

Contracting & PPA

Neue Formen der Eigen- und Direktversorgung mit grünem Strom

Der Beitrag schnell gelesen

Historisch hohe Strompreise und das Erfordernis zur Dekarbonisierung: Va für Gewerbe und Industrie kann der Umstieg auf die Eigen- oder Direktversorgung mit Ökostrom erhebliche wirtschaftliche und ökologische Vorteile bieten. Mit Contracting- und Strombezugsverträgen (PPA) haben sich in den letzten Jahren neue Vertragsarten entwickelt, die das Potential haben, die Energiewende zu beschleunigen. Aufgrund komple-

xer energieregulatorischer Rahmenbedingungen ist dabei aber so manche rechtliche Stolperfalle zu beachten.

Energie- und Klimaschutzrecht

ElWOG 2010; EEffG; EAG

RdU 2023/6



Dr. FLORIAN STANGL LL.M. ist Rechtsanwalt bei Niederhuber & Partner Rechtsanwälte GmbH.
Mag. GREGOR BILEY ist Rechtsanwaltsanwärter bei Niederhuber & Partner Rechtsanwälte GmbH.

Inhaltsübersicht:

- A. Einleitung
- B. Contracting zur Versorgung mit grüner Energie
 - 1. Allgemeines zum Contracting
 - 2. Abgrenzung von Liefer- und Pacht-Contracting im Bereich PV
 - a) Liefer-Contracting
 - b) Pacht-Contracting
 - 3. Modellwahl als Weichenstellung für die öffentlich-rechtlichen Rahmenbedingungen
 - a) Anlagenrechtliche Genehmigung am Beispiel einer gewerblichen Betriebsanlage
 - b) Berufsrechtliche Voraussetzungen
 - 4. Anregung de lege ferenda
- C. Grüne Strombezugsverträge (PPA)
 - 1. Allgemeines zu grünen PPAs
 - 2. Verschiedene PPA-Modelle
 - 3. Fünf Stolperfallen bei der Gestaltung von PPAs
 - a) Regulatorische Schwierigkeiten für On-site PPAs
 - b) Abnahmemenge und Energiepreis
 - c) Förderrechtliche Besonderheiten
 - d) Mit dem PPA verbundene regulatorische Pflichten von Abnehmer und Erzeuger
 - e) Was sonst noch im PPA geregelt werden sollte
 - 4. EFET-Mustervereinbarung – (k)ein „must have“?
- D. Fazit

A. Einleitung

Europa erlebt zurzeit eine nie dagewesene Energiekrise. Im Gefolge des Angriffskriegs der russischen Föderation auf die Ukraine und der damit einhergehenden geopolitischen Verwerfungen hat der Gaspreis und – aufgrund der „Merit-Order“ dem Gaspreis folgend – auch der Großhandelspreis für Strom exorbitant stark zulegt. Was in der Diskussion oftmals vergessen wird: Der liberalisierte Energiemarkt kennt keine zwingende Börsenhandlungspflicht. ISd Privatautonomie sind Marktteilnehmer vielmehr frei, Strom auch ohne Zwischenschaltung von Stromhändlern zu verkaufen und dabei den Preis frei (und damit unabhängig vom

hohen Gaspreis) zu vereinbaren. Solche direkten Strombezugsverträge (oder Power Purchase Agreements, kurz PPAs) zwischen Erzeugern und Abnehmern rücken aktuell in das Zentrum des Interesses. Va im Bereich der erneuerbaren Energien können PPAs einerseits als Finanzierungsabsicherung für den Projektierer und andererseits als Preisabsicherung für den Strombezieher dienen. Während zurzeit die ersten Erfahrungen mit „grünen PPAs“ gesammelt werden, hat sich eine andere Form der Direktversorgung bereits etabliert: Über sog Contracting-Verträge erhalten Stromabnehmer Ökostrom über Erzeugungsanlagen (zumeist Photovoltaik, im Folgenden kurz PV), die „hinter dem Netz“ – also ohne Nutzung des öffentlichen Netzes – realisiert werden. Gemeinsam ist den Contracting-Verträgen und den grünen PPAs, dass sie eine Möglichkeit darstellen, wie sich Stromabnehmer mit erneuerbaren Energien versorgen und dadurch ihren CO₂-Fußabdruck (Scope 2-Emissionen) reduzieren können – was bei den aktuellen Strompreisen auch handfeste finanzielle Vorteile für die Bezieher hat. Gleichzeitig werden hierdurch Investitionen in „grüne Projekte“ getätigt, was dem Ziel, bis 2030 bilanziell eine 100%-ige Versorgung Österreichs mit Ökostrom zu erreichen, zuträglich ist.

Modelle zur Direktversorgung werden mithin eine wichtige Rolle für die Energiewende und die durch hohe Energiepreise gefährdete Standortsicherung in Österreich spielen. Der Beitrag widmet sich den Grundstrukturen und wesentlichen regulatorischen Fragestellungen von Contracting- und Strombezugsverträgen und gibt Hinweise zur Vertragsgestaltung.

B. Contracting zur Versorgung mit grüner Energie

1. Allgemeines zum Contracting

Der in der Energiebranche eingebürgerte Terminus „Contracting“ wird als Überbegriff für verschiedene Verträge verwendet, die sich sowohl vom Vertragsgegenstand als auch vom Vertragstypus¹ her unterscheiden.² Ungeachtet gewisser Ansatzpunkte ei-

¹ So können Contracting-Verträge als Verträge sui generis Elemente des Miet-, Dienst-, Werk-, Leasing-, Kauf- und Kreditvertrags beinhalten; *Unterweger*, Was ist Contracting? RdU 1999, 96.

² Im europäischen Energieeffizienzrecht (zB der Energieeffizienz-RL 2012/27/EU) wird für das Energiespar-Contracting der Begriff „Energieleistungsvertrag“ verwendet. Etabliert hat sich diese Begrifflichkeit in Österreich, soweit ersichtlich, bislang nicht.

ner gesetzlichen Definition im EEffG 2012³ hat sich bislang kein einheitliches Verständnis zum Contracting gebildet.⁴ Insoweit bezeichnet Contracting „als Begriff des Wirtschaftslebens“ eine „breite Palette von Realisierungsoptionen [...], die in unterschiedlichsten Anwendungsgebieten eine Vielzahl von völlig verschiedenen Verträge [...] beinhalten“.⁵ Folgende Charakteristika zeichnen Contracting-Vereinbarungen aus:

- ▶ Contracting bezieht sich stets auf **energiebezogene Leistungen** (Energiedienstleistungen iwS). Dabei kann entweder die Versorgung mit Energie (zB Lieferung von Wärme, Bereitstellung einer Erzeugungsanlage zur Herstellung von Strom) oder die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen⁶ geschuldet sein. Im Groben kann man also folgende Contracting-Kategorien differenzieren:
 - ▷ Wärme-Contracting,
 - ▷ Strom-Contracting (idR mittels PV) und
 - ▷ Energieeffizienz-Contracting (vulgo Einspar- oder Energie-spar-Contracting).
- ▶ Der Contractor verpflichtet sich im Rahmen des Contracting-Verhältnisses, dem Contracting-Nehmer ein **Bündel an Leistungen** zu erbringen. Typischerweise übernimmt der Contractor als umfassender „Kümmerer“ die Planung, Finanzierung und Umsetzung der Maßnahme (zB Errichtung der PV-Anlage) sowie die technische und uU organisatorische Betriebsführung. Gerade die Finanzierung durch den Contractor ist charakterprägend: Hierdurch wird ermöglicht, dass Investitionen, die sich erst à la longue rechnen, auch bei weniger liquiden Unternehmen oder Haushalten umgesetzt werden können. Einen abgeschlossenen Kanon der vom Contractor zu erbringenden Leistungen gibt es im Übrigen nicht; diese hängen vom Geschäftsmodell des Contractors und von den konkreten Umständen des Einzelfalls ab („Leistungspaket für die Bedürfnisse des Kunden“⁷).⁸
- ▶ Da mit der vertragsgegenständlichen Leistung zumeist auch erhebliche Investitionen des Contractors verbunden sind, sind Contracting-Verträge idR auf mehrere Jahre ausgerichtet. Die **Vertragslaufzeit** spielt bei sämtlichen Contracting-Kategorien eine relevante Rolle:
 - ▷ So hat sich etwa beim Einspar-Contracting nach dem EEffG 2012 die Investition in die Energieeffizienzmaßnahme durch die Energiekosteneinsparung in der Vertragslaufzeit zu amortisieren.
 - ▷ Beim Wärme-Contracting im B2C-Bereich stellen die Sonderkündigungsrechte der Verbraucher bei Sukzessivlieferverträgen gem § 15 KSchG eine Herausforderung dar.⁹
 - ▷ Und schließlich wird beim Ökostrom-Contracting die Vertragslaufzeit im B2B-Bereich iZm der Bilanzierung der PV-Anlage¹⁰ diskutiert.

Zusammengefasst lässt sich also folgende **allgemeine Umschreibung** für den weiten Bereich des Contractings finden: Das Contracting-Modell ist eine Möglichkeit, eine energiebezogene Leistung zu beziehen, ohne für die dafür nötigen Investitionen in finanzielle Vorleistung treten zu müssen, weil der Contractor ein ganzes Leistungsbündel – von der Planung und Finanzierung bis zur Betriebsführung – anbietet. Richtig aufgesetzt schließt das Contracting-Modell eine Investitionslücke, führt zu einer Win-Win-Situation bei Contracting-Nehmer und Contractor und dient als Hebel, Energieeffizienzmaßnahmen sowie Projekte zur Erzeugung von erneuerbarer Wärme und Ökostrom effizient umzusetzen. Im Folgenden wird das in der Praxis besonders relevante Ökostrom-Contracting im Bereich Photovoltaik („PV-Contracting“) dargestellt.

Anwendungsbeispiele

Mögliche Anwendungsbeispiele für PV-Contracting:

- ▶ Ein **Gewerbebetrieb** besitzt eine große Dach- oder Freifläche und möchte diese für die Erzeugung von Sonnenstrom nutzen, der im Produktionsprozess eingesetzt werden soll. Bei Produktionsstillstand (zB am Wochenende) soll der PV-Strom verkauft werden.
- ▶ Bei einem **Mehrparteienhaus** soll eine gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (§ 16a ElWOG) errichtet werden.
- ▶ Eine **Gemeinde** möchte zur Deckung des Strombedarfs der gemeindeeigenen Kläranlage eine PV-Anlage über dem Klärbecken errichten und den Überschussstrom in die lokale Energiegemeinschaft einbringen.

2. Abgrenzung von Liefer- und Pacht-Contracting im Bereich PV

Im Rahmen der privatautonomen Vertragsgestaltung haben sich auch im Bereich des PV-Contractings unterschiedliche Gestaltungsformen entwickelt. Am Markt sind va zwei Modelle präsent: Das Liefer-Contracting und das Pacht-Contracting.

a) Liefer-Contracting

Beim **Liefer-Contracting** plant, finanziert, errichtet und betreibt der Contractor die PV-Anlage. Der erzeugte Strom wird an den Kunden (Contracting-Nehmer) – oftmals der Nutzungsbefugte des Gebäudes, auf dessen Dach die PV-Anlage installiert wird – im Rahmen eines Strombezugsvertrags verkauft und über das Hausnetz oder eine Direktleitung iSd § 7 Abs 1 Z 8 ElWOG geliefert. Im Kern handelt es sich bei diesem Strombezugsvertrag um einen On-site PPA (s Pkt C.2). Typischerweise wird beim PV-Contracting jener Anteil des erzeugten PV-Stroms, der nicht vom Gebäudebesitzer abgenommen wird, in das öffentliche Netz

³ So werden in Anh V zum EEffG 2012 – unter Verweis auf die DIN 8930 Teil 5 – die Begriffe des „Einspar-Contracting“, des „Anlagen-Contracting“ und des „Betriebsführungs-Contracting“ definiert.

⁴ In der Praxis wird man daher immer wieder damit konfrontiert, dass gleiche Modelle unterschiedlich bzw unterschiedliche Modelle gleich bezeichnet werden. So kann sich etwa hinter einem als „Anlagen-Contracting“ bezeichneten Vertrag der Verkauf von Wärme, aber auch die Vermietung einer PV-Anlage verbergen.

⁵ OGH 29. 3. 2010, 2 Ob 182/10v, das BerG zitierend; ebenso *Unterweges*, Muster für Energie- und Wärmelieferverträge 8.

⁶ Historischer Ursprung des Contractings liegt – wie der Anglizismus vermuten lässt – in den USA. Dort hat sich in den 1980er Jahren ein Modell der sog „Energy Savings Performance Contracts“ (ESPCs) etabliert, mithilfe deren Bundesagenturen bspw Renovierungsmaßnahmen ohne Belastung des Budgets und damit auch ohne Zustimmung des Kongresses umsetzen konnten; s www.energy.gov/eere/slsc/energy-savings-performance-contracting (9. 1. 2023).

⁷ OGH 29. 3. 2010, 2 Ob 182/10v.

⁸ Beim Einspar-Contracting iSd Definition in Anh IV EEffG 2012 werden allerdings vergleichsweise konkrete Vorgaben zur Vertragsgestaltung gemacht; so muss sich etwa das Investment in der Vertragslaufzeit amortisieren. An diese Vorgaben ist ein Contractor grds nicht gebunden, allerdings werden Ausschreibungen öffentlicher Stellen regelmäßig eben jene Vorgaben zur Vertragsgrundlage machen.

⁹ Nach § 15 Abs 1 KSchG kann ein Vertrag, durch den sich ein Unternehmer zur wiederholten Lieferung von Energie zu wiederholten Geldzahlungen verpflichtet und der für eine unbestimmte oder eine ein Jahr übersteigende Zeit geschlossen worden ist, vom Verbraucher unter Einhaltung einer zweimonatigen Frist zum Ablauf des ersten Jahrs, nachher zum Ablauf jeweils eines halben Jahrs, gekündigt werden.

¹⁰ So kann bei langer Vertragslaufzeit der Contracting-Vertrag uU als Finanzierungs-Leasing bzw Ratenkauf qualifiziert werden, was zur Folge hätte, dass die PV-Anlage beim Contracting-Nehmer und nicht beim Contractor zu bilanzieren wäre. Dieses Ergebnis ist aus verschiedenen Gründen (AfA; Förderbedingungen der COVID-19-Investitionsprämie der AWS) nicht gewollt, sodass dieser Frage bei der Gestaltung eines Pacht-Contracting-Vertrags besondere Aufmerksamkeit zu schenken ist.

eingespeist und an einen Stromhändler oder an die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) verkauft. Diese Verwertung der Stromüberschüsse erfolgte bei vielen (wenn nicht allen) am Markt etablierten Liefer-Contracting-Modellen über den Netzzugang (auch als „Zählpunkt“ bezeichnet) des Kunden, wobei idR der Contractor als Verkäufer (auch) des Überschussstroms auftrat. Seit einer Entscheidung der Regulierungskommission (REK) der E-Control ist diese Form der Verwertung über den Netzzugang des KUNDEN allerdings quasi verunmöglicht.¹¹ Im Kern führte die REK aus, dass der Verteilernetzbetreiber die Einspeisung von Überschüssen berechtigterweise **verweigern darf**, wenn der Zählpunkthinhaber nicht auch der rechtliche Betreiber der Erzeugungsanlage ist. Ein Recht, seinen Netzzugang Dritten (hier: dem Liefer-Contractor) für den Verkauf des nicht direkt vor Ort abgenommenen Stromes zur Verfügung zu stellen, hat der Zählpunkthinhaber (hier: der Liefer-Contracting-Nehmer) nicht. Der Liefer-Contractor bräuchte also für die Verwertung etwaiger Überschüsse – so nicht eine gemeinschaftliche Erzeugungsanlage idS § 16a ElWOG in Betracht kommt¹² – folglich einen eigenen Netzzugang, was technisch schwierig und regelmäßig unwirtschaftlich wäre. Eine Möglichkeit, ein solcherart quasi „illegales“ Liefer-Contracting-Modell in Einklang mit der REK-Entscheidung zu bringen, wäre das Umschwenken auf ein Pacht-Contracting-Modell.

b) Pacht-Contracting

Beim Pacht-Contracting verkauft der Contractor keine Elektrizität an den Contracting-Nehmer, sondern räumt dem Kunden ein Gebrauchsrecht an der PV-Anlage ein.¹³ Auch hier bleibt der Contractor Eigentümer der PV-Anlage. Anders als beim Liefer-Contracting betreibt aber nicht der Contractor, sondern der Contracting-Nehmer die PV-Anlage im eigenen Namen und in eigener Verantwortung und nutzt den erzeugten PV-Strom für seine Zwecke (zB Versorgung des Gewerbebetriebs). Es liegt mithin eine **Form der Eigenversorgung** vor. Die Stellung des Contractors ist auf jene des „Ermöglichers“ und Dienstleisters des Contracting-Nehmers beschränkt. Dass diese Form der energiebezogenen Dienstleistung zulässig ist, ergibt sich aus Art 21 Erneuerbare-Energie-RL (EU) 2018/2001 („RED II“): Demnach hat jeder das Recht, Eigenversorger im Bereich erneuerbarer Elektrizität zu werden und Überschüsse zu verkaufen. Art 21 Abs 5 RED II betont dabei, dass sich ein Eigenversorger auch Erzeugungsanlagen bedienen kann, die im Eigentum Dritter stehen. Zudem können die Erzeugungsanlagen von einem Dritten „*hinsichtlich der Einrichtung, des Betriebs, einschließlich der Messung und Wartung, [...] betreut werden, wenn der Dritte weiterhin den Weisungen des Eigenversorgers im Bereich erneuerbare Elektrizität unterliegt*“.

Verantwortlich und rechtlicher Betreiber ist im Pacht-Contracting also der Contracting-Nehmer als Eigenversorger. Im Einklang mit oben zitierter Entscheidung der REK kann der nicht selbst vor Ort verbrauchte Teil auch in das öffentliche Netz eingespeist und verkauft oder etwa einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft idS § 79 EAG iVm § 16c ElWOG zur Verfügung gestellt werden.

Nun ist zu konstatieren, dass in der Praxis die wenigsten Contracting-Nehmer Interesse daran haben, sich mit den mit der Betreiberstellung einhergehenden regulatorischen und energiemarktwirtschaftlichen Verantwortlichkeiten auseinanderzusetzen, weshalb dem Contractor regelmäßig eine maßgebliche Rolle beim Betrieb der Solaranlage zukommt. Sowohl bei der Vertragsgestaltung als auch bei der tatsächlichen Projektabwicklung ist

darauf zu achten, dass die rechtliche Betreiberstellung dem Kunden zugewiesen ist. Der VwGH hat sich in seiner Rspr bereits mit der Frage des tatsächlichen Betreibers einer Erzeugungsanlage auseinandergesetzt hat. Rechtlicher Betreiber und damit Erzeuger idS § 7 Abs 1 Z 17 ElWOG ist, wer die rechtliche Verfügungsmöglichkeit besitzt.¹⁴ Bei der Gestaltung eines Pacht-Contracting-Vertrags ist darauf zu achten, dass dem Contracting-Nehmer eine Möglichkeit der Einflussnahme auf den täglichen Betrieb – insb mittels eines Weisungsrechts gegenüber dem technischen Betriebsführer (= idR der Contractor) – zukommt.¹⁵

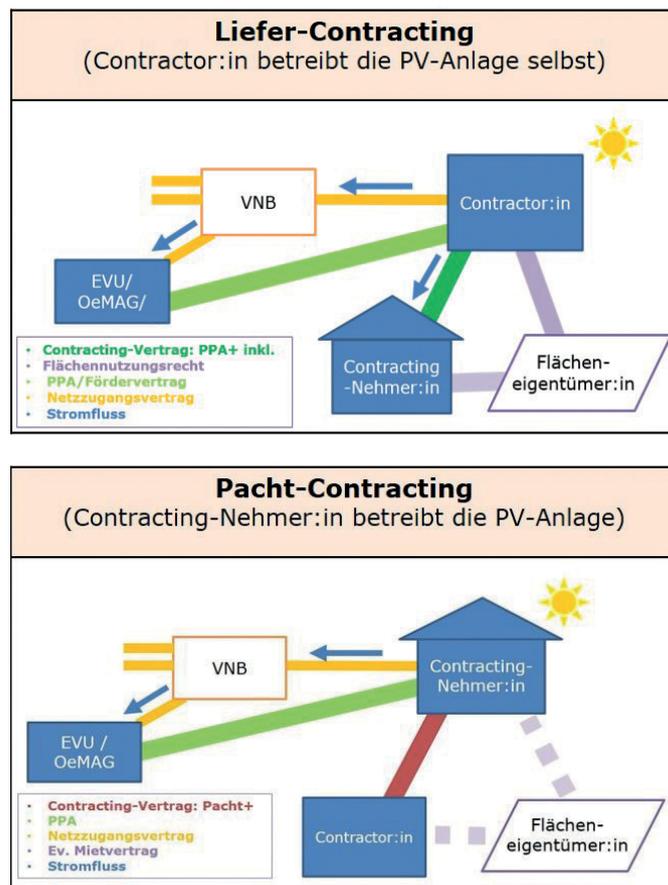


Abb 1: Vergleichsgrafik der beiden PV-Contracting-Modelle
Quelle: Florian Stangl

Neben der Möglichkeit, nicht selbst verbrauchten PV-Strom über den bestehenden Netzanschluss des Gebäudeinhabers in das öffentliche Netz einzuspeisen, hat das Pacht-Contracting-Modell aber auch noch weitere signifikante Vorteile: Da eine Form der Eigenversorgung vorliegt, fällt weder eine Elektrizitätsabgabe nach ElAbgG (vgl § 2 Abs 1 Z 4 leg cit) noch ein Erneuerba-

¹¹ B v 4. 3. 2020, R STR 05/19.
¹² Mit einer Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (GE) gem § 16a ElWOG kann eine Erzeugungsanlage (idR eine PV-Anlage) mehrere, über die Hauptleitung eines Gebäudes (idR Mehrparteienhaus) verbundene Verbrauchsstellen versorgen; der nicht von den Bewohnern verbrauchte Strom kann über einen eigenen GE-Überschusszählpunkt in das öffentliche Netz eingespeist werden.
¹³ Ob es sich hierbei tatsächlich um eine „Pacht“ oder nicht doch eher um eine Miete der PV-Anlage handelt, ist fraglich (uE spricht mehr für die Miete). Branchenüblich ist der Begriff des Pacht-Contracting, weshalb er auch hier verwendet werden soll. Die rechtlichen Unterschiede zwischen Miete und Pacht erscheinen in der gegebenen Konstellation aber vernachlässigbar.
¹⁴ VwGH 29. 1. 2002, 2000/05/0152.
¹⁵ Vgl VwGH 24. 2. 2004, 2002/05/0010.

ren-Förderbeitrag nach § 75 EAG an.¹⁶ Zudem wird mangels Veräußerung von Elektrizität wohl auch keine Gewinnabschöpfung bei „inframarginalen“ Stromerzeugern gemäß Energiekri- senbeitragsG-Strom¹⁷ anfallen.

In der Praxis ist zu beobachten, dass auch im Pacht-Contracting-Modell ein bezugsabhängiges Contracting-Entgelt (oft etwas unpräzise „Pachtzins“ genannt) verrechnet wird. Der Contracting-Nehmer zahlt in dieser Variante also ein vom tatsächlichen Eigenverbrauch abhängiges Entgelt für die Nutzung der PV-Anlage samt allen sonstigen Contracting-Leistungen (wie etwa die technische Betriebsführung). Es wird also oftmals auch im Pacht-Contracting-Verhältnis ein kWh-Preis für den eigenverbrauchten Strom verrechnet; Überschusserträge und Förderungen werden wirtschaftlich ebenfalls oft dem Contractor zugewiesen. Diese Gestaltungsform hat für den Contracting-Nehmer den Vorteil, dass er nur entsprechend dem tatsächlichen Bezug von PV-Strom für die Nutzung der PV-Anlage zu bezahlen hat. Solange der „kWh-Pachtzins“ unter dem Preis für Strom aus dem öffentlichen Netz verbleibt (was aufgrund der nicht anfallenden Systemnutzungsentgelte und Abgaben idR der Fall sein wird), wird diese Form des Strombezugs für den Contracting-Nehmer vorteilhafter sein als ein Bezug von einem Energieversorgungsunternehmen über das öffentliche Netz.

3. Modellwahl als Weichenstellung für die öffentlich-rechtlichen Rahmenbedingungen

Wie anhand der Möglichkeit zur Einspeisung von Überschussstrom gezeigt wurde, ist die Entscheidung, ob die Direktversorgung des Kunden mittels Liefer- oder mittels Pacht-Contracting erfolgen soll, von fundamentaler Bedeutung für das Aufsetzen eines wirtschaftlich tragfähigen Contracting-Modells. Im Fokus steht dabei die Zuweisung der Betreiberstellung hinsichtlich der PV-Anlage. Auch die öffentlich-rechtlichen Verpflichtungen hängen von der Wahl des PV-Contracting-Modells ab, wie anhand des anzuwendenden anlagenrechtlichen Regimes und der berufsrechtlichen Voraussetzungen im Folgenden demonstriert wird:

a) Anlagenrechtliche Genehmigung am Beispiel einer gewerblichen Betriebsanlage

Auf Basis welcher Rechtsgrundlage eine PV-Anlage auf oder neben einem Gewerbebetrieb anlagenrechtlich zu genehmigen ist, hängt maßgeblich davon ab, ob der Anlagenbetreiber ein Elektrizitätsunternehmen iSd § 7 Abs 1 Z 11 ElWOG ist oder nicht. Das Betreiben von Elektrizitätsunternehmen ist vom Anwendungsbereich der GewO ausgenommen (§ 2 Abs 1 Z 20 GewO); das Anlagenrecht für die betreffenden Erzeugungsanlagen unterfällt daher regelmäßig dem Elektrizitätswirtschaftsrecht des Standortbundeslandes. Die Abgrenzung zwischen Elektrizitätsunternehmen und Nicht-Elektrizitätsunternehmen erfolgt im Wesentlichen anhand der Frage, ob der Erzeuger den Strom primär an Dritte verkauft (dann handelt es sich idR um ein Elektrizitätsunternehmen) oder den Strom primär selbst (zB für die eigene gewerbliche Betriebsanlage) nutzt (dann handelt es sich mangels Leistungserbringung an Dritte idR nicht um den Betrieb eines Elektrizitätsunternehmens).

Das bedeutet: Erzeugt etwa ein Gewerbebetrieb mit der eigenen PV-Anlage Strom und nutzt ihn selbst, gilt nicht das Anlagenrecht des Landes-ElWOG, sondern jenes der GewO.¹⁸ Dabei macht es keinen Unterschied, ob die PV-Anlage im Eigentum des Betriebsinhabers steht oder – etwa über ein Pacht-Contracting-Modell – vom Gewerbebetrieb nur gemietet wird. Entscheidend

ist, dass der Betriebsinhaber (= Contracting-Nehmer) auch Betreiber der PV-Anlage ist – was immer dann anzunehmen ist, wenn er die Betriebs- und Verfügungsmacht über die PV-Anlage hat.

Beim Liefer-Contracting agiert der Contractor hingegen als Elektrizitätsunternehmen iSd § 7 Abs 1 Z 11 ElWOG, weil er selbst als Anlagenbetreiber Strom erzeugt und diesen einem Dritten (dem Contracting-Nehmer) entgeltlich zur Verfügung stellt. Für PV-Anlagen, die im Rahmen eines Liefer-Contractings betrieben werden, gilt mithin regelmäßig das Anlagenregime des einschlägigen Landes-ElWOG.

Tatbestandselemente	Liefer-Contracting	Pacht-Contracting
Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Lieferung oder Kauf von Elektrizität	✓	✗
an Dritte (= Eigenversorgung)	✓	✓
mit Gewinnabsicht	✓	✓
kommerzielle / technische / wartungsbezogene Betätigung	✓	✓
Contractor ist...	E-Unternehmen	Kein E-Unternehmen

Tab 1: Ist der Contractor als ein Elektrizitätsunternehmen iSd § 7 Abs 1 Z 11 ElWOG zu qualifizieren?

Quelle: Florian Stangl

b) Berufsrechtliche Voraussetzungen

Analog zur anlagenrechtlichen Genehmigung stellt sich auch hinsichtlich der berufsrechtlichen Voraussetzungen die Frage, auf Basis welchen gesetzlichen Regimes der Contractor am Markt auftritt. Wie eben dargelegt greift die GewO immer dann nicht, wenn der Contractor als Elektrizitätsunternehmen zu qualifizieren ist – was in aller Regel beim **Liefer-Contracting** der Fall ist. Der Liefer-Contractor hat diesfalls „nur“ die berufsrechtlichen Voraussetzungen des im jeweiligen Standortbundesland¹⁹ geltenden ElWOG zu befolgen. Aufgrund des sog **Selbstbedienungsrechts** sind Elektrizitätsunternehmen grds auch befugt, die für ihre Tätigkeit erforderlichen Erzeugungsanlagen zu planen, zu errichten und zu warten²⁰ – wengleich aufgrund förderrechtlicher Vorgaben uU auf gewerblich befugte Unternehmen zurückzugreifen sein wird.²¹

Im Rahmen des **Pacht-Contracting-Modells** treten Contractoren hingegen nicht als Elektrizitätsunternehmen auf, sondern erbringen selbständig, regelmäßig und mit Ertragszielungsabsicht diverse Werk- und Dienstleistungen, für die Gewerbeberechtigungen nach dem Berufsrecht der GewO erforderlich sind. Welcher Gewerbeberechtigungen es bedarf und inwieweit auf die Nebenrechte nach § 32 GewO rekuriert werden kann, hängt von dem konkret angebotenen „Leistungsbündel“ des Contractors ab. Die Bereitstellung der PV-Anlagen ist wohl als freies Gewerbe zu qualifizieren (subsumierbar zB unter Vermietung beweglicher

¹⁶ Diese Abgaben sind allerdings zum Zeitpunkt der Abfassung des Beitrags auf einen symbolischen Betrag (0,001 ct pro kWh Elektrizitätsabgabe) beschränkt bzw gänzlich ausgesetzt.

¹⁷ BGBl I 2022/220.

¹⁸ Spiegelbildlich zu § 2 Abs 1 Z 20 GewO erklärt § 12 Abs 2 S 2 ElWOG, dass keine Elektrizitätswirtschaftsrechtliche Anlageneignung erforderlich ist, wenn eine Genehmigung nach GewO vorliegt. Wird die PV-Anlage also von keinem Elektrizitätsunternehmen betrieben, ist die Anwendung der GewO nicht ausgeschlossen und eine etwaige Genehmigungspflicht würde jene nach dem ElWOG iVm Ausführungsgesetzen überlagern.

¹⁹ Entscheidend wird wohl auch hier der Betätigungsort, mithin die Lage der Erzeugungsanlage sein.

²⁰ Hanusch, Kommentar zur GewO 30. Lfg (2021) § 2 Rz 55.

²¹ Vgl § 4 Abs 1 Z 8 EAG-InvestitionszuschüsseV-Strom, BGBl II 2022/149 idgF.

Sachen²²), für die Vornahme elektrotechnischer Installationen wird es hingegen eines reglementierten Gewerbes (etwa Elektrotechnik) bedürfen – zumindest soweit der Contractor diese Leistungen nicht über ein Nebenrecht gem § 32 GewO abdecken kann.²³

4. Anregung de lege ferenda

In Folge der E-Control-E v 4. 3. 2020, R STR 05/19, zur (Nicht-) Zulässigkeit der Überschussverwertung über einen fremden Zählpunkt hat das Liefer-Contracting-Modell im Bereich PV erheblich an Attraktivität eingebüßt. Dies hat dazu geführt, dass verstärkt Pacht-Contracting-Verträge geschlossen und teils auch bestehende Liefer-Contracting-Verträge auf eine Pacht-Variante abgeändert wurden und werden. Dabei ist zu beobachten, dass sich das Pacht-Contracting wirtschaftlich dem Stromverkauf über ein Liefer-Contracting annähert.²⁴ Die Möglichkeit, die Direktversorgung mit PV-Strom über ein Pacht-Contracting-Modell sicherzustellen, sollte – nicht zuletzt aufgrund verbindlicher unionsrechtlicher Vorgaben – auch weiterhin möglich sein; aus Sicht der Autoren wäre es aber angezeigt, die regulatorischen Hürden für das Liefer-Contracting abzubauen, um damit dem Stromabnehmermarkt auch (wieder) ein Modell zu eröffnen, in welchem der Contracting-Nehmer nicht rechtlich verantwortlicher Betreiber der Erzeugungsanlage ist. Der Gesetzgeber könnte dies in einer der anstehenden Novellierungen des ElWOG (bzw dessen Neufassung als „Strommarktgesetz“), etwa durch die Erlaubnis einer Einspeisung von Überschussstrom über den Zählpunkt eines Dritten (hier: des Liefer-Contracting-Nehmers), sicherstellen.

Damit einhergehend sollten uE auch die Regelungen der Direktversorgung mittels Direktleitung „energiewendetauglich“ gemacht werden. Aufgrund der restriktiven, soweit ersichtlich aber im Wesentlichen singular geliebten Rspr des VwGH,²⁵ ist die direkte Versorgung (ua) von eigenen Betriebsstätten und Kunden nur eingeschränkt technisch und wirtschaftlich realisierbar (s dazu auch Pkt C.3.a).²⁶ Um Direktversorgungsmodelle zu fördern, wäre es naheliegend, auch hier einen offeneren Zugang im Gesetz zu verankern, zB durch das Ermöglichen der Einspeisung von über die Direktleitung bezogenem Strom, ohne dass dies die Qualifikation als Direktleitung ausschließt.

C. Grüne Strombezugsverträge (PPA)

1. Allgemeines zu grünen PPAs

Die Abkürzung PPA steht für **Power Purchase Agreement** und bezeichnet als Überbegriff verschiedene Arten von langfristigen Stromliefer- und Strombezugsverträgen. Unterschiedliche Parameter spielen für die Entscheidung der Parteien, ein PPA abzuschließen, eine Rolle: Für die Produzenten steht häufig der Finanzierungsaspekt im Vordergrund, da sie durch den langfristig vereinbarten Strompreis Kalkulationssicherheit gewinnen und die Darstellbarkeit der Erzeugungsanlage gegenüber möglichen Investoren leichter wird. Auch als Alternative für bereits bestehende Anlagen, deren Förderdauer nach dem ÖSG 2012 bereits abgelaufen ist, bieten sich PPAs an. Für die Abnehmer steht zumeist die Planungssicherheit im Vordergrund: Aufgrund der aktuellen Preislage haben Großverbraucher mehr denn je den Wunsch, sich von den volatilen Strompreisen unabhängig zu machen und langfristig stabile Preise zu vereinbaren.

In rechtlicher Hinsicht handelt es sich beim Stromliefervertrag um einen Kaufvertrag.²⁷

2. Verschiedene PPA-Modelle

Die bisherige Vertragspraxis hat verschiedenste Arten und Modelle von PPA entwickelt.²⁸ Die erste grobe Trennlinie kann zwischen dem sog **On-site** und dem **Off-site** PPA gezogen werden:

Beim **On-site PPA** befinden sich die Erzeugungs- und die Verbrauchsanlage in einem räumlichen Naheverhältnis, oftmals sogar hinter dem Zählpunkt des Verbrauchers, sodass für die Stromlieferung das öffentliche Netz nicht in Anspruch genommen werden muss. Damit ist natürlich auch eine erhebliche Ersparnis an Gebühren und Netzkosten verbunden, wobei diese Kostenfaktoren bei der aktuellen Preissituation gegenüber dem Vorkrisenniveau an Bedeutung verloren haben. Umgekehrt begegnet aber das hierfür verwendete Modell der sog Direktleitung einigen regulatorischen Schwierigkeiten, die nicht außer Acht gelassen werden sollten. Das On-site PPA ist immer auch ein **physisches PPA**, da es durch die tatsächliche physikalische Übermittlung von Elektrizität erfüllt wird.

Beim **Off-site PPA** muss nicht zwingend ein räumliches Naheverhältnis zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsanlage vorliegen. Die Stromlieferung kann direkt bilanziell erfolgen, dh unter Inanspruchnahme des öffentlichen Stromnetzes, wobei Erzeuger und Verbraucher an derselben Bilanzgruppe teilnehmen müssen. Für solche Vertragsabschlüsse ist immer die Einbeziehung des Bilanzgruppenverantwortlichen erforderlich. Bei diesem handelt es sich in den allermeisten Fällen um ein Energieversorgungsunternehmen, welches auch gewisse Dienstleistungen iZm dem Bilanzgruppenmanagement, etwa die Beistellung von Ausgleichsenergie oder die Erstellung von Fahrplänen bzw Lastprofilen, übernehmen kann. Ist der Bilanzgruppenverantwortliche als Dienstleister zwischengeschaltet, der sich um die Abwicklung kümmert, spricht man vom **Sleeved PPA**. Es kann aber auch der erzeugte Strom an ein Energieversorgungsunternehmen verkauft werden, welches die erzeugte Energie dann im eigenen Namen verkauft. In solchen Konstellationen spricht man von einem **Merchant PPA**. Eine besondere Spielart des Merchant PPA kann darin bestehen, dass der Erzeuger seinerseits ein eigenes PPA mit einem Abnehmer schließt, dessen Erfüllung bilanziell erfolgen soll. Die tatsächliche Stromproduktion des Erzeugers wird dann im Rahmen eines Merchant PPA an den (gemeinsamen) Energieversorger und Bilanzgruppenverantwortlichen verkauft, welcher sich wiederum gegenüber dem Erzeuger verpflichtet, den Abnehmer zu den im PPA zwischen Erzeuger und Abnehmer genannten Konditionen zu versorgen.

²² Siehe die Bundeseinheitliche Liste freier Gewerbe, herausgegeben vom BMAW; www.bmaw.gv.at/Services/Publikationen/Bundeseinheitliche-Liste-freier-Gewerbe.html (9. 1. 2023).

²³ Bei den Nebenrechten kommt etwa der Gesamtauftrag gem § 32 Abs 1 Z 9 GewO oder das weitgehende Recht, ergänzende Leistungen gem § 32 Abs 1 a GewO zu erbringen, in Betracht.

²⁴ Dies wird ua an der oftmals vertraglich vorgesehenen Verrechnung eines Arbeitspreises (Cent pro kWh „Eigenbezug“) als Contracting-Entgelt deutlich.

²⁵ VwGH 4. 3. 2008, 2007/05/0243.

²⁶ Siehe dazu *Moser/Stangl*, Ökostrom direkt: Rechtliche Vorgaben für Direktleitungen, RdU 2020, 49.

²⁷ *Thurnher*, ÖZW 1999, 97 mwN; *Schwartz* in *Fenyves/Kerschner/Vonkilch*, ABGB³ (Klang) § 1053 Rz 9 mwN.

²⁸ Vgl zu unterschiedlichen PPA-Modellen im Überblick auch *Rajal/Nimmerfall*, Power Purchase Agreements (PPAs): Neue Wege der Stromvermarktung? RdW_digitalOnly 2021/31.

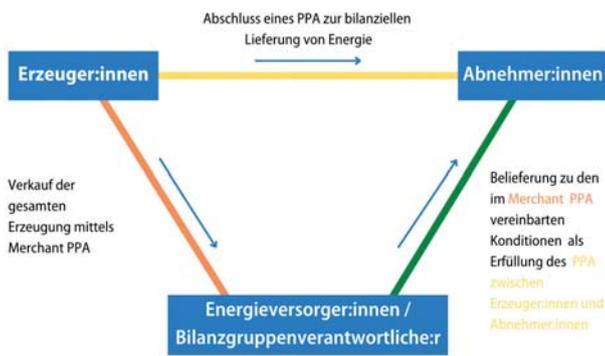


Abb 2: Skizze eines Merchant PPA

Quelle: Gregor Biley

Eine weitere Unterscheidung der PPAs, bei der nach der Art der Abnehmer differenziert wird, wird zwischen dem **Corporate** und dem **Merchant** bzw. **Utility PPA** gezogen. Wie bereits dargestellt ist beim Merchant PPA der Abnehmer ein Energieversorgungsunternehmen, das seinerseits die Elektrizität weiter vermarktet. Beim Corporate PPA wird mit der erzeugten Elektrizität hingegen direkt ein anderes Unternehmen, zB ein Industriebetrieb mit großem Eigenbedarf, beliefert.

Das Off-site PPA kann physisch bzw. bilanziell erfüllt werden, es kann aber auch die Form eines sog. **virtuellen** oder **synthetischen PPA** gewählt werden: Eine Mitgliedschaft von Erzeuger und Verbraucher in derselben Bilanzgruppe ist dafür nicht zwingend erforderlich. Bei dieser Art des PPA erfolgen keine direkten oder bilanziellen Lieferungen von Strom, sondern es steht die Absicherung der Volatilität des Strompreises im Vordergrund. Die Parteien vereinbaren einen festgelegten Elektrizitätspreis. Der Erzeuger speist seinen Strom in das öffentliche Netz ein, vermarktet ihn selbst und erzielt hieraus Erlöse. Der Abnehmer hat einen eigenen Bezugsvertrag, bezieht Strom von einem Energieversorger und bezahlt den hierfür vereinbarten Preis. In der Folge hat jene Partei, die mit dem Ein- bzw. Verkauf von Strom einen Gewinn im Vergleich zum vereinbarten Elektrizitätspreis erzielt hat, diesen Gewinn an die andere Partei herauszugeben. Es kommt somit zu einem finanziellen Ausgleich.

Beispiel

Stark vereinfachtes Beispiel eines virtuellen PPA

Erzeuger und Verbraucher vereinbaren einen Elektrizitätspreis von 100 pro MWh. Der Preis am Spotmarkt beträgt 150 pro MWh. Der Erzeuger kann seine Erzeugung daher um 150 pro MWh verkaufen, der Verbraucher muss hingegen um 150 pro MWh einkaufen. Der Erzeuger macht einen Gewinn von 50 im Vergleich zum vereinbarten Elektrizitätspreis, der Verbraucher hingegen einen Verlust von 50. Im Rahmen des virtuellen PPA sind diese Gewinne bzw. Verluste zwischen Erzeuger und Verbraucher nun so auszugleichen, dass der Erzeuger so gestellt wird, als hätte er um die vereinbarten 100 pro MWh verkauft und der Verbraucher so gestellt wird, als hätte er um die vereinbarten 100 pro MWh eingekauft. Der Erzeuger muss dem Verbraucher also zur Erfüllung des finanziellen Ausgleichs 50 zahlen.

Das Beispiel zeigt, dass das virtuelle PPA, abhängig von seiner konkreten Ausgestaltung, auch bestimmte Elemente des **Contract for Difference (CFD)** aufweisen kann und daher uU einige finanzmarktrechtliche Aspekte bei Abschluss eines solchen PPA zu berücksichtigen sind.

3. Fünf Stolperfallen bei der Gestaltung von PPAs

a) Regulatorische Schwierigkeiten für On-site PPAs

On-site PPAs sind eine grundsätzlich gut geeignete Variante für die Versorgung eines Großabnehmers mit Elektrizität, die direkt auf dessen Liegenschaft erzeugt wird. Daher sind On-site PPAs in den allermeisten Fällen auch Corporate PPAs. Die Erzeugungsanlage auf der Liegenschaft wird von einem Drittanbieter errichtet und von diesem auch oftmals finanziert. Die Verbindung zwischen der Erzeugungsanlage und dem Abnehmer erfolgt über eine Direktleitung und damit hinter dem öffentlichen Stromnetz und ohne Eingriff in das Konzessionsrecht eines Verteilernetzbetreibers. Genau hier setzt aber auch eine mögliche Schwierigkeit des On-site PPA an: Nach der Rspr des VwGH²⁹ darf zwischen der Direktleitung und dem öffentlichen Stromnetz keinerlei physikalischer Austausch von Energie stattfinden. Es würde dem Wesen der Direktleitung entsprechen, dass es sich bei der über sie fließenden Elektrizität um jene handelt, die aus der vertragsgegenständlichen Erzeugungsanlage stammt. Kommt es zur Durchleitung von Strom aus dem Verteilernetz durch die Direktleitung oder vice versa, wie dies bspw. bei ungeplanten Anlagenunterbrechungen kurzfristig der Fall sein könnte, drohen unter Umständen³⁰ Verwaltungsstrafen und allfällige zivilrechtliche Unterlassungs- oder Schadenersatzansprüche des Verteilernetzbetreibers.

Den regulatorischen Risiken kann am besten begegnet werden, indem vertraglich eine klare Risikoordnung vereinbart wird. Typischerweise wird im On-site PPA nicht nur die Versorgung mit elektrischer Energie vereinbart, sondern auch, wer die Anlage und die Direktleitung zu errichten hat, wer für die Erhaltung zu sorgen hat und wie die Kostentragung aussehen soll. Im Rahmen dieser Bestimmungen sollte dann auch festgelegt werden, wer die physikalische Trennung zwischen der Direktleitung und dem Stromnetz herzustellen hat. Daraus ergibt sich dann auch im Verhältnis der Parteien untereinander, wer das Risiko im Falle einer widerrechtlichen Durchleitung zu tragen hat.

Aus den genannten Grenzen für die Direktleitung ergibt sich zwangsweise auch, dass eine Überschuss- oder Volleinspeisung in das öffentliche Stromnetz von Elektrizität, die einmal in der Direktleitung geflossen ist, rechtlich nicht möglich ist. Zu den diesbezüglichen Anregungen de lege ferenda s. oben Pkt B.4.

b) Abnahmemenge und Energiepreis

In PPAs können unterschiedliche Ansätze zur Bestimmung der vertragsgegenständlichen Menge an elektrischer Energie vereinbart werden. Der häufigste Ansatz ist die Vereinbarung des Strombezuges „**as produced**“. Bei dieser Abnahmeart schuldet der Erzeuger dem Abnehmer die Lieferung der gesamten erzeugten Elektrizität aus einer bestimmten Anlage. Ob der tatsächliche Bedarf des Abnehmers dabei höher, geringer oder gleich der Abnahmemenge ist, spielt für das PPA keine Rolle. Allfällige Defizite muss der Abnehmer auf eigene Rechnung zukaufen, einen allfälligen Überschuss könnte er aber selbständig verwerten. Auch hier sind aber alternative Gestaltungsvarianten möglich, bspw. kann auch vereinbart werden, dass der gesamte Strombedarf durch den Erzeuger gedeckt wird. In diesem Fall hätte der Erzeuger die fehlenden Strommengen selbst zuzukaufen und dem Abnehmer weiterzureichen, wodurch er auch diesbezüglich zum Stromhändler iSd ElWOG würde.

²⁹ VwGH 4. 3. 2008, 2007/05/0243.

³⁰ Dies dann, wenn der Leitungsbetrieb als Eingriff in das Konzessionsrecht des Verteilernetzbetreibers gewertet würde und das anzuwendende Landes-ElWOG einen entsprechenden Straftatbestand enthält.

Eine weitere Abnahmeart lautet „take or pay“. Dabei handelt es sich um die Vereinbarung einer Mindestabnahmemenge, die der Abnehmer jedenfalls und unabhängig von seinem tatsächlichen Verbrauch bezahlen muss. Typischerweise besteht keine Abnahmepflicht.

Auch anderen Abnahmeklauseln sind im Rahmen der privaten autonomen Gestaltungsmöglichkeiten der Parteien keine Grenzen gesetzt. So kann zB eine „Pay-as-forecasted“-Abnahme vereinbart werden, wobei der Erzeuger Vorabmeldungen seines erwarteten Erzeugungsprofils an den Abnehmer zu erstatten hat und – auch bei abweichender tatsächlicher Produktion – entsprechend zu liefern hat.

Theoretisch ist auch die Vereinbarung der Lieferung einer bestimmten „Baseload“ möglich, begegnet aber der praktischen Schwierigkeit, dass der konkrete Energiebedarf für die gesamte Vertragslaufzeit, die sich oft über Jahrzehnte hin erstreckt, bereits beim Vertragsabschluss geschätzt werden muss.

Allen Abnahmeklauseln ist gemeinsam, dass Regelungen für den Fall getroffen werden sollten, dass die vereinbarten Mengen nicht abgenommen werden. Typischerweise steht dem Erzeuger in solchen Fällen die Vermarktung der erzeugten Mengen zu, wobei meist eine Anrechnung dieser Vermarktungserlöse auf die Zahlungspflichten des Abnehmers vorgesehen wird.

Ähnlich kreativ wie bei der Gestaltung der Abnahmemengen sind auch die **Preisgestaltungen** im Rahmen eines PPA. Die Bandbreite ist enorm: Die Vereinbarung von **Festpreisen** entspricht den Zwecken des PPA, nämlich der langfristigen Planungs- und Finanzierungssicherheit auf beiden Seiten, am meisten, ist aber mit zunehmender Vertragsdauer schwerer umzusetzen, da sich die künftigen Schwankungen des Strompreises nicht mehr treffsicher prognostizieren lassen.

Auch komplexere Regelungen sind anzutreffen, wie zB die Vereinbarung eines Festpreises kombiniert mit einer **Indexbindung**. Unterschiedliche Indices bieten sich hier an. Der VPI 2020 bzw allfällige Nachfolgeindices sind als Gradmesser für die „allgemeine Teuerung“ anerkannt und können eine entsprechende Absicherung in Zeiten hoher Inflation bieten.

Neben dem VPI 2020 kommt bspw auch der ÖSPI als Strompreisindex in Frage. Damit nähert man sich aber de facto der Vereinbarung eines **Marktpreises** im PPA an, welche dem eigentlichen Vertragszweck nicht wirklich gerecht wird. Auch Mischformen der Indexierung sind anzutreffen, bspw kann nur ein Teil des Strompreises indexgebunden sein oder wird die Indexierung erst schlagend, wenn sie eine gewisse Prozentschwelle überschreitet.

Eine bei **On-site PPAs** aus Erzeugersicht spannende Preisbildungsvorschrift ergibt sich aus einer Subtraktion eines bestimmten Prozentsatzes vom kWh-Preis, den der Abnehmer mit seinem Residuallieferanten vereinbart hat.

Beispiel

Preisbildung durch Subtraktion vom kWh-Preis des Abnehmers

Der Abnehmer hat neben dem Strombezug aus einem On-site PPA auch noch einen Energieliefervertrag mit einem EVU abgeschlossen. Aus diesem ergibt sich ein kWh-Preis von € 0,40 inkl aller Steuern, Gebühren und Systemnutzungsentgelte, wobei rund € 0,11 auf Netzentgelte und ca € 0,08 auf Steuern entfallen. Im On-site PPA wird nun vereinbart, dass der Abnehmer für die elektrische Energie stets 10% weniger zu zahlen hat als beim Einkauf der Energie über sein EVU. Im Beispiel würde das einen kWh-Preis von

€ 0,36 ergeben. Da es sich um ein On-site PPA handelt, entfallen jedoch die Netzentgelte, die im Beispiel € 0,11 betragen. Im Ergebnis ist der Strombezug durch das On-site PPA für den Abnehmer zwar günstiger, gleichzeitig ist der reine Energiearbeitspreis aber höher als beim Bezug vom EVU.

c) Förderrechtliche Besonderheiten

Die bisher in Österreich vorherrschende Ökostromförderung nach dem ÖSG 2012 wurde vom wesentlichen Zügen unionsrechtlich determinierten Fördersystem des EAG abgelöst. Die Höhe der Investitionszuschüsse bzw Marktprämien wird hauptsächlich durch wettbewerbsorientierte Ausschreibungen ermittelt und Zuschläge werden im Rahmen eines Bieterverfahrens erteilt. Die Marktprämie stellt sicher, dass der Erzeuger stets einen Mindestpreis für seinen Strom erhält, wobei dieser direkt vermarktet und nur die Differenz zwischen dem Vermarktungserlös und dem Referenzmarktwert subventioniert wird. Liegen die Vermarktungserlöse, wie derzeit, weit über dem Referenzmarktwert, wird keine Förderung ausbezahlt. Insofern dient der Referenzmarktwert als eine Art „Rückfalllinie“, unter die die Erlöse aus der Stromvermarktung aufgrund der Förderung niemals fallen können.

Diese Funktion könnte auch von einem PPA erfüllt werden, da auch dessen Kernfunktion in der langfristigen Sicherung eines von vornherein bekannten Strompreises liegt. Abhängig vom konkreten Modus der Preisbildung im PPA, insb wenn auch marktorientierte Elemente in die Preisbildung einfließen, kann auch eine Kombination aus PPA und EAG-Förderung interessant sein.

Dabei gilt es, eine wesentliche förderrechtliche Besonderheit des EAG zu berücksichtigen: Eine Förderung durch Marktprämie ist nämlich ausgeschlossen, wenn die Zusage der Förderung keinen Anreizeffekt für die Errichtung einer Erzeugungsanlage hatte.³¹ Wird also eine neue Erzeugungsanlage errichtet, zur Sicherung deren Finanzierung ein PPA abgeschlossen und ein Gebot im Rahmen eines Fördercalls zur Erlangung einer Marktprämie gestellt, muss darauf geachtet werden, dass – neben anderen Fragen – auch das PPA nicht als „anreizschädlich“ beurteilt wird. Dabei muss sichergestellt werden, dass der „Beginn der Arbeiten“ nicht vor der Förderantragstellung erfolgt. Zur Begriffserläuterung des „Beginns der Arbeiten“ wird in den Gesetzesmaterialien zum EAG³² auf die AGVO³³ verwiesen. Darunter wird „*entweder der Beginn der Bauarbeiten für die Investition oder die erste rechtsverbindliche Verpflichtung zur Bestellung von Ausrüstung oder eine andere Verpflichtung, die die Investition unumkehrbar macht, wobei der früheste dieser Zeitpunkte maßgebend ist, [verstanden]; der Kauf von Grundstücken und Vorarbeiten wie die Einholung von Genehmigungen und die Erstellung vorläufiger Durchführbarkeitsstudien gelten nicht als Beginn der Arbeiten.*“ Auch der Abschluss eines PPA könnte uU – freilich abhängig von seiner konkreten Ausgestaltung im Einzelfall – als anreizschädlicher Beginn der Arbeiten verstanden werden, wenn man darin eine Verpflichtung erblickt, die die Investition für die Errichtung der Anlage unumkehrbar macht. Diesem möglichen Risiko kann der Vertragsgestalter am besten durch Aufnahme einer **aufschiebenden Bedingung** entgegenzutreten.

³¹ § 10 Abs 6 EAG.

³² 733 dB, 27. GP 14f.

³³ VO (EU) 651/2014, Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung.

d) Mit dem PPA verbundene regulatorische Pflichten von Abnehmer und Lieferant

Beim **Off-site PPA** entstehen gewisse regulatorische Pflichten von Abnehmer und Lieferant. Diese können sich

- ▶ direkt aus dem Gesetz,³⁴
- ▶ den jeweils geltenden Marktregeln,³⁵
- ▶ den Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Verteilernetzbetreiber³⁶ und
- ▶ den Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)³⁷ ergeben.
- ▶ Auf EU-rechtlicher Ebene können va die Meldepflichten gem der REMIT-VO³⁸ eine Rolle spielen.

Die meisten dieser Pflichten können durch Beiziehung eines Bilanzgruppendienstleisters, also durch Abschluss eines **Sleeved PPA**, erfüllt werden. Für die Vertragsgestaltung empfiehlt es sich in diesem Zusammenhang, die vom Dienstleister konkret zu erbringenden Dienstleistungen möglichst detailliert und abschließend, etwa durch Aufnahme einer eigenen Beilage zum Vertrag, zu umschreiben.

Zu den mit Abstand wichtigsten Verpflichtungen aus einem PPA gehören jedenfalls die Fahrplanmeldung,³⁹ die entsprechenden Maßnahmen hinsichtlich des energiewirtschaftlichen Datenaustauschs,⁴⁰ die Einhaltung der TOR und bei Vorliegen eines Energiegroßhandelsprodukts auch die Erfüllung der Meldepflichten an die ACER.⁴¹

Beim **On-site PPA** und der Stromlieferung über eine Direktleitung stellt sich – zusätzlich zur ohnehin einzuholenden Anlagenebene nach dem jeweils anwendbaren Genehmigungsregime⁴² – die Frage nach der **Genehmigungspflicht** der Direktleitung. Eine solche könnte bspw nach den jeweiligen starkstromwegerechtlichen Bestimmungen und uU den jeweiligen Bauordnungen der Bundesländer erforderlich sein. Im Übrigen spielen aber die oben angesprochenen Problemfelder des Bilanzgruppenmanagements beim On-site PPA keine Rolle.

e) Was sonst noch im PPA geregelt werden sollte

Neben den „Herzstücken“ des PPA, nämlich der Strommenge und dem vereinbarten Lieferpreis, sollten noch weitere Regelungen in das PPA aufgenommen werden. Dazu gehört insb eine Bestimmung zur Erfüllung der Verpflichtungen iZm dem Bilanzgruppenmanagement (siehe dazu bereits oben Pkt d.), eine Klausel zur Regelung der Abrechnungs- und Zahlungsmodalitäten und die für Verträge üblichen Bestimmungen wie Gerichtsstand, Rechtswahl, uU diverse Anfechtungsausschlüsse und ein Schriftformgebot.

Gerade hinsichtlich der volatilen Sach- und Rechtslage im Bereich der Energiewirtschaft empfiehlt sich außerdem die Aufnahme einer **„erweiterten Sprechklausel“**, in deren Zuge die Parteien ihr gemeinsames Verständnis der Ausgangslage des Vertrags darlegen und sich verpflichten, bei maßgeblichen Änderungen miteinander nach den Grundsätzen von Treu und Glauben in Verhandlungen zu treten und eine Abänderung des PPA zu erwirken, in deren Zuge die negativen Auswirkungen der maßgeblichen Änderungen beseitigt werden können.

4. EFET-Mustervereinbarung – (k)ein „Must-have“?

Die European Federation of Energy Traders (EFET) hat im Jahr 2019 ein umfassendes Muster für Corporate Power Purchase Agreements (CPPA) herausgegeben.⁴³ Das CPPA bietet sowohl einen Musterteil für ein Off-site PPA mit physischer Erfüllung durch Einspeisung in dieselbe Bilanzgruppe als auch ein Muster für eine virtuelle Variante.

Das CPPA weist für die tägliche Praxis von Erzeugern und Abnehmern zweifellos etliche Vorteile auf und erlaubt es den relevanten Akteuren in relativ kurzer Zeit ein ausgewogenes Vertragswerk zu erstellen und zur Unterzeichnung bringen zu können.⁴⁴

Umgekehrt ist das CPPA jedoch durch seine Aufteilung in zwei Teile, die häufigen Verweise von einem auf den anderen Teil und seine Länge von 66 Seiten in der englischen bzw 73 Seiten in der deutschen Sprachfassung nur dann wirklich praxisfreundlich, wenn nahezu täglich intensiv mit dem Muster gearbeitet wird. Die im Muster vorgegebenen Abläufe sind standardisiert und uE hilfreich, wenn sie mit den tatsächlich bisher gelebten Abläufen bei den Parteien übereinstimmen. So sieht das Muster zwar einen möglichen Weg zur Berechnung des finanziellen Ausgleichsbetrags beim virtuellen PPA vor,⁴⁵ wollen die Parteien jedoch einen anderen bzw detaillierteren Berechnungsmodus wählen, sind bereits umfassende Anpassungen zum CPPA notwendig. Jedenfalls ist die Verwendung des englischsprachigen Originalvertrags empfehlenswert, zumal die deutsche Übersetzung des Musters einige sprachliche Unklarheiten aufweist.⁴⁶ Vereinzelt enthält das Muster auch Bestimmungen, deren Sinngehalt vor dem Hintergrund üblicher vertraglicher Verantwortungsaufteilung zumindest hinterfragt werden muss: Dass es bspw für die Berechnung eines marktorientierten Kündigungsbetrags⁴⁷ auf die Perspektive der kündigenden Partei ankommt, würde nur dort Sinn machen, wo die kündigende Partei das CPPA aus wichtigem Grund zu Recht beendet hat. In allen anderen Konstellationen stellt diese Bestimmung eine Möglichkeit für vertragsbrüchige Parteien dar, sich vom CPPA freizukaufen.

Im Ergebnis handelt es sich beim CPPA um ein Vertragsmuster, das va im internationalen Kontext für große Unternehmen mit einheitlichen und standardisierten Abläufen sehr viel Sinn macht. Für diesen Kontext hat das Muster uE das Potential, sich zu einer den LMA-Standards im Bereich der Finanzierung vergleichbaren Institution zu entwickeln. Damit vermag es auch einen wesentlichen Beitrag zur Vereinheitlichung internationaler Strommärkte und der Beschleunigung der Energiewende zu leisten.

Bei kleineren und mittelgroßen Erzeugungsanlagen bzw Unternehmen sind hingegen oft individuelle Besonderheiten zu berücksichtigen, die nur nach umfassender Prüfung des Einzelfalls wirklich rechtssicher im Vertrag abgebildet werden können. Auch die Regelungen zur Erfüllung regulatorischer Pflichten sind im CPPA

³⁴ ZB dem ELWOG 2010 und den jeweiligen Ausführungsgesetzen der Bundesländer.

³⁵ Darunter versteht man die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten.

³⁶ Diese sind gem § 47 ELWOG 2010 von der RegulierungsBehr bescheidmässig zu genehmigen. Sie unterscheiden sich daher österreichweit praktisch kaum.

³⁷ Diese werden gem § 22 Z 2 E-Control-G von der E-Control erarbeitet und den Betreibern und Benutzern der Netze zur Verfügung gestellt.

³⁸ VO (EU) 1227/2011 des EP und des Rates über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts.

³⁹ § 66 Abs 1 Z 3 ELWOG 2010.

⁴⁰ Vgl § 85 ELWOG 2010.

⁴¹ ZB Art 4 REMIT-VO iVm Art 3 der DVO (EU) 1348/2014 der Kommission.

⁴² In Betracht kommen zB die GewO, das AWG oder das ELWOG.

⁴³ Siehe www.efet.org/files/documents/EFET%20Power%20Purchase%20Agreement%20Full%20Version%202019%20-%2004.11.2021.pdf (Stand 9. 1. 2023).

⁴⁴ Vgl auch *Grundner*, ZTR 2020, 86 (89).

⁴⁵ Teil II § 14 CPPA.

⁴⁶ Siehe zB Teil II § 16 Z 1 des deutschsprachigen CPPAs, abrufbar unter <https://data.efet-d.org/Files/Rahmenvertrage%20-%20Strom/210317%20EFET%20PPA%20Deutsch.pdf> (Stand 9. 1. 2023).

⁴⁷ Vgl Teil II § 19 Z 2 CPPA.

nicht detailliert genug auf das österr Recht abgestimmt und sollten daher auch nicht ungeprüft einem Projekt zugrunde gelegt werden.

D. Fazit

Die Dekarbonisierung der Stromversorgung ist nicht nur eine klimapolitische Notwendigkeit. In Zeiten exzessiver Großhandelspreise kann der preisgesicherte Bezug von Wasser-, Wind- oder Solarstrom ausschlaggebend für das wirtschaftliche Überleben sein. Durch den Betrieb einer Eigenversorgungsanlage im Rahmen eines Contracting-Modells oder den Abschluss grüner PPAs können sich Gewerbe und Industrie langfristig mit Strom versorgen, ohne der Beliebigkeit der Energiebörsen ausgesetzt zu sein. Die hierbei zugrundeliegenden Vertragsverhältnisse sind – zumindest in Österreich – noch relativ neu; sie zeichnen sich durch eine enge Verknüpfung mit regulatorischen, förder-, abgaben- und öffentlich-rechtlichen Fragestellungen aus. Das Verhandeln und Aufsetzen von Contracting-Verträgen und grünen PPAs bedarf mithin einer vertieften Auseinandersetzung mit den verschiedenen rechtlichen Rahmenbedingungen. Welche das sind, hängt wiederum zentral von der Art und Weise des aufzusetzenden Modells ab. So ist die „Gretchenfrage“ beim Ökostrom-Contracting die Zuordnung der Betreiberstellung, während bei grünen PPAs vieles davon abhängt, ob die Stromliefere-

rung On-site oder Off-site bzw physisch oder virtuell erfolgen soll. Um den für das Gelingen der Energiewende essentiellen Bereich der Direktversorgung zu stärken, sollte im Zuge der anstehenden Novellierung des Energiewirtschaftsrechts auch hier an mancher Stellschraube gedreht werden. Insb eine Vereinfachung der Belieferung über Direktleitungen und die Ermöglichung der Einspeisung von über Direktleitungen bezogenem, aber nicht selbst verbrauchtem Ökostrom würde die Attraktivität von Eigen- und Direktversorgungsmodellen steigern und könnte so auch einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der österreichischen Klima- und Energieziele für 2030 leisten.

Plus

ÜBER DIE AUTOREN

Dr. Florian Stangl LL.M. ist Rechtsanwalt bei Niederhuber & Partner am Wiener Kanzleistandort. Seine Schwerpunkte liegen im Energie-, Vertrags- und Regulierungsrecht. E-Mail florian.stangl@nhp.eu
Mag. Gregor Biley ist Rechtsanwaltsanwärter bei Niederhuber & Partner am Grazer Kanzleistandort. Seine Schwerpunkte liegen im Energiezivilrecht, Immobilienrecht und in der Vertragsgestaltung. E-Mail: gregor.biley@nhp.eu
Internet: www.nhp.eu

Energiekosten steigen (weiter) – ein Update zu Energiepreisen und -abgaben

Der Beitrag schnell gelesen

Der allgemeine Preisanstieg 2022 wurde zu einem wesentlichen Teil vom Anstieg der Energiepreise verursacht. Doch auch 2023 wird uns dieses Thema weiter verfolgen, da ein Höchststand noch nicht erreicht sein dürfte. Seit dem Beitrag *Cejka*, Energiekosten steigen, Energieabgaben sinken (temporär) – Auswirkungen auf Energiegemeinschaften?¹ erfolgten weitere Maßnahmen im Bereich der Energieabgaben sowie

staatliche Zuschüsse auf Energie- und Netzpreise, denen dieses Update gewidmet ist.

Energierrecht

EKAG 2022; SVRG; VEZG; EKBSG; EKBTG; VO (EU) 2022/1854; LWA-G; SNE-V; SVRG

RdU 2023/7

Mag. iur. Dr. STEPHAN CEJKA, BSc, ist Research Scientist bei Siemens AG Österreich.

Inhaltsübersicht:

- A. Einleitung
- B. Maßnahmen im Bereich des Energiepreises
 1. Energiekostenausgleich
 2. Stromkostenzuschuss („Strompreisbremse“)
 3. Unternehmens-Energiekostenzuschuss
 4. Energiekrisenbeitrag („Übergewinnsteuer“)
 5. „Gaspreisbremse“/Heizkostenzuschuss
- C. Maßnahmen im Bereich des Netzpreises
 1. Ausgleich des erhöhten Netzverlustentgelts
 2. Netzkostenzuschuss
- D. Maßnahmen im Bereich der Steuern und Abgaben
 1. Erneuerbaren-Förderbeitrag und Erneuerbaren-Förderpauschale
 2. Elektrizitätsabgabe und Erdgasabgabe
 3. CO₂-Bepreisung/Erhöhter Klimabonus

- E. Weitere Maßnahmen und Auswirkungen
 1. Stromverbrauchsreduktionsgesetz
 2. Landesrecht
 3. Auswirkungen auf Energiegemeinschaften

A. Einleitung

Die Energiepreise steigen weiterhin und heizen die allgemeine Inflationsrate an. Der Energiepreisindex (EPI) stieg im Jahresvergleich Oktober 2021 zu Oktober 2022 um 50,2% und damit in weitaus höherem Ausmaß als der Verbraucherpreisindex (VPI).² Bereits in RdU 2022/89 habe ich mich mit den steigenden Energiekosten und den temporären Senkungen der Energieabgaben mit Stand Mitte 2022 beschäftigt.³ Um die Erhöhungen ab-

¹ RdU 2022/89, 181.

² Vgl www.energyagency.at/fakten/energiepreisindex (Stand aller Links 10. 1. 2023).

³ Vgl *Cejka*, Energiekosten steigen, RdU 2022/89.