Dies gilt für alle Arten von PPAs, und somit für Corporate PPAs (sowohl on- wie auch off-site) als auch für Financial PPAs.

Erneuerbare-Energien-Anlagen in unmittelbarer Nähe und mit Direktleitung zum Stromabnehmer (generell ohne Zugang zum öffentlichen Verteiler- oder Übertragungsnetz) stellen sicherlich die einfachste Alternative dar, um Strom zwischen zwei Parteien zu übertragen. Diese sogenannten On-Site-Lösungen regelt die Entscheidung Nr. 578/2013/R/EEL der Strombehörde ARERA. Dieses Regelwerk subsumiert unter dem Begriff „Einfache Produktions- und Verbrauchsmodelle“¹¹ verschiedene Verbrauchs- und Vertriebsmodelle, die sich insoweit vom herkömmlichen Austausch der Stromenergie über das öffentliche Stromnetz unterscheiden, als sie Eigenverbrauchsoptionen (autoconsumo) oder eben direkte Verbindungen zwischen Stromhersteller und Abnehmer zu dem Zweck vorsehen, eine substantielle Gleichbehandlung der verschiedenen Akteure im Strommarkt zu gewährleisten und das Zusammenspiel zwischen diesen Systemen und dem öffentlichen Stromnetz zu regeln.

Unter diesen Modellen hervorzuheben ist das SEU (Sistema Efficiente di Utenza), das die Möglichkeit bietet, eine EE-Anlage direkt mit einem Abnehmer zu verbinden, ohne das öffentliche Stromnetz zu nutzen. Um die SEU-Regelungen anwenden zu können, muss die EE-Anlage auf einer Fläche errichtet werden, die zumindest in der rechtlichen Verfügbarkeit des Stromabnehmers liegt, ohne aber zwingend auch in dessen Eigentum stehen zu müssen. Es besteht somit die Möglichkeit, dass zwei Parteien – Stromproduzent und -abnehmer – dieses System für eine direkte Abtretung des Stroms im Rahmen eines PPAs nutzen. Von Vorteil ist außerdem, dass sich die SEUs nur in geringem Maße an den Netzentgelten beteiligen müssen, was sicherlich einen Wettbewerbsvorteil bedeutet, sofern die physische Nähe zwischen Stromproduzent und Stromabnehmer gegeben ist.

Da sich die Lastkurve des Abnehmers aber von der Produktionskurve des Stromproduzenten unterscheiden wird, wird der Abnehmer den eventuell darüber hinaus benötigten Strom über das öffentliche Netz beziehen müssen. Den Anschluss des Abnehmers an das öffentliche Stromnetz – ohne das man auch bei diesem Modell nicht auskommt – sieht die Regulierungsbehörde im Falle des SEU explizit vor. In diesem Zusammenhang ist aber darauf hinzuweisen, dass diese Art von indirekter Förderung wegen der fast vollständigen Netzentgeltfreiheit in der Kritik steht und der Gesetzgeber deshalb in Zukunft Hand anlegen könnte, um eine Umverteilung der Netzgebühren auch zulasten dieser Systeme vorzusehen. SEUs wie auch die anderen Verbrauchs- und Vertriebsmodelle der ARERA sind beim GSE im Zuge eines spezifisch im Juli 2018 neu normierten Anerkennungsverfahrens zu registrieren.

Im Sommer 2020 sind mit der provisorischen Umsetzung von RED II durch das sogenannte „Milleproroghe“-Dekret¹² die von der Richtlinie vorgesehenen **Eigenversorgungsmodelle und die EE-Gemeinschaften** eingeführt worden. Damit sind nun der Eigenverbrauch sowie die direkte Verbindung zwischen einer EE-Anlage und mehreren Abnehmern innerhalb eines Eigenverbrauchsystems oder einer EE-Gemeinschaft möglich. Dass fortan mehrere Abnehmer von einer (oder mehreren) EE-Anlagen Strom beziehen können, ist in diesem Kontext eine wichtige Innovation gegenüber dem traditionellen SEU, das ein bilaterales Verhältnis zwischen lediglich einem Produzenten und einem Abnehmer vorsieht. Ziel dieser Modelle ist es, den Eigenverbrauch zu erhöhen – mit einer Förderung auf den eigenverbrauchten Strom, während auch hier der überschüssige, nicht im System eigenverbrauchte Strom an Dritte über ein PPA abgetreten werden kann.

Von den oben beschriebenen Eigenverbrauchs- und Direktverbindungsmodellen abgesehen, besteht die Möglichkeit, abseits der Strombörse **bilaterale Off-Site-Stromverträge** – also PPAs – abzuschließen, die aber auf einer spezifischen Plattform des Strommarktbetreibers GME (Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.) zu

¹¹ Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC).

¹² Dekret Nr. 62/2019, umgesetzt durch Gesetz Nr. 8/2020.

registrieren sind, während die Bilanzkreisführung über TERNA, den Betreiber des Hochspannungsnetzes, erfolgt. Auf der Plattform sind die Strommengen anzugeben, die man auszutauschen beabsichtigt, damit ein eventueller Ausgleich bei entsprechenden Abweichungen erfolgen kann.

PPAs sehen in der Regel drei Parteien vor, und zwar den Stromproduzenten, den Großhändler – der auch für die Abwicklung aller Tätigkeiten auf dem Strommarkt sorgt, insbesondere was den Bilanzkreis betrifft – und den Endabnehmer. Die dafür anfallenden Kosten sowie natürlich auch alle mit der Nutzung des öffentlichen Stromnetzes verbundenen Gebühren muss der mit dem Großhändler vereinbarte Strompreis abdecken.

Weitere Vermarktungsmöglichkeiten in Italien

Als Alternative zur direkten Vermarktung über OTC-Konstrukte besteht auch in Italien die Möglichkeit, an der vom GME betriebenen Strombörse teilzunehmen. Dort können Stromproduzenten oder Großhändler Strom anbieten, den verschiedene Akteure wie z. B. andere Großhändler, der Acquirente Unico oder energieintensive Unternehmen erwerben können.

Es steht somit auch einem privaten Unternehmen frei, sich für die Teilnahme an der Strombörse zu qualifizieren, wenngleich das – aufgrund entsprechender Verwaltungshürden (Mindestvolumen an Energie, Erbringung von Netzdienstleistungen, Zahlung entsprechender Gebühren etc.) – nur für Anbieter/Abnehmer großer Volumina oder für Großhändler in Betracht kommt.

Der italienische Day-Ahead-Markt differenziert zwischen zonalen Preisen für den Verkauf von Strom und einem einheitlichen Strompreis (dem Prezzo Unico Nazionale – PUN) für den Ankauf. Der PUN ergibt sich aus dem Durchschnitt aller zonalen Preise unter Berücksichtigung der Gesamtvolumina der Stromeinkäufe. Während der PUN in den letzten Jahren in Italien tendenziell gesunken ist, u. a. aufgrund der sinkenden Nachfrage nach Strom, der gestiegenen Stromproduktion und einer Reduzierung des Gaspreises, ist auch Italien von der massiven Erhöhung des Strompreises von Ende Sommer 2021 betroffen. Im September 2021 hatte der PUN einen durchschnittlichen Wert von 102,60 €/MWh, was einen Anstieg von 21 Prozent verglichen mit Juni 2021 und sogar 170,1 Prozent verglichen mit September 2020 bedeutet. Dies hängt laut Analysten mit dem Wiederanstieg der Stromverbräuche nach Covid-19 zusammen, hat aber auch einen direkten kausalen Zusammenhang mit dem Preisanstieg für Gas auf den Weltmärkten zu tun.

Eine Prognose über den zukünftigen Verlauf des Strompreises zu treffen, ist kein einfaches Unterfangen, aber gerade der von der Covid-19-Pandemie verursachte Schock, verbunden mit dem Anstieg extremer Umweltphänomene in Europa infolge des fortschreitenden Klimawandels hat auch die italienische Öffentlichkeit davon überzeugt, dass die Weiterentwicklung und Verbreitung der Erneuerbaren Energien mit Blick auf die Umwelt von besonderer Relevanz sind.

Realisierung neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen

Wer bereits Erfahrung mit Erneuerbaren Energien in Italien hat, weiß, dass eine fragmentierte Gesetzgebung hinsichtlich der Genehmigungsprozesse in der Vergangenheit eine nicht unerhebliche Hürde bei der Entwicklung von EE-Projekten darstellte, und das noch verschärft durch ineinandergreifende, aber nicht koordinierte Kompetenzen des Staates, der Regionen und der Kommunen. In der Zwischenzeit hat insoweit aber ein Konsolidierungsprozess stattgefunden, der eine national fast vollständig homogene Rechtslage hervorgebracht hat.

Die gegenwärtige Gesetzeslage sieht drei unterschiedliche Genehmigungstitel vor, und zwar i) die Autorizzazione Unica (Einheitliche Genehmigung, AU), die die Regionen oder, falls entsprechend delegiert, die Provinzen ausstellen; ii) die Procedura Abilitativa Semplificata (Vereinfachte Genehmigungsprozedur, PAS), die die vormalige DIA ersetzt hat und im Rahmen eines kommunalen Genehmigungsverfahrens zustande kommt, sowie iii) die Comunicazione al Comune (eine einfache Baumitteilung).

Große Erneuerbare-Energien-Anlagen, die gegenwärtig im Kontext der PPAs eine größere Rolle spielen, erhalten ihre Genehmigung prinzipiell im Rahmen eines AU-Verfahrens, das weitere Verzögerungen mit sich bringt. Obwohl mittlerweile alle involvierten Behörden über eine gewisse Erfahrung mit dieser Art von Projekten verfügen, ist in den letzten Jahren gerade durch die Trägheit der Verfahren ein Installationsstau entstanden, der mit den Vorgaben aus der RED II – die für Italien eine Quote der Erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch von 30 Prozent vorsieht – nicht in Einklang zu bringen ist.

Der Gesetzgeber hat diesen Widerspruch erkannt und, wie oben ausgeführt, einige Maßnahmen verabschiedet, insbesondere das *Decreto Semplificazioni Bis*¹³. Dieses im Sommer 2021 endgültig umgesetzte Dekret verfolgt das Ziel, das Genehmigungsprozedere für EE-Großanlagen zu erleichtern, insbesondere was die UVP-Prüfungen betrifft. Durch dieses Dekret sind zum Beispiel EE-Anlagen mit einer Leistung bis 20 MW – sofern auf Industrie- oder Gewerbeflächen geplant – mit einer einfachen PAS anstelle der AU genehmigungsfähig, wobei die UVP erst ab einer Leistung von 10 MW verpflichtend wird. Darüber hinaus ist – bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen – die Zuständigkeit für die UVP von den Regionen auf den Zentralstaat übergegangen, was ebenfalls zu einer Beschleunigung der Verfahren führen soll.

Erträge und Kosten

Die Erträge hängen natürlich in erster Linie von dem im jeweiligen Land realisierten Strompreis ab. Weiteren Einfluss hat bei Erneuerbare-Energien-Anlagen natürlich die Verfügbarkeit der entsprechenden erneuerbaren Quelle, etwa die Sonneneinstrahlung bei Photovoltaik oder die Windstärke und -frequenz bei Windanlagen, womit die italienische Halbinsel sicherlich äußerst interessante Konditionen aufweist, insbesondere was die Sonne betrifft.

Bei den Investitionskosten hat Italien – analog zu anderen europäischen Ländern – in den letzten Jahren massive Einschnitte erfahren. Als Richtwert kann ein Betrag zwischen 800 und 900 €/kWh dienen, wobei zu berücksichtigen ist, dass diese Spanne bereits die Grundstückskosten wie auch die Planungs- und Genehmigungskosten beinhaltet.

Marktpotenzial, Fazit mit Ausblick

Die Konsequenzen aus der Covid-19-Pandemie, die rapide Zunahme an extremen Wetterphänomenen, die laut einhelliger Meinung aller Experten in unmittelbarem Zusammenhang mit dem Anstieg der Erderwärmung stehen, sowie die damit verbundene Climate for Change Bewegung haben auch in Italien die Themen der Nachhaltigkeit und der Resilienz in den Vordergrund des öffentlichen Diskurses gebracht.

Während großzügige Steueranreize im Retail-Bereich – die sogenannten Superecobonus-Regelungen – viele Eigenheimbesitzer dazu gebracht haben, die Chancen der Erneuerbaren Energien zu nutzen, ist auch der italienische Gesetzgeber verstärkt aktiv geworden, um die ambitionierten Vorgaben der RED II im Jahr 2030 zu erreichen und plant, dafür einerseits erhebliche finanzielle Ressourcen zur Verfügung zu stellen, während er andererseits die erkannten Schwachstellen in den administrativen Verfahren Schritt für Schritt abbauen will.

04

ITALIEN

Diese Faktoren, gepaart mit der allgemeinen Reife des italienischen Markts und dem Erfahrungsschatz aller beteiligten Akteure, sprechen dafür, dass auf Erfolg ausgerichtete EE-Unternehmen auch in Zukunft am italienischen Markt nicht vorbeikommen werden.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Italien
Gennaro Sposato

Telefon: +39 (06) 96 701 270
E-Mail: gennaro.sposato@roedl.it

05 KENIA

von Penninah Munyaka



Status der Erneuerbaren Energien in Kenia

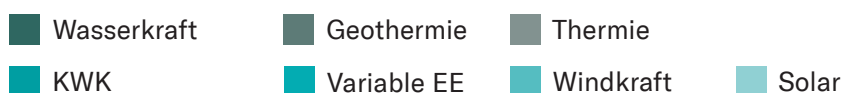
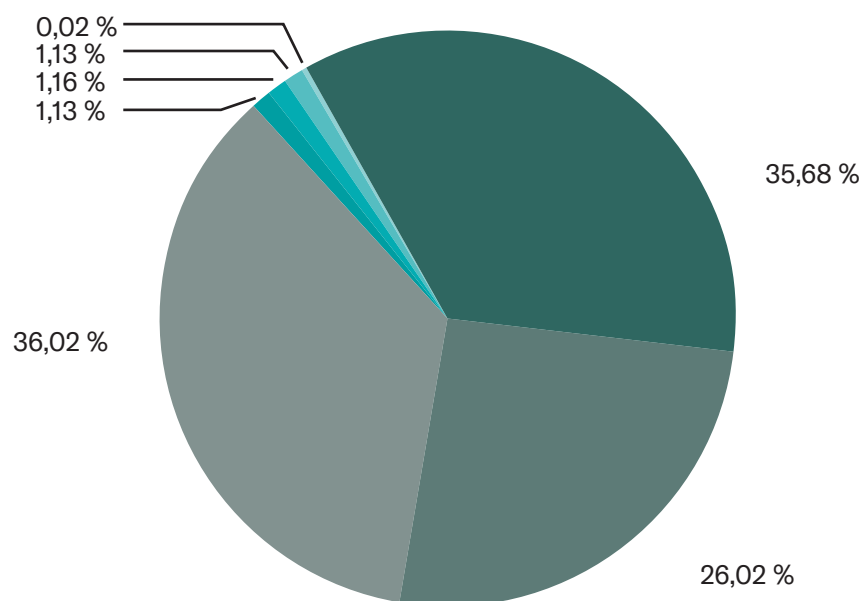
In Kenia bleiben die Erneuerbaren Energien weiterhin die Hauptquelle für die Energiegewinnung. Mehr als 60 Prozent der erzeugten und verbrauchten Energie werden mit Erdwärme und Wasserkraft produziert. Konsumenten und Branchenexperten sprachen sich lautstark für einen breit gefächerten Energiemix aus, um die Häufigkeit von Stromausfällen zu senken. Darüber hinaus wurden, in Anbetracht der Umweltveränderungen und verringerten Niederschlagsmengen in manchen Teilen Afrikas, Zweifel an der Verlässlichkeit der Energieerzeugung aus Wasserkraft geäußert. Die kenianische Regierung führte 2017 einen ambitionierten Entwicklungsplan ein, bekannt als die „Big Four“-Agenda. Der Plan beinhaltet die vier Pfeiler Stärkung der Produktion, Schaffung bezahlbaren Wohnraums, verbesserte Sicherung der Nahrungsmittelversorgung und universeller Zugang zur Gesundheitsversorgung. Die Regierung ermittelte die Energieversorgung als einen der Wegbereiter für die Erfüllung der „Big Four“-Agenda.

Um die Erzeugung von Strom aus diversifizierten Energiequellen wie Wind, Solar, Biomasse und Biogas zu fördern, hat die Regierung verschiedene Maßnahmen verabschiedet, u. a. eine 20-Jahres-Einspeisevergütungspolitik (Feed-in-Tarif, FiT).¹⁴ Zudem ist spezielle Ausrüstung für die Entwicklung und Erzeugung von Solarenergie vom Zoll befreit¹⁵ sowie spezielles Solarequipment und Zubehör von der Umsatzsteuer ausgenommen, sofern es für den ausschließlichen Gebrauch und die Speicherung von Solarenergie vorgesehen ist.¹⁶

Um den Einsatz von Solarenergie weiter zu erhöhen, hat die Regierung Bestimmungen erlassen¹⁷, die zur Installation von Wasserheizsystemen in Wohnhäusern verpflichten.

Forschungsergebnisse deuten auf einen Wandel im Energiemix hin, da die Verlässlichkeit der Wasserkraft sinkt, während die Nutzung anderer Erneuerbarer Energien bei unter 5 Prozent bleibt.

Jährlicher kenianischer Strombericht 2015



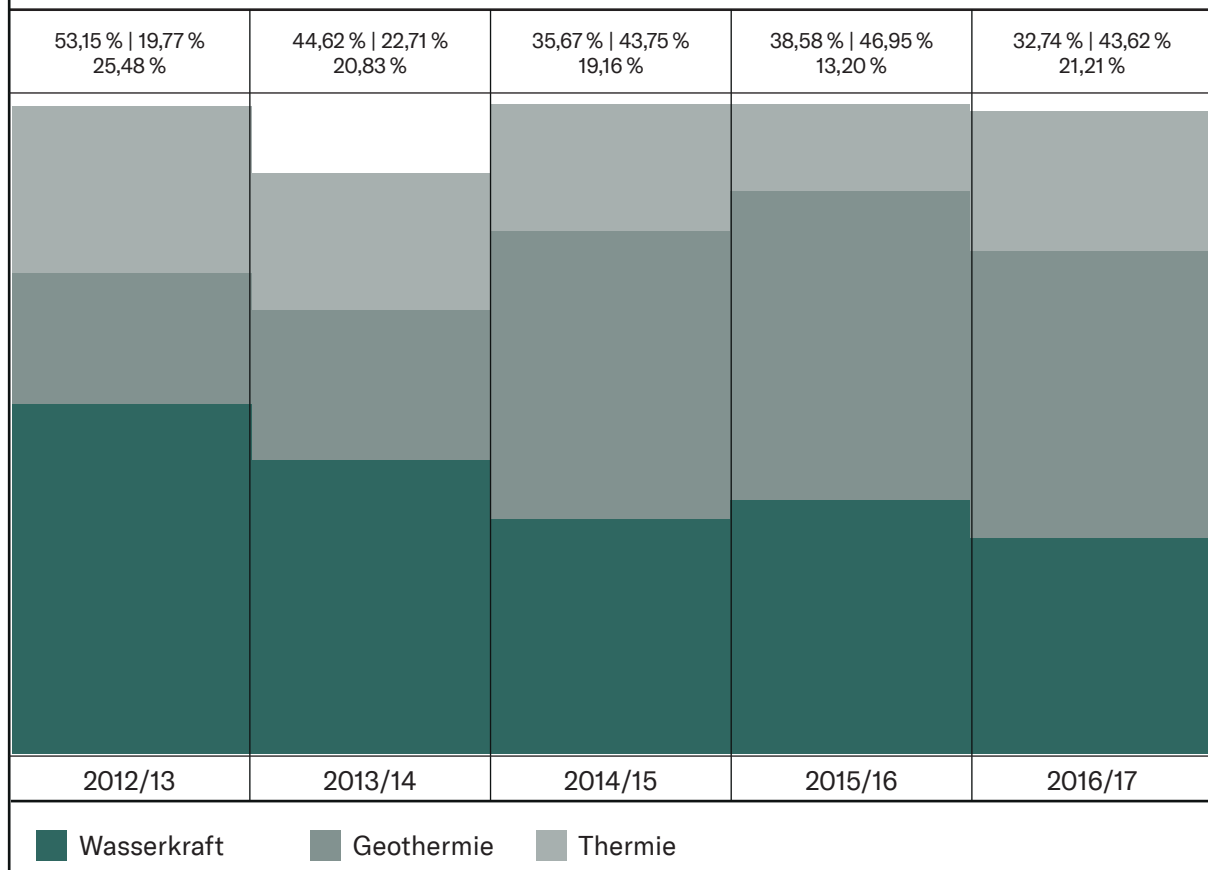
¹⁴ Feed-in Tariffs Policy on Wind, Biomass, Small-hydro, Geothermal, Biogas and Solar Resource Generated Electricity, 2nd Revision: December 2012; https://www.renewableenergy.go.ke/downloads/policy-docs/Feed_in_Tariff_Policy_2012.pdf

¹⁵ EAC Legal Notice No.39, veröffentlicht am 30. Juni 2016; <https://www.kra.go.ke/notices/pdf2018/EAC%20Vol.%20AT%201-2016-005-30th%20June%20-%20Budget.pdf>

¹⁶ § 45 of Part I, Section A of the First Schedule to VAT Act 2013.

¹⁷ The Energy (Solar Water Heating) Regulations, 2012.

Jährlicher kenianischer Strombericht 2015



Typen von PPAs in Kenias Energiemarkt

In Kenia bestehen zwei wesentliche Ausgestaltungen von Power Purchase Agreements (PPAs, dt.: Stromabnahmeverträge). Beim netzgebundenen PPA als erster Variante handelt es sich um eine Vereinbarung zwischen dem unabhängigen Energieerzeuger (Independent Power Producer; IPP) und dem primär lizenzierten Abnehmer Kenya Power & Lighting Company (KPLC). Über 90 Prozent der Energie werden über netzgebundene PPAs vertrieben.

Auch wenn dazu keine Verpflichtung besteht, neigen die Erzeuger mit relativ großer Leistung (ab 10 MW) dazu, die von ihnen produzierte Elektrizität ins Netz einzuspeisen und dafür PPAs mit KPLC abzuschließen. KPLC unterzeichnet dafür mit allen Stromerzeugern ein Standard-PPA, auch mit KenGen, das mit 70 Prozent der installierten Leistung die Liste der Erzeuger anführt. Der kenianische Marktführer besitzt 31 Anlagen zur Stromerzeugung mit einer insgesamt installierten Leistung von 1.337 MW, bestehend aus verschiedenen Erzeugungsarten wie Wasser- und Windkraft sowie thermischen und geothermischen Kraftwerken. KenGen verkauft den Großteil des erzeugten Stroms an KPLC. Sowohl an KPLC als auch an KenGen hält die Regierung die Stimmrechtsmehrheit.

Die zweite Form ist das private PPA, das zwei privatwirtschaftliche juristische Personen miteinander eingehen und das auch als „Mininetz-Lösung“ bezeichnet wird. Private PPAs finden eher im kommerziellen und im industriellen Sektor Anwendung, aber auch in Gemeinden, die sich in abgelegenen Regionen ohne Zugang zum Stromnetz befinden. Die Erzeugungskapazität der Anlagen, die die Menschen in diesen Regionen versorgen sollen, beläuft sich in der Regel auf weniger als 1 MW. Die über private PPAs vertriebene Energie ist vor dem Hintergrund des Anteils anderer Erneuerbarer Energien an der Energiemix als vernachlässigbar klein zu beurteilen und liegt auf jeden Fall unter 5 Prozent. Trotzdem könnte diese Zahl in Zukunft noch steigen.

PPAs in Kenia werden über das Vertragsrecht und andere sachrechtliche Gesetze geregelt. Das bedeutet, dass die Vertragsparteien die Vertragsbedingungen frei verhandeln und ggf. Gerichte bei der Durchsetzung behilflich sein können.

Die Möglichkeit der Verhandlung ist jedoch auf netzgebundene PPAs beschränkt. Das Ministerium für Energie und Erdöl (MoEP, Ministry of Energy and Petroleum) und die Regulierungskommission Energie (ERC, Energy Regulatory Commission) haben dafür Standard-PPAs entwickelt, die sowohl IPP als auch KPLC nutzen sollen. Für Anlagen bis zu 10 MW enthalten sie allerdings keinerlei verhandelbare Positionen, während die standardisierten PPAs für Projekte mit einer Leistung über 10 MW immerhin eine geringe Zahl verhandelbarer Klauseln aufweisen. Netzgebundene PPAs sind Verträge mit langer Laufzeit (typischerweise 20 Jahre) wie etwa für das Lake-Turkana-Windkraftprojekt mit einer Erzeugerkapazität von 310 MW. Aus Sicht der IPPs sind PPAs derzeit auf die Lieferung des produzierten Stroms an KPLC beschränkt, die ihn anschließend an die Endverbraucher weiterverreibt. Momentan gibt es daher keine Möglichkeit für einen IPP, die erzeugte Energie direkt an Verbraucher über das nationale Netz zu verkaufen. Der direkte Verkauf erfolgt ausschließlich über netzunabhängige private PPAs (Mininetze).

Diese „Mininetz-Lösung“ bezeichnet ein integriertes System für die lokale Erzeugung von Strom sowie dessen Transport und Verteilung. Es lässt sich isoliert, aber auch zusätzlich zum nationalen Elektrizitätsverteilungsnetzwerk betreiben. Bei dieser Art von PPA handelt es sich um einen langfristigen Vertrag zwischen einem Verkäufer Erneuerbarer Energie (typischerweise Solarenergie) und einem Endverbraucher. Basierend auf diesem Abkommen installiert der Verkäufer Erzeugungskapazitäten, in der Regel PV-Anlagen, auf dem Grundstück des Kunden und versorgt ihn so mit Strom. Üblicherweise stellt der Verkäufer die Installation nicht sofort und direkt in Rechnung, sondern staffelt die Kosten über einen Zeitraum von 15 bis 20 Jahren. Der Verkäufer verpflichtet sich darüber hinaus, für die Wartung innerhalb dieses Vertragszeitraums zu sorgen.

Regulierung und Kontrollen im kenianischen Energiemarkt

Abhängig von ihrem Umfang, der Kapazität und der vorgesehenen Nutzung sind sowohl netzgebundene als auch netzungebundene Energieprojekte von regulatorischen Bestimmungen betroffen.

Einer Genehmigung bedarf es nicht, um Energie für den Eigenbedarf zu erzeugen, wenn die Leistung der eigenen Anlage 1 MW nicht übersteigt. Bei einer installierten Leistung von über 1 MW für den Eigenverbrauch ist eine Erlaubnis der ERC einzuholen. Jede Person, die sich mit der Erzeugung, dem Transport, der Distribution und der Lieferung von Elektrizität in Kenia befasst oder dies zu tun gedenkt, muss sich an die Energy (Electricity Licensing) Regulations 2012¹⁸ halten, die für diese Aktivität eine besondere Erlaubnis oder eine Lizenz von der ERC vorsehen.¹⁹

Investoren sollten beachten, dass sich die Bestimmungen auch auf die Kontrolle der von den Konsumenten zu zahlenden Strompreise erstrecken. Die ERC ist berechtigt und verpflichtet, die Interessen der Konsu-

¹⁸ Übersicht über die Bedingungen für eine Lizenzierung: <https://renewableenergy.go.ke/index.php/license/browse>

¹⁹ Für eine Übersicht über die Gebühren siehe Fourth Schedule, The Energy (Electricity Licensing) Regulations, 2012: https://www.renewableenergy.go.ke/asset_uplds/files/Energy-Electricity%20Licensing-Regulations%202012-1.pdf

menten zu wahren, und wurde deshalb dazu ermächtigt, die Stromtarife und die Tarifstrukturen festzulegen, zu überarbeiten und anzupassen. Natürlich berücksichtigt die ERC im Zuge der Marktregulierung, dass die Investoren Gewinn erzielen müssen.

Die Tarife für netzgebundene PPAs werden durch die vom MoEP entwickelten Bestimmungen für die Einspeisetarife festgelegt. Die Tarifwerte variieren abhängig von der zur Energieerzeugung eingesetzten Technologie und der installierten Leistung.

Bei netzunabhängigen PPAs legt der Elektrizitätserzeuger die Preise unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten selber fest, wobei die ERC die Preise genehmigen muss. Erwähnenswert ist in diesem Zusammenhang, dass die meisten netzunabhängigen Energieprojekte in Kenia für ländliche Gemeinden entwickelt wurden und sich die Anlagen meist in armen und abgelegenen Regionen ohne Zugang zum nationalen Netz befinden. Da diese Mininetze eine bisher unversorgte Bevölkerung mit Strom beliefern und damit wichtige Verbesserungen für das soziale Wohlergehen ebendieser Gemeinden schaffen, haben die ERC und das MoEP den Mininetz-Betreibern eine gewisse Flexibilität in der Preisgestaltung eingeräumt. Die Preise sollen sich aber innerhalb gewisser Grenzen halten, damit sich die belieferten Gemeinden die Elektrizität auch leisten können. Üblicherweise haben Gemeinden in diesen Regionen nur eine grundlegende und bescheidene Nachfrage nach Strom, die etwas Beleuchtung, das Laden einiger Mobiltelefone, den Betrieb von Haushaltsgeräten wie Fernsehern, Radios und Kühlschränken sowie von Betriebsausstattung in Kiosken und Friseursalons abdecken soll. Einige Mininetz-Betreiber bevorzugen Prepaid-Bezahlmodelle („pay as you go“) bei der Kommerzialisierung ihres Stroms.

In Gebieten, die KPLC mit Strom beliefert, müssen Mininetz-Betreiber sicherstellen, dass ihre Tarife mit denen von KPLC konkurrieren können. Dies gilt auch für kommerzielle und industrielle PPAs, mit denen die Kunden versuchen, günstigere Alternativen zu bereits bestehenden Energieträgern wie Diesel, Kohle sowie dem vom Elektrizitätsversorger gelieferten Strom, zu realisieren.

Prognostizierte Entwicklungen im Energiemarkt und deren Folgen für netzgebundene und netzunabhängige PPAs

Die bedeutendste zu erwartende rechtliche Entwicklung ist das baldige Inkrafttreten des Energiegesetzes, dessen Regelungen das kenianische Parlament aktuell berät. Der Fokus soll darauf liegen, die Gesetzgebung im Hinblick auf das Thema Energie zu rationalisieren und zu konsolidieren, um es an die Regelungen der kenianischen Verfassung aus 2010 anzupassen. Seinerzeit entstanden zwei Instanzen innerhalb der Regierung, die jeweils mit unterschiedlichen Aufgaben bei der Regulierung des Energiesektors betraut sind.

Die aktuelle Version des Gesetzes enthält jedoch keine Regelung, die die aktuell gültigen Bestimmungen zu PPAs großartig verändern würde. Insbesondere werden die standardisierten PPAs weiterhin für den Verkauf von Strom an den lizenzierten Abnehmer genutzt. Im industriellen und kommerziellen Umfeld müssen PPAs ohnehin zwischen den Parteien ausgehandelt werden und sind deshalb nicht betroffen. Zusätzlich führt das Gesetz das Net-Metering-System ein. Dieses Konzept sieht vor, dass ein Konsument, der selber erneuerbaren Strom produziert, ein eigenes Net-Metering-System besitzen darf, das er parallel zu dem des lizenzierten Energieversorgers verwenden kann. Auf diese Weise kann dieser Konsument einerseits seinen selbst erzeugten Strom verbrauchen und andererseits überschüssige Elektrizität an den Energieversorger verkaufen. Es ist zu erwarten, dass noch weitere, detailliertere Bestimmungen zum Net-Metering folgen werden. Derzeit kommt es zu Verzögerungen bei der Verabschiedung des Gesetzes, weil wesentliche industrielle Parteien das Konzept nicht vollständig unterstützen.

Auch wenn weiterhin Unsicherheiten rund um den regulatorischen Rahmen der Mininetze bestehen, etwa die Unklarheit rund um das Festlegen des Tarifs, bleibt zu hoffen, dass die aktuelle Entwicklung hinsichtlich der Regulierung sowohl im Bereich der Tarifbestimmung als auch für die Zukunft der Mininetze in Kenia im Allgemeinen Klarheit schafft.

Mininetz-Betreiber, die in Gebieten agieren, die bald vom nationalen Netz erschlossen sein sollen, sehen sich ebenfalls Unwägbarkeiten gegenüber. Höchstwahrscheinlich werden Betreiber von Mininetzen ohne Konzession am stärksten betroffen sein. Aufgrund des lizenzierten Monopols der KPLC für die Lieferung von Elektrizität ist derzeit noch unklar, ob es IPPs gestattet sein wird, in solchen Regionen weiter zu operieren, oder ob sie ihre Energie an KPLC verkaufen müssen. Das MoEP würde es dem Vernehmen nach vorziehen, bisher über Mininetze versorgte Konsumenten ins nationale Stromnetz zu überführen. Derzeit gibt es Diskussionen um die bestmögliche Lösung. Es bestehen auch Vorschläge, dass die KPLC die Mininetz-Betreiber auszahlt oder Letztere alternativ den erzeugten Strom an das nationale Netz verkaufen.²⁰

Marktpotenzial, Fazit und Ausblick

Um die „Big Four“-Agenda zu realisieren, ist ein günstiger und verlässlicher Zugang zu Strom unerlässlich. Nach den Plänen für die Industrialisierung Kenias soll der Beitrag der industriellen Produktion zur nationalen Wirtschaft von 9,2 Prozent auf 20 Prozent steigen. Dies soll durch die Entwicklung der Eisen-, Stahl-, Leder- und Textilindustrie sowie durch den Sektor der Nahrungsmittelverarbeitung und die Informations- und Kommunikationsbranche erfolgen. Zudem sollen 500.000 neue Wohnungen für Menschen mit geringem und mittlerem Einkommen entstehen.

Eines der Schlüsselemente, um diese Projekte zu verwirklichen, ist die Verfügbarkeit von kosteneffizienter und verlässlicher Energie. Die Regierung sieht die Erneuerbaren Energien als zukunftsfähige Energiequelle an, was sie mit dem Bau großer Projekte wie der 310-MW-Lake-Turkana-Windanlage oder der 168-MW-Olkaria-V-Geothermieanlage in den Jahren 2018 und 2019 unterstreicht.

Die Ziele der „Big Four“-Agenda bedeuten eine große Chance für Unternehmen des Erneuerbare-Energien-Sektors, da sie zum einen die Regierung beim Ausbau der Erneuerbaren Energien unterstützen können und zum anderen dem privaten Sektor den Weg für die Anwendung der Technologie ebnen, um Häuser und Unternehmen mit Strom zu versorgen. Unternehmen können dabei von vielzähligen Anreizen profitieren, die die Regierung bereits eingeführt hat, etwa dem Einspeisetarif für Erneuerbare Energien und den bereits erläuterten steuerlichen Ausnahmen.

Nichtsdestotrotz sollten sich Unternehmer bewusst sein, dass die Regierung nicht ausschließlich darauf fokussiert ist, die Erneuerbaren Energien auszubauen, sondern auch danach strebt, den Energiemix zu diversifizieren, um die bisher ungenutzten Kohle- und Ölressourcen Kenias miteinzubeziehen. Während es also der kenianischen Regierung bisher ein Anliegen ist, Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern, wird sie nicht zögern, zusätzlich auf Erdöl und Kohle zurückzugreifen, sobald die Produktion von Strom aus diesen Ressourcen kosteneffizient zu bewerkstelligen ist.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Kenia
Penninah Munyaka

Telefon: +254 (702) 463 272
E-Mail: penninah.munyaka@roedl.com

06 POLEN

von Piotr Mrowiec



Aktuelle Lage der PPAs in Polen

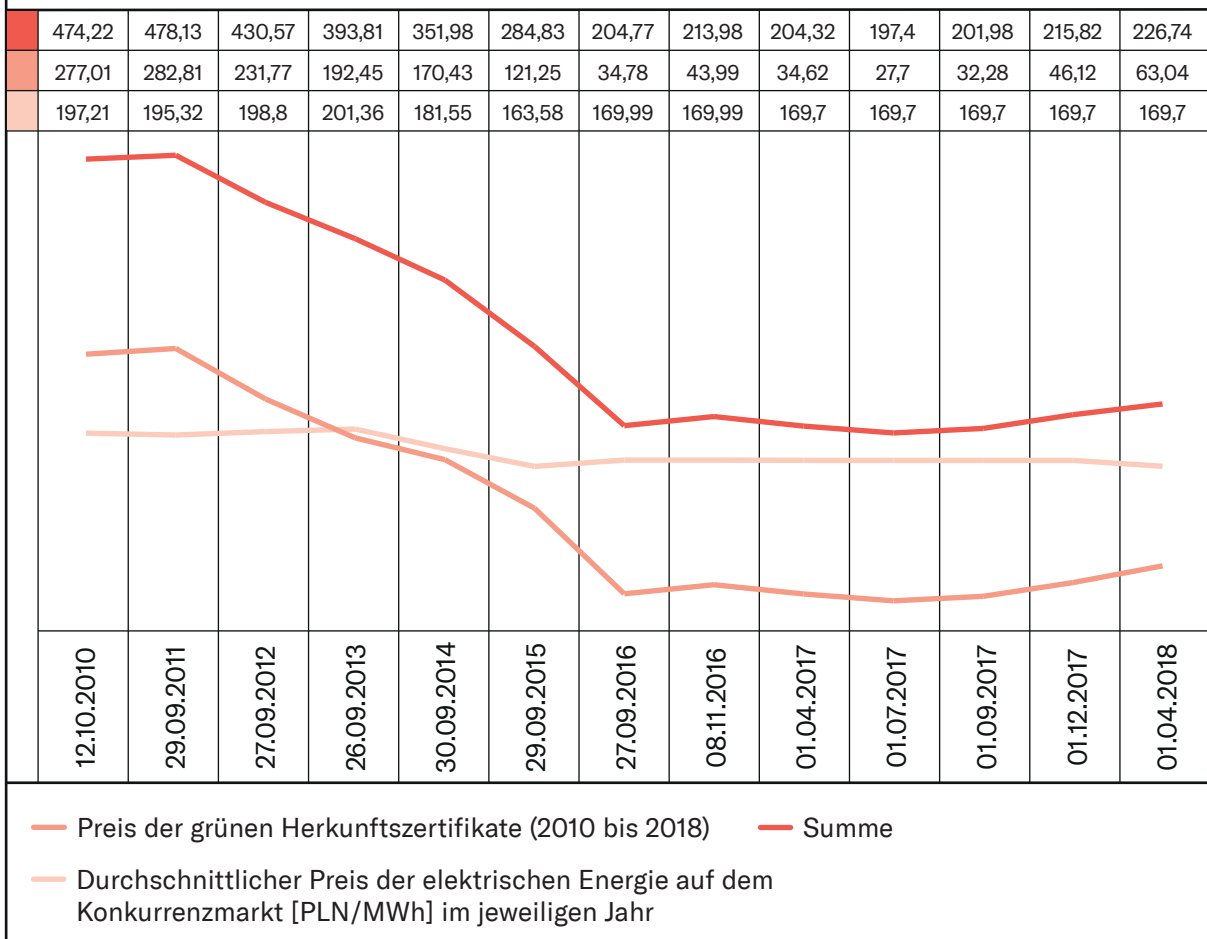
Wie in anderen Ländern, besteht auch in Polen ein ständig zunehmendes Interesse an PPAs für den Bezug von Energie aus erneuerbaren Quellen unmittelbar vom Erzeuger. Die Hauptgründe für die steigende Beliebtheit von PPAs unterscheiden sich nicht von denen in anderen Ländern – z. B. stetig sinkende Stromgestehungskosten in den EE-Anlagen, steigende Erzeugungskosten bei Energie aus konventionellen Kraftwerken, steigendes Umweltbewusstsein der Verbraucher (auch wenn diese Einstellung oft auf Marketinggründe zurückzuführen ist) sowie die Möglichkeit einer langfristigen Stromversorgung für einen vorab vereinbarten Preis. Ein zusätzlicher Mutmacher für die Erzeuger sind die sinkenden Preise, die sich aus dem auf Auktionen basierenden Fördersystem ergeben (das führende Fördersystem für Erneuerbare Energien in Polen). Um die Energiepreise nicht einfrieren zu lassen, sind die Erzeuger daher mehr und mehr bereit, sich auf die Mechanismen des freien Marktes zu verlassen, deren wichtigste die PPAs sind.

Die Anzahl der in Polen abgeschlossenen PPAs hat sich in den vergangenen zwei Jahren rapide erhöht und es ist davon auszugehen, dass sich diese Vertragsstruktur zu einer ernsthaften Alternative entwickelt hat. Das hängt maßgeblich mit dem spektakulären Anstieg der Energiepreise im Jahr 2021 und mit Prognosen über weitere Preissteigerungen in den Folgejahren zusammen. Der Grund dafür liegt in der zunehmenden Verteuerung der CO₂-Zertifikate, denn der polnische Energiesektor basiert noch immer überwiegend auf Kohle. Das Wachstumspotenzial für PPAs in Polen ist daher nach wie vor sehr hoch.

Förderung der Erneuerbaren Energien in Polen

Derzeit gibt es in Polen zwei Hauptmodelle zur Unterstützung von Unternehmen, die grüne Energie erzeugen: das am 1. Oktober 2005 eingeführte System der grünen Zertifikate und das Auktionsmodell, das die grünen Zertifikate langfristig ersetzen soll. EE-Anlagen, die mit der Energieeinspeisung bis Ende Juni 2016 begonnen haben, erhalten Unterstützung in Form von grünen Zertifikaten, deren Preis seit einigen Jahren starken Schwankungen unterliegt. Die Projektentwickler, die ihre Projekte nicht bis Ende Juni 2016 fertigstellen konnten, müssen auf Energieauktionen um Unterstützung kämpfen. Im Auktionssystem bestimmen die Bieter zum einen die Menge an Energie, die sie bei der Auktion anbieten möchten, und zum anderen den gewünschten Stromeinkaufspreis, der den staatlich festgelegten Referenzpreis nicht übersteigen darf. Die Bieter, die in der Ausschreibung den Zuschlag erhalten, verkaufen Energie zu dem in der Auktion erzielten Preis – pay as bid (Anlagen bis zu 500 kWp) – oder sie verkaufen den Strom auf dem freien Markt und die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Auktionspreis wird dem Bieter erstattet. Unabhängig vom Unterstützungsmodell beträgt die Förderungsdauer 15 Jahre, gerechnet ab Beginn der Stromerzeugung in der betreffenden Anlage.

Preisentwicklung



Die Auktionsgebote werden im Rahmen von zwei Vergabekörben abgegeben und abgerechnet. Der erste Korb ist für Photovoltaik- und Windkraftanlagen mit einer Leistung von höchstens 1 MW vorgesehen. Der zweite Korb ist für Photovoltaik- und Windkraftanlagen mit einer Leistung von mehr als 1 MW bestimmt. Aufgrund der geringen Leistungsschwelle dominieren Photovoltaikanlagen vollständig den ersten dieser Körbe. Es ist wichtig zu beachten, dass der Preis innerhalb dieses Korbes sehr schnell fällt. Seit 2020 sind die durchschnittlichen Auktionspreise niedriger als die Marktpreise. Somit verliert das Fördersystem für die Erzeuger immer mehr an Reiz, weshalb ihre Hauptmotivation für die Teilnahme am Auktionssystem gegenwärtig in gesicherten Einnahmen liegt, um eine Bankfinanzierung zu erhalten.

Im Korb der Anlagen über 1 MW sind die Preise niedriger, aber stabiler. In letzter Zeit ist sogar ein leichter Anstieg der Preise zu beobachten. Dies ist auf einen Rückgang des Angebots an Windkraftprojekten zurückzuführen, die preisgünstige Energie produzieren (Folge des 2016 verabschiedeten Abstandsgesetzes, das die Standorte für Windkraftanlagen einschränkt), und auf eine Zunahme von großen Photovoltaikanlagen, die in Polen immer beliebter werden.

Für beide Vergabekörbe ist jedoch der oben genannte Trend erkennbar – der Auktionspreis ist niedriger als der Marktpreis für Energie (durchschnittlicher Marktpreis im August 383,42 PLN/MWh).

PPAs in Polen, allgemeine Rahmenbedingungen

Obwohl PPAs auf dem polnischen Energiemarkt noch immer eine Neuheit darstellen, sind sie für Unternehmer, die in Erneuerbare Energie investieren, eine rentable Alternative geworden. Es lohnt sich daher, den rechtlichen Rahmen für den Abschluss von PPAs in Polen näher zu betrachten. In Polen sind verschiedene PPA-Modelle denkbar und zulässig, z. B.: on-side PPAs, near-side direct wire PPAs oder klassische off-side PPAs mit verschiedenen „Variationen“ z. B. multi-seller PPAs oder multi-buyer PPAs. Kürzlich sind günstige rechtliche Änderungen in Kraft getreten, um die Umsetzung dieser Verträge zu ermöglichen. Das polnische Energierecht verpflichtet die EE-Erzeuger nicht, Verteilungs- oder Übertragungsnetze von Netzbetreibern zu nutzen. Das Gesetz erleichtert den Bau von Direktleitungen, d. h. von privaten Netzabschnitten, die die Anlage für Erneuerbare Energien direkt beim Energieabnehmer anschließen. Eine weitere interessante Lösung ist die Einrichtung geschlossener Verteilungsnetze, die es ermöglichen, die Funktion eines internen Verteilungsnetzbetreibers auf einfache und nicht formalisierte Weise zu erfüllen. Diese Änderungen sind von zentraler Bedeutung für die Energieversorgung auf der Basis von PPAs, denn es besteht die Möglichkeit einer Durchleitung der Energie, ohne die „öffentlichen“ Stromnetze zu benutzen. In diesem Fall sind die Vertragsparteien gegenwärtig auch nicht verpflichtet, Durchleitungsgebühren oder Einspeisegebühren für das öffentliche Netz zu bezahlen.

Auf der anderen Seite besteht im Rahmen von PPAs auch die Möglichkeit, Energie unter Beteiligung des „öffentlichen“ Verteilungsnetz- oder Übertragungsnetzbetreibers zu liefern. Nach dem polnischen Energiegesetz ist der Netzbetreiber verpflichtet, alle Abnehmer und Energieerzeuger gleichberechtigt mit der Erbringung von Energieverteilungsdienstleistungen zu versorgen. Der Netzbetreiber muss seine Netze folglich allen EE-Erzeugern für die Stromeinspeisung bereitstellen. Die oben angegebene Vorschrift ist die Realisierung des TPA-Prinzips (Third Party Access), also der vollumfänglichen Gewährung des Netzzugangs für Dritte, sodass die Endverbraucher den Strom direkt vom Stromerzeuger kaufen können. Die Netzbetreiber erhalten für die Stromdurchleitung dann eine separate Vergütung von den Verbrauchern. Auch wenn die Netzgebühren variieren, nutzen im Grunde alle Netzbetreiber das nachfolgende Gebührenmodell: 1) eine feste Gebühr, die im Fall von großen Stromverbrauchern etwa 2.000–3.000 Euro pro Monat für eine angeschlossene Nennleistung von 1 MW beträgt, und eine variable Netzgebühr für die Durchleitung der Energie (ungefähr 10 ct/kWh), zzgl. Abogebühren und Gebühren für die Aufrechterhaltung der Stromqualität.

Beschränkungen beim Abschluss von PPAs mit geförderten EE-Erzeugern

Wie oben festgestellt, sind die polnischen rechtlichen Rahmenbedingungen für PPAs relativ liberal, und doch gibt es bestimmte Beschränkungen. Zur größeren Klarheit werden nachfolgend die verschiedenen Fälle getrennt betrachtet.

1. Abschluss von PPAs durch Anlagenbetreiber, die Unterstützung in Form von grünen Zertifikaten erhalten (Erzeuger, die mit dem Verkauf von Energie vor Juli 2016 begonnen haben)

Diese Investoren erhalten 15 Jahre lang – gerechnet ab dem Moment der ersten Einspeisung von Strom in das Verteilungsnetz – für je 1 MWh erzeugten Stroms ein Zertifikat, das sie entweder an der Strombörse oder auf der Grundlage bilateraler Verträge verkaufen können. Außerdem haben sie die Möglichkeit, den gesamten von ihnen erzeugten Strom zu einem Preis zu verkaufen, der dem durchschnittlichen Verkaufspreis für Strom auf dem Wettbewerbsmarkt entspricht. Die Teilnahme am Fördersystem über grüne Zertifikate verbietet jedoch den Abschluss von PPAs, denn die gesamte Energie, die in einer an diesem System teilnehmenden Anlage erzeugt wird, muss an der polnischen Strombörse verkauft werden. Daher ist es nicht möglich, diese Energie über PPAs zu verkaufen. Der Erzeuger ist verpflichtet, ggü. der Energieregulierungsbehörde eine schriftliche Erklärung darüber abzugeben, dass er den in dieser Anlage erzeugte Strom vollständig in das Netz einspeisen und an der Strombörse verkaufen wird.

2. Direct wire PPA – Beschränkungen bei der direkten Verbindung

Trotz der Verabschiedung der zuvor erwähnten vorteilhaften Regelungen für Systeme basierend auf Direktleitungen und geschlossenen Verteilungsnetzen birgt der Abschluss von direct wire PPAs immer noch gewisse Risiken. Nach dem Energierecht erfordert der Bau einer Direktleitung, die die Energieerzeugungsanlage eines Unternehmens mit einem anderen Unternehmen als Verbraucher verbindet, die Zustimmung der Energieregulierungsbehörde. Diese Zustimmung wird äußerst selten gewährt. Um sie zu erhalten, muss der Erzeuger nachweisen, dass es unmöglich ist, die Anlage an das örtliche „öffentliche Netz“ anzuschließen und Energie über dieses Netz zu liefern. Aus diesem Grund ist der Abschluss klassischer direct wire PPAs in Polen nahezu ausgeschlossen.

In diesem Fall ist es empfehlenswert, die Anlage an das interne Netz des Kunden anzuschließen und ein geschlossenes Verteilungsnetz im Gebäude des Abnehmers zu schaffen. Die Zustimmung zum Bau der Direktleitung ist dann nicht erforderlich, da das interne Netz den Status eines Verteilungsnetzes erhält, was die Energieversorgung über PPAs ermöglicht.

3. Beihilfen und PPAs

Es ist darauf hinzuweisen, dass einige EE-Anlagen mit signifikanter Unterstützung aus EU-Förderprogrammen oder staatlichen Mitteln gebaut wurden oder werden. Die Höhe der Co-Finanzierung und die Zahlungsbedingungen hängen bzw. hängen in der Regel von einzelnen operativen Programmen ab, die regelmäßig im Zusammenhang mit den Woiwodschaften veröffentlicht werden. Der Abschluss von PPAs durch Anlagenbetreiber, die ihre Projekte auf der Grundlage von CAPEX-Unterstützung – Investitionsförderung in Form von Zuschüssen aus EU-Mitteln oder nationalen Fonds – umgesetzt haben oder durchführen wollen, ist aber unbedenklich. Obwohl das polnische EEG entsprechende Vorschriften enthält, die die sogenannte Überförderung beseitigen sollen, beziehen sich die Vorschriften auf die Situation kumulierter Beihilfen im

Rahmen des Auktionssystems und anderen Formen staatlicher Beihilfen. Die Vermarktung von Strom über ein PPA bei Anlagen, deren Bau mit öffentlichen Mitteln gefördert wurde, ist somit zulässig.

Neue EE-Projekte und PPAs, Marktanalyse und Ausblick

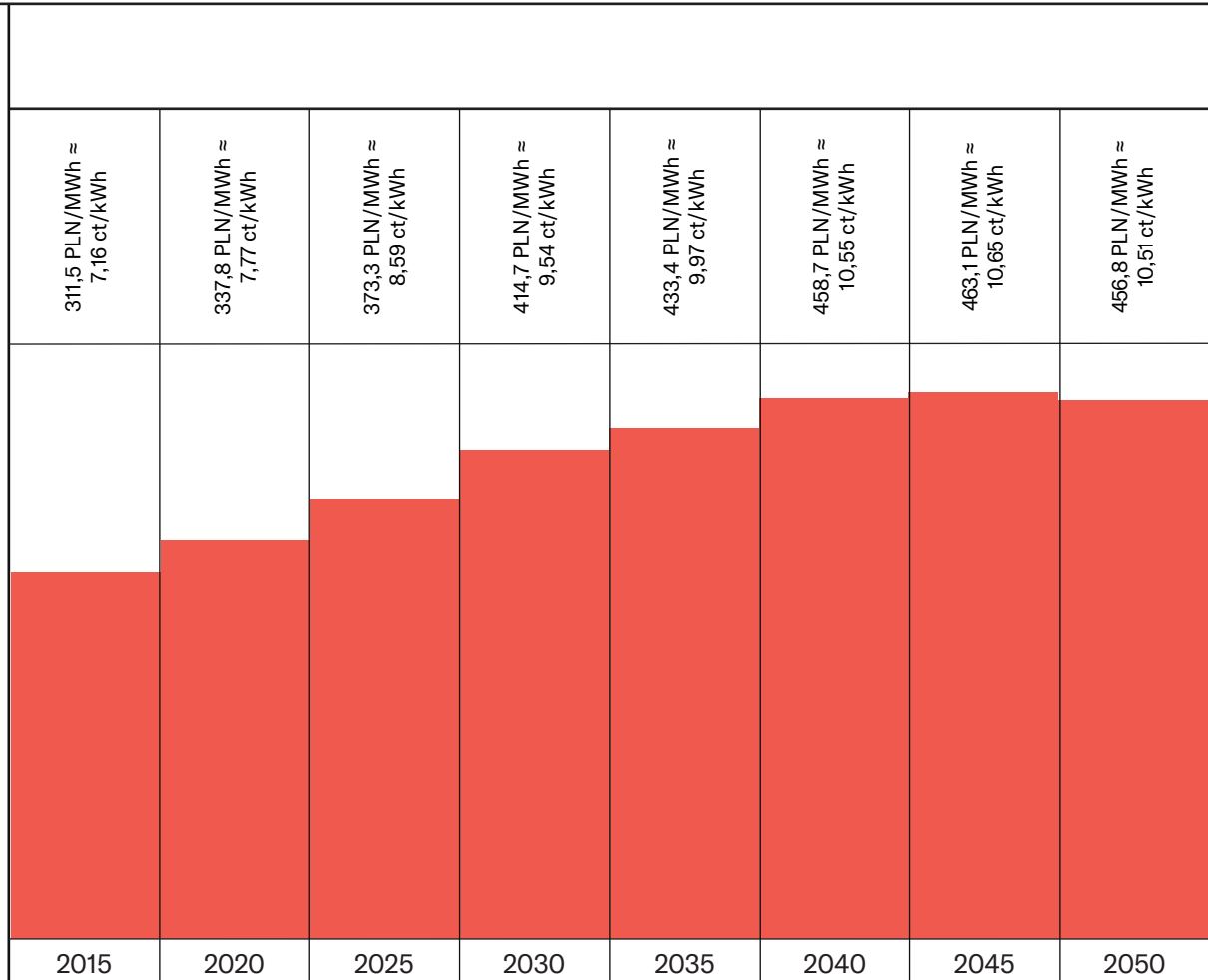
PPAs sind für EE-Erzeuger in Polen, insbesondere große Kraftwerke, besonders geeignet. Der Marktpreis für Erneuerbare Energie ist auf einem vergleichbaren Niveau oder sogar niedriger als der Preis für Energie aus konventionellen Quellen. Das bedeutet, dass die Nutzung von Fördersystemen keine Voraussetzung mehr für den geschäftlichen Erfolg von Investitionen in Erneuerbare Energien in Polen ist. Zurzeit garantieren PPAs Erzeugern attraktivere Preise, als sie in Fördersystemen erzielbar sind. Andererseits werden PPAs auch immer attraktiver für Energieabnehmer, insbesondere energieintensive Unternehmen im Industriesektor.

Der Grund dafür ist der drastische Anstieg der Strompreise. Die Stromerzeugung in Polen basiert zu 78 Prozent auf Kohle. Wegen ihres enormen CO₂-Ausstoßes müssen die Kohlekraftwerke einen hohen Preis für die Emissionsberechtigungen zahlen. Der Preis für diese „CO₂-Zertifikate“ ist allein innerhalb der letzten vier Jahre um 1.200 Prozent gestiegen, und zwar von 5 Euro pro Tonne im August 2017 auf über 60 Euro (Stand August 2021). Zusammen mit der nicht unerheblichen Steigerung des Kohlepreises verursacht dies für Strom, der im nächsten Jahr geliefert werden soll, eine Preissteigerung von 163 PLN/MWh auf 383,42 PLN/MWh (Durchschnittspreis im August). Im Jahr 2021 war der Strompreis auf dem freien Markt in Polen nicht nur einer der höchsten in Europa, er wies auch die höchste Anstiegsdynamik auf. Dies wirkt sich erheblich auf die Wettbewerbsfähigkeit der polnischen Wirtschaft aus. Um negative Folgen für ihr Geschäft abzuwenden, sind Unternehmer natürlich bemüht, den Strompreis zu senken, und suchen nach alternativen Lösungen. Das lässt u. a. die Versorgung mit Erneuerbaren Energien über PPAs immer beliebter werden.

Die Strommarktexperten gehen davon aus, dass sich diese Tendenz in den kommenden Jahren nicht ändern wird, und erwarten einen konstanten Anstieg der Energiepreise in Polen bis 2030, der bis 2025 besonders dynamisch verlaufen wird.

06

POLEN



Zusammenfassend ist festzustellen, dass die in Polen entwickelten EE-Projekte Netzparität erreicht haben. Der Preis für Erneuerbare Energien ist wettbewerbsfähig oder sogar günstiger als der für konventionelle Energie, hauptsächlich wegen der Preise für CO₂-Zertifikate. Angesichts der fallenden Preise in den Förder-systemen für Erneuerbare Energien, ist davon auszugehen, dass die Vermarktung von Erneuerbaren Ener-gien auf dem freien Markt gegenwärtig das vorteilhafteste Geschäftsmodell ist. Kombiniert man die o. g. Bedingungen mit der ständig wachsenden Nachfrage nach Strom in Polen und dem konstanten Anstieg der Großhandelspreise für Strom, der für die polnische Wirtschaft immer härter wird, führt dies zu der Schluss-folgerung, dass die Geschäftsbedingungen für PPAs in Polen gegenwärtig die besten aller Zeiten sind und mit der Energiepolitik der Regierung in Einklang stehen. PPAs sind ein attraktives Modell für die Umsetzung von Investitionen in Erneuerbare Energien in Polen.

06

POLEN



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Polen
Piotr Mrowiec

Telefon: +48 (22) 210 69-90
E-Mail: piotr.mrowiec@roedl.com

07 SPANIEN

von Christoph Himmelskamp



Spanien hat sich mit dem „Ley de cambio climatico“ ehrgeizige Ziele gesetzt, die – im Einklang mit den Regelungen der Europäischen Union – u. a. verlangen, dass bis 2030 74 Prozent der erzeugten elektrischen Energie und 42 Prozent der gesamten verbrauchten Energie in Spanien aus erneuerbaren Quellen stammen.

Derzeitiger Stand der Erneuerbaren Energien, Fördersysteme

NEUANLAGEN:

2021 waren in Spanien Erneuerbare-Energien-Anlagen mit insgesamt 60 GW installierter Leistung am Netz. Wasserkraft mit 20 GW und Windkraft mit 27 GW sind die führenden Techniken, Solar (überwiegend PV) mit 13 GW und Biomasse mit ca. 1 GW folgen. Insgesamt sind in Spanien 111 GW Stromproduktion installiert, d. h., mehr als 50 Prozent der installierten Leistung sind bereits Erneuerbare Energien. Die Stromproduktion 2021 soll laut Prognosen von REE bereits zu 50,3 Prozent aus erneuerbaren Energiequellen stammen, im Vergleich zu 44 Prozent im Jahr 2020.

Für die nächsten Jahre ist ein verstärkter Ausbau der EE-Leistung geplant. 2050 sollen 41 Prozent der dann installierten Leistung von 240 GW Photovoltaik sein.

ALTANLAGEN:

Die ursprünglichen Feed-in-Tarife (FiT) sind für alle EE- und KWK-Anlagen seit dem Jahr 2013 abgeschafft. An deren Stelle trat für die Altanlagen (für die bis 2012 FiT vergeben wurden) eine Zuzahlung, die die CNMC (Comision Nacional de los Mercados y la Competencia) zuzüglich zum Marktpreis für den erzeugten Strom an den Erzeuger leisten wird, um jene anfänglichen Investitionen zu decken, die eine „effiziente und gut geleitete“ Gesellschaft mit dem Verkauf des Stroms während der Betriebslaufzeit nicht erwirtschaften würde. Neuanlagen erhalten seit 2012 keinerlei staatliche Zuschüsse mehr.

Das modifizierte Vergütungssystem für Altanlagen soll einen Wettbewerb zwischen den verschiedenen Energieerzeugern ermöglichen, wobei eine Standardanlage eine vernünftige Rentabilität zugesichert bekommt, ohne dass der gesetzlich festgelegte Rahmen überschritten werden darf. Bestimmte Investitionen, die in einem festgelegten Zeitraum erfolgen müssen, dürfen ausnahmsweise erhöhte Zuschüsse erhalten, wenn sie zu einer nennenswerten Reduzierung der Systemkosten auf den Inseln oder dem Festland Spaniens beitragen.

Als „vernünftige Rentabilität“ gilt eine Anlagenrentabilität vor Steuern, die den spanischen 10-jährigen Staatsanleihen auf dem Sekundärmarkt zuzüglich eines Spreads entspricht.

PPA-Situation in Spanien

Seit 2017 entwickelt sich der PPA-Markt in Spanien rasant. Nach Auskunft der AHK Spanien wurden im Zeitraum 2019 bis 2020 knapp 48 Lieferungsverträge über Grünstrom mit einem Volumen von über 5 GW abgeschlossen. Hervorzuheben sind insbesondere PPAs im Zusammenhang mit deutschen Unternehmen wie EnBW (150 MW; Beratung durch Rödl & Partner, Spanien), Bayer, Aquila Capital, BayWa, Metro-Gruppe und Allianz.

Die Marktteilnehmern erwarten allgemein, dass sich diese Entwicklung fortsetzen wird. Als Gründe dafür werden die im Vergleich zum nordeuropäischen Markt geringen PV-Stromgestehungskosten bei gleichzeitig überdurchschnittlich hohen Strompreisen verbunden mit steigenden CO₂- und (häufig auftretenden) hohen Gaspreisen genannt. Betrachtet man ferner die Bestrebungen der Wirtschaft zur Umsetzung der Energiewende im Bereich Verkehr, Wärme/Kälte und die staatlich geförderten Projekte zur Wasserstoffproduktion, ist auch langfristig von einer hohen Nachfrage auszugehen. Dabei dient der Abschluss eines lang laufenden PPAs oftmals zur Finanzierung der jetzt entstehenden neuen EE-Anlagen.

Während bis etwa 2017 der Abschluss von sogenannten „Financial PPAs“ die Regel war, bilden aktuell die sog. „physischen Corporate PPAs“ die Mehrheit.

Bei einem Financial PPA wird kein Strom im eigentlichen Sinn „geliefert“, sondern das Strommarktrisiko wird ausgeglichen (neudeutsch gehedgt). Fällt der Strommarktpreis, den der Erzeuger am Spotmarkt erhält, unter den mit dem PPA-Vertragspartner (Offtaker) abgeschlossenen Preis, zahlt der Offtaker dem Erzeuger die Differenz. Liegt der Strommarktpreis über dem PPA-Preis, zahlt der Erzeuger dem Offtaker die Differenz zwischen PPA-Preis und Strommarktpreis.

Physische Corporate PPAs sind in Spanien in Verträge zur Finanzierung von EE-Anlagen (sog. Upstream Corporate PPAs) oder zur Belieferung der Offtaker für Handel oder Eigenverbrauch (Downstream Merchant bzw. Corporate PPAs) zu unterscheiden. Hauptdifferenzierungsmerkmal ist die Einbeziehung der Fremdfinanzierer

in das PPA-Regelwerk. Gerade bei den Upstream-PPAs kommt es also darauf an, ein Vertragswerk zu entwerfen, das den Interessen aller Beteiligten (Investor, Finanzinstitution, Offtaker) gerecht wird.

Die Laufzeiten der PPAs betragen zwischen 2 und 15 Jahren: Langfristige PPAs (8 bis 15 Jahre) sichern regelmäßig die Finanzierung von Anlageinvestitionen, kurzfristige PPAs (2 bis 4 Jahre) dienen dagegen dem Interesse der Vertragspartner an einer „flexiblen“ Lösung zur gegenseitigen Absicherung von Strompreissrisiken.

Über die wirtschaftlichen Konditionen vereinbaren die Beteiligten nach wie vor Stillschweigen. Diese mangelnde Transparenz versuchen mittlerweile verschiedene spezialisierte Beratungsfirmen auszugleichen, indem sie die am Strommarkt zugänglichen und durch Eigenrecherche erhobenen Daten auswerten, um Informationen über die wirtschaftlichen Bedingungen anbieten zu können.

Rahmenbedingungen für physische PPAs in Spanien

On-Site-PPA:

Das einfachste vorstellbare PPA regelt die Belieferung eines Verbrauchers mit Energie direkt vom Erzeuger mittels einer Direktleitung ohne Zugang zum öffentlichen Verteiler- oder Übertragungsnetz (On-Site-PPA). Wenn der Verbraucher über keinen weiteren Zugang zum öffentlichen Netz verfügt, spricht man von In-sellösungen, die in Spanien ohne Weiteres möglich sind und bei denen auch keine Netzentgelte anfallen. Da jedoch Lastkurve und Produktionskurve identisch sein müssten und auch Ersatzsysteme vorzuhalten wären, ist diese Variante wirtschaftlich zumeist uninteressant.

Off-Site-PPA:

Verläuft die Verteilung des produzierten Stroms an den Direktverbraucher über das öffentliche Stromnetz (Verteiler- und/oder Übertragungsnetz), spricht man von einem Off-Site-PPA. Off-Site-PPAs können in Spanien gemäß Königlichem Dekret 2019/199741 zwischen Produzenten konventioneller oder Erneuerbarer Energien und besonders qualifizierten Endkunden abgeschlossen werden (bilateral). Sowohl die Produzenten als auch die Endkunden müssen sich dafür in spezielle Register eintragen lassen und der Endkunde muss bestimmte Garantien hinterlegen. Die Stromsteuer (IVPEE; 7 Prozent) sowie die Netzentgelte haben die jeweiligen Vertragspartner zu tragen.

Bei Kleinanlagen bis 100 kW besteht die Besonderheit, dass der Strom bei Personenidentität von Produzent und Endkunde („Autosuministro“) zum Nullpreis übergeben wird und dementsprechend die Bemessungsgrundlage für die Stromsteuer (7 Prozent²¹) ebenfalls null ist. Der Endkunde muss nicht Eigentümer der Erneuerbare-Energien-Anlage sein; ein irgendwie vermittelter Besitz (Renting, Leasing etc.) reicht aus.

Die Netzentgelte sind jedoch ausnahmslos zu entrichten, insbesondere auch die 0,50 €/MWh aufseiten des EE-Produzenten. Dazu schließen beide Seiten (Produzenten und Endkunden) Netzzugangsverträge mit den jeweiligen Netzbetreibern, die auch die Kommunikation mit REE und weitere entgeltliche Dienstleistungen übernehmen. Der Endkunde kann sich gegen Produktionsausfälle oder erhöhten Stromkonsum über einen weiteren Abnahmevertrag mit einem Stromhändler (comercializadora) absichern. Üblicherweise wird der EE-Kunde nicht 100 Prozent seines Stromes selbst verbrauchen, sondern einen Teil auf dem Strommarkt verkaufen oder durch ein drittes PPA absichern, um von Marktentwicklungen zu profitieren.

Der Abschluss der bilateralen Off-Site-PPAs ist dem Netzbetreiber REE ebenso zu melden wie die täglichen Verbrauchs- und Produktionsmengen. Auch die Beendigung des PPAs ist zu melden. Entsprechend der Betriebsgenehmigung ist die Abgabe der Gebote im Spotmarkt aufzunehmen. Der EE-Produzent hat demnach sowohl den Anspruch als auch die Verpflichtung, Strom zu erzeugen und in das Netz einzuspeisen, wenn die wirtschaftlichen Bedingungen das zulassen, das Angebot im Spotmarkt also angenommen wurde. Der Verkauf am Spotmarkt ist damit als Back-up zum PPA zu sehen, falls es (vorzeitig) endet oder anderweitig nicht erfüllt wird, weil zum Beispiel der Abnehmer insolvent ist.

Strom aus Erneuerbaren Energien hat – unter gleichen wirtschaftlichen Bedingungen – einen Einspeisevorrang vor konventionell erzeugtem Strom. Abzuwarten bleiben die Auswirkungen auf das Netz, die ein massiver Ausbau der Erneuerbaren Energien in Spanien haben wird, falls sich die Best-Case-Szenarien verwirklichen. Der Netzbetreiber REE betont, die Netzsicherheit als oberste Priorität im Auge zu haben und neue Einspeisepunkte nur zu vergeben, wenn die Netzsicherheit immer gewährleistet ist.

Andere Vermarktungsmöglichkeiten in Spanien

Als Alternative zu einem Verkauf des Stroms über PPAs bietet sich die Teilnahme am Spotmarkt an. Die spanische Regierung sieht auf lange Sicht einen Spotmarktpreis nicht unter 32 €/MWh als Mindestpreis an. Verschiedene Analysten unterstützen diese Sicht, die auch spanische Banken als Finanzierungsgrundlage heranziehen.

Unklar ist die weitere Strompreisentwicklung in Spanien. Einige Faktoren sprechen für ein langfristiges Ansteigen der Preise, z. B. der Atom- und Kohleausstieg, gesundes Wirtschaftswachstum, E-Mobilität und die Preisentwicklung bei fossilen Brennstoffen. Für eine Stagnation oder gar Deflation der Strompreise spricht die intensivere Vernetzung der internationalen Strommärkte, insbesondere mit Frankreich, und der sogenannte „Kannibalmuseffekt“ bei EE-Anlagen, der insbesondere in den Mittagsstunden zu beobachten ist.

Zu den genannten Spotpreisen erhalten die Erzeuger Erneuerbarer Energien die „Certificates of Origin“, die – falls die Anlagen nicht staatlich gefördert werden – auch international frei handelbar sind. Steuerliche Vorteile erhalten die Erzeuger von EE-Strom derzeit nicht.

Realisierung neuer EE-Anlagen

Derzeit setzen Projektentwickler in Spanien alles daran, zahlreiche PV-Anlagen bis 50 MW schnellstmöglich baureif zu bekommen, um ein PPA oder eine Finanzierung zu vereinbaren. Die 50-MW-Grenze ist das Ergebnis einer Regelung, die die Genehmigungszuständigkeit ab 50 MW dem spanischen Staat zuteilt, während Stromerzeugungsanlagen unter 50 MW von den Gebietskörperschaften (Comunidades Autonomas) genehmigt werden. Spanische Projektentwickler sind häufig der Meinung, dass die Zuständigkeit der Ministerialbeamten in Madrid die Projekte verlangsamt und auf sie außerdem weniger Einfluss genommen werden kann.

Die durchschnittliche Projektentwicklungsdauer bis zum Ready-to-build-Status bei einem 50-MW-Projekt beträgt zwischen 12 und 18 Monaten, wohingegen bei über 50 MW auch 24 Monate vergehen können, bis die Baureife vorliegt. Selbstverständlich bestätigen Ausnahmen auch dort die Regel.

Erste entscheidende Hürde ist die Zuteilung des Netzanschlusspunktes (nach dem „Windhundprinzip“ und gegen Erteilung einer Bankgarantie von 40 €/kW), der dem beantragten Anschlusspunkt geografisch und

quantitativ entspricht. Häufig werden anstatt der beantragten 50 MW nur 30 MW oder weniger zugeteilt, zudem oft an einem anderen Netzknoten, was höhere Netzanschlusskosten nach sich zieht. Gut beraten ist daher der Entwickler, der sich bereits zugeteilte Netzanschlusspunkte sichert, anstatt auf eine Greenfield-Entwicklung zu setzen. Für bestimmte Knotenpunkte des spanischen Transportnetzes werden nunmehr und in Abweichung des oben genannten Prinzips die Netzanschlusspunkte im Wege gesonderter Anschlussversteigerungen zugeteilt. Zurzeit unterfallen dieser Zuteilungsregelung 175 Hochspannungsnetzknoten auf dem spanischen Festland mit einer aktuell freien Kapazität von 17,5 GW, von denen erstmals ab September 2021 Anschlussrechte über 800 MW an 8 Knotenpunkten vergeben werden.

Nach Sicherung des Einspeisepunktes sind die üblichen Hürden der Umweltverträglichkeit zu nehmen und teilweise auch wenig bekannte Genehmigungen bei den gegebenenfalls zuständigen Wasserämtern oder Kulturschutzbehörden einzuholen. Die lokale Baugenehmigung ist üblicherweise kein Problem, da die Gemeinde schon aufgrund der Bausteuer (ICIO) in Höhe von 3 bis 4 Prozent der Gesamtinvestition eine ordentliche Motivation hat, die Anlage zu genehmigen.

Die Komplexität des Genehmigungsverfahrens ist nicht besonders hoch und die spanischen Ingenieure haben bereits umfangreiche Erfahrung damit. Größtes Problem sind die langen Bearbeitungszeiten in den verschiedenen Behörden. Großes Augenmerk ist auf saubere Anträge und korrekte Unterlagen zu legen, da jede Extrarunde Monate in den Ministerien kostet.

Erträge und Kosten

Den Spotmarkt in Spanien organisiert die OMIE (OMI-Polo Español S.A.) und handelt den Strom für die Märkte Spanien und Portugal gemeinsam. Über die Plattform werden ca. 80 Prozent des iberischen Strombedarfs gehandelt und überwiegend sind die Preise in Spanien und Portugal tagsüber identisch. Der iberische Strommarkt, im Prinzip liquide und preisstabil, hat in den letzten Monaten starke Schwankungen erfahren, die kurz- bis mittelfristig anhalten sollen. Als Gründe sind einerseits die aktuell hohen Gaspreise sowie andererseits der starke Anstieg der CO₂-Abgaben in Verbindung mit der erstmaligen Freischaltung negativer Strompreise seit Sommer 2021 (Preiskorridor „day to day“ von -500 Euro bis +3.000 Euro) zu sehen.

Der durchschnittliche Strommarktpreis 2020/21 in Spanien entwickelte sich wie folgt (Quelle OMIE):

Jan	60,17 €/MWh	Mai	67,12 €/MWh	Sep	41,96 €/MWh
Feb	28,49 €/MWh	Jun	83,30 €/MWh	Okt	36,56 €/MWh
Mrz	45,45 €/MWh	Jul	92,42 €/MWh	Nov	41,94 €/MWh
Apr	65,02 €/MWh	Aug	105,94 €/MWh	Dez	41,97 €/MWh

Industrielle Großkunden können entweder selber als Käufer am Strommarkt teilnehmen oder sich durch einen Stromhändler vertreten lassen. Im Falle der Vertretung wird der Stromhändler eine gewisse Marge dafür verlangen, dass er das Schwankungsrisiko übernimmt, denn der Endkunde wird zumeist einen Flat-Tarif wählen.

Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten für Photovoltaik sind in Spanien in den letzten Jahren massiv gesunken und entsprechen den europäischen Maßstäben. Für 2021 wird der Durchschnitt mit 600 bis 720 €/kW angenommen. Darin enthalten sind bereits die Planungs- und Genehmigungskosten von 180 bis 210 €/kW.

Die OPEX für PV in Spanien variieren zwischen 0,022 und 0,026 €/MWh und die jährliche Pacht liegt zwischen 850 und 1.500 €/ha. Vor allem auf den Inseln liegen die Pachtpreise teilweise auch höher.

Kapazitätsversteigerungen in Spanien

Spanien hat Anfang 2021 die erste von zahlreichen geplanten Versteigerungen durchgeführt (zu den speziellen Anschlussversteigerungen s.o.), die im Gegensatz zu den im Jahr 2017 durchgeführten Auktionen diesmal zu einem Kontrahierungszwang und zu einem festen Verkaufspreis geführt haben (pay as bid). Für PV wurden 2 GW Leistung zu Preisen zwischen 15 und 28 €/MWh versteigert. Die Laufzeit beträgt 10 Jahre. Weitere Versteigerungen sind für 2022 und folgende Jahre fest eingeplant.

Fazit

Der spanische Strommarkt bietet mittlerweile einen erfahrenen Markt, auf dem die verschiedenen Stromerzeuger (abgesehen von den limitierten Versteigerungen) ohne staatliche Einflüsse konkurrieren. Die EE-Produzenten haben die Möglichkeit, den erzeugten Strom am Spotmarkt oder über PPAs an Endkunden oder Stromhändler zu verkaufen. Nach Meinung vieler Marktteilnehmer bleibt das Marktumfeld auch in den nächsten Jahren stabil und es werden weiterhin viele Investitionen im spanischen Markt angestoßen.



Ihre Ansprechpartner

Rödl & Partner Spanien
Christoph Himmelskamp

Telefon: +34 (93) 2 38 93-70
E-Mail: christoph.himmelskamp@roedl.com



Rödl & Partner Spanien
Dr. Jochen Beckmann

Telefon: +34 (93) 2 38 93-70
E-Mail: jochen.beckmann@roedl.com

08 SÜDAFRIKA

von Ulrike Brückner



Ausgangslage in Südafrika – Ausschreibung statt EEG

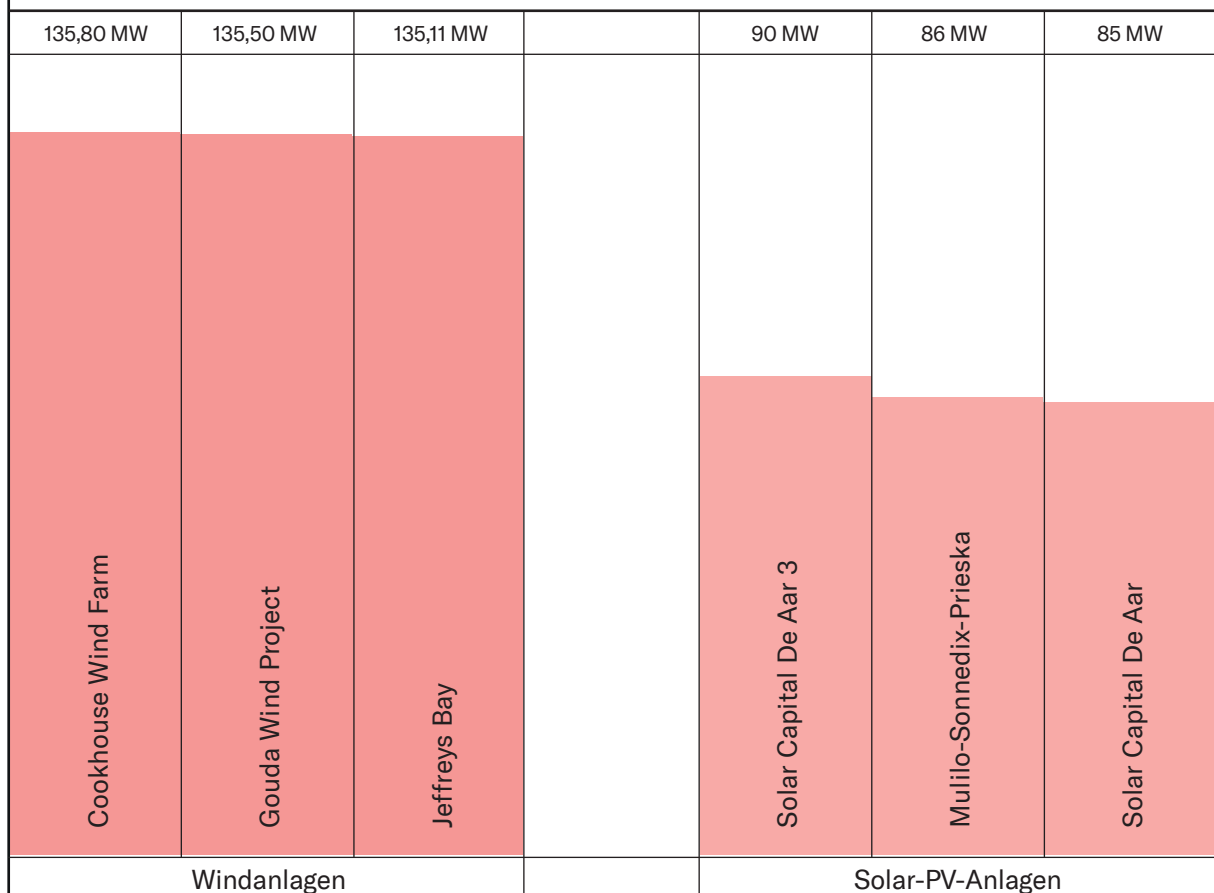
Gemäß letzten offiziellen Zahlen aus 2020 beträgt die installierte Kapazität Erneuerbarer Energien in Südafrika 10,2 GW. Dies entspricht rund 16,1 Prozent der Stromerzeugungskapazität des Landes. Die wichtigsten Richtlinien für die Energiepolitik Südafrikas legt der sogenannten Integrated Resource Plan for Electricity (IRP) 2010–2030 fest. Ziel der südafrikanischen Regierung ist es laut diesem offiziellen Strategiepapier, den Erneuerbare-Energien-Anteil im festgelegten Energiemix bis 2030 auf rund 41 Prozent zu steigern.

Zur Umsetzung des IRP startete Südafrika 2011 das Renewable Energy Independent Power Production Procurement Program (REIPPPP), ein öffentliches Ausschreibungsprogramm für Erneuerbare-Energien-Projekte. Das Programm erfasste von Anfang an alle gängigen Technologien: (Onshore-)Wind, Solar (PV, CSP) und Bioenergie/Biogas.

Mit dem REIPPPP entschied sich Südafrika gegen die Einführung eines Feed-in-Tarifs. Das Programm zielt auf große Erneuerbare-Energien-Projekte jenseits der 5 MW ab. Daneben gibt es aber auch ein Ausschreibungsprogramm, das die Förderung von kleineren Projekten zwischen 1 und 5 MW vorsieht. Im Rahmen von REIPPPP wird der Preis, zu dem das staatliche Energieunternehmen Eskom den Strom von

den unabhängigen Stromerzeugern kauft, durch wettbewerbsorientiertes Bieten festgelegt. Mit den erfolgreichen Bietern schließt Eskom einen Stromabnahmevertrag (PPA) für 20 Jahre ab. Ein Muster dieses Stromabnahmevertrags geht den Bietern bereits mit den Ausschreibungsunterlagen (Terms of References) zu. Bis heute fanden vier Ausschreibungsrunden statt, in denen über 6.300 MW einen Zuschlag erhielten. Rund 4.000 MW sind bereits gebaut und an das Stromnetz angeschlossen. Für weitere 6.300 MW steht die Ausschreibung noch bevor.

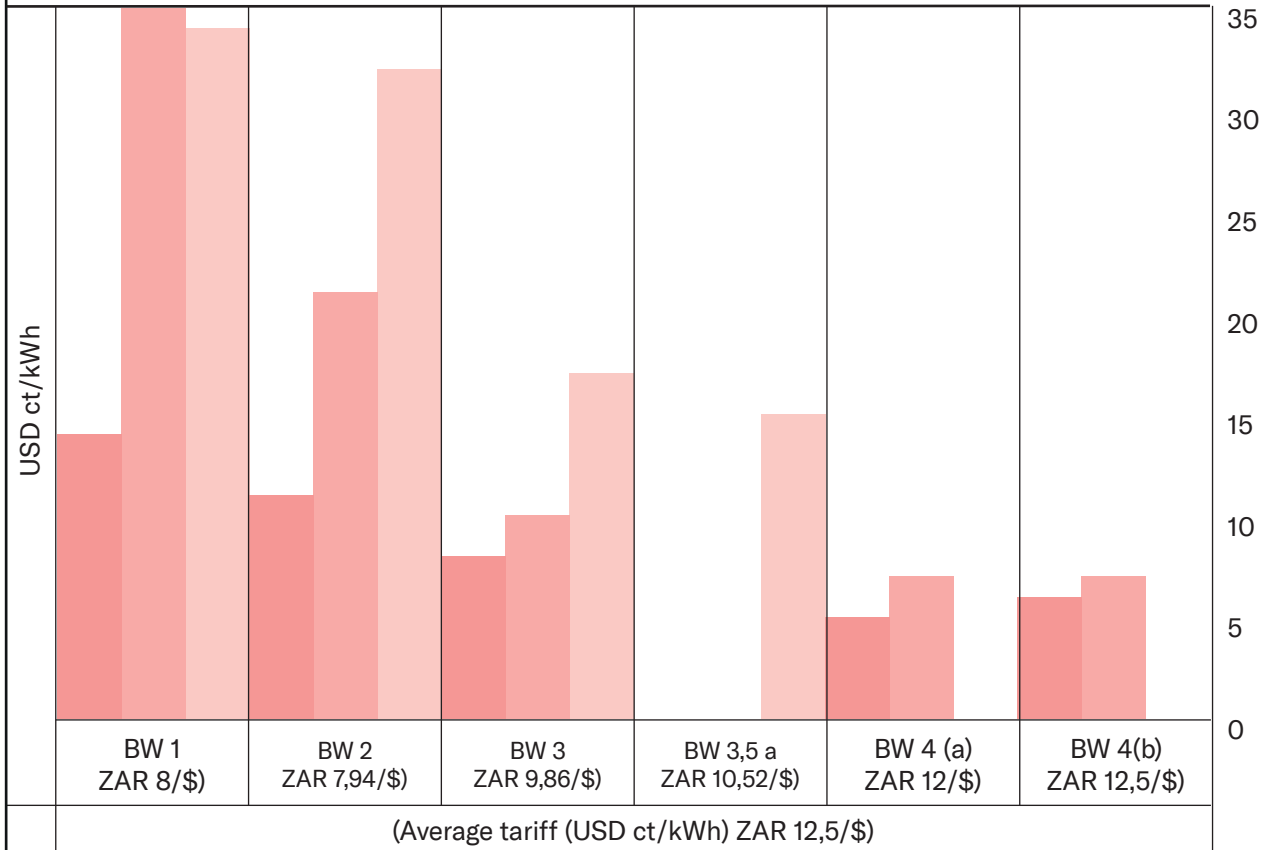
Die drei größten Windanlagen und Solar-PV-Anlagen in Südafrika



Quelle für Wind: <https://www.businessinsider.co.za/5-massive-new-renewable-energy-projects-that-transformed-south-africas-landscape-2018-4>

Das REIPPPP wurde in den ersten Jahren als großer Erfolg gefeiert und als eines der besten Investitionsprogramme weltweit bezeichnet. Das Programm fand auch Interesse und teilweise Nachahmung im Rest Subsahara-Afrikas. Die Erzielung extrem niedriger Strompreise macht derartige Ausschreibungsverfahren für Entwicklungsländer sehr attraktiv, für die eine Einführung von Feed-in-Tarifen nicht finanzierbar wäre.

Entwicklung der Strompreise i. R. d. REIPPPP

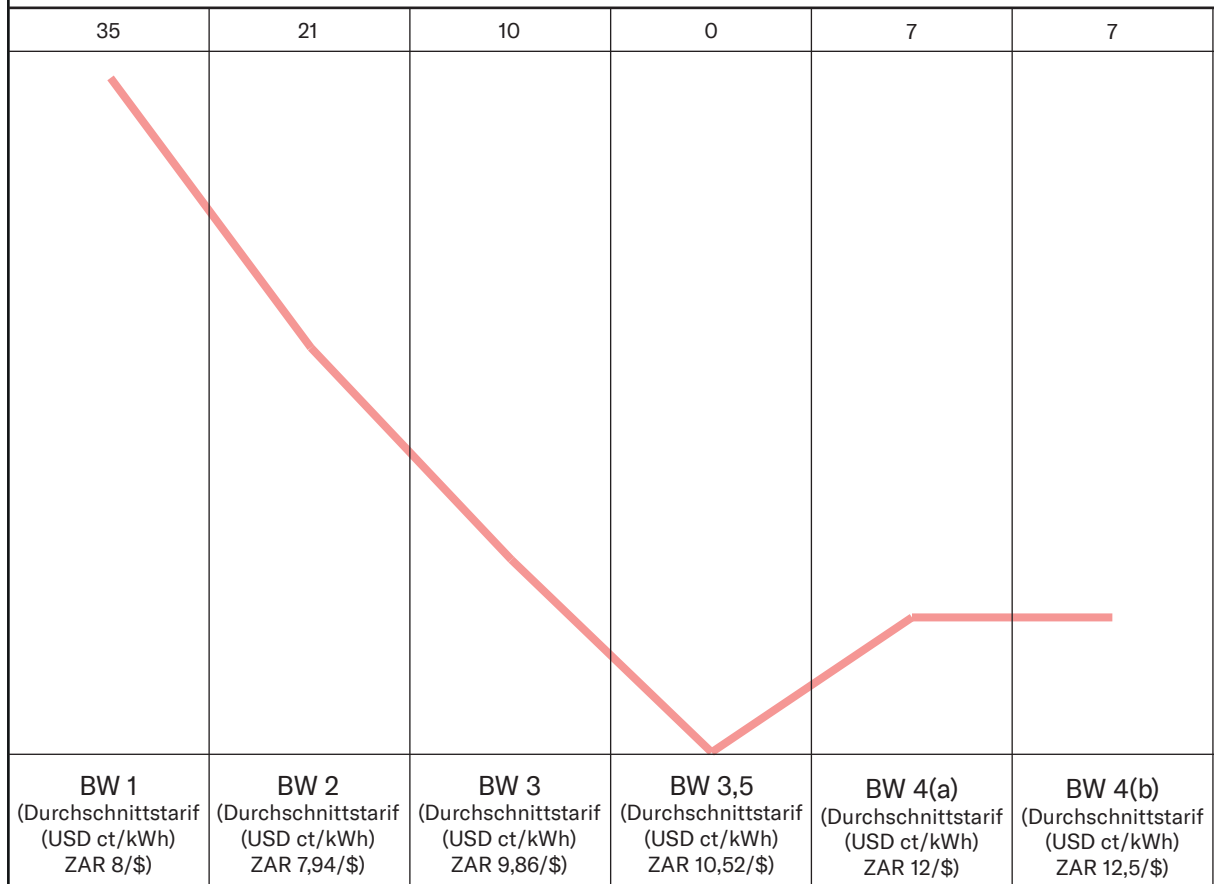


Quelle: https://www.gsb.uct.ac.za/files/EberhardNaude_REIPPPPReview_2017_1_1.pdf

■ Wind
 ■ PV
 ■ CSP

Entwicklung der Stromtarife für Solar-PV i. R. d. REIPPPP (Bid Windows 1–4)

Quelle: https://www.gsb.uct.ac.za/files/EberhardNaude_REIPPPPReview_2017_1_1.pdf



Kritik am REIPPPP kam im Zuge des vierjährigen Stillstands ab 2016 auf. Grund dafür war die Weigerung Eskoms, die Stromabnahmeverträge mit den erfolgreichen Bietern zu unterzeichnen. Dieser Streit mit Eskom ist nun beendet. Die ausstehenden PPAs sind unterschrieben und die 5. Ausschreibungsrunde startete Anfang 2021.

Rolle von Corporate PPAs in Südafrika

Corporate PPAs gewinnen in Südafrika zunehmend an Interesse und Nachfrage. Grund dafür ist u. a. der stark steigende Strompreis um durchschnittlich mehr als 15 Prozent pro Jahr seit 2008. Außerdem leidet Südafrika seit 2007 unter planmäßigen Stromabschaltungen (sog. Load Shedding) aufgrund von Versorgungsengpässen mit Kohlestrom. Die Energieversorgung durch Eskom basiert zu 93 Prozent auf Kohle. Viele industrielle und gewerbliche Stromkunden, insbesondere die zahlreichen Minen in Südafrika, haben sich daher mit Dieselgeneratoren als Back-up ausgestattet und wünschen sich eine alternative Stromversorgung.

Die großen, im Rahmen des REIPPPP realisierten Erneuerbare-Energien-Anlagen sind noch relativ neu und an einen 20-jährigen Stromabnahmevertrag mit Eskom gebunden. In Südafrika gibt es kein dem EEG vergleichbares Gesetz und dementsprechend auch keine gesetzliche Regelung und Rechtssicherheit darüber, wie vor allem größere Erneuerbare-Energien-Projekte jenseits des Eskom-Monopols realisiert werden können. Die Presse berichtet zwar über erfolgreiche Corporate-PPA-Beispiele in Südafrika, detaillierte Daten über die PPAs sind jedoch nicht bekannt. Ein erfolgreiches Beispiel ist die Biogasanlage in der Provinz Gauteng, die das BMW-Werk mit Strom versorgt.

Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für PPAs

Die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Corporate PPAs haben sich in den letzten Jahren deutlich verbessert. Ein Haupthindernis war in der Vergangenheit die Erlangung der notwendigen Stromerzeugungserlaubnis der nationalen Energieregulierungsbehörde NERSA (National Energy Regulator of South Africa). Seit einer Gesetzesänderung Anfang 2020 gibt es jedoch die folgenden Ausnahmetatbestände:

- Netzverbundene Erzeugungsanlagen mit einer installierten Kapazität bis zu 1 MW ohne Netzdurchleitung
- Netzverbundene Erzeugungsanlagen mit einer installierten Kapazität bis zu 1 MW mit Netzdurchleitung
- Netzunabhängige Erzeugungsanlagen (ohne MW-Beschränkung)
- Erzeugungsanlagen zu Demonstrationszwecken
- Erzeugungsanlagen, die Elektrizität als Co-Produkt, Bei-Produkt, Abfallprodukt oder Restprodukt eines zugrunde liegenden Industrieprozesses erzeugen
- Erzeugungsanlagen, die ausschließlich der Stand-by- oder Back-up-Stromversorgung dienen

Mit Ausnahme der netzungebundenen Anlagen erfordern diese Anlagen eine einfache Registrierung bei NERSA. Mitte 2021 gab der südafrikanische Präsident weitere Erleichterungen bekannt, wonach Stromerzeugungsanlagen bis zu 100 MW von dem Erfordernis der Stromerzeugungserlaubnis befreit sein sollten. Dies wäre ein Meilenstein für den südafrikanischen Energiemarkt, auf den wir lange gewartet haben. Die entsprechende Gesetzesänderung steht derzeit noch aus; nach der Verabschiedung wären Corporate PPAs für Anlagen bis zu 100 MW grundsätzlich möglich. Der in Südafrika (und vielen anderen afrikanischen Ländern) tendenziell am einfachsten zu realisierende Ausnahmetatbestand für ein Corporate PPA ist die Errichtung einer EE-Anlage auf dem Gelände des Stromabnehmers.

Bei Off-Site-PPAs mit Netzdurchleitung, sogenanntes Wheeling, zahlen der IPP und der Stromabnehmer die Netznutzungsgebühren. Es handelt sich um Standardgebühren, die sich auch im Eskom-Strompreis wiederfinden. Die Höhe der Gebühr hängt von verschiedenen Faktoren ab, z. B. der maximalen Stromlast, dem Standort und der Distanz. Die Netzdurchleitung ist in Südafrika aktuell noch wenig erprobt,

weil deren Umsetzung erfahrungsgemäß schwierig und mit langwierigen Vertragsverhandlungen mit Eskom und der zuständigen Gemeinde verbunden ist. Eine der wenigen EE-Anlagen mit Netzdurchleitung ist die oben erwähnte Biogasanlage für die Versorgung des BMW-Werks.

Vermarktungsmöglichkeiten für EE-Strom

Die Vermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien befindet sich in Südafrika noch in den Anfängen. Der nach eigenen Angaben erste von NERSA lizenzierte Händler ist POWERX. Das südafrikanische Unternehmen kauft und verkauft Strom aus erneuerbaren Energiequellen und bietet PPAs mit einer Laufzeit von einem bis zu 20 Jahren an. Ob ein Verkauf des Stroms an POWERX möglich ist, hängt u. a. davon ab, ob POWERX die Genehmigung zur Netzdurchleitung von der jeweiligen Gemeinde besitzt.

Eine weitere Öffnung des Energiemarktes steht in Südafrika bevor. Der südafrikanische Präsident gab Mitte 2021 bekannt, dass südafrikanische Gemeinden in Zukunft ihren eigenen Energiemix bestimmen und Strom direkt von IPPs erwerben können. Dies schafft neue Vermarktungschancen in Südafrika und ist ein Meilenstein, für den die Stadt Kapstadt jahrelang kämpfte.

Entwicklung und Zusammensetzung des Strompreises

Der starke Anstieg der Stromkosten in Südafrika wirkt sich nachteilig auf die Attraktivität des Landes als Produktionsstandort aus, denn damit entfällt ein wesentlicher Grund für die Investition produzierender Unternehmen: die historisch günstigen Strompreise.

In Südafrika gibt es unterschiedliche Strompreistarife, je nachdem, wo sich der Kunde befindet und wie viel Strom er benötigt. Der Strompreis wird von NERSA reguliert, d. h., Preiserhöhungen muss NERSA vorab genehmigen. Der Strompreis setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Großkundenverträge mit Eskom enthalten grundsätzlich folgende Bestandteile:

- Stromverbrauchskosten: ct/kWh plus Stromerzeugungsabgabe
- Strombedarfskosten: Rand/kVA pro Monat
- Netzkosten: Übertragungsnetz- und Verteilungsnetzkosten in Form von Netzkapazitäts- und Netzbedarfskosten (Rand/kVA pro Monat)
- Blindenergiekosten
- Subventionsbeitrag
- Verwaltungs- und Dienstleistungskosten
- Nebenleistungskosten
- Mehrwertsteuer

Staatliche Förderungen für Erneuerbare Energien

Die Förderung von Erneuerbaren Energien in Südafrika beschränkt sich bis dato auf steuerliche Anreize in Form einer Sonderabschreibung auf Maschinen, Anlagen und Zubehör zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Die Bemessungsgrundlage für den Steuerabzug sind die Anschaffungskosten. Der Steuerabzug läuft über 3 Jahre und beträgt im Jahr der Inbetriebnahme 50 Prozent, im zweiten Jahr 30 Prozent und im dritten Jahr 20 Prozent. Für Solar-PV-Anlagen bis zu 1MW beträgt der Abzug 100 Prozent im Jahr der Inbetriebnahme.

Netzeinspeisung und Net-Metering

Südafrika kennt keine nationale Regelung zur Netzeinspeisung. Es gibt also kein Recht, EE-Strom bei Wegfall oder Kündigung des PPAs in das nationale Netz einzuspeisen. Immer mehr Gemeinden erlauben eine Netzeinspeisung und Vergütung durch Net-Metering für Anlagen bis zu 1 MW. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass der Anlagenbetreiber Netto-Netzstromverbraucher ist.

Marktpotenzial, Fazit und Ausblick

Das Marktpotenzial für PPAs bis zu einer Größenordnung von nun 100 MW ist groß. Die Erweiterung der Ausnahmetatbestände für das Erfordernis der Stromerzeugungserlaubnis sind zu begrüßen. Damit ist endlich die Zeit gekommen, da der südafrikanische Strommarkt auch für Großprojekte interessant ist. Das Modell der On-Site-EE-Anlage ist in Südafrika deutlich weiter verbreitet als das der Off-Site-EE-Anlage und sollte zunächst auch aufgrund der noch wenig erprobten Regelungen zur Netzdurchleitung vorrangig ins Auge gefasst werden.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Südafrika
Anna-Lena Becker, LL.M.

Telefon: +27 (21) 4 18 23 50
E-Mail: anna-lena.becker@roedl.com

09 TSCHECHISCHE REPUBLIK

von Olaf Naatz, LL.M.

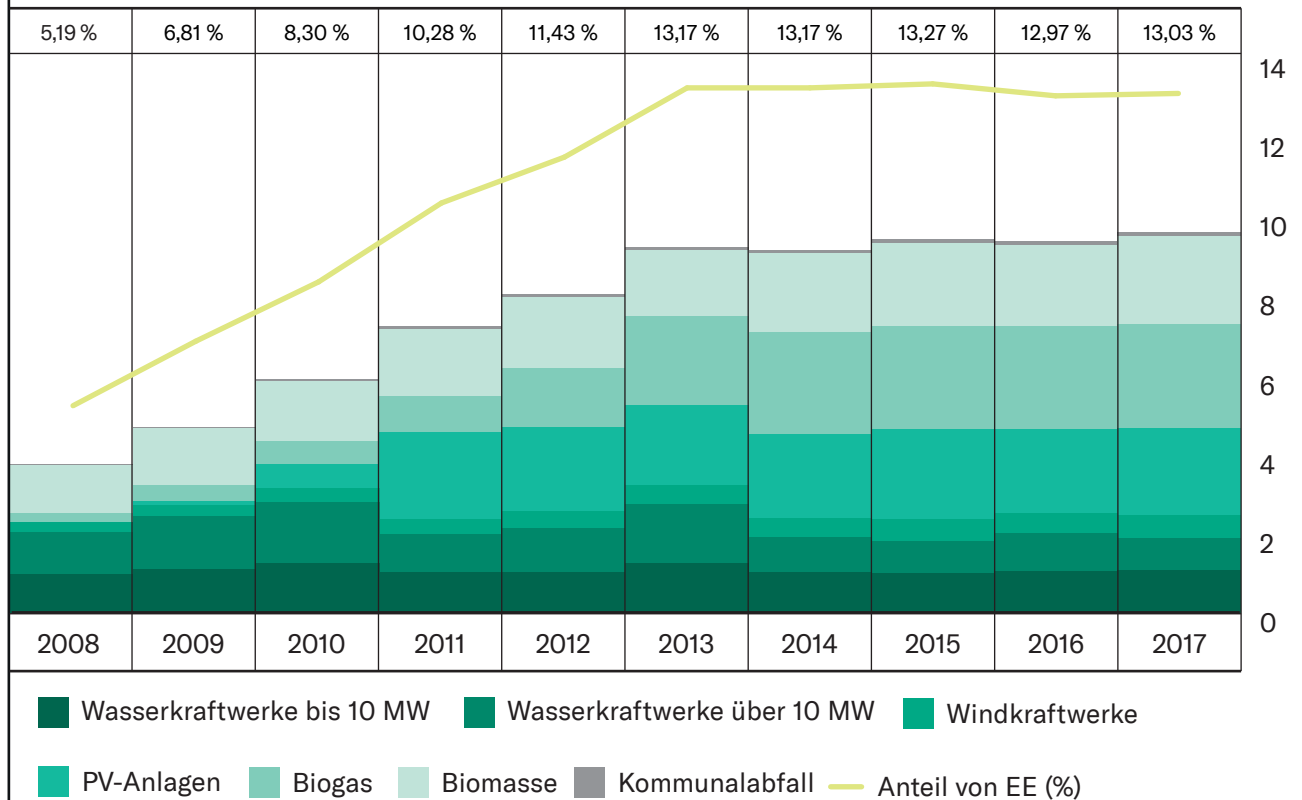


Sachstand Zubau von EE-Leistung

Die Tschechische Republik ist erst mit Inkrafttreten des ersten Fördergesetzes²² für Erneuerbare Energien im Jahre 2006 in das Bewusstsein von lokalen und internationalen Projektentwicklern und Investoren gerückt. Bis dahin fand so gut wie keine Errichtung von Photovoltaikanlagen statt, die installierte Leistung von Windkraft- und Biogasanlagen befand sich im einstelligen Megawattbereich. Lediglich Biomasse und Wasserkraft wurden in einem größeren Maße genutzt.

Das erste Fördergesetz sollte dazu beitragen, das für die Tschechische Republik verbindliche Klimaschutzziel 2020 zu erreichen, das einen Anteil der Erneuerbaren Energien von 13 Prozent am Bruttostromverbrauch vorschreibt. Das Gesetz regelt die Förderung mittels Einspeisevergütung oder sogenanntem Grünen Bonus. Die Einspeisevergütung sieht den Verkauf der kompletten produzierten Strommenge an den sogenannten Pflichtankäufer vor, der den Einspeisetarif auszahlt. Beim Grünen Bonus erhält der Stromerzeuger neben dem Preis für den selbst vermarkteten oder der Ersparnis für den selbst verbrauchten Strom eine Betriebsförderung.

Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in TWh



Anzahl registrierter Quellen in SES-Systemen

Quelle registriert	unterstützt		nicht unterstützt	
	Anzahl Quellen	installierte Leistung (MW)	Anzahl Quellen	installierte Leistung (MW)
2012	24.827	13.672	24	8.396
2013	29.351	13.976	26	8.062
2014	31.532	16.106	28	6.405
2015	31.878	16.141	27	6.365
2016	31.742	13.152	373	9.547
2017	32.003	12.251	467	9.806

Das Fördergesetz sollte einen Rückfluss der Investitionen über einen Zeitraum von 15 Jahren ermöglichen. Um Planungssicherheit zu gewährleisten, war gesetzlich festgelegt, dass die Einspeisevergütung für Anlagen, die im darauffolgenden Jahr in Betrieb gehen, um nicht mehr als 5 Prozent gegenüber dem Vorjahr gesenkt werden kann.

Aufgrund der schnell sinkenden PV-Modulpreise, die auch mit einer um 5 Prozent reduzierten Einspeisevergütung nicht aufgefangen werden konnten, kam es zu einem regelrechten Boom beim Ausbau von PV-Anlagen in den Jahren 2009 und 2010. Besonders 2010 verzeichnete die Tschechische Republik mit einem PV-Zuwachs von 1,5 GW einen der stärksten Zuwächse weltweit in diesem Technologiebereich.

Mit einer installierten Leistung von insgesamt 2,1 GW zählt PV neben Biomasse zu den am stärksten ausgebauten erneuerbaren Energiequellen in Tschechien. Diese beiden Energiequellen erreichen annähernd die installierte Leistung der beiden Atomkraftwerke. Windkraft ist mit einer installierten Leistung von 310 MW vertreten. Auch deren Ausbau fand am stärksten in den Jahren 2008 bis 2010 statt.

Der rasante Zuwachs insbesondere von PV führte zu einer rasch steigenden, von den Stromverbrauchern zu zahlenden EEG-Umlage; sie war zunächst die einzige Form der Förderungsfinanzierung. Daher sah sich der Gesetzgeber gezwungen, die Förderung einzuschränken und teilweise aus staatlichen Mitteln zu finanzieren. Neue PV-Freiflächenanlagen waren infolgedessen ab dem Jahr 2011 nicht mehr förderfähig. Seit 2014 erhalten Neuanlagen keinerlei Betriebsförderung mehr, es sei denn, sie verfügten bereits vor dem Inkrafttreten der Novelle²³ des tschechischen Fördergesetzes über eine Autorisierung zum Bau nach dem Energiegesetz²⁴ oder über eine Baugenehmigung. Aufgrund der dargestellten Entwicklung stagniert der Ausbau von Erneuerbaren Energien in der Tschechischen Republik. Die in den letzten Jahren ausgeschriebenen Programme zur Installationsförderung, z. B. im Rahmen der Energieeffizienz, bezogen sich lediglich auf den Eigenverbrauch und haben keine merkliche Veränderung bewirkt.

Das Gros der installierten Leistung ging also in den Jahren 2009 und 2010 ans Netz und erhält eine Betriebsförderung mittels Einspeisevergütung oder Grünem Bonus. Die Förderdauer für diese Anlagen ist umstritten. Zum einen ergibt sich aus dem Gesetz nicht eindeutig, ob die Förderung für 15 oder 20 Jahre gilt; der politische Wille geht momentan aber hin zu einer Förderdauer von 20 Jahren. Zum anderen hat sich die Tschechische Republik verpflichtet, eine Kontrolle hinsichtlich einer möglichen Überförderung durchzuführen und den gesetzlichen Rahmen für eine Aufhebung, Reduzierung oder Rückforderung der Förderung zu schaffen.²⁵ Spätestens ab dem Jahr 2030 dürften diese Anlagen aber keine Betriebsförderungen mehr erhalten.

Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für PPAs

Jeder Stromerzeuger, der über eine Lizenz zur Stromerzeugung nach dem Energiegesetz²⁶ verfügt, darf den vom ihm erzeugten Strom unter Verwendung des Verteilernetzes und nunmehr auch direkt an andere Marktteilnehmer, mithin auch an Endverbraucher, liefern. Für Anlagen mit einer Leistung unter 10 kW besteht unter gewissen Bedingungen²⁷ die Möglichkeit, auch ohne Lizenz Strom zu erzeugen und zu verbrauchen. Soll die Anlage aber der Direktvermarktung dienen, muss auch sie über eine Lizenz zur Stromerzeugung verfügen.

²³ Gesetz Nr. 310/2013 Gbl. über die Änderung des Gesetzes über geförderte Energiequellen Nr. 165/2012 Gbl.

²⁴ § 30a Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

²⁵ Notifizierungsverfahren bei der EU-Kommission bzgl. der Förderung aufgrund des Gesetzes Nr. 180/2005 Gbl. und des Gesetzes Nr. 165/2012 Gbl.

²⁶ § 23 Abs. 1 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

²⁷ § 3 Nr. 3 und § 28 Abs. 5 Energiegesetz Nr. 456/2000 Gbl.

Die Direktvermarktung kann prinzipiell sowohl mit als auch ohne Nutzung des Stromverteilernetzes erfolgen. Im ersten Fall (Off-Site-PPA) sollte sich der Stromerzeuger als Stromhändler lizenzieren lassen, um den gesamten Strombedarf des Kunden decken zu können (dass der Kunde zwei Verträge mit unterschiedlichen Stromlieferanten abschließt, ist eher unwahrscheinlich). Ferner hat der Stromerzeuger die Netznutzungsentgelte und die anwendbaren Umlagen an den Kunden weiterzubelasten, was sich auf die Wirtschaftlichkeit bzw. Konkurrenzfähigkeit eines solchen Konstrukts auswirkt. Bei einer Direktvermarktung ohne Nutzung des Stromverteilernetzes (On-Site-PPA) fallen hingegen keine Netznutzungsentgelte an. Auch muss der Kunde keine EEG-Umlage zahlen, wenn seine Belieferung nachweislich im Inselbetrieb separat vom Stromverteilernetz erfolgt.²⁸

Voraussetzung für die Direktvermarktung ohne Nutzung des Stromverteilernetzes ist selbstverständlich, dass eine direkte Leitung zwischen der Anlage und dem Kunden besteht. Nach der Definition des Energiegesetzes²⁹ muss die direkte Leitung entweder die Anlage mit dem Abnahmepunkt verbinden, wobei beide nicht an das Stromverteilernetz angeschlossen sind, oder die Versorgung der Betriebsstätten des Stromerzeugers und der mit ihm verbundenen Unternehmen oder Kunden sicherstellen, ohne dass die Leitung im Eigentum des Stromverteilernetzbetreibers steht.

Eine direkte Leitung zwischen Stromerzeuger und Kunde dürfte grundsätzlich die obige Definition erfüllen. In der Regel wird der Kunde aber bereits am öffentlichen Stromverteilernetz angeschlossen sein und einen Vertrag mit einem Stromversorger oder Stromhändler abgeschlossen haben, der die Verantwortung für Abweichungen übernommen hat bzw. im Kontext des zwischen dem Stromerzeuger und dem Kunden (neu) abgeschlossenen PPAs den vom Kunden zusätzlich benötigten, aber vom Stromerzeuger eventuell nicht gelieferten Strom bereitstellen würde. Der Kunde müsste dann seine Zustimmung zur Lieferung durch den Stromerzeuger geben, bevor dieser ihn ebenfalls direkt mit Strom versorgen kann. Es ist fraglich, ob bzw. zu welchen Bedingungen er diese Zustimmung erteilen wird, weshalb eine solche Lösung – PPA zwischen Stromerzeuger und Kunde, wobei der Kunde selbst noch am öffentlichen Stromverteilernetz angeschlossen ist – kaum praktikabel erscheint.

Aufgrund der Tatsache, dass der Stromerzeuger in den meisten Fällen nicht den gesamten Strombedarf des Kunden abdecken oder der Kunde in Spitzenzeiten nicht den gesamten produzierten Strom abnehmen kann, sollte der Stromerzeuger selbst an das Stromverteilernetz angeschlossen sein, um über einen Stromhändler den erhöhten Strombedarf des Kunden abdecken sowie den überschüssigen Strom an den Händler veräußern zu können. Der Stromerzeuger selbst müsste somit mit einem Stromhändler einen Vertrag über die Abnahme und Lieferung von Strom abschließen.

Ferner ist selbstverständlich in jedem Fall ein Stromliefervertrag zwischen dem Stromerzeuger und dem Kunden zu schließen. Dieser Vertrag mit dem Kunden muss neben der Liefer- und der Zahlungsverpflichtung zwingend folgenden Inhalt haben³⁰:

(i) Benennung des Abnahmepunkts, (ii) Art der Bezahlung des gelieferten Stroms, (iii) Kündigungsfrist bei einem Vertrag auf unbestimmte Zeit, wobei die Frist nicht länger als drei Monate zum Monatsende sein darf, (iv) Recht zum Rücktritt vom Vertrag im Fall der Pflichtverletzung durch den Lieferanten und im Falle der Ablehnung der vorgeschlagenen Änderung der Vertragsbedingungen, (v) Art und Weise der Mitteilung solcher Änderungen und Belehrung über das Rücktrittsrecht, (vi) Vertragsdauer.

Offenbar ist der Gesetzgeber bei der Bestimmung des Vertragsinhalts über die Stromlieferung noch nicht vom Abschluss direkter Stromlieferverträge ausgegangen.

²⁸ § 28 Abs. 5 Gesetz Nr. 165/2012 Gbl. über geförderte Energiequellen.

²⁹ § 2 Abs. 2 Nr. 9 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

³⁰ § 50 Abs. 1 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

Neben diesen zwingenden vertraglichen Regelungen können die Vertragsparteien selbstverständlich noch andere Vereinbarungen treffen. Anzuraten sind insbesondere Regelungen zur Weiterberechnung eines erhöhten Strombedarfs des Kunden, wobei darauf hinzuweisen ist, dass lediglich die Strom- und Unterhaltungskosten weiterberechnet werden dürfen. Einen Gewinn darf der Stromerzeuger mit dem Einkauf und der Weiterveräußerung des mehr benötigten Stroms an den Kunden nicht erzielen. Diese unternehmerische Tätigkeit wäre nicht von der Lizenz eines Stromerzeugers umfasst.

In Bezug auf die Vertragsdauer, die in der Regel einen Zeitraum von 10 Jahren überschreiten dürfte, sollte zur Rechtssicherheit die Anwendung des § 2000 Abs. 1 Tschechisches Bürgerliches Gesetzbuch Nr. 89/2012 Gbl. ausgeschlossen werden. Diese Vorschrift erlaubt es, bei Gericht die Aufhebung eines Vertrags zu beantragen, der „ohne wesentlichen Grund“ über einen Zeitraum von 10 Jahren abgeschlossen wurde. Das Gericht wird den Vertrag aufheben, wenn sich die Umstände, von denen die Parteien bei der Entstehung des Schuldverhältnisses offensichtlich ausgegangen waren, dermaßen verändert haben, dass von der verpflichteten Partei vernünftigerweise nicht verlangt werden kann, den Vertrag weiterhin zu erfüllen. Ob die Voraussetzung im konkreten Fall gegeben ist, dürfte fraglich sein. Dennoch sollte dafür gesorgt werden, dass eine juristische Person, die der Stromkunde in der Regel sein wird, auf die Anwendung des § 2000 Abs. 1 Tschechisches Bürgerliches Gesetzbuch wirksam verzichten kann.

Im Fall einer solchen Direktvermarktung ohne Einbeziehung des öffentlichen Stromverteilernetzes muss der Stromerzeuger neben seinen eigenen lizenzrechtlichen Pflichten³¹ auch die Pflichten des Stromhändlers erfüllen³², was meist lediglich einen administrativen Mehraufwand bedeutet. Der pauschale Verweis auf die Pflichten des Stromhändlers wird aber der besonderen Stellung des Stromerzeugers bei der Direktvermarktung nicht gerecht, so z. B. die Übernahme der Funktion des Lieferanten der letzten Instanz im Sinne des § 12a Energiegesetz. Dieser Lieferant ist unter bestimmten Bedingungen verpflichtet, auf Aufforderung des Betreibers des Strommarktes an Kunden zu liefern.

Darüber hinaus hat der Eigentümer einer direkten Leitung, die auch an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist, insbesondere die Pflicht, im Notzustand oder bei drohendem Notzustand die Nutzung seines Netzes durch den Stromverteilernetzbetreiber zu ermöglichen und den Weisungen der technischen Verteilernetzzentrale Folge zu leisten.³³

Vermarktungsmöglichkeiten von EE-Strom, Direktvermarktung von gefördertem EE-Strom an Endkunden

Aufgrund der Möglichkeit, eine Betriebsförderung in Form des Grünen Bonus zu erhalten und mithin den von EE-Anlagen erzeugten Strom selbst zu vermarkten, findet bereits seit Einführung der Förderung im Jahr 2006 dessen Direktvermarktung statt. Der von der EE-Anlage produzierte Strom wird somit durch den Grünen Bonus gefördert und kann zusätzlich vermarktet werden durch den Verkauf an Dritte. Im Jahr 2017 wurden 7.094 GWh mittels Grünem Bonus und lediglich 1.393 GWh über die Einspeisevergütung gefördert.³⁴ Bei der Förderung mittels Einspeisevergütung ist seit Inkrafttreten des zweiten Fördergesetzes³⁵ der sogenannte Pflichtankäufer zur Abnahme des Stroms und zur Zahlung der Förderung verpflichtet.

Die Höhe der Einspeisevergütung und des Grünen Bonus im Jahresregime setzt die Tschechische Energie regulierungsbehörde jährlich per Preisentscheid fest. Der Grüne Bonus im Stundenregime wiederum wird

³¹ Geregelt in § 23 Abs. 2 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

³² Geregelt in § 30 Abs. 2 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

³³ § 43 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

³⁴ OTE Jahresmarktbericht 2017, Seite 94.

³⁵ Das Gesetz Nr. 165/2012 über geförderte Energiequellen trat am 1. Januar 2013 in Kraft.

von dem Betreiber des Strommarktes³⁶ berechnet, da er vom aktuellen Strompreis auf dem Tagesmarkt abhängt.³⁷ Aus dem für das Jahr 2018 geltenden Preisentscheid³⁸ lässt sich ableiten, welchen Marktpreis die einzelnen erneuerbaren Energiequellen nach Ansicht der Energieregulierungsbehörde erzielen sollten, da die Differenz zwischen der Einspeisevergütung und dem jährlichen Grünen Bonus den durchschnittlich über das Jahr zu erzielenden Marktpreis ergeben soll. Bei Windkraft ergibt die Differenz aus festgesetzter Einspeisevergütung und Grünem Bonus für das Jahr 2019 einen angenommenen Marktpreis von 790 CZK/MWh und bei PV je nach Anlagengröße und -alter zwischen 980 und 1.130 CZK/MWh.

Eine wesentliche Rolle bei der Direktvermarktung spielen in der Tschechischen Republik die großen Stromversorger, die den Strom abkaufen. Die Stromerzeuger erzielen mit ihnen in der Regel einen etwas höheren Erlös als über die Einspeisevergütung. Sofern die Anlage nicht für den Eigenverbrauch konzipiert ist, findet bislang in der Regel keine Direktvermarktung an Endkunden statt.

Zum einen ist das dem Umstand geschuldet, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen an das Stromverteilernetz angeschlossen sein müssen, um eine Förderung zu erhalten, zum anderen, dass eine Direktvermarktung über direkte Leitung erst nach einer Novelle des Energiegesetzes³⁹ seit dem 1. Januar 2016 möglich ist.

Politische und rechtliche Rahmenbedingungen für die Realisierung von EE-Projekten

Größere administrative Hürden bei der Errichtung von neuen Anlagen bestehen nicht. Beispielsweise sind bei Windkraftanlagen keine besonderen Abstandsflächen einzuhalten. Sämtliche Erzeugungsanlagen, die über eine installierte Leistung von über 1 MW verfügen sollen, müssen aber über eine Autorisierung zum Bau vom Ministerium für Industrie und Handel verfügen. Das Ministerium wird dem Antrag stattgeben, wenn das Vorhaben im Einklang mit dem staatlichen Energiekonzept, dem Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energiequellen und dem Flächennutzungsplan steht und die Anforderungen an die Energieeffizienz, den sicheren und zuverlässigen Betrieb des Stromsystems, die Sicherheit von Personen und Eigentum, die Sicherheit der Stromversorgung, die erwartete zukünftige Nachfrage nach Elektrizität und die Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage von Elektrizität in der Tschechischen Republik erfüllt.⁴⁰

Erträge und Kosten: Überblick über die Entwicklung des Strompreises

Der von der Tschechischen Energieregulierungsbehörde angenommene durchschnittliche über das Jahr zu erzielende Marktpreis für die einzelnen erneuerbaren Energiequellen lässt sich am aktuellen behördlichen Preisentscheid ablesen und beträgt momentan für Wind 790 CZK/MWh und für PV je nach Anlagengröße und -alter zwischen 980 und 1.130 CZK/MWh.

Staatliche Förderungen für EE-Strom, der über PPAs vermarktet wird

Die Förderung eines Großteils der zurzeit geförderten Anlagen dürfte spätestens im Jahr 2030 auslaufen. Auch wenn noch keine konkrete Gesetzesvorlage besteht, ist aus Regierungskreisen zu vernehmen, dass ab dem Jahr 2022 zur Förderung neuer Erneuerbare-Energien-Anlagen ein Auktionsmodell nach deutschem Vorbild eingeführt werden soll.

³⁶ OTE Jahresmarktbericht 2017, Seite 94.

³⁷ Die Höhe des Grünen Bonus ist nachträglich einzusehen unter http://www.ote-cr.cz/statistics/statistics-poze/differen-ce-of-the-purchase-and-market-price?set_language=en

³⁸ Preisentscheidung der Energieregulierungsbehörde Nr. 3/2017.

³⁹ Gesetz Nr. 131/2015 Gbl. über die Änderung des Energiegesetzes Nr. 458/2000 Gbl.

⁴⁰ § 30a Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

Netzeinspeisung von EE-Strom bei Wegfall/Kündigung des PPAs – Anspruch, Möglichkeiten, Bedingungen

Grundsätzlich hat der Betreiber einer EE-Anlage das Recht, vorrangig an das Stromverteilernetz angeschlossen zu werden⁴¹, sofern in dem betroffenen Lizenzgebiet des Verteilernetzbetreibers ausreichende Einspeisekapazitäten bestehen. Auch bei einer Direktvermarktung mittels direkter Leitung zum Verbraucher wird, wie zuvor eingehend beschrieben, der Stromerzeuger über eine ausreichende Einspeisekapazität in das öffentliche Stromnetz verfügen müssen, um den Überschuss, den sein Kunde nicht abnehmen kann, ins Verteilernetz einspeisen und veräußern zu können. Bis zur Höhe der reservierten Kapazität darf er aber den Strom nur einspeisen, wenn er dafür einen Abnehmer hat, ansonsten handelt es sich um eine illegale Einspeisung in das Stromverteilernetz. Den daraus entstehenden Schaden hätte der Stromerzeuger zu ersetzen.⁴² Sollte ein Kunde ausfallen, hängt es daher vornehmlich von der Vereinbarung mit dem Stromhändler ab, ob bzw. zu welchen Konditionen er die gesamte produzierte Strommenge abnehmen muss. Für geförderte Anlagen, die vor 2013 den Betrieb aufgenommen haben oder deren installierte Leistung weniger als 100 kW (bei Wasserkraft weniger als 10 MW) beträgt, ließe sich ggf. die Förderung mittels Einspeisevergütung geltend machen und der Strom dann an den Pflichtankäufer verkaufen. Der Wechsel der Förderung vom Grünen Bonus zur Einspeisevergütung kann aber nur einmal jährlich erfolgen, und das nur jeweils zum 1. Januar des Folgejahres.

Marktpotenzial, Fazit mit Ausblick

Aufgrund des von der Tschechischen Republik gewählten Fördermodells mittels Einspeisevergütung oder Grünem Bonus ist seit dem Jahr 2006 sowohl die Direktvermarktung des Stroms über das Verteilernetz als auch der Eigenverbrauch möglich. Die überwiegende Anzahl der Anlagenbetreiber vermarktet mittlerweile ihren Strom selbst und nimmt nicht die Einspeisevergütung in Anspruch, wobei es überwiegend die großen Stromversorger sind, die den Strom aufkaufen, was aber natürlich den Weg auch für andere Abnehmer – man denke an große Industrieunternehmen, die viel Strom verbrauchen – offen lässt.

Bereits seit 2016 ist eine Direktvermarktung sowohl mit als auch ohne Einbeziehung des Verteilernetzes möglich. Im Falle eines On-Site-PPAs muss die Anlage in der Regel auch an das öffentliche Stromverteilernetz angeschlossen sein, da der Stromerzeuger den gesamten Strombedarf des Kunden abdecken können sollte und dafür gegebenenfalls von einem Stromhändler selbst Strom einkaufen muss, den er dann an den Kunden in gleicher Höhe weiterberechnet. Auf den mit dem Kunden vereinbarten Strompreis aus der EE-Anlage sind weder Netznutzungsentgelte noch die EEG-Umlage aufzuschlagen. Der Stromerzeuger hat dann aber auch die gleichen Pflichten wie ein Stromhändler.

Die rechtlichen Rahmenbedingungen für eine Direktvermarktung und den Abschluss entsprechender PPAs stehen. Es ist zu erwarten, dass die Umsetzung des EU-Winterpakets zu einer weiteren Vereinfachung der anwendbaren Regelungen und der entsprechenden Verfahren führen wird.



Ihr Ansprechpartner

Rödl & Partner Tschechische Republik
Olaf Naatz, LL.M.

Telefon: +420 (2) 36 16 - 37 10
E-Mail: olaf.naatz@roedl.com

⁴¹ § 7 Abs. 1 Gesetz Nr. 165/2012 über geförderte Energiequellen.

⁴² § 52 Abs. 2 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

III FAZIT

Es kann nicht verwundern, dass angesichts der sehr unterschiedlichen Ausgangssituationen der in diesem E-Book betrachteten Länder die Entwicklung der Erneuerbaren Energien regional sehr verschieden verläuft. Dennoch lässt sich eine globale Gemeinsamkeit ausmachen: Der Ausbau der Erzeugungskapazitäten von Energie aus erneuerbaren Quellen hält ungebrochen an. Während diese Entwicklung in Europa insbesondere mit über die öffentliche Hand finanzierten Einspeisetarifen gefördert wurde, haben andere Regionen wie etwa Südamerika oder Afrika dies weitestgehend den verschiedenen Marktakteuren überlassen. Aufgrund der immer weiter steigenden Stromkosten für die Konsumenten ist das europäische Modell zunehmend in die Kritik gekommen. Dennoch kann man feststellen, dass erst diese enorme finanzielle Subvention den Ausbau der Erneuerbaren Energien in dem heutigen Ausmaß in Europa ermöglicht hat.

In den letzten Jahren und insbesondere seit der vorherigen Ausgabe des E-Books 2018 haben die Erneuerbaren Energien, allen voran Photovoltaikanlagen, die nächste Hürde genommen und im Vergleich zu fossilen Energieträgern ihre Wettbewerbsfähigkeit durch konkurrenzfähige Stromgestehungskosten unter Beweis gestellt. Dieser Meilenstein hat einen erheblichen Einfluss auf die Attraktivität von Corporate PPAs, deren bislang größter Makel – die ohne staatliche Unterstützung vergleichsweise hohen Stromerzeugungskosten – damit der Vergangenheit angehört. Dies gilt insbesondere für sonnenreiche Länder wie Italien oder Spanien, die darüber hinaus mit ihrer wachstumsfördernden Energiepolitik, in Italien mit der verringerten Beteiligung an den Netzentgelten, den Markt für Corporate PPAs unterstützt haben. Einen vergleichbaren Weg hat nun Polen eingeschlagen, das von allen untersuchten Ländern die derzeit wohl interessantesten Marktbedingungen aufweist. Die kürzlich erfolgten Gesetzesänderungen, die Direktleitungen zwischen Produzent und Verbraucher ohne Anschluss an das öffentliche Netz erlauben, haben auf eine einfache Weise das Potenzial von Corporate PPAs enorm erhöht.

Auch außerhalb von Europa sind die Aussichten rosig. In Brasilien ergeben sich enorme Möglichkeiten durch die geplante Erschließung des Offshore-Windpotenzials im Norden/Nordwesten des Landes und eine zunehmende Stärkung des freien Marktes. In Kenia ist die Diversifizierung des Energiemarktes oberstes politisches Ziel. Corporate PPAs können dazu einen elementaren Beitrag leisten, indem sie die zuverlässige Versorgung privater Haushalte und der Industrie mit günstiger Energie sichern. Als weniger positives Beispiel ist aus deutscher Sicht leider die Bundesrepublik zu nennen. Bisher hat es die Politik verpasst, attraktive Rahmenbedingungen zu schaffen. Dennoch überwiegen für Corporate PPAs auch hier die positiven Aspekte: Durch das Auslaufen der EEG-Förderung vor dem technischen Betriebsende einer wachsenden Zahl von Anlagen wird sich der Markt zunehmend mit Anbietern füllen, die nach langfristigen Erlösmöglichkeiten suchen. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass sich die neue Bundesregierung den energiemarktrechtlichen Bestimmungen zeitnah nach Amtsantritt zuwenden wird, um dem derzeit schleppenden Ausbau der Erneuerbaren Energien eine neue Dynamik zu verleihen.

Darüber hinaus lassen transnationale Entwicklungen am Energiemarkt die Nachfrage nach Erneuerbaren Energien und somit das Potenzial von Corporate PPAs weiter steigen. Was in den letzten Jahren insbesondere für ehemalige Sowjetrepubliken wie die baltischen Staaten galt, wird angesichts des politisch verknappten Angebots nunmehr zum Kriterium für ganz Europa: Die große Abhängigkeit von russischem Gas zu minimieren und die Energieversorgung, vor allem im Wärmesektor, nachhaltig zu gestalten. Das Clean Energy Package und die Krisenkommunikation zu den sehr hohen Gaspreisen seitens der EU lassen auf substantielle Verbesserungen bei der dezentralen Energieerzeugung und -versorgung hoffen.

III FAZIT

Nicht zuletzt haben die Analysen dieses E-Books gezeigt, dass in allen Ländern eine wichtige Erkenntnis in der Mitte der Gesellschaft angelangt ist: dass wir unsere Art und Weise zu leben und Energie zu nutzen drastisch verändern müssen. Dies lässt nur den Schluss zu, dass man in der unmittelbaren Zukunft am Thema Corporate PPA nicht vorbeikommen wird, um den erforderlichen weltweiten Ausbau der Erneuerbaren Energien für die Transformation unserer Gesellschaften weiter voranzubringen.

All diese Entwicklungen sprechen für einen zukünftig weiterhin sehr dynamischen Energiemarkt, in dem sowohl private als auch öffentliche Gelder erhebliche Investitionen anstoßen und die Energieerzeugung radikal umbauen werden. Durch die derzeit sehr hohen Energiepreise und ihre Volatilität können Corporate PPAs ihre größte Stärke voll ausspielen. Das Ende der konventionellen Energieträger ist seit Jahren eingeläutet – es wird Zeit, dass die Erneuerbaren Energien und wohlbekannte vertragliche Konstrukte wie Corporate PPAs in den Vordergrund treten und sich zum Rückgrat einer nachhaltigen Energieversorgung entwickeln werden.

IV QUELLEN- VERZEICHNIS

Die Quellen sind passend zu den Endnoten im Text fortlaufend nummeriert.

- 1 Details zum EEG 2021 zum Thema Windkraft: <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2021/februar/eeg-2021-neuerungen-bereich-wind>
- 2 Für weitere Informationen zu den neuen Regelungen im PV-Segment besuchen Sie bitte <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2021/februar/pv-eeg-2021>
- 3 <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2021/februar/eeg-novelle-2021-biomasse-mieterstrommodelle>
- 4 <https://www.erneuerbareenergien.de/solarenergie/megatrend-ppa-wie-discounter-chemiekonzerne-und-versandriesen-nachhaltig-werden>
- 5 Quelle: <https://www.roedl.de/themen/energyplus-kompass/2021/07/green-corporate-ppa-gegen-strompreisanstieg>
- 6 <https://www.welt.de/politik/deutschland/article232797367/EEG-Umlage-Altmaier-und-Scholz-versprechen-Entlassungen.html>, abgerufen am 20.08.2021
- 7 Quelle: GSE S.p.A.
- 8 SEN – Strategia Energetica Nazionale, Dekret der Wirtschafts- und Umweltministerien vom 10. November 2017.
- 9 Erneuerbare-Energien-Richtlinie Nr. 2018/2001/EU
- 10 Artikel 1559 ff. Codice Civile
- 11 Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC)
- 12 Dekret Nr. 62/2019, umgesetzt durch Gesetz Nr. 8/2020
- 13 Dekret Nr. 17 vom 31 Mai 2021, umgesetzt durch Gesetz Nr. 108 vom 29. Juli 2021
- 14 Feed-in Tariffs Policy on Wind Biomass, Small-hydro, Geothermal, Biogas and Solar Resource Generated Electricity, 2nd Revision: December 2012; https://www.renewableenergy.go.ke/downloads/policy-docs/Feed_in_Tariff_Policy_2012.pdf
- 15 EAC Legal Notice No. 39 published on 30th June 2016; <https://www.kra.go.ke/notices/pdf2018/EAC%20Vol.%20AT%201-2016-005-30th%20June%20-%20Budget.pdf>
- 16 Paragraph 45 of Part I, Section A of the First Schedule to VAT Act 2013.
- 17 The Energy (Solar Water Heating) Regulations, 2012
- 18 Übersicht über die Bedingungen für eine Lizenzierung: <https://renewableenergy.go.ke/index.php/license/browse>
- 19 Für eine Übersicht über die Gebühren siehe Fourth Schedule, The Energy (Electricity Licensing) Regulations, 2012: https://www.renewableenergy.go.ke/asset_uplds/files/Energy-Electricity%20Licensing-Regulations%202012-1.pdf
- 20 Mini Grids In Kenya, A Case Study Of A Market At A Turning Point. Energy Sector Management Assistance Program, 2017.
- 21 Aufgrund der Covid-bedingten wirtschaftlichen Krise hat die Regierung die Erhebung der Stromsteuer für die Produktion von Grünstrom bis Ende 2021 ausgesetzt.
- 22 Gesetz Nr. 180/2005 Gbl. über die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.
- 23 Gesetz Nr. 310/2013 Gbl. über die Änderung des Gesetzes über geförderte Energiequellen Nr. 165/2012 Gbl.
- 24 § 30a Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.
- 25 Art. II des Gesetzes Nr. 310/2013 Gbl. über die Änderung des Gesetzes über geförderte Energiequellen Nr. 165/2012 Gbl.
- 26 Notifizierungsverfahren bei der EU-Kommission bzgl. der Förderung aufgrund des Gesetzes Nr. 180/2005 Gbl. und des Gesetzes Nr. 165/2012 Gbl.
- 27 § 23 Abs. 1 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.
- 28 § 3 Nr. 3 und § 28 Abs. 5 Energiegesetz Nr. 456/2000 Gbl.
- 29 § 28 Abs. 5 Gesetz Nr. 165/2012 Gbl. über geförderte Energiequellen.
- 30 § 2 Abs. 2 Nr. 9 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

IV QUELLEN- VERZEICHNIS

- 31 § 50 Abs. 1 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.
- 32 Geregelt in § 23 Abs. 2 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.
- 33 Geregelt in § 30 Abs. 2 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.
- 34 § 43 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.
- 35 OTE Jahresmarktbericht 2017, Seite 94.
- 36 Das Gesetz Nr. 165/2012 über geförderte Energiequellen trat am 1. Januar 2013 in Kraft.
- 37 OTE Jahresmarktbericht 2017, Seite 94.
- 38 Die Höhe des Grünen Bonus ist nachträglich einzusehen unter http://www.ote-cr.cz/statistics/statistics-poze/difference-of-the-purchase-and-market-price?set_language=en
- 39 Preisentscheid der Energieregulierungsbehörde Nr. 3/2017.
- 40 Gesetz Nr. 131/2015 Gbl. über die Änderung des Energiegesetzes Nr. 458/2000 Gbl.
- 41 § 30a Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.
- 42 § 7 Abs. 1 Gesetz Nr. 165/2012 über geförderte Energiequellen.
- 43 § 52 Abs. 2 Energiegesetz Nr. 458/2000 Gbl.

V RÖDL & PARTNER – KONTAKTE WELTWEIT

Rödl & Partner Deutschland

Anton Berger
Telefon: +49 911 9193 3601
✉ anton.berger@roedl.com

Kai Imolauer
Telefon: +49 911 9193 3606
✉ kai.imolauer@roedl.com

Rödl & Partner Baltische Staaten

Tobias Kohler
Telefon: +370 5 212 3590
✉ tobias.kohler@roedl.com

Rödl & Partner Belarus

Tobias Kohler
Telefon: +370 5 212 3590
✉ tobias.kohler@roedl.com

Rödl & Partner Brasilien

Philipp Klose-Morero
Telefon: +55 11 5094 6060
✉ philipp.klose-morero@roedl.com

Rödl & Partner China

Peter Stark
Telefon: +86 21 6163 5323
✉ peter.stark@roedl.com

Rödl & Partner Dänemark

Alexandra Huber
Telefon: +45 5116 7494
✉ alexandra.huber@lead-roedl.dk

Rödl & Partner Finnland

Timo Huhtala
Telefon: +358 9 6962 2251
✉ timo.huhtala@roedl.com

Rödl & Partner Frankreich

Nicola Lohrey
Telefon: +33 1 5692 3125
✉ nicola.lohrey@roedl-avocats.fr

Timotheus Tangermann
Telefon: +31 0 156 923 915
✉ timotheus.tangermann@roedl-avocats.fr

Rödl & Partner Georgien

Klaus Kessler
Telefon: +49 89 928 780 710
✉ klaus.kessler@roedl.com

Rödl & Partner Großbritannien

Jan Eberhardt
Telefon: +44 121 2278 963
✉ klaus.kessler@roedl.com

Rödl & Partner Indien

Martin Wörlein
Telefon: +49 911 9193 3010
✉ martin.woerlein@roedl.com

Ursula Hofmann
Telefon: +91 226 266 0800
✉ ursula.hoffman@roedl.com

Rödl & Partner Iran

Carla Everhardt
Telefon: +49 221 949 909 343
✉ carla.everhardt@roedl.com

Rödl & Partner Italien

Svenja Bartels
Telefon: +39 049 804 6911
✉ svenja.bartels@roedl.it

Dr. Roberto Pera
Telefon: +39 06 9670 1270
✉ roberto.pera@roedl.it

Gennaro Sposato
Telefon: +39 06 9670 1270
✉ gennaro.sposato@roedl.it

Rödl & Partner Kasachstan

Michael Quiring
Telefon: +7 727 356 0655
✉ michael.quiring@roedl.com

Rödl & Partner Kenia

Penninah Munyaka
Telefon: +254 702 463 272
✉ penninah.munyaka@roedl.com

Rödl & Partner Kuba

Dr. Andreas Voß, LL.M.
Telefon: +52 55 5208 4105
✉ andreas.voss@roedl.com

V RÖDL & PARTNER – KONTAKTE WELTWEIT

Rödl & Partner Litauen

Tobias Kohler
Telefon: +370 5 212 3590
✉ tobias.kohler@roedl.com

Rödl & Partner Malaysia

Christian Swoboda, LL.M.
Telefon: +60 3 2276 2755
✉ christian.swoboda@roedl.com

Rödl & Partner Mexiko

Moritz Deppe
Telefon: +52 222 431 0027 123
✉ moritz.deppe@roedl.com

Rödl & Partner Philippinen

Dr. Marian Norbert Majer
Telefon: +63 2 4791 785
✉ marian.majer@roedl.com

Rödl & Partner Polen

Piotr Mrowiec
Telefon: +48 22 210 6990
✉ piotr.mrowiec@roedl.com

Rödl & Partner Rumänien

Petre Lungu
Telefon: +40 21 3102 162
✉ petre.lungu@roedl.pro

Rödl & Partner Russland

Dr. Tatiana Vukolova
Telefon: +7 495 933 5120
✉ tatiana.vukolova@roedl.com

Rödl & Partner Schweden

Lars-Göran Larsson
Telefon: +46 40 660 7358
✉ lars-goran.larsson@roedl.com

Rödl & Partner Singapur

Dr. Paul Weingarten
Telefon: +65 62 386 770
✉ paul.weingarten@roedl.com

Rödl & Partner Slowakei

Ján Urbánek
Telefon: +421 2 5720 0415
✉ jan.urbanek@roedl.com

Rödl & Partner Spanien

Christoph Himmelskamp
Telefon: +34 93 238 9370
✉ christoph.himmelskamp@roedl.com

Rödl & Partner Südafrika

Anna-Lena Becker
Telefon: +27 21 418 2350
✉ anna-lena.becker@roedl.com

Rödl & Partner Südostasien

Jürgen Baur
Telefon: +66 2 0263 258
✉ juergen.baur@roedl.com

Rödl & Partner Thailand

Martin Chrometzka
Telefon: +66 2 026 3258
✉ martin.chrometzka@roedl.com

Rödl & Partner Tschechische Republik

Olaf Naatz
Telefon: +420 2 3616 3713
✉ olaf.naatz@roedl.com

Rödl & Partner Türkei

Korhan Dengiz
Telefon: +90 212 3101 400
✉ korhan.dengiz@roedl.pro

Serkan Özülkü

Telefon: +90 212 3101 400
✉ serkan.ozulku@roedl.pro

Rödl & Partner Ukraine

Klaus Kessler
Telefon: +49 89 928 780 710
✉ klaus.kessler@roedl.com

Rödl & Partner Ungarn

Stefan Sieferer
Telefon: +36 1 8149 880
✉ stefan.sieferer@roedl.hu

Rödl & Partner USA

S. A. de Kock
Telefon: +1 404 586 3500
✉ sa.dekock@roedlusa.com

VI ÜBER RÖDL & PARTNER

Seit 1995 haben wir aus Deutschland heraus eine weltweit tätige Expertengruppe mit über 100 Kolleginnen und Kollegen mit dem Fokus Erneuerbare Energien aufgebaut. Zu unseren Auftraggebern zählen u. a. Europäische Kommission, African Union Commission, Weltbank, KfW, UNEP, dena, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit sowie namhafte Anlagenbauer, Projektentwickler, Energieversorger, Banken, Kommunen, Finanzdienstleister und Fondsgesellschaften.

Unsere Leistungen im Bereich der Erneuerbaren Energien:

- Energie-, Umwelt- und Genehmigungsrecht
- Gesellschafts- und Wirtschaftsrecht
- Mergers & Acquisitions
- Due Diligence
- Projekt- und Unternehmensbewertung
- Financial Modelling und Businessplanning
- Gestaltung von Beschaffungs- und EPC-Verträgen
- Vergaberecht, Durchführung von Ausschreibungen
- Länderspezifische Machbarkeitsstudien und Markteinstiegsberatung
- Internationale Fondsgestaltung
- Internationales Steuerrecht / länderübergreifende Steuergestaltung
- Finanzierungsberatung national und international
- Risikomanagement
- Beratung in der Projektentwicklung und -umsetzung
- Jahresabschlusserstellung und -prüfung
- Fördermittelmanagement

VII IMPRESSUM

Herausgeber:
Rödl GmbH Rechtsanwalts-gesellschaft
Steuerberatungsgesellschaft
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg
Tel.: +49 911 9193 3504
E-Mail: erneuerbare-energien@roedl.de

Verantwortlich für den Inhalt:
Anton Berger
anton.berger@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

Koordination:
Maximilian Broschell
maximilian.broschell@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

Layout/Satz:	
Katharina Bühler	Andrea Kurz
katharina.buehler@roedl.com	andrea.kurz@roedl.com
Äußere Sulzbacher Str. 100	Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg	90491 Nürnberg

Bei der Erstellung des E-Books und der darin enthaltenen Informationen ist Rödl & Partner stets um größtmögliche Sorgfalt bemüht, jedoch haftet Rödl & Partner nicht für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit der Informationen.

Der gesamte Inhalt des E-Books und der fachlichen Informationen ist geistiges Eigentum von Rödl & Partner und steht unter Urheberrechtsschutz. Nutzer dürfen den Inhalt nur für den eigenen Bedarf laden, ausdrucken oder kopieren. Jegliche Veränderungen, Vervielfältigung, Verbreitung oder öffentliche Wiedergabe des Inhalts oder von Teilen hiervon, egal ob on- oder offline, bedürfen der vorherigen schriftlichen Genehmigung von Rödl & Partner.

Rödl & Partner

Rechtsanwälte
Steuerberater
Unternehmensberater
Wirtschaftsprüfer

Äußere Sulzbacher Str. 100
90491 Nürnberg

T +49 911 9193 3504

F +49 911 9193 3549

erneuerbare-energien@roedl.de

www.roedl.de/erneuerbare-energien