

**Würzburger Studien zum
Umweltenergierecht**

**Rechtliche Bewertung von
Power Purchase Agreements (PPAs)
mit erneuerbaren Energien**

erstellt von

Dr. Johannes Hilpert

Entstanden im Rahmen des Vorhabens

„NEW 4.0 Norddeutsche EnergieWende – Rechtliche Aspekte der
Transformation des Energiesystems (FKZ 03SIN427)“

NEW 4.0
Norddeutsche EnergieWende

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

12

Dezember 2018

Zitiervorschlag: Johannes Hilpert, Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 12, Dezember 2018.

Stiftung Umweltenergierecht

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Telefon +49 931 79 40 77-0

Telefax +49 931 79 40 77-29

E-Mail hilpert@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur.

Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz, Prof. Dr. Franz Reimer, Prof. Dr. Monika Böhm

Spendenkonto: Sparkasse Mainfranken Würzburg, IBAN DE16790500000046743183,

BIC BYLADEM1SWU

Inhaltsverzeichnis

A. Begriffliche Einordnung und Gestaltungsformen von Power Purchase Agreements (PPAs)	1
I. Begriffliche Einordnung: „Power Purchase Agreement“ als Sammelbegriff für zivilrechtliche Verträge im Stromsektor	2
II. Typisierung von PPAs	3
1. Unterteilung von PPAs nach den Beteiligten	3
2. Unterteilung von PPAs nach der Ausgestaltung	4
3. Unterteilung von PPAs nach dem Verhältnis zur EEG-Förderung	6
B. Motivlagen für den Abschluss von EE-PPAs	7
C. Rechtsrahmen für EE-PPAs	9
I. Einordnung von EE-PPAs in das allgemeine Energierecht	9
1. Einordnung von on-site PPAs (Nutzung einer Direktleitung) in das allgemeine Energierecht	10
2. Einordnung von off-site PPAs (Nutzung des allgemeinen Stromnetzes) in das allgemeine Energierecht	11
3. Einordnung von finanziellen PPAs in das allgemeine Energierecht	12
II. Verhältnis von EE-PPAs zum EEG	12
1. Ersetzung von EEG-Regelungen zu Zahlungsansprüchen durch Vereinbarungen in EE-PPAs	13
a) Vertraglich vereinbarte statt gesetzlich begründete Vergütung	13
b) Freiheit bei der vertraglich festgelegten Laufzeit	15
c) Frei vereinbarte Menge	16
d) Entgelt für dezentrale Einspeisung	17
2. Fortgeltung von EEG-Regelungen trotz Abschlusses eines EE-PPAs	17
a) Vorschriften für die Netzintegration (Regelungen zu Netzanschluss, Abnahmepflicht, Kapazitätserweiterungspflicht, Einspeisemanagement und Härtefallentschädigung)	18
b) Regelungen zur Weitergabe von Herkunftsnachweisen	19
c) EEG-Umlage-Pflicht	20
d) Einordnung von PPAs in das erweiterte Vermarktungsregime des EEG 2017 (Veräußerungsformen)	21
III. Zivilrechtliche Einordnung und Ausgestaltung von EE-PPAs	22

IV. Besondere rechtliche Vorgaben und Einschränkungen bei der Ausgestaltung von EE-PPAs.....	24
1. Lange Vertragslaufzeit als mögliches Rechtsproblem bei EE-PPAs.....	24
a) Sittenwidrigkeit (§ 138 BGB)	25
b) AGB-Recht (§§ 305 ff. BGB)	25
c) Wettbewerbsrecht (Art. 101 ff. AEUV, GWB).....	26
d) Zwischenergebnis	30
2. Einschlägigkeit der Finanzmarktregulierung bei finanziellen PPAs.....	30
D. Ein erstes kurzes Fazit zur rechtlichen Bewertung von EE-PPAs	31

A. Begriffliche Einordnung und Gestaltungsformen von Power Purchase Agreements (PPAs)

Wer die Entwicklung der Energiewirtschaft über eine gewisse Zeit hinweg beobachtet, der wird in regelmäßigen Abständen mit neuen Trends konfrontiert, die scheinbar aus dem Nichts auftauchen und dann über Wochen, Monate oder gar Jahre die Diskussionen beherrschen. Jüngstes Beispiel dieses Phänomens ist – neben dem Themenkomplex „Blockchain“ – der Abschluss sog. Power Purchase Agreements (PPAs)¹. Zwar handelt es sich dabei keineswegs um etwas originär Neues, in der deutschen EE-Branche bestand jedoch bislang nur wenig Anlass, sich mit PPAs näher zu befassen. Das ändert sich gerade: Horcht man in die Energiebranche hinein, so wird schnell klar, dass sich viele Akteure derzeit, mal mehr, mal weniger konkret, hiermit auseinandersetzen². Zuletzt machten im September 2018 innerhalb nur weniger Tage gleich zwei Pressemeldungen zu erfolgten PPA-Abschlüssen die Runde, einmal durch den Direktvermarkter Statkraft³ und einmal durch den Versorger Greenpeace Energy⁴. Dieses Papier soll sich den Fragestellungen rund um das Thema PPA aus rechtlicher Sicht nähern und erste juristische Einschätzungen darlegen.

¹ Im Zuge der Neufassung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-Richtlinie) befasste sich auch die EU mit PPAs. Art. 2 Nr. 17 der EE-Richtlinie enthält künftig insbesondere eine Legaldefinition. Dort heißt es dann, dass ein „Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom“ (engl.: „renewables power purchase agreement“) ein „Vertrag [ist], bei dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, unmittelbar von einem Elektrizitätsproduzenten erneuerbare Elektrizität zu beziehen“. Zusätzlich wird Art. 15 Nr. 8 der neuen EE-Richtlinie folgenden Passus enthalten: „Die Mitgliedstaaten müssen die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom bewerten, unbegründete Hindernisse beseitigen und die Verbreitung solcher Verträge unterstützen. Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass derartige Verträge keinen unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Verfahren sowie Umlagen und Abgaben unterworfen sind.“; vgl. Legislative Entschließung des Europäischen Parlaments vom 13. November 2018 zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) (COM(2016)0767 – C8-0500/2016 – 2016/0382(COD)), abrufbar unter www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P8-TA-2018-0444+0+DOC+XML+V0//DE#title2). Weiterführend hierzu: A. Papke/M. Kahles, Neue EU-Vorgaben für Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung? – Die Vorschläge im Rahmen des Winterpakets und ihre möglichen Auswirkungen auf das deutsche Recht, Würzburger Berichte zum Umweltenergie-recht Nr. 34 vom 30.05.2018, S. 30).

² Vgl. hierzu auch A. Papke/M. Kahles, Neue EU-Vorgaben für Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung? – Die Vorschläge im Rahmen des Winterpakets und ihre möglichen Auswirkungen auf das deutsche Recht, Würzburger Berichte zum Umweltenergie-recht Nr. 34 vom 30.05.2018, S. 5; hinzuweisen ist insoweit etwa auf die Unternehmensinitiative RE 100 (<http://there100.org>) oder die Initiative der RE-Source Platform (Policy Recommendations, abrufbar unter: <http://resource-platform.eu/wp-content/uploads/files/downloads/RE-Source-Platform-Policy-Recommendations.pdf>).

³ ZfK-Meldung vom 03.09.2018: „Statkraft bindet 31 Windturbinen in ein Wind-PPA ein“, abrufbar unter <https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/statkraft-bindet-31-windturbinen-in-ein-wind-ppa-ein-2018-09-03>.

⁴ ZfK-Meldung vom 06.09.2018: „Greenpeace Energy: Erster PPA-Vertrag geschlossen“, abrufbar unter <https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/greenpeace-energy-erster-ppa-vertrag-geschlossen-2018-09-06>.

I. Begriffliche Einordnung: „Power Purchase Agreement“ als Sammelbegriff für zivilrechtliche Verträge im Stromsektor

Zunächst soll herausgearbeitet werden, was unter Power Purchase Agreements überhaupt zu verstehen ist. Diese Frage ist weit weniger banal, als es auf den ersten Blick scheint. Bereits die bloße Übersetzung aus dem Englischen ins Deutsche führt zu keinen eindeutigen Ergebnissen. Nutzt man einschlägige Internet-Suchmaschinen, so werden für „Power Purchase Agreement“ insbesondere folgende Ergebnisse angeboten: „Stromkaufvertrag“, „Strombezugsvertrag“, „Stromliefervertrag“ und „Stromabnahmevertrag“. Vollständig synonym sind diese Übersetzungsalternativen nicht, da etwa ein Strombezug nicht zwangsläufig mit einem Kauf im Rechtsinne verbunden sein muss. Zudem ist mit Stromlieferung eher die Perspektive des Liefernden, mit Stromabnahme die des Abnehmenden adressiert. In jedem Fall kann als erstes Zwischenergebnis aber festgehalten werden, dass PPAs im Grundsatz einen sehr weiten Anwendungsbereich aufweisen, der verschiedenste Gestaltungsformen umfassen kann. Die wissenschaftliche Diskussion wird dadurch erschwert, da „PPA“ ein Sammelbegriff für diverse unterschiedliche Vertragsformen ist, die gegenüber dem derzeitigen Stand bekannter energierechtlicher Verträge nicht zwangsläufig einen Neuheitswert aufweisen. Auch klassische Direktvermarktungs- oder Stromhandelsverträge fallen beispielsweise dem Wortlaut nach unter diesen Begriff.

Prägendes Merkmal jeglicher PPAs scheint damit zunächst nur zu sein, dass es sich um zivilrechtliche Verträge im Stromsektor mit bestimmten individuell ausgestalteten Konditionen zu allen essentialia negotii, also den zwingend zu regelnden Vertragsinhalten, handelt. Dies betrifft etwa eine für die Stromabnahme vereinbarte Vergütung. In der aktuellen Diskussion geht es jedoch darüber hinaus regelmäßig um bestimmte Zusatzelemente eines Stromkaufs bzw. Strombezugs, die ein PPA qualifizieren können: Dies betrifft etwa die Aushandlung einer vergleichsweise langen Vertragslaufzeit, wenn mit einem PPA gerade die Refinanzierung einer Investition in EE-Anlagen abgesichert werden soll, die Weitergabe von Herkunftsnachweisen zum Beleg der Grünstromeigenschaft⁵ oder der Nachweis weiterer Charakteristika des zu liefernden Stromes – wie etwa ein bestimmter regionaler Bezug. PPAs werden dabei häufig (aber nicht zwangsläufig) als Gegenmodell zur Inanspruchnahme der EEG-Förderung betrachtet⁶. Zudem stehen besonders solche Gestaltungsformen im Fokus, bei denen Strom direkt von einem Erzeuger oder Direktvermarkter an einen Letztverbraucher – etwa ein großes Unternehmen – verkauft und geliefert wird⁷.

Dieser letzte Gesichtspunkt findet sich nun auch im europäischen Recht wieder. In Art. 2 Nr. 17 der am 13. November 2018 vom Europaparlament verabschiedeten Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

⁵ Kritisch zur Rolle von Herkunftsnachweisen in der Stromvermarktung: IKEM, Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich, 2018, S. 3.

⁶ Vgl. etwa HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 2.

⁷ Vgl. etwa Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 2.

(Neufassung)⁸, wurde in der englischen Sprachfassung eine Legaldefinition für „*renewables power purchase agreements*“ eingefügt. Darunter versteht die Richtlinie ausschließlich Direktverträge zwischen Verbrauchern und Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien⁹. In der deutschen Sprachfassung¹⁰ wird der Begriff „PPA“ aber nicht verwendet. Dort heißt es:

„ ‚Vertrag über den Bezug von erneuerbarem Strom‘ [bezeichnet] einen Vertrag, bei dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, unmittelbar von einem Elektrizitätsproduzenten erneuerbare Elektrizität zu beziehen“.

II. Typisierung von PPAs

Um ein besseres Verständnis für Rolle und Bedeutung von PPAs in der gegenwärtigen Diskussion entwickeln zu können, erscheint es sinnvoll, eine Unterteilung nach möglichen Gestaltungsformen vorzunehmen. Dabei richtet sich der Blick v. a. auf solche PPAs, die gegenüber den klassischen Gestaltungsvarianten als Direktvermarktungs- oder Stromhandelsverträge einen „Neuheitswert“ oder eine „Zusätzlichkeit“ aufweisen. Hierzu bietet sich eine Unterteilung in drei Kategorien an: nach den Beteiligten, nach der Ausgestaltung sowie nach dem Verhältnis zur EEG-Förderung.

1. Unterteilung von PPAs nach den Beteiligten

Nimmt man eine Unterteilung von PPA-Gestaltungsformen nach den Beteiligten vor, so werden derzeit zumeist zwei Varianten diskutiert: Utility-PPAs¹¹ und Corporate-PPAs¹². Während Utility-PPAs Stromlieferverträge zwischen Erzeugern und Versorgern bzw. Stromhändlern betreffen,

⁸ Legislative Entschließung des Europäischen Parlaments vom 13. November 2018 zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung) (COM(2016)0767 – C8-0500/2016 – 2016/0382(COD)), abrufbar unter www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P8-TA-2018-0444+0+DOC+XML+V0//DE#title2. Es steht nunmehr noch die förmliche Annahme durch den Rat aus. Die Zustimmung wird in den nächsten Wochen erwartet, vgl. zum aktuellen Stand des Gesetzgebungsverfahrens: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.

⁹ Art. 2 Nr. 17: ‘renewables power purchase agreement’ means a contract under which a natural or legal person agrees to purchase renewable electricity directly from an electricity producer“, vgl. www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=TA&language=EN&reference=P8-TA-2018-0444#title2.

¹⁰ Die deutsche Sprachfassung ist hier abrufbar: www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+TA+P8-TA-2018-0444+0+DOC+XML+V0//DE#title2.

¹¹ Aktuelles Beispiel: ZfK-Meldung vom 06.09.2018: „Greenpeace Energy: Erster PPA-Vertrag geschlossen“, abrufbar unter <https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/greenpeace-energy-erster-ppa-vertrag-geschlossen-2018-09-06>.

¹² Aktuelles Beispiel: ZfK-Meldung vom 03.09.2018: „Statkraft bindet 31 Windturbinen in ein Wind-PPA ein“, abrufbar unter <https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/statkraft-bindet-31-windturbinen-in-ein-wind-ppa-ein-2018-09-03>.

spricht man von Corporate-PPAs, wenn Stromlieferungen direkt zwischen Erzeugern und (größeren) Unternehmen vereinbart werden¹³. Statt von Corporate-PPAs könnte man – den Anwendungsbereich allgemein auf die direkte Stromlieferung an Letztverbraucher erweiternd – auch von „Direktlieferungs-PPAs“ sprechen. Statt den Erzeugern können im Übrigen auch ihre Direktvermarkter oder Aggregatoren entsprechende Verträge schließen. Zudem ist es denkbar, dass in die Verträge weitere Akteure als Dienstleister eingeschaltet werden, etwa um die Bilanzierung zu übernehmen¹⁴.

In einschlägigen Veröffentlichungen der jüngeren Zeit werden gelegentlich PPAs unmittelbar mit Corporate-PPAs gleichgesetzt¹⁵. Das mag zwar in gewisser Weise nachvollziehbar erscheinen, da gerade direkte Verträge zwischen Erzeugern und Verbrauchern, also ohne Zwischenschaltung von „klassischen“ Versorgern oder Stromhändlern, bislang noch eher die Ausnahme und damit besonders erwähnenswert sind. Dennoch ist, wie bereits darstellt, darauf hinzuweisen, dass der PPA-Begriff im Grundsatz sehr weit gefasst ist und damit neben Corporate-PPAs bzw. sonstigen Direktlieferungs-PPAs auch noch viele weitere Gestaltungsformen umfasst.

2. Unterteilung von PPAs nach der Ausgestaltung¹⁶

Bei der Ausgestaltung von PPAs werden momentan vorrangig zwei Fallkonstellationen unterschieden: physische und finanzielle PPAs, wobei die physischen PPAs noch in die Untergruppen on-site und off-site PPAs unterteilt werden. Die genannten Fallkonstellationen werden gerade im Zusammenhang mit Corporate-PPAs diskutiert, sind aber nicht auf dieses Beteiligungsverhältnis beschränkt.

Die Unterscheidung zwischen physischen und finanziellen PPAs kennt man bereits vom Stromhandel an der Börse bzw. dem OTC-Handel¹⁷: Beim physischen Handel geht es um die Lieferung der Ware Strom, beim finanziellen Handel geht es dagegen um eine reine Geldzahlung; eine Stromlieferung ist hier zwischen den Vertragspartnern nicht geschuldet¹⁸.

¹³ HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 4.

¹⁴ M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (117); HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 5.

¹⁵ So etwa: Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 2; M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (115 f.).

¹⁶ Siehe hierzu insbes.: M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (116 ff.); Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 2 f.; DFBEW, Corporate Power Purchase Agreements (Corporate PPAs) für erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich, 2018, S. 8 f.; HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 4 ff.; siehe zudem etwa auch 4initia, Newsletter März 2018 zu Corporate PPAs in Deutschland, S. 5 f.

¹⁷ OTC meint „over the counter“ und bezeichnet die Gesamtheit außerbörslicher Handelsgeschäfte.

¹⁸ J. Fried, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, 3. Aufl. 2014, S. 175 f.

Bei *physischen PPAs* wird der Strom direkt zu einem bestimmten Preis vom Erzeuger an den Abnehmer verkauft und dazu tatsächlich eine bestimmte Strommenge durch den Erzeuger eingespeist und durch den Abnehmer entnommen¹⁹. Je nach der Form der Netznutzung können zwei Fallgruppen unterschieden werden: Die Lieferung erfolgt dann entweder über das allgemeine Stromnetz (off-site PPA) oder über eine Direktleitung (on-site PPA).

- Die Variante als off-site PPA²⁰ unter Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung dürfte so etwas wie den Grundtyp eines PPA darstellen. Hier ist ggf. ein Bilanzierungsdienstleister zwischengeschaltet, der die Bilanzkreisabwicklung übernimmt²¹.
- Alternativ besteht die Möglichkeit, ein on-site-PPA²² abzuschließen, bei dem die Stromlieferung ohne Netznutzung über eine Direktleitung erfolgt. Der Anlagenbetreiber errichtet seine Erzeugungsanlage hier direkt auf dem Grundstück des Stromabnehmers oder zumindest in dessen Umgebung²³.

Bei *finanziellen PPAs*²⁴ erfolgen Stromverkauf bzw. -kauf in einer Ausgestaltungsform ganz regulär über die Strommärkte bzw. Versorger oder Lieferanten²⁵. Eine tatsächliche Stromlieferung zwischen den Vertragspartnern des PPAs erfolgt hier nicht. Die Besonderheit eines solchen finanziellen PPAs liegt dann darin, dass unabhängig von der Preisentwicklung am Großhandelsmarkt ein individueller Strompreis zwischen den Parteien vereinbart und damit das Preisrisiko im vereinbarten Umfang und während der Vertragslaufzeit ausgeschlossen oder jedenfalls reduziert wird. Dazu wird ein Ausgleich der Differenz zwischen dem jeweils erzielten Marktpreis des verkauften Stromes und einem im PPA festgelegten Referenzpreis ausgehandelt²⁶. Dies wird auch als „contract for difference“ bezeichnet²⁷. Dadurch übernimmt die andere Vertragspartei das Preisrisiko des Stromerzeugers, der auf diese Weise während der Vertragslaufzeit eine bestimmte Strompreishöhe garantiert bekommt²⁸: Entweder kann er diesen Referenzpreis selbst durch Verkauf erzielen, oder er bekommt die Differenz zum Referenzpreis erstattet. Wie der Fall bewertet wird, wenn er den Strom sogar zu besseren Konditionen als zum Referenzpreis verkaufen kann, kann vertraglich geregelt werden. In der Regel muss er aber die Differenz an den Vertragspartner auskehren, der im Gegenzug auch das Risiko niedrigerer Preise trägt.

¹⁹ Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 2 f.

²⁰ Werden auch als sleeved PPAs bezeichnet.

²¹ M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (117); HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 5.

²² Werden auch als direct PPAs bezeichnet.

²³ M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (117). In diesem Fall können planungs- und genehmigungsrechtliche Hürden, gerade für die Windenergie, die Zahl der Anwendungsfälle reduzieren.

²⁴ Werden auch als virtual oder synthetic PPAs bezeichnet.

²⁵ HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 6.

²⁶ Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 3.

²⁷ M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (117).

²⁸ M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (117).

3. Unterteilung von PPAs nach dem Verhältnis zur EEG-Förderung

PPAs für Strom aus erneuerbaren Energien stehen in Deutschland immer in einer bestimmten Relation zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien durch das EEG. Dabei lassen sich PPA-Modelle ohne Möglichkeit einer EEG-Förderung und solche mit der grundsätzlichen Möglichkeit einer EEG-Förderung unterscheiden. Die Frage nach der Zulässigkeit solcher Verträge ist von der Frage zu trennen, in welcher Fallkonstellation der Strom als Grünstrom vermarktet werden kann und in welchen Fällen dies nicht möglich ist²⁹.

Bei den Fällen *ohne Förderungsmöglichkeit* lässt sich nochmals unterteilen in solche Projekte, für die bereits anfänglich kein Anspruch auf Förderung besteht – etwa, wenn im Rahmen von EE-Ausschreibungen kein Zuschlag erfolgt oder Null-Cent-Gebote³⁰ zum Zuge kommen bzw. im Falle einer Abschaffung der EEG-Förderung – und solche, für die aufgrund der Erreichung des Förderendes nach 20 Jahren oder aus sonstigen Gründen kein Anspruch *mehr* besteht.

Bei den Fällen *mit Förderungsmöglichkeit* kann man unterscheiden zwischen Projekten, für die gänzlich auf die staatliche Förderung verzichtet wird (obwohl man über die Teilnahme in Ausschreibungen grundsätzlich die Möglichkeit hätte, diese in Anspruch nehmen) und solchen, bei denen eine Förderung in Anspruch genommen und darüber hinaus ein PPA abgeschlossen wird (gleichzeitig³¹ oder mit quotaler Aufteilung). Soweit in Ausschreibungen nur noch Zuschlagswerte erzielt werden können, die regelmäßig dem aktuellen oder zukünftigen Marktpreis entsprechen oder diesen unterschreiten, würden die Förderungen ohnehin an Relevanz verlieren und nur noch gegen Erlösausfälle beim Verfall der Marktpreise absichern³².

PPA-Modelle <u>ohne</u> Möglichkeit einer EEG-Förderung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Anfänglich kein Anspruch (kein Zuschlag, Null-Cent-Zuschlag, Abschaffung der Förderung) ➤ Kein Anspruch mehr
PPA-Modelle <u>mit</u> Möglichkeit einer EEG-Förderung	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Freiwilliger Verzicht auf Inanspruchnahme der Marktprämie, für die dem Grunde nach ein Anspruch gegeben ist und Vermarktung im Wege der sonstigen Direktvermarktung ➤ Inanspruchnahme der Marktprämie (gleichzeitig, quotale Aufteilung)

²⁹ Vgl. dazu unten C.II.1.a).

³⁰ Etwa im Bereich Offshore-Wind.

³¹ Dann aber nur ohne Weitergabe von Herkunftsnachweisen möglich.

³² Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 6.

B. Motivlagen für den Abschluss von EE-PPAs

Derzeit dürften PPAs vor allem für solche Anlagenbetreiber interessant sein, deren EE-Anlagen nach Ablauf des Förderzeitraums ab 2021 aus der gesetzlichen Förderung fallen, für die keine Möglichkeit besteht, eine Anschlussförderung zu erhalten³³ und die auf der Suche nach neuen Vermarktungs- und damit Einnahmemöglichkeiten sind. Dies zeigt sich auch an den beiden eingangs bereits erwähnten, im September 2018 vermeldeten PPA-Projekten von Statkraft³⁴ bzw. Greenpeace Energy³⁵, bei denen PPAs abgeschlossen wurden, um ausgeförderte EE-Anlagen auch weiterhin wirtschaftlich betreiben zu können. Bei diesen Bestandsanlagen dürfte das ursprüngliche Fremdkapital bereits vollständig zurückgezahlt worden sein. In einigen Fällen wird bei Bestandsanlagen zwar für Reparaturen und Modernisierungsmaßnahmen erneut Fremdkapital erforderlich werden, doch selbst dann wird das Volumen vermutlich im Vergleich zu einer Neuinvestition vergleichsweise gering sein. Dadurch dürften sich die beiden Gruppen im Hinblick auf die Anforderungen an die Ausgestaltung der Verträge bezüglich der Sicherheiten unterscheiden.

Perspektivisch könnten PPAs aber auch für den Neubau von EE-Anlagen relevant werden. Hierbei geht es dann ganz wesentlich um den funktionalen Ersatz der aus dem EEG resultierenden Sicherheiten³⁶. Wo gesetzliche Ansprüche an Bedeutung verlieren, könnten so vertragliche Ansprüche an ihre Stelle treten. PPAs bieten zumindest die Aussicht, dass Absatz- und Preisrisiko für die EE-Erzeuger zu verringern, indem diesen die kaufmännische Abnahme des Stroms sowie Strompreise in bestimmter Höhe und über einen möglichst langen Zeitraum vertraglich garantiert werden. Sie stellen eine Lösung für die Suche nach möglichst sicheren, langfristig garantierten Einnahmen für den zu erzeugenden Strom dar, die als Sicherheit für Fremdkapital dienen und mit denen die Investitionskosten amortisiert werden können³⁷. Offenkundig ist das Bedürfnis nach einer solchen Alternative, soweit es ab Inbetriebnahme keinen gesetzlichen Zahlungsanspruch aus dem EEG gibt. In diese Fallgruppe fallen aktuell die Null-Cent-Gebote von zukünftigen Betreibern von Offshore-Anlagen aus den Ausschreibungen 2017 und 2018³⁸. Diese sind zur Erzielung von Einnahmen ausschließlich auf die sonstige Direktvermarktung nach § 21a EEG 2017 angewie-

³³ Dies ist bei Biomasseanlagen möglich (§ 39f EEG 2017), aber ansonsten ausgeschlossen (vgl. § 25 EEG 2017).

³⁴ ZfK-Meldung vom 03.09.2018: „Statkraft bindet 31 Windturbinen in ein Wind-PPA ein“, abrufbar unter <https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/statkraft-bindet-31-windturbinen-in-ein-wind-ppa-ein-2018-09-03>.

³⁵ ZfK-Meldung vom 06.09.2018: „Greenpeace Energy: Erster PPA-Vertrag geschlossen“, abrufbar unter <https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/greenpeace-energy-erster-ppa-vertrag-geschlossen-2018-09-06>.

³⁶ Vgl. *M. Pahle*, Anstehende EEG-Reform und langfristiger Klimaschutz – ein Brückenschlag, et 2015, S. 20.

³⁷ Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 2; DFBEW, Corporate Power Purchase Agreements (Corporate PPAs) für erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich, 2018, S. 11.

³⁸ Siehe die Ergebnisse in der ersten Ausschreibungsrunde für Windenergieanlagen auf See: BNetzA, BK6-17-001, Bekanntgabe der Ergebnisse der 1. Ausschreibung für bestehende Projekte nach § 26 WindSeeG vom 01.04.2017, veröffentlicht am 13.04.2017 und in der zweiten Ausschreibungsrunde: BNetzA, BK6-18-001, Bekanntgabe der Ergebnisse der 2. Ausschreibung für bestehende Projekte nach § 26 WindSeeG vom 01.04.2018, veröffentlicht am 27.04.2018; siehe hierzu auch *M. Uibleisen/S. Groneberg*, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (115, 120).

sen. Aber auch alle anderen Konstellationen, in denen es rechtlich zwar möglich wäre, einen gesetzlichen Anspruch zu begründen, dies aber – aus welchen Gründen auch immer – nicht erfolgt, eröffnen Anwendungsbereiche für PPAs.

Entscheidend ist insoweit, ob in der individuellen Bewertung eines potenziellen Investors die Teilnahme an Ausschreibungen unattraktiv erscheint. Als Gründe für solche Entscheidungen werden beispielhaft die Standortbindung bezuschlagter Gebote oder die Pönalen im Falle der Nichtrealisierung von Anlagenprojekten genannt³⁹. Letztlich dürfte es aber allein darauf ankommen, inwieweit Stromerzeuger oder Direktvermarkter ein EE-Projekt außerhalb der gesetzlichen Förderung für wirtschaftlich attraktiver halten als mit EEG-Förderung. Dies wird von der Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse einerseits und der relevanten Marktpreise andererseits abhängen. Des Weiteren sind die Konditionen maßgeblich, die Verbraucher, Versorger oder Aggregatoren beim Abschluss eines PPAs zu vereinbaren bereit sind⁴⁰. Auch insoweit kommt es maßgeblich auf die Erwartungen im Hinblick auf die Strompreisentwicklung an.

Angesichts der Entwicklung der Ausschreibungen für PV-Anlagen⁴¹ und dem spezifischen Monatsmarktwert für solare Strahlungsenergie⁴² erscheint es wahrscheinlich, dass im Teilssegment der Freiflächenanlagen die wirtschaftliche Attraktivität am frühesten eintreten könnte. Daneben spielen aber auch die Transaktionskosten für das Aushandeln individueller Vereinbarungen anstelle des gesetzlichen Schuldverhältnisses eine Rolle. Zudem sind die Bonität des Vertragspartners und die weiteren auf die Sicherheit des Geldflusses einwirkenden Faktoren von besonderer Bedeutung bei der Vertragsgestaltung. Entsprechende Motivationen der Abnehmer können sich insoweit ergeben, als durch PPAs eine über die Terminmärkte hinausgehende Preisabsicherung möglich ist. In solchen Fällen könnten finanzielle PPAs das Mittel der Wahl sein. Daneben können auch strategische Gründe, etwa im Bereich des Marketings, für einen Abnehmer relevant sein, soweit sich über PPAs die grüne oder regionale Herkunft des gelieferten Stromes belegen lässt⁴³. Letztlich bleibt aber auch für die Abnehmer die Strompreisentwicklung der maßgebliche Benchmark, um die Rationalität eines Vertragsschlusses zu bewerten.

Für die inhaltliche Ausgestaltung von PPAs ist von der soeben beschriebenen Fallgestaltung die Ausgestaltungsvariante zu unterscheiden, in der zwar ein gesetzlicher Zahlungsanspruch besteht, vertraglich durch ein PPA aber höhere Erlöse erzielt werden können. Wirtschaftlich ist die Situation zwar mit der vorgenannten vergleichbar, weil in beiden Konstellationen die Einkommensströme komplett ohne staatliche Förderung auskommen. Im Hinblick auf die Refinanzierung be-

³⁹ M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (115).

⁴⁰ Dazu Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 2.

⁴¹ Vgl. BNetzA, Statistiken zum Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Solaranlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), Stand: 15.11.2018, abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html.

⁴² Einsehbar unter <https://www.netztransparenz.de/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Marktpraemie/Marktwerte>.

⁴³ HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 3.

steht aber ein Unterschied: Im Fall eines bestehenden gesetzlichen Zahlungsanspruchs ermöglicht das EEG eine Mindestabsicherung⁴⁴. Wenn der Vertragspartner ausfällt, kann der Anlagenbetreiber mit der Übergangsfrist der §§ 21b Abs. 1 Satz 2, 21c EEG 2017 wieder in „das EEG zurückkehren“ und den gesetzlichen Zahlungsanspruch mit Marktprämie geltend machen. Dadurch verringern sich seine Bedürfnisse im Hinblick auf eine vertragliche Absicherung des eingesetzten Kapitals. Dies kann für Kapitalgeber die nötige Sicherheit zur Gewährung von Krediten schaffen.

Während die Möglichkeiten und Anwendungsfälle von PPAs in Deutschland⁴⁵ gerade eruiert werden, spielen sie in anderen Ländern bereits seit längerer Zeit eine große Rolle. Zu nennen sind hier insbesondere die USA⁴⁶, Großbritannien, Skandinavien und die Niederlande. PPAs sind bislang insbesondere dort verbreitet, wo Stromversorger einen Teil der Stromlieferung aufgrund von vorgeschriebenen Quotensystemen mit erneuerbaren Energien decken müssen (Renewable Portfolio Standards, kurz: RPS) bzw., wo Investoren Steuererleichterungen für Investitionen in erneuerbare Energien erhalten (Production/Investment Tax Credits, kurz: PTC/ITC)⁴⁷. Insoweit greift die Forderung nach Einführung von PPAs in Deutschland mit Verweis auf deren Existenz in anderen Staaten zu kurz, wenn sie nicht auch die Unterschiede in der gesetzlichen Förderstruktur reflektiert.

C. Rechtsrahmen für EE-PPAs

Nach den einführenden Betrachtungen zur Einordnung der Bezeichnung „PPA“ als Sammelbegriff, zu möglichen Gestaltungsformen im Sinne der gegenwärtigen Diskussionen sowie zu Motivlagen für den Abschluss von PPAs, soll im Folgenden der Rechtsrahmen für PPAs aufgespannt werden. Dabei sind zunächst die Besonderheiten aus dem allgemeinen Energierecht und sodann das Verhältnis von PPAs und EEG näher zu betrachten. Im Anschluss ist der Blick auf Regelungsrahmen und Umsetzungsvorgaben des allgemeinen Zivilrechts zu richten.

I. Einordnung von EE-PPAs in das allgemeine Energierecht

Eine wesentliche Frage bei der Umsetzung von PPAs ist, welche Akteursrolle die beteiligten Vertragspartner innerhalb des allgemeinen Energierechts einnehmen, welche energiewirtschaftlichen Verträge neben einem PPA zu schließen sind und welche Auswirkungen der Abschluss eines PPAs auf die Zahlung der staatlich induzierten bzw. regulierten Strompreisbestandteile (SIP), also EEG-Umlage, Netzentgelt, weitere netzentgeltbezogene Preisbestandteile (KWK-Umlage usw.)

⁴⁴ Insbesondere zu den stetig sinkenden Preisen im Rahmen der bisherigen Ausschreibungen siehe *M. Uibleisen/S. Groneberg*, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (114 f.).

⁴⁵ Gleiches gilt im Übrigen für Frankreich, vgl. DFBEW, Corporate Power Purchase Agreements (Corporate PPAs) für erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich, 2018, S. 2.

⁴⁶ Dazu *S. Pohl*, Trends der Projektfinanzierung in den USA, ZfRV 2010, S. 92 ff. (95).

⁴⁷ Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 4.

und Stromsteuer, hat. Dies wird im Folgenden anhand der Gestaltungsformen on-site PPA, off-site PPA und finanzielles PPA untersucht⁴⁸.

1. Einordnung von on-site PPAs (Nutzung einer Direktleitung) in das allgemeine Energierecht

Liefert ein Erzeuger oder Direktvermarkter Strom direkt an einen Letztverbraucher (also insbesondere bei einem Corporate-PPA), so greifen im Rahmen von EnWG und EEG 2017 zusätzliche Pflichten, da der Erzeuger bzw. Direktvermarkter hierdurch gleichzeitig zum Versorger⁴⁹ wird⁵⁰. Betroffen sind insoweit etwa Pflichten im Rahmen der Rechnungsstellung (§ 40 EnWG), zur Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG) sowie zur Abführung der EEG-Umlage an die ÜNB (§ 60 Abs. 1 S. 1 EEG 2017). Es kommt insoweit auch nicht darauf an, ob die Lieferung über die Stromnetze erfolgt oder nicht⁵¹. Der Abnehmer des Stromes ist als Letztverbraucher einzuordnen, soweit er den Strom für den eigenen Verbrauch kauft bzw. verbraucht (§§ 3 Nr. 25 EnWG, 3 Nr. 33 EEG 2017)⁵².

Liefert der Erzeuger dem Abnehmer mehr Strom als benötigt, kann dieser den Strom als Überschussmenge weiterverkaufen und wird dann, bezogen auf diese Strommengen und bei Weiterlieferung an Letztverbraucher, auch selbst zum Versorger – mit den genannten zusätzlichen Pflichten. Für Unterdeckungen mit Strom – also soweit der vom Erzeuger gelieferte Strom (nennleistungsbedingt oder aufgrund von Windflauten o.ä.) nicht ausreicht – kann und sollte der Stromabnehmer neben dem PPA einen klassischen Stromlieferungsvertrag mit einem Dritten schließen. Letztlich geht es hierbei um eine Frage der Risikoverteilung zwischen den Vertragspartnern. Es kann alternativ auch geregelt werden, dass der Erzeuger genau die gerade nachgefragte oder eine bestimmte, im PPA festgesetzte Strommenge schuldet und somit für Fehlmengen und Überschussvermarktung selbst verantwortlich ist.

Für die Stromlieferungen im Rahmen eines on-site PPAs entfallen mangels Netznutzung die Netzentgelte sowie alle weiteren netzentgeltbezogenen Preisbestandteile (KWK-Umlage, Offshore-Umlage, StromNEV-Umlage und AbLaV-Umlage)⁵³ einschließlich der Konzessionsabgabe. Hierbei handelt es sich aber nicht um eine Besonderheit von PPAs, sondern entspricht der generellen

⁴⁸ Hinweis: In allen Gestaltungsformen bestehen ggf. Pflichten nach der REMIT-VO. Soweit es um die Stromlieferung an Endverbraucher geht, gilt jedoch ein Schwellenwert von 600 GWh (Gesamtverbrauch, auch über Lieferung aus PPA hinaus), Art. 2 Nr. 4, 5 REMIT-VO.

⁴⁹ Die Begrifflichkeiten hierzu sind in EnWG und EEG nicht konsistent geregelt. Es kommt aber jedenfalls für zusätzliche Pflichten entscheidend darauf an, dass Strom an einen Letztverbraucher geliefert wird.

⁵⁰ M. Uibeleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (118); DFBEW, Corporate Power Purchase Agreements (Corporate PPAs) für erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich, 2018, S. 16.

⁵¹ H. Schumacher, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 6 – EEG/WindSeeG, 4. Aufl. 2018, § 3 EEG Rn. 104.

⁵² M. Uibeleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (118).

⁵³ Abzuleiten aus: § 26 Abs. 1 KWKG (KWK-Umlage), § 17f EnWG (Offshore-Umlage), § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV (StromNEV-Umlage), § 18 Abs. 1 AbLaV (AbLaV-Umlage).

Rechtslage, wenn Letztverbraucher Strom über eine Direktleitung außerhalb des Stromnetzes der allgemeinen Versorgung beziehen⁵⁴. Die EEG-Umlage ist dagegen durch den Versorger (hier: der Erzeuger/Direktvermarkter im Rahmen des PPAs) des belieferten Letztverbrauchers an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu zahlen (§ 60 Abs. 1 S. 1 EEG 2017) und kann vertraglich auf den Verbraucher abgewälzt werden. Die Zahlungspflicht zur EEG-Umlage bzw. deren Höhe richtet sich jedoch auch danach, ob der belieferte Stromverbraucher Privilegierungen, etwa als stromkostenintensives Unternehmen (§§ 63 ff. EEG 2017), geltend machen kann. Eigenversorgungsprivilegierungen scheiden hier jedoch – auch bezogen auf die Stromsteuerpflicht – aus, da diese eine Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher voraussetzen (§ 3 Nr. 19 EEG 2017, § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. a) StromStG), die bei einem PPA gerade nicht gegeben ist⁵⁵. Eine Befreiung von der Stromsteuer kann sich allerdings aus § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG (EE-Strom aus reiner EE-Leitung) oder auch § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG ergeben (wenn die elektrische Nennleistung der Erzeugungsanlage(-n) maximal 2 Megawatt beträgt)⁵⁶.

2. Einordnung von off-site PPAs (Nutzung des allgemeinen Stromnetzes) in das allgemeine Energierecht

Bei einem off-site PPA, also bei Stromlieferung über das allgemeine Stromnetz, gilt im Hinblick auf die Akteurseinordnung das Gleiche wie im Rahmen von on-site PPAs: Der Erzeuger oder Direktvermarkter des Stromes wird für Stromlieferungen an den Stromabnehmer zum Versorger und es treffen ihn damit zusätzliche energiewirtschaftliche Pflichten, wenn der Stromabnehmer Letztverbraucher des Stromes ist (vgl. oben). Der Stromabnehmer wird zudem ggf. auch selbst zum Versorger, soweit er Überschussstrommengen an dritte Letztverbraucher weiterverkauft. Ist das PPA dagegen so gestaltet, dass der Vertragspartner des Erzeugers bzw. Direktvermarkters Stromhändler, Aggregator oder Versorger ist (letzteres wäre dann ein Utility-PPA), aber kein Letztverbraucher, dann gilt dies nicht, so dass keine zusätzlichen Pflichten entstehen.

Bei den SIP gelten für den Abnehmer keine Besonderheiten, insbesondere sind auch die Netzentgelte sowie die weiteren netzentgeltbezogenen Preisbestandteile – vorbehaltlich der Einschlägigkeit individueller Privilegierungen – zu tragen. Diese entfallen in Gänze nur in on-site-Konstruktionen ohne Netznutzung.

In einem off-site PPA-Modell ist zu beachten, dass Netznutzung und Bilanzkreisverantwortung gesondert zu regeln sind. Dies ist insbesondere dann von Bedeutung, wenn die Stromlieferung

⁵⁴ Vgl. Fraunhofer-ISI/Stiftung Umweltenergierecht, Anforderungen der Integration der erneuerbaren Energien an die Netzentgeltregulierung – Vorschläge zur Weiterentwicklung des Netzentgeltsystems, Studie für das Umweltbundesamt, 2016, S. 61.

⁵⁵ Dagegen kann bei Personenidentität kein PPA vorliegen, da hierzu zwingend zwei Vertragsparteien erforderlich sind.

⁵⁶ Die näheren Vorgaben des § 12b StromStV sowie § 53c EEG 2017 sind zu beachten. Zudem ist darauf hinzuweisen, dass hier in Kürze mit einer Novellierung der genannten Vorschriften zu rechnen ist. Insbesondere die Privilegierung aus § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG („EE-Strom aus reiner EE-Leitung“) dürfte insoweit einer umfassenden Novellierung unterzogen werden.

nicht an einen Versorger oder Aggregator erfolgt, sondern an einen Letztverbraucher (wie etwa in einem Corporate-PPA). Stromerzeuger und Stromabnehmer haben gerade auch im Rahmen eines PPAs jeweils separate Netznutzungsverträge mit ihren Anschluss-Netzbetreibern abzuschließen (§ 20 Abs. 1a S. 1 EnWG), wobei nur die Stromentnahme entgeltspflichtig ist (vgl. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV). Alternativ kann auch der Stromerzeuger einen Lieferantenrahmenvertrag mit dem Anschluss-Netzbetreiber abschließen (§ 20 Abs. 1a S. 2 EnWG) und übernimmt insoweit die Abwicklung der Netznutzung für den Stromabnehmer⁵⁷. Im Rahmen einer solchen „all-inclusive“-Belieferung sind die Netzentgelte sowie die weiteren netzentgeltbezogenen Umlagen dann im Ergebnis vom Stromabnehmer an den Stromerzeuger zu entrichten. Neben der Regelung der Netznutzung ist auch erforderlich, einen Bilanzkreisverantwortlichen zu bestimmen bzw. einen Dienstleister einzusetzen, der mit dem ÜNB einen Bilanzkreisvertrag abschließt (oder dies bereits getan hat) und die Bilanzkreisabwicklung für die Stromlieferungen zwischen Erzeuger und Abnehmer übernimmt (vgl. § 20 Abs. 1a S. 5 EnWG)⁵⁸. Der Bilanzkreisverantwortliche ist für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Ein- und Ausspeisungen in seinem Bilanzkreis verantwortlich, dies gilt auch und gerade in wirtschaftlicher Hinsicht (§ 4 Abs. 2 S. 2 StromNZV).

In off-site PPA-Modellen sind also neben dem eigentlichen PPA ggf. weitere Verträge abzuschließen, die Netznutzung und Bilanzkreisverantwortung gesondert regeln. Hinzu kommt, ebenso wie bei on-site PPAs, dass der Stromabnehmer regelmäßig noch einen klassischen Stromlieferungsvertrag mit einem dritten Versorger abschließen muss, um Reststrommengen beziehen zu können; ein entsprechendes Erfordernis hängt im Einzelfall aber auch von der zwischen den Vertragsparteien im PPA geregelten Risikoverteilung ab.

3. Einordnung von finanziellen PPAs in das allgemeine Energierecht

Bei finanziellen PPAs müssen zwischen Stromerzeuger und Stromabnehmer grundsätzlich neben dem PPA keine ergänzenden Verträge geschlossen werden, da sie die physikalisch-bilanzielle Abwicklung der Handelsvorgänge an den Strommärkten bzw. hinsichtlich der Energielieferung nicht berühren. Auch in Bezug auf die SIP gelten keine Besonderheiten, diese werden durch den Letztverbraucher gegenüber seinem Versorger geleistet. Der Stromerzeuger im PPA wird hier nicht selbst zum Versorger.

II. Verhältnis von EE-PPAs zum EEG

Neben der Einordnung von PPAs in das allgemeine Energierecht ist das Verhältnis zum EEG von besonderer Bedeutung. Im Folgenden wird zunächst dargestellt, inwiefern Regelungen aus dem

⁵⁷ Vgl. G. Britz/K. Herzmann, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 20 Rn. 63 ff.

⁵⁸ M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (117); HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 5.

EEG in einem PPA ersetzt werden können. In einem zweiten Schritt wird zudem beschrieben, welche Regelungen aus dem EEG auch trotz Abschlusses eines PPAs weitergelten.

1. Ersetzung von EEG-Regelungen zu Zahlungsansprüchen durch Vereinbarungen in EE-PPAs

Durch den Abschluss von zivilrechtlichen PPAs werden insbesondere diejenigen gesetzlichen Regelungen aus dem gesetzlichen Schuldverhältnis EEG ersetzt, die Vorgaben für Zahlungsansprüche enthalten, einschließlich der damit im Zusammenhang stehenden Regelungen, wie etwa zur Laufzeit, zur Bestimmung der zu vergütenden Menge sowie zum Entgelt für vermiedene Netznutzung⁵⁹.

a) Vertraglich vereinbarte statt gesetzlich begründete Vergütung

Kernstück des EEG war und ist die Förderung von Strom aus EE-Anlagen durch die Gewährung eines gesetzlich garantierten Zahlungsanspruchs gegen den Anschluss-Netzbetreiber (§ 19 Abs. 1 EEG 2017). Dies erfolgt mittlerweile für Neuanlagen – mit Ausnahme von Anlagen mit einer Nennleistung bis 100 kW sowie im Rahmen der sog. Ausfallvergütung (§ 21 Abs. 1 EEG 2017) – ausschließlich im Wege der Direktvermarktung zum Erhalt der Marktprämie (§ 20 Abs. 1 EEG 2017). Der Anlagenbetreiber muss hier seine Erträge grundsätzlich selbst am Markt erwirtschaften, ggf. unter Einschaltung eines Direktvermarkters, erhält aber mit der gleitenden Marktprämie eine zusätzliche gesetzliche Förderung, solange der Marktwert unterhalb des beabsichtigten Erlöses liegt. Diese errechnet sich aus dem sog. anzulegenden Wert minus dem börslichen Monatsmittelwert der jeweiligen Energieform (§ 23a EEG 2017 i. V. m. Anlage 1). Der entscheidende Faktor für die Förderung liegt damit im anzulegenden Wert, der seit Inkrafttreten des EEG 2017 aufgrund der technischen Leistungsprofile von modernen EEG-Anlagen für Windenergieanlagen an Land⁶⁰ im Regelfall und immer für Windenergieanlagen auf See⁶¹, für alle größeren Solaranlagen⁶² und die meisten Biomasseanlagen⁶³ wettbewerblich über die Teilnahme an Ausschreibungen ermittelt wird (§ 22 EEG 2017)⁶⁴.

Die Ausschreibungsvolumina sind in § 28 EEG 2017 gesetzlich festgelegt, im sog. Netzausbaugebiet ist der weitere Zubau von Windenergieanlagen zudem gedeckelt (Obergrenze, § 36c EEG 2017 i. V. m. §§ 10 ff. EEA). Nur wer für sein Projekt einen Zuschlag erhält, wird mit einer gesetzlichen Förderung in Form der Marktprämie bedacht – und auch nur in Höhe des individuell gebotenen Wertes (Ausnahme: Bürgerenergiegesellschaften, § 36g Abs. 5 EEG 2017). Die Gebote

⁵⁹ Diesem Gesichtspunkt kommt allerdings nach Erlass des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes keine große Bedeutung für Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen mehr zu, vgl. § 18 Abs. 1 S. 2, Abs. 5 StromNEV.

⁶⁰ Bei einer installierten Leistung größer als 750 kW.

⁶¹ Wenn die Inbetriebnahme ab 2021 erfolgt.

⁶² Bei einer installierten Leistung größer als 750 kW.

⁶³ Bei einer installierten Leistung größer als 150 kW.

⁶⁴ Siehe dazu etwa den Überblick bei *H. Kahl/M. Kahles/T. Müller*, Neuordnungen im EEG, ER 2016, S. 187 ff.

sind standortgebunden (§ 30 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2017) und erfordern die Leistung einer Sicherheit (§ 31 Abs. 1 EEG 2017). Bei verspäteter oder gescheiterter Verwirklichung werden Pönalen fällig (§ 55 EEG 2017). Bei Windenergieanlagen an Land ist zudem bereits eine Genehmigung nach dem BImSchG vorzulegen (§ 36 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017).

Die Teilnahme an den Ausschreibungen ist jedoch keine Voraussetzung für die Durchführung eines EE-Projektes an sich, sondern nur für die Erlangung einer gesetzlichen Förderung (zu den Unterschieden bei Windenergieanlagen auf See sogleich)⁶⁵. Durch den Verkauf des Stromes direkt an einen bestimmten Abnehmer in einem on-site oder off-site PPA oder den Abschluss eines finanziellen PPAs können ebenfalls gesicherte Einnahmen erzielt werden, ohne dass der mit den Ausschreibungsverfahren verbundene Aufwand betrieben oder die Realisierungsrisiken eingegangen werden müssten⁶⁶. Auch die Vorgaben für beschränkten Zubau im Netzausbaugebiet greifen dann nicht⁶⁷.

Bei Windenergieanlagen auf See gelten allerdings Besonderheiten, die die Teilnahme an den Ausschreibungen und einen Zuschlag nicht nur für die finanzielle Förderung voraussetzen⁶⁸. Mit dem Zuschlag werden nämlich hier nicht nur die anzulegenden Werte ermittelt, sondern es entsteht auch der Anspruch auf Anschluss der Windenergieanlage auf See an die Offshore-Anbindungsleitung sowie auf die Gewährung der zugewiesenen Netzanbindungskapazität (§§ 24 Abs. 1 Nr. 3, 37 Abs. 1 Nr. 2 WindSeeG). Vor allem aber heißt es in § 46 Abs. 1 WindSeeG, dass nur derjenige einen Antrag auf Durchführung des Planfeststellungsverfahrens zur Errichtung und zum Betrieb von Windenergieanlagen auf See stellen kann, der „über einen Zuschlag der Bundesnetzagentur auf der Fläche verfügt, auf die sich der Plan bezieht.“

Generell ist darauf hinzuweisen, dass PPAs auch ergänzend zur Inanspruchnahme der Marktprämie abgeschlossen werden können⁶⁹. Für den Anspruch auf Marktprämie sind eine bestimmte vertragliche Konstellation oder ein spezieller Vermarktungsweg nicht vorgegeben; anders als für die Einspeisevergütung (§ 2 EEV⁷⁰) besteht bei der Direktvermarktung kein Börsenzwang⁷¹. Vielmehr kommt es allein darauf an, dass der Anlagenbetreiber den Strom direkt vermarktet (§ 20 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2017) und die weiteren Voraussetzungen des § 20 EEG 2017 eingehalten werden. Eine Direktvermarktung liegt nach § 3 Nr. 16 EEG 2017 nur dann nicht vor, soweit der

⁶⁵ M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (119 f.).

⁶⁶ Dagegen müssten bei der Vertragsgestaltung jedenfalls bis zur Etablierung von allgemein geeigneten Musterverträgen individuelle Verhandlungslösungen gefunden werden, was seinerseits zu einem beachtlichen Aufwand führen kann; letztlich wird die wirtschaftliche Attraktivität der Alternativen darüber entscheiden, welche Option ein Investor bevorzugt.

⁶⁷ Vgl. M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (121 f.).

⁶⁸ Siehe auch M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (120).

⁶⁹ A. A. wohl HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 12.

⁷⁰ Erneuerbare-Energien-Verordnung.

⁷¹ Entspricht offensichtlich der herrschenden Meinung, siehe nur: B. Hennig/F. Ekardt, in: Frenz/Müggenborg et al., EEG, 5. Aufl. 2018, § 20 Rn. 11; P. Salje, EEG 2017, 8. Aufl. 2018, § 3 Rn. 78, § 20 Rn. 5; a.A. HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 12.

Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Erzeugungsanlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet wird⁷². Für on-site PPAs könnte eine gesetzliche Vergütung – je nach Ausgestaltung – also ohnehin ausgeschlossen sein⁷³.

Eine Förderung nach dem EEG bei gleichzeitiger Direktvermarktung über ein PPA stellt grundsätzlich keinen Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot des § 80 Abs. 1 S. 2 EEG 2017 dar, da auch bei der geförderten Direktvermarktung zur Erlangung der Marktprämie nach § 20 EEG 2017 mittels PPAs der Strom nicht mehrfach, sondern nur einmal an den Vertragspartner verkauft wird. Zu bedenken ist allerdings, dass im Falle der Beanspruchung der Marktprämie insoweit keine Herkunftsnachweise ausgestellt und weitergegeben werden können (§§ 79 Abs. 1 Nr. 1, 80 Abs. 2 EEG 2017; vgl. auch C.II.2.b)). Kurz gesagt: Ein durch das EEG gefördertes PPA ist möglich, es handelt sich dabei letztlich schlicht um eine besondere Variante eines Direktvermarktungsvertrages. Soll ein PPA aber gerade als Grünstromprodukt dienen, kann keine EEG-Vergütung in Anspruch genommen werden. Dies wäre allerdings *anteilig* dann möglich, soweit eine quotale Aufteilung der Strommengen zwischen EEG-Marktprämie und vertraglicher PPA-Vergütung erfolgt (§ 21b Abs. 2 EEG 2017). Für den PPA-Teil können dann auch Herkunftsnachweise zum Beleg der Grünstromeigenschaft weitergegeben werden. In jedem Fall besteht aber auch die Möglichkeit, einen erlangten Zuschlag monetär nicht auszunutzen und stattdessen die Finanzierung ausschließlich über PPAs und mit Weitergabe von Herkunftsnachweisen, also als Grünstromprodukt, zu regeln. Der Zuschlag gewährt ein Recht, stellt aber keine Verpflichtung zur Geltendmachung dieses Anspruchs da.

Zur Ausgestaltung der Vergütungen in PPAs gibt es verschiedene Optionen: Im einfachsten Fall wird über die Laufzeit des PPAs ein Fixpreis festgelegt. Daneben gibt es die Möglichkeit, Staffellungen, Gleitformeln, Ober- und Untergrenzen, oder sonstige Bedingungen, wie etwa bestimmte Bindungen an den Marktpreis oder rollierende Neubestimmungen in bestimmten Zeitabschnitten, festzulegen⁷⁴. Bei physikalischen PPAs kann daher der vereinbarte Preis pro kWh/MWh erzeugten Stromes ausgezahlt werden, bei finanziellen PPAs werden dagegen Ausgleichszahlungen in Relation zum vereinbarten Preis zu leisten sein.

b) Freiheit bei der vertraglich festgelegten Laufzeit

Während die finanzielle Förderung von EEG-Projekten nach 20 Jahren⁷⁵ im Sinne einer „anlagenbezogenen Höchstförderdauer“ endet (§ 25 S. 1 EEG 2017)⁷⁶ und auch – mit einer Ausnahme im

⁷² Zu den Anforderungen der Direktvermarktung vgl. etwa B. Hennig/H. von Bredow/F. Valentin, in: Frenz/Müggelborg et al., EEG, 5. Aufl. 2018, § 3 Rn. 92 ff.

⁷³ Vgl. auch So auch M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (119).

⁷⁴ Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018, S. 3.

⁷⁵ Bei Anlagen, deren anzulegender Wert im EEG festgesetzt ist (also nicht in Ausschreibungen ermittelt wird) wird auf den 31. Dezember des zwanzigsten Jahres abgestellt (§ 25 S. 2 EEG 2017, „20 Jahre plus“).

⁷⁶ P. Salje, in: EEG 2017, 8. Aufl. 2018, § 25 Rn. 4.

Bereich der Biomasse – keine Verlängerung möglich⁷⁷ ist, können bei PPAs die Laufzeiten individuell vereinbart und beliebig oft verlängert werden. Dies ist in besonderer Weise relevant für Anlagen, deren Höchstförderdauer abgelaufen ist und die nach neuen Wegen der gesicherten Kostendeckung oder der Anschlussfinanzierung (Reparaturen, Ertüchtigungen) ihrer bestehenden Anlagen für die Zukunft suchen. Generell dürften für „ausgeförderte“ Anlagen PPAs mit kürzerer Laufzeit in Betracht kommen, während bei Neuanlagen auch Laufzeiten bis 20 Jahre angestrebt werden⁷⁸. Welche zivil- bzw. wettbewerbsrechtlichen Vorgaben für langlaufende PPAs zu beachten sind, wird noch zu untersuchen sein (**C.Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

c) Frei vereinbarte Menge

Im EEG besteht eine kaufmännische Abnahmepflicht des erzeugten Stromes durch die Netzbetreiber in unbestimmter Höhe nur für die Förderung im Rahmen der Einspeisevergütung (§ 11 Abs. 1 S. 1, 2 i. V. m. §§ 19 Abs. 1 Nr. 2, 21 EEG 2017). Im Rahmen der geförderten Direktvermarktung (§§ 19 Abs. 1 Nr. 1, 20 EEG 2017) ist der Anlagenbetreiber – ggf. unter Einbeziehung eines Direktvermarkters als Dienstleister – dagegen selbst dazu berufen, die erzeugten Mengen in voller Höhe zu vertreiben. Die Auszahlung der Marktprämie setzt also den Verkauf des Stromes voraus und wird nicht gesichert für alle erzeugten Mengen ausgezahlt (vgl. § 23a EEG 2017 i. V. m. Anlage 1). Die Fragen der kaufmännischen Abnahme des Stromes sind zu unterscheiden von den Vorgaben zur (vorrangigen) physikalischen Abnahme des Stromes (§ 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017), auf die noch einzugehen sein wird (C.II.2.a).

In PPAs wird die kaufmännische Abnahme des Stromes individuell zwischen den Vertragsparteien festgelegt und bewegt sich dabei zwischen zwei Polen: Denkbar ist hier auf der einen Seite die Regelung einer vollständigen Abnahme des erzeugten Stromes, was ggf. zu Über- oder Unterdeckungen beim Stromabnehmer führt und ihm den Umgang mit fluktuierenden Einspeisungen aus Windenergie und PV überträgt. Dabei erscheinen auch sog. „take or pay“-Modelle denkbar, bei denen sich der Vertragspartner des EE-Anlagenbetreibers verpflichtet, eine bestimmte Strommenge zu bezahlen, auch soweit keine tatsächliche Abnahme in dieser Höhe erfolgt (Zahlungsgarantie); hierdurch wird dem Stromabnehmer das Mengenrisiko zugewiesen bzw. es erfolgt zumindest eine Teilung des Mengenrisikos zwischen Erzeuger und Abnehmer⁷⁹.

Alternativ kann auf der anderen Seite auch die Lieferung einer konstanten Menge im PPA vereinbart werden⁸⁰, woraus eine zusätzliche Pflicht für die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Windenergie oder solarer Strahlungsenergie resultiert, auch bei fehlendem Wind oder

⁷⁷ Eine Ausnahme gilt allerdings im Bereich der Biomasse-Anlagen, siehe dazu § 39f EEG 2017.

⁷⁸ Vgl. DFBEW, Corporate Power Purchase Agreements (Corporate PPAs) für erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich, 2018, S. 11.

⁷⁹ Vgl. hierzu: C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 191 ff., auch zur rechtlichen Zulässigkeit solcher Abreden; zudem: DFBEW, Corporate Power Purchase Agreements (Corporate PPAs) für erneuerbare Energien in Deutschland und Frankreich, 2018, S. 10.

⁸⁰ Letzteres wird auch als baseload PPA bezeichnet.

fehlender Sonne bzw. fehlender technischer Verfügbarkeit der Anlage eine Lieferung sicherzustellen. Kann der Stromerzeuger eine vertraglich festgelegte Strommenge wetterbedingt nicht bereitstellen, muss er Differenzmengen ggf. am Spotmarkt beschaffen und trägt insoweit das Mengen- und Preisrisiko⁸¹. Dabei kann zudem weitergehend geregelt werden, dass der Erzeuger auch für die Grünstromeigenschaft und/oder Regionalität des anderweitig beschafften Stromes einzustehen hat.

d) Entgelt für dezentrale Einspeisung

Entgelte für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte) sind mit Erlass des Netzentgeltmodernisierungsgesetzes (NEMoG) für Anlagen mit volatiler Erzeugung kein relevanter Faktor mehr und spielen damit auch für die Betrachtung von PPAs keine Rolle. Diese werden an sich den Betreibern dezentraler Erzeugungsanlagen ausgezahlt, soweit durch ihre Einspeisung auf Verteilnetzebene weniger Strombezug aus höherrangigen Netzebenen erfolgen muss.

Wird die Stromeinspeisung nach dem EEG gefördert, ist ohnehin keine gleichzeitige Inanspruchnahme von vermiedenen Netzentgelten möglich (§ 19 Abs. 2 EEG 2017 i. V. m. § 18 Abs. 1 S. 4 Nr. 1 StromNEV). Wird keine⁸² EEG-Förderung in Anspruch genommen, konnten bislang vermiedene Netzentgelte beansprucht werden. Allerdings wurde diese Art der Förderung für neue Anlagen mit volatiler Erzeugung (Windkraft, Photovoltaik) mit dem NEMoG abgeschafft (§ 18 Abs. 1 S. 2 StromNEV). Für Bestandsanlagen mit volatiler Erzeugung erfolgt zudem eine schrittweise Abschaffung bis zum 1. Januar 2020 (§ 18 Abs. 5 StromNEV, § 120 Abs. 3 EnWG).

2. Fortgeltung von EEG-Regelungen trotz Abschlusses eines EE-PPAs

Während die EEG-Vorgaben zur finanziellen Förderung durch individualvertragliche Regelungen in PPAs im Wesentlichen ersetzt werden, solange nicht PPAs in Kombination mit der Marktprämie ohne Weitergabe der Grünstromeigenschaft genutzt werden, bestehen die sonstigen Regelungen des EEGs auch neben den PPAs fort. Dies betrifft insbesondere die Vorschriften für die Netzintegration, also den vorrangigen Netzanschluss, die vorrangige physikalische Abnahme, die Kapazitätserweiterungspflicht, das Einspeisemanagement und die Härtefallentschädigung. Von besonderer Bedeutung sind zudem die Regelungen zur Weitergabe von Herkunftsnachweisen. Je nach Ausgestaltung des PPAs ist auch zu beachten, dass ein Erzeuger oder Direktvermarkter von Strom zum Zahlungsverpflichteten der EEG-Umlage wird. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass sich PPAs in allen Gestaltungsformen in das (erweiterte) Vermarktungsregime des EEG einordnen lassen, allerdings ohne, dass daran besondere Rechtsfolgen geknüpft sind.

⁸¹ HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 8.

⁸² Auf § 52 Abs. 4 EEG 2017 ist hinzuweisen, der eine Streichung des Entgelts für dezentrale Einspeisung als Sanktionsmechanismus vorsieht.

a) Vorschriften für die Netzintegration (Regelungen zu Netzanschluss, Abnahmepflicht, Kapazitätserweiterungspflicht, Einspeisemanagement und Härtefallentschädigung⁸³)

Die allgemeinen Pflichten des EEGs⁸⁴ zum vorrangigen Netzanschluss (§ 8 EEG 2017), zur vorrangigen physikalischen Abnahme des erzeugten Stromes (§ 11 EEG 2017) sowie zur Erweiterung der Netzkapazität (§ 12 EEG 2017) gelten auch außerhalb der Inanspruchnahme einer finanziellen Förderung zugunsten der EE-Anlagenbetreiber (bei on-site PPAs dürfte dies allerdings ohne Relevanz sein). Gleiches gilt für die Pflicht der Netzbetreiber zur Auszahlung einer Härtefallentschädigung (§ 15 EEG 2017) im Falle der engpassbedingten Abregelung. Umgekehrt sind die Anlagenbetreiber allerdings auch im Rahmen von PPAs nicht vor Maßnahmen des Einspeisemanagements (§ 14 EEG 2017 i. V. m. § 13 EnWG) geschützt. Die Anwendbarkeit der genannten Vorschriften folgt bereits daraus, dass diese nicht im Bereich der Vergütungsvorschriften des EEGs (Teil 3, §§ 19 ff. EEG 2017) geregelt sind, sondern im vorgelagerten Teil 2 (§§ 8 ff. EEG 2017), der sich allgemein mit Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung befasst.

Insbesondere bedeutet das, dass Strom, der aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde, auch dann vorrangig physikalisch abzunehmen ist, wenn keine Vergütung nach dem EEG in Anspruch genommen wird. Treten also Engpassituationen auf, dann sind grundsätzlich zunächst konventionelle Anlagen abzuregulieren, bevor auf EE-Anlagen zurückgegriffen werden darf (§§ 11 Abs. 1 S. 1, 14 EEG 2017). Die Regelung der Vergütungsfrage über ein PPA hat hierauf keinen Einfluss. Dies gilt auch für die Frage der Entschädigung, falls doch Drosselungen von EE-Anlagen vorgenommen werden müssen. Die betroffenen Anlagenbetreiber können hier 95 Prozent⁸⁵ ihrer entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen gegenüber ihrem Anschluss-Netzbetreiber geltend machen (§ 15 Abs. 1 S. 1 EEG 2017)⁸⁶.

Bei PPA-Modellen ohne gesetzliche Förderung ist noch zu beachten, dass Anlagenbetreiber bei Verstößen gegen § 9 Abs. 1, 2, 5, 6 EEG 2017 zu technischen Vorgaben bezüglich der Fernsteuerbarkeit von Anlagen oder § 21b Abs. 3 EEG 2017 zur Messung und Bilanzierung in der Direktvermarktung insbesondere⁸⁷ (solange der Verstoß anhält) das Recht auf vorrangige physikalische Stromabnahme verlieren (§ 52 Abs. 4 EEG 2017). Dies ist eine Besonderheit bei ungefördernten

⁸³ Hinweis: Im Rahmen des sog. Energiesammelgesetzes (ESaG), das derzeit ausgearbeitet wird (oder im Nachgang zu dieser Novelle) ist u.a. mit der „Umtopfung“ von Einspeisemanagement und Härtefallentschädigung aus dem EEG in das EnWG zu rechnen. Dabei ist geplant, künftig EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch zu integrieren. Die vorrangige Einspeisung wird hierdurch jedoch nicht angetastet.

⁸⁴ M. Uibeleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (122); auch: FA Wind, Was tun nach 20 Jahren? – Repowering, Weiterbetrieb oder Stilllegung von Windenergieanlagen nach Förderende, 2018, S. 45 f.

⁸⁵ Übersteigen die entgangenen Einnahmen 1 Prozent der Jahreseinnahmen, sind die Anlagenbetreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen, § 14 Abs. 1 S. 2 EEG 2017.

⁸⁶ Zur Berechnung der Entschädigungshöhe vgl. die frisch überarbeiteten Vorgaben in BNetzA, Leitfaden zum Einspeisemanagement, Version 3.0, Juni 2018. Die Vorgaben sind zwar nicht rechtsverbindlich, ihre Einhaltung gewährleistet aber, dass seitens der BNetzA keine Einwände gegen die ausgezahlten Entschädigungen bzw. die Kostenweitergabe der Netzbetreiber über die Netzentgelte zu erwarten sind.

⁸⁷ Daneben verlieren sie – soweit noch relevant – den Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV.

Vermarktungsmodellen, da hier nicht – wie im Rahmen der geförderten Vermarktung (§ 52 Abs. 1-3 EEG 2017) – Sanktionen über eine Verringerung des anzulegenden Wertes durchgesetzt werden können.

b) Regelungen zur Weitergabe von Herkunftsnachweisen

Ein wesentlicher Bestandteil von vielen PPAs dürfte in der Weitergabe von Herkunftsnachweisen liegen. Hierbei handelt es sich um elektronische Dokumente, die als Nachweis gegenüber den Endverbrauchern dienen, dass eine bestimmte Energiemenge aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde (Art. 2 lit. j) der EE-RL 2009⁸⁸, § 3 Nr. 29 EEG 2017).

Wird Strom aus EE-Anlagen nach dem EEG gefördert, können im deutschen Recht durch das Umweltbundesamt (UBA) aber keine solchen Nachweise über die EE-Eigenschaft des Stromes ausgestellt werden (§ 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017)⁸⁹ bzw., es darf keine Weitergabe von Herkunftsnachweisen durch die Anlagenbetreiber erfolgen (§ 80 Abs. 2 EEG 2017)⁹⁰. Auf diese Weise soll eine mehrfache kommerzielle Verwertung der positiven Umwelteigenschaften von EE-Strom verhindert werden⁹¹. Es ist zwar auch zulässig, PPAs abzuschließen, bei denen der Stromerzeuger zugleich die Marktprämie in Anspruch nimmt, Herkunftsnachweise können dann aber nicht weitergegeben werden (vgl. bereits oben C.II.1.a)).

Wird die Stromeinspeisung dagegen nicht gesetzlich gefördert, greifen diese Regelungen nicht. Im Rahmen von solchen PPAs können demnach Herkunftsnachweise über die grüne Eigenschaft des Stromes vom Anlagenbetreiber an den Stromabnehmer weitergegeben werden⁹². Letzterer hat damit die Möglichkeit, die Herkunft des bezogenen Stromes aus erneuerbaren Energien strategisch zu vermarkten. Herkunftsnachweise können durch das UBA pro erzeugte und an Letztverbraucher gelieferte Megawattstunde (MWh) ausgestellt werden (§ 79 Abs. 4 EEG 2017) und sind übertragbar (vgl. § 79 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2018).

⁸⁸ RL 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, Abl. EU Nr. L 140/16 vom 05.06.2009. In der Neufassung der EE-Richtlinie definiert in Art. 2 Nr. 12.

⁸⁹ Dies ist nach der geltenden EE-Richtlinie zulässig, vgl. Art. 15 Abs. 2 UAbs. 3 der RL 2009/28/EG (EE-RL 2009); dazu: *W. Lehnert/C. Rühr*, in: *Zenke/Schäfer, Energiehandel in Europa*, 4. Aufl. 2017, §7 Rn. 22; Im Ergebnis wird sich daran durch die Neufassung der EE-Richtlinie nichts ändern müssen, vgl. *A. Papke/M. Kahles*, *Neue EU-Vorgaben für Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung? – Die Vorschläge im Rahmen des Winterpakets und ihre möglichen Auswirkungen auf das deutsche Recht*, *Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht* Nr. 34 vom 30.05.2018, S. 8.

⁹⁰ *A. Papke/M. Kahles*, *Neue EU-Vorgaben für Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung? – Die Vorschläge im Rahmen des Winterpakets und ihre möglichen Auswirkungen auf das deutsche Recht*, *Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht* Nr. 34 vom 30.05.2018, S. 10.

⁹¹ BT-Drs. 16/8148, S. 73.

⁹² So auch *M. Uibeleisen/S. Groneberg*, *Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens*, *RdE* 2018, S. 114 ff. (121); vgl. zudem: *Energy Brainpool, Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien*, 2018, S. 3, 5.

Die Regelungen zur regionalen Grünstromkennzeichnung nach § 79a EEG 2017, die dem Nachweis der Lieferung von EE-Strom aus der Region dienen sollen⁹³, gelten dem Gesetzeswortlaut nach nur bei gleichzeitiger Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 20 EEG 2017 und sind deshalb bei PPA-Ausgestaltungen ohne gesetzliche Vergütung nicht anwendbar. Allerdings kann die Regionalität des erzeugten Grünstromes über die Herkunftsnachweise nach § 79 EEG 2017 belegt werden⁹⁴, so dass für die Beteiligten in solchen PPAs keine Nachteile entstehen dürften.

An dieser Stelle ist noch darauf hinzuweisen, dass im Rahmen des EU-Gesetzgebungspakets "Saubere Energie für alle Europäer"⁹⁵, auch über die künftige Gestaltung des Herkunftsnachweis-Systems in der EU diskutiert wurde. Insbesondere stand hier die Frage im Mittelpunkt, ob die Mitgliedstaaten künftig verpflichtend auch Herkunftsnachweise für geförderten EE-Strom ausstellen müssen. Die letztendlich beschlossene Fassung der Neuregelungen zu Herkunftsnachweisen enthält keine diesbezügliche Verpflichtung und führt daher zu keinem wesentlichen Umsetzungsbedarf im deutschen Recht⁹⁶. Das Europaparlament hat der Neufassung der EE-RL bereits zugestimmt, eine Beschlussfassung im Rat ist für Anfang Dezember geplant⁹⁷.

c) EEG-Umlage-Pflicht

Liefert ein Erzeuger oder Direktvermarkter Strom direkt an einen Letztverbraucher (also insbesondere bei einem Corporate-PPA), dann führt dies dazu, dass der Erzeuger bzw. Direktvermarkter insoweit zu einem „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ im Sinne von § 3 Nr. 20 EEG 2017 wird. Damit ist er u. a. auch Adressat für die Zahlung der EEG-Umlage (§ 60 Abs. 1 S. 1 EEG 2017)⁹⁸, wobei freilich eine finanzielle Weiterreichung an die im Rahmen des PPAs belieferten Letztverbraucher möglich und wahrscheinlich ist. Dass die EE-Anlagenbetreiber insoweit nicht

⁹³ § 79a Abs. 6 S. 1, 2 EEG 2017: „Das Umweltbundesamt entwertet auf Antrag einen Regionalnachweis, wenn er für Strom aus einer Anlage ausgestellt worden ist, die sich in der Region des belieferten Letztverbrauchers befindet. Die Region des belieferten Letztverbrauchers umfasst alle Postleitzahlengebiete, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um das Postleitzahlengebiet befinden, in dem der Letztverbraucher den Strom verbraucht.“

⁹⁴ *W. Vaudlet/C. Berberich*, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 6 – EEG/WindSeeG, 4. Aufl. 2018, § 79a EEG Rn. 16, unter Bezugnahme auf BT-Drs. 18/8860, S. 244 f.

⁹⁵ COM(2016) 860 final vom 30.11.2016 („Saubere Energie für alle Europäer“).

⁹⁶ Vgl. hierzu insgesamt *A. Papke/M. Kahles*, Neue EU-Vorgaben für Herkunftsnachweise und Stromkennzeichnung? – Die Vorschläge im Rahmen des Winterpakets und ihre möglichen Auswirkungen auf das deutsche Recht, Würzburger Berichte zum Umweltenergie recht Nr. 34 vom 30.05.2018.

⁹⁷ Vgl. zum aktuellen Stand des Gesetzgebungsverfahrens: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans> .

⁹⁸ *M. Uibeleisen/S. Groneberg*, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (118, 122).

unmittelbar von den EEG-Förderungen profitieren, soweit sie diese nicht in Anspruch nehmen (können), ist irrelevant.

d) Einordnung von EE-PPAs in das erweiterte Vermarktungsregime des EEG 2017 (Veräußerungsformen)

Aus § 21b Abs. 1 S. 1 EEG 2017 ergibt sich, dass jede EE-Anlage einer der dort genannten Veräußerungsformen zuzuordnen ist. Genannt sind die Marktprämie, die Einspeisevergütung, der Mieterstromzuschlag sowie die sog. sonstige Direktvermarktung. Soweit es bei PPAs um eine Alternative zur Beanspruchung von gesetzlichen Vergütungen nach dem EEG geht, kommt für off-site PPAs insoweit nur die sonstige Direktvermarktung in Betracht (§ 21a EEG 2017)⁹⁹. Bei dieser besteht kein Zahlungsanspruch gegen den Netzbetreiber (vgl. § 19 EEG 2017). Die sonstige Direktvermarktung stellt insoweit eine Art Auffangtatbestand dar; in § 21a EEG 2019 heißt es hierzu:

„Das Recht der Anlagenbetreiber, den in ihren Anlagen erzeugten Strom ohne Inanspruchnahme der Zahlung nach § 19 Absatz 1 direkt zu vermarkten (sonstige Direktvermarktung), bleibt unberührt.“

Im Grunde ist die Regelung zur sonstigen Direktvermarktung im EEG nur eine Klarstellung, dass es auch Vermarktungsformen für Strom aus EE-Anlagen gibt, die nicht mit einer gesetzlich ausgestalteten Vergütung verbunden sind. Besondere Rechtsfolgen werden hieran nicht geknüpft.

Möchte ein EE-Anlagenbetreiber nicht seine ganze Stromerzeugung über ein PPA vermarkten, sondern für bestimmte Anteile die EEG-Vergütung in Anspruch nehmen, ist eine prozentuale Aufteilung auf sonstige Direktvermarktung und Marktprämie möglich (§ 21b Abs. 2 S. 1 EEG 2017). Auch eine gleichzeitige, doppelte Vermarktung über PPA und EEG-Förderung – aber ohne Weitergabe von Herkunftsnachweisen – ist nicht ausgeschlossen (bezogen auf off-site PPAs und finanzielle PPAs, vgl. oben C.II.1.a)).

Bei on-site PPAs, wenn also die Stromlieferung nicht über das öffentliche Stromnetz erfolgt, gilt die Besonderheit, dass es sich hierbei nicht um eine Direktvermarktung im Sinne von § 3 Nr. 16 EEG 2017 handelt, soweit der Strom

„in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz durchgeleitet“

wird (vgl. ebenfalls oben C.II.1.a)). Mit räumlicher Nähe ist eine geringe räumliche Entfernung oder die unmittelbare Umgebung gemeint, wobei durch das Tatbestandselement der „Unmittelbarkeit“ eine weitere Eingrenzung vorgenommen wird¹⁰⁰. Ein on-site PPA ist damit ggf. nicht der

⁹⁹ So auch *M. Uibeleisen/S. Groneberg*, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (118 f.).

¹⁰⁰ Näheres hierzu *H. Schumacher*, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 6 – EEG/WindSeeG, 4. Aufl. 2018, § 3 EEG Rn. 69.

sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen, sondern eigenständig zu betrachten¹⁰¹. Besondere Konsequenzen sind aus dieser Einordnung aber (ebenfalls) nicht abzuleiten.

III. Zivilrechtliche Einordnung und Ausgestaltung von EE-PPAs

Neben den Vorschriften des Energierechts spielen bei der Ausgestaltung von PPAs auch die allgemeinen zivilrechtlichen Regelungen eine bedeutende Rolle. Soweit die finanziellen Aspekte bei PPAs nicht durch das gesetzliche Schuldverhältnis der EEG-Vergütung geprägt sind, haben die Vertragspartner eine größere Freiheit, individuelle Lösungen zu finden und vertraglich auszugestalten. Dies ist Chance und Risiko zugleich. Gerade wenn es um Modelle geht, die eine Direktlieferung von Strom von einem Erzeuger oder Direktvermarkter an einen Letztverbraucher vorsehen (etwa Corporate-PPAs), kann dabei bislang nicht auf ein bereits etabliertes, standardisiertes Vertragsmuster als Grundlage eines PPAs zurückgegriffen werden. Alle bis jetzt abgeschlossenen oder in der Diskussion befindlichen PPAs ohne zwischengeschalteten „klassischen“ Versorger können wohl als vollständig individuell ausgehandelte Unikate bezeichnet werden¹⁰².

Typische, derzeit im Energierecht relevante Verträge, die mit solchen PPAs verglichen werden können, sind Stromlieferverträge mit Endkunden, Stromhandelsverträge im OTC-Handel („over the counter“, außerbörslicher Handel) und Direktvermarktungsverträge. Keiner der genannten Vertragstypen passt jedoch in seinem typischen Anwendungsbereich deckungsgleich auf Direktlieferungs-PPAs:

- Endkunden-Stromlieferverträge sind dem Stromvertrieb zugeordnet und werden als Dauerschuldverhältnisse zwischen Versorgern und Letztverbrauchern geschlossen¹⁰³; sie sehen die „rundum-sorglos-Belieferung“ mit Strom vor¹⁰⁴. Bei Direktlieferungs-PPAs werden jedoch Vertragsverhältnisse unmittelbar zwischen Erzeugern bzw. Direktvermarktern und Verbrauchern begründet – klassische Versorger sollen hier maximal als Dienstleister (Bilanzkreismanagement) eingesetzt werden¹⁰⁵. Zuzugeben ist allerdings, dass hier klare Abgrenzungen schwer zu ziehen sind, da nach der gesetzlichen Einordnung der Erzeuger/Direktvermarkter in einem PPA bei der Stromlieferung an Letztverbraucher selbst zum Versorger mit entsprechender Pflichtenstellung wird (vgl. oben C.I.).

¹⁰¹ M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (119).

¹⁰² Erkenntnis gründet sich auf eine Akteursbefragung zu PPAs im Vorfeld der Abfassung dieses Papiers.

¹⁰³ Vgl. zur Definition des Stromvertriebs etwa A. Keil, in: Maslaton, Windenergieanlagen – Praxishandbuch, 2015, S. 323.

¹⁰⁴ Vgl. C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 9 ff. („Vollversorgungsverträge“, „all-inclusive-Vertrag“).

¹⁰⁵ Dazu auch M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (116).

- OTC-Stromhandelsverträge können zwar auf allen Stufen – wenngleich vorrangig am Großhandelsmarkt – und zwischen allen Beteiligten innerhalb der Energiewirtschaft abgeschlossen werden, zielen aber im Gegensatz zu den meisten PPA-Formen nicht zwangsläufig auf langfristige Vertragsverhältnisse zwischen den gleichen Vertragspartnern über vertraglich fixierte Stromlieferungen zu vorab definierten Preisen oder Preisspannen, sondern bieten gerade auch die Möglichkeit, jeweils individuell bestimmte Mengen zu schwankenden Preisen zu beschaffen¹⁰⁶. Für die erleichterte Abwicklung kann im OTC-Handel auf verschiedene Musterverträge wie den EFET-Rahmenvertrag zurückgegriffen werden¹⁰⁷.
- Direktvermarktungsverträge sind Verträge zwischen Erzeugern und bestimmten Dienstleistern, den Direktvermarktungsunternehmern (§ 3 Nr. 17 EEG 2017), die für die Erzeuger die Vermarktung des Stromes übernehmen¹⁰⁸. Die Stromlieferung erfolgt dabei in den Bilanzkreis des Direktvermarktungsunternehmers¹⁰⁹. Unmittelbare Verträge zwischen Erzeugern und Verbrauchern, wie sie bei Direktlieferungs-PPAs geschlossen werden, kommen hier in der Regel nicht zustande.

Auch wenn die genannten Vertragstypen jeweils nicht unmittelbar passfähig sind, können sie als Vorbilder für die zivilrechtliche Vertragsausgestaltung herangezogen werden. Möglicherweise kann etwa auf der Basis des EFET-Rahmenvertrags im OTC-Energiehandel zukünftig ein Mustervertrag für Direktlieferungs-PPAs im Allgemeinen oder Corporate-PPAs im Speziellen erarbeitet werden.

Die Grundlage für die zivilrechtliche Ausgestaltung aller PPA-Formen bilden das Kaufvertragsrecht nach §§ 433 ff. BGB sowie die Vorgaben des BGB zu Dauerschuldverhältnissen (etwa § 314)¹¹⁰. Insbesondere folgende Bereiche sollten vertraglich fixiert werden¹¹¹:

- Nennung der Vertragspartner sowie von Leistung und Gegenleistung
- Beschreibung der gewählten PPA-Gestaltungsform
- Vereinbarungen zu den Vergütungsmodalitäten, zur Laufzeit des PPAs sowie zur Liefermenge
- Regelungen zur Weitergabe von Herkunftsnachweisen

¹⁰⁶ Vgl. zur Definition des Stromhandels etwa: *J. Fried*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, 3. Aufl. 2014, S. 173 f.; *A. Keil*, in: Maslaton, Windenergieanlagen – Praxishandbuch, 2015, S. 323.

¹⁰⁷ Siehe hierzu: *J. Fried*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, 3. Aufl. 2014, S. 161 ff., 193 ff.; *C. Dessau/C. Fischer*, in: Zenke/Schäfer, Energiehandel in Europa, 4. Aufl. 2017, § 24 Rn. 1 ff., 28 ff.

¹⁰⁸ Dazu *S. Staake*, in: Maslaton, Windenergieanlagen – Praxishandbuch, 2015, S. 332 ff.

¹⁰⁹ *S. Staake*, in: Maslaton, Windenergieanlagen – Ein Praxisbuch, 2015, S. 332.

¹¹⁰ *C. de Wyl/J.B. Soetebeer*, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 82 ff.; *S. Neveling/K.-P. Schönrock*, in: Zenke/Schäfer, Energiehandel in Europa, 4. Aufl. 2017, § 25 Rn. 7.

¹¹¹ Vgl. hierzu *C. de Wyl/J.B. Soetebeer*, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 61 ff. Ohne Anspruch auf Vollständigkeit.

- Ggf. Vereinbarungen zur Übernahme der Bilanzkreisverantwortung sowie zum Abschluss gesonderter Netznutzungsverträge
- Regelung der Zahlungspflichten bezüglich EEG-Umlage, Netzentgelt usw.
- Regelungen zum Umgang mit Ausfallzeiten, auch etwa aufgrund von Netzsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber (Einspeisemanagement/§ 14 EEG 2017)¹¹²
- Festlegungen zur Messung des verbrauchten Stroms
- Kündigungsrechte und -fristen (vorzeitige Vertragsbeendigung)
- Haftungs- und Entschädigungsregelungen
- Festlegungen zur Ersatzbelieferung
- Gewährung von Sicherheiten
- Insolvenzbestimmungen
- Anpassungsklauseln
- Salvatorische Klauseln (Teilerhaltung des Vertrages bei einzelnen nichtigen Regelungen)
- Verlängerungsoptionen

IV. Besondere rechtliche Vorgaben und Einschränkungen bei der Ausgestaltung von EE-PPAs

Nach dem kurzen Überblick zur allgemeinen zivilrechtlichen Vertragsausgestaltung soll in einem letzten Punkt noch erörtert werden, inwiefern besondere rechtliche Vorgaben und Einschränkungen bestehen, die bei der Ausgestaltung von PPAs zu beachten sind. Hier ist insbesondere von Bedeutung, welche Restriktionen bei der Ausgestaltung der Vertragslaufzeit bestehen. Zudem ist darzustellen, inwieweit bei finanziellen PPAs Vorschriften aus dem Bereich der Finanzmarktregulierung einschlägig sind.

1. Lange Vertragslaufzeit als mögliches Rechtsproblem bei EE-PPAs

Eine lange Vertragslaufzeit ist häufig ein wesentliches Merkmal von PPAs. Nur durch möglichst lange Bindungen zwischen Erzeugern und Stromabnehmern, die individuell festgelegte Vergütungen in bestimmter Höhe garantieren, kann eine Finanzierung der Erzeugungsanlage abgesichert bzw. überhaupt erst ermöglicht werden. Allerdings sind langlaufende Verträge rechtlich

¹¹² Vgl. HSH Nordbank, Corporate PPA – Branchenstudie April 2018, S. 8.

nicht ganz unproblematisch¹¹³. Dies betrifft vorrangig drei Gesichtspunkte: Sittenwidrigkeit (§ 138 BGB), AGB-Recht (§§ 305 ff. BGB) sowie Wettbewerbsrecht (Art. 101 ff. AEUV, GWB).

a) Sittenwidrigkeit (§ 138 BGB)

Verstöße gegen die guten Sitten nach § 138 BGB sind beim Abschluss von PPAs hinsichtlich der diskutierten Laufzeiten von bis zu 20 Jahren nicht zu erwarten. Diesen Bereich erreicht man im Allgemeinen erst dann, wenn sich die (lange) Laufzeit eines Vertrages mit ökonomischen Erwägungen schlechthin nicht erklären lässt¹¹⁴. Bei PPAs ist das Gegenteil der Fall: Der Vertragsschluss für einen möglichst langen Zeitraum erfüllt gerade den Zweck der finanziellen Berechenbarkeit für beide Seiten. Auch die Ausbeutungs- bzw. Ausnutzungstatbestände des § 138 Abs. 2 BGB (Zwangslage, Unerfahrenheit, Mangel an Urteilsvermögen, erhebliche Willensschwäche) dürften hier nicht relevant werden.

b) AGB-Recht (§§ 305 ff. BGB)

Etwas diffiziler ist die Beurteilung bei der Heranziehung des AGB-Rechts (§§ 305 ff. BGB). Hier gilt, dass die speziellen Klauselverbote der §§ 308 (Nr. 1 sowie Nr. 2 bis 8) und 309 BGB auf Verträge zwischen Unternehmern nicht anzuwenden sind (§ 310 Abs. 1 S. 1 BGB). Dies ändert jedoch nichts daran, dass die Generalklausel des § 307 BGB heranzuziehen ist. Werden also zum Abschluss von PPAs Allgemeine Geschäftsbedingungen, also

„für eine Vielzahl von Verträgen vorformulierte [...] Vertragsbedingungen, die eine Vertragspartei (Verwender) der anderen Vertragspartei bei Abschluss eines Vertrags stellt“ (§ 305 Abs. 1 S. 1 BGB),

verwendet, so greifen ggf. die Grundgedanken des AGB-Rechts. Eine Vorformulierung für eine Vielzahl von Verträgen, wie sie im BGB gefordert ist, ergibt sich für PPAs insbesondere bei einer mehrfachen Nutzung desselben Vertragsformulars beim Abschluss mehrerer PPAs, bei der Erstellung und Nutzung eines Muster-PPAs sowie bei der Nutzung existierender Muster-Texte anderer Vertragstypen¹¹⁵.

Ist das AGB-Recht danach anwendbar, so hat dies zur Folge, dass Bestimmungen in AGB unwirksam sind,

„wenn sie den Vertragspartner des Verwenders entgegen den Geboten von Treu und Glauben unangemessen benachteiligen“ (§ 307 Abs. 1 BGB).

¹¹³ Als klassisches Beispiel sind hier die sog. Bierlieferungsverträge zu nennen, vgl. *W. Weidenkaff*, in: Palandt, BGB, 76. Aufl. 2017, vor § 535 Rn. 31, sowie *J. Ellenberger*, in: Palandt, BGB, 76. Aufl. 2017, § 138 Rn. 81.

¹¹⁴ *C. de Wyl/J.B. Soetebeer*, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 168.

¹¹⁵ Kritisch in Bezug auf das Vorliegen von AGB beim EFET-Rahmenvertrag: *J. Fried*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, 3. Aufl. 2014, S. 240 ff.

Die Klauselverbote des § 309 BGB dienen dabei, auch wenn sie zwischen Unternehmern nicht unmittelbar gelten, zumindest als Indiz für die Unwirksamkeit einer Klausel¹¹⁶. So heißt es in § 309 Nr. 9 BGB zu Dauerschuldverhältnissen, dass Klauseln, die eine längere Laufzeit als zwei Jahre, eine stillschweigende Verlängerung um jeweils mehr als ein Jahr oder eine längere Kündigungsfrist als drei Monate vor Vertragsende vorsehen, unwirksam sind. Hieraus könnte man ableiten, dass in PPAs Vertragslaufzeiten, die deutlich über die genannten zwei Jahre hinausgehen, unwirksam sind – zumindest dann, wenn keine ausreichenden Kündigungs- oder Vertragsanpassungsrechte bestehen¹¹⁷. Allerdings stellt sich hierbei die Frage, inwieweit geschäftserfahrene Unternehmer (langjährige Projektierer bzw. Betreiber von EE-Anlagen, Energieversorger, große Unternehmen als Stromabnehmer) tatsächlich schutzbedürftig im Sinne des AGB-Rechts sind¹¹⁸.

In jedem Fall besteht hier für PPAs aber eine gewisse Rechtsunsicherheit. Es ist nicht auszuschließen, dass sich ein Vertragspartner im Laufe der vertraglichen Bindung auf AGB-Vorschriften beruft, um eine vorzeitige Beendigung des Vertrages zu erzwingen. Insbesondere für den Fall, dass sich künftig Muster-PPAs am Markt entwickeln, sind die AGB-Vorschriften im Auge zu behalten.

c) Wettbewerbsrecht (Art. 101 ff. AEUV, GWB)

Bei allen langfristigen Verträgen mit hohen Ausschließlichkeitswirkungen sind aufgrund der immanenten Marktverschließungswirkung die Vorschriften des Wettbewerbsrechts von Bedeutung¹¹⁹. Dies ist dann der Fall, wenn eine Bedarfsdeckung in einem Bereich in hohem Maße oder gar vollständig aus einem bestimmten Vertrag erfolgt. Lange Laufzeiten sind also nicht per se wettbewerbsrechtlich relevant, sondern nur in Verbindung mit einem hohen Maß an Bedarfsdeckungswirkung¹²⁰. Man spricht bereits dann von einer Gesamtbedarfsdeckungsverpflichtung, wenn ein Abnehmer mindestens 80 Prozent seines gesamten Bedarfs an Energie durch einen bestimmten Lieferanten zu decken hat¹²¹. Da bei PPAs sowohl auf Seiten des Stromerzeugers als auch des Stromabnehmers eine umfassende bis vollständige Strombelieferung denkbar ist und häufig lange Vertragslaufzeiten intendiert sind, ist eine Auseinandersetzung mit den einschlägigen Regelungen des Wettbewerbsrechts unabdingbar.

Nach Art. 101 Abs. 1 AEUV sind alle Vereinbarungen zwischen Unternehmen, Beschlüsse von Unternehmensvereinigungen sowie aufeinander abgestimmte Verhaltensweisen,

¹¹⁶ Vgl. C. Grüneberg, in: Palandt, BGB, 76. Aufl. 2017, § 307 Rn. 40.

¹¹⁷ Vgl. C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 170, m.w.N.

¹¹⁸ Vgl. C. Grüneberg, in: Palandt, BGB, 76. Aufl. 2017, § 307 Rn. 39.

¹¹⁹ Vgl. C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 171, unter Bezugnahme auf BGHZ 143, S. 103 ff.

¹²⁰ Vgl. C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 171.

¹²¹ Vgl. C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 161.

„welche den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen geeignet sind und eine Verhinderung, Einschränkung oder Verfälschung des Wettbewerbs innerhalb des Binnenmarkts bezwecken oder bewirken“,

verboten. Man spricht – etwas verkürzt – vom sog. *Kartellverbot*. Hier wird immer ein Zusammenwirken (kollusives Verhalten) mehrerer selbständiger Unternehmen vorausgesetzt¹²². Das deutsche Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB) enthält in § 1 eine im Wesentlichen gleichlautende Vorschrift für rein innerdeutsche Sachverhalte¹²³.

PPAs sind im Sinne von Art. 101 Abs. 1 AEUV bzw. § 1 GWB als Vereinbarungen zwischen Unternehmen einzuordnen, die – im Falle langer Laufzeiten mit hohen Bezugsbindungen¹²⁴ – Wettbewerbsverfälschungen jedenfalls faktisch *bewirken* können. Es kommt nicht darauf an, ob solche Wettbewerbsverfälschungen auch *bezweckt* werden¹²⁵. Allerdings ist es erforderlich, dass die Beeinträchtigungen des Wettbewerbs „spürbar“ sind¹²⁶. Inwiefern einzelne PPAs geeignet sind, den Marktzugang für Mitbewerber im Sinne ihrer Absatz- und Versorgungsmöglichkeiten spürbar zu erschweren, ist fraglich. Allerdings ist nach der Rechtsprechung des EuGHs eine Gesamtbetrachtung vorzunehmen, bei der auch gleichartige, parallel abgeschlossene Verträge der beteiligten Unternehmen oder von Drittunternehmen mit zu bewerten sind (sog. Bündeltheorie)¹²⁷. Damit dürfte das Kartellverbot für PPAs, zumindest im Falle einer zunehmenden Verbreitung in Deutschland, ein wesentlicher Prüfstein sein.

Die entscheidende Frage ist insoweit, welche Vertragslaufzeiten in PPAs noch als zulässig angesehen werden können. Pauschale Antworten können hier nicht gegeben werden, da es grundsätzlich keine in Gesetzen, Verordnungen oder sonstigen Rechtssätzen festgeschriebenen Höchstgrenzen gibt. Soweit es um Entscheidungen von EU-Kommission, Bundeskartellamt oder Gerichten geht, kann dagegen zwar auf umfassende Fallsammlungen zurückgegriffen werden¹²⁸. Allerdings betreffen diese die Bereiche konventioneller Stromlieferung bzw. die vom Stromsektor

¹²² H. Schröter/P. Voet van Vormizeele, in: Schröter/Jakob/Klotz/Mederer, Europäisches Wettbewerbsrecht, 2. Aufl. 2014, S. 260.

¹²³ Zum Verhältnis von zwischen dem EU-Wettbewerbsrecht und dem Wettbewerbsrecht der Mitgliedstaaten: H. Schröter, in: Schröter/Jakob/Klotz/Mederer, Europäisches Wettbewerbsrecht, 2. Aufl. 2014, S. 230 ff.

¹²⁴ Dazu: H. Schröter/P. Voet van Vormizeele, in: Schröter/Jakob/Klotz/Mederer, Europäisches Wettbewerbsrecht, 2. Aufl. 2014, S. 293 f.; R. Klotz, in: Schröter/Jakob/Klotz/Mederer, Europäisches Wettbewerbsrecht, 2. Aufl. 2014, S. 1988 ff.

¹²⁵ Vgl. H. Schröter/P. Voet van Vormizeele, in: Schröter/Jakob/Klotz/Mederer, Europäisches Wettbewerbsrecht, 2. Aufl. 2014, S. 323 f.

¹²⁶ Vgl. C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 174 f., unter Bezugnahme auf EuGH 1969, S. 295 ff. (300); näher zu diesem ungeschriebenen Tatbestandsmerkmal: H. Schröter/P. Voet van Vormizeele, in: Schröter/Jakob/Klotz/Mederer, Europäisches Wettbewerbsrecht, 2. Aufl. 2014, S. 345 ff.

¹²⁷ Vgl. C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 171, unter Bezugnahme auf EuGH 1966, S. 321 ff. (391); zudem: H. Schröter/P. Voet van Vormizeele, in: Schröter/Jakob/Klotz/Mederer, Europäisches Wettbewerbsrecht, 2. Aufl. 2014, S. 324 f.; W. Weiß, in: Callies/Ruffert, EUV/AEUV, 5. Aufl. 2016, S. 1291 f.

¹²⁸ Siehe dazu etwa M. Wolf, in: Säcker, Energierecht, Band 2, 3. Aufl. 2014, Art. 101 AEUV Rn. 156 ff.

abzugrenzenden und gesondert zu bewertenden Sektoren Wärme¹²⁹ oder Gas¹³⁰. Hier ist zweifelhaft, inwieweit eine Übertragbarkeit auf PPAs mit EE-Anlagen möglich ist. In jedem Fall sind insoweit die Besonderheiten, die mit der Investition in solche Anlagen sowie dem Betrieb verbunden sind, zu berücksichtigen. Dies betrifft insbesondere die volatile und damit nur eingeschränkt prognostizierbare Einspeisung aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen und die entsprechenden Folgen für die Vermarktung des Stroms.

Die Entscheidungspraxis der EU-Kommission scheint im Bereich der Energiewirtschaft im Wege der Freistellung nach Art. 101 Abs. 3 AEUV Direktverträge zwischen einem Energieerzeuger und einem großen Stromabnehmer, die dem Schutz der getätigten Investitionen dienen, mit einer Dauer von bis zu 15 Jahren zu billigen¹³¹. Hierbei wird seitens der Kommission u. a. dem Amortisationsinteresse eines Kraftwerksbetreibers Rechnung getragen, soweit dieses „einen sicheren Absatz garantierende vertragliche Regelungen“ erfordere¹³². Hier könnte auch ein Argumentationsansatz für PPA-Modelle liegen, die der notwendigen Absicherung von Investitionen in den Neubau von EE-Anlagen dienen. Allerdings weisen Literaturstimmen darauf hin, dass die Kommissionspraxis alles in allem „eher verwirrend“ sei und es an „stringenten Aussagen“ fehle¹³³. Es ist nicht auszuschließen, dass die Kommission (bzw. das Bundeskartellamt) für entsprechend ausgestaltete PPAs kürzere oder längere Höchstlaufzeiten als 15 Jahre für angemessen erachtet.

Ob beim Abschluss eines PPAs ein Verstoß gegen das Kartellverbot vorliegt, bedarf ohnehin jeweils einer Einzelfallprüfung, die den Umfang der Bindung, die Länge der vereinbarten Laufzeit, die Marktpositionen der Beteiligten sowie das Vorhandensein gleichartig-paralleler Vertragsbindungen von Drittunternehmen berücksichtigt¹³⁴. Dabei dürfte auch relevant sein, inwieweit durch Kündigungsrechte und Vertragsanpassungsklauseln Einschränkungen der vertraglichen Bindungen ausgehandelt werden¹³⁵. Die allgemeine Kündigungsregelung aus wichtigem Grund in § 314 BGB, die für Dauerschuldverhältnisse anwendbar ist, dürfte insoweit allerdings nicht ausreichend sein, da sie nur in absoluten Ausnahmefällen herangezogen werden kann („wenn dem kündigenden Teil unter Berücksichtigung aller Umstände des Einzelfalls und unter Abwägung der

¹²⁹ Vgl. hierzu § 32 Abs. 1 S. 1 AVBFernwärmeV: Höchstfrist von 10 Jahren bei Fernwärme-Versorgungsverträgen.

¹³⁰ Im Gassektor waren Bundeskartellamt und zivilgerichtliche Rechtsprechung in der Vergangenheit vergleichsweise restriktiv, 5 Jahre wurden hier als absolute Obergrenze eingeschätzt, *M. Wolf*, in: Säcker, Energierecht, Band 2, 3. Aufl. 2014, Art. 101 AEUV Rn. 163 f. Eine Übertragbarkeit auf den Stromsektor ist aber nicht statthaft, so jedenfalls *S. Tomala/A. Reimers*, in: Schöne, Vertragshandbuch Stromwirtschaft, 2. Aufl. 2014, S. 478.

¹³¹ So die Auswertung von *C. de Wyl/J.B. Soetebeer*, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 176 f.; siehe dazu auch *M. Wolf*, in: Säcker, Energierecht, Band 2, 3. Aufl. 2014, Art. 101 AEUV Rn. 179.

¹³² *C. de Wyl/J.B. Soetebeer*, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 176 unter Verweis auf Komme, ABIEG Nr. L 178, 1991, S. 31 – *Scottish Nuclear*.

¹³³ *C. de Wyl/J.B. Soetebeer*, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 178; siehe dazu auch: *S. Sorge*, Take-or-Pay-Klauseln in der Gaswirtschaft, 2012, S. 124 ff.; *M. Wolf*, in: Säcker, Energierecht, Band 2, 3. Aufl. 2014, Art. 101 AEUV Rn. 162.

¹³⁴ So zusammenfassend *C. de Wyl/J.B. Soetebeer*, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 182; siehe zudem: *R. Klotz*, in: Schröter/Jakob/Klotz/Mederer, Europäisches Wettbewerbsrecht, 2. Aufl. 2014, S. 1988 ff.; *M. Wolf*, in: Säcker, Energierecht, Band 2, 3. Aufl. 2014, Art. 101 AEUV Rn. 155.

¹³⁵ Vgl. *R. Klotz*, in: Schröter/Jakob/Klotz/Mederer, Europäisches Wettbewerbsrecht, 2. Aufl. 2014, S. 1989.

beiderseitigen Interessen die Fortsetzung des Vertragsverhältnisses bis zur vereinbarten Beendigung oder bis zum Ablauf einer Kündigungsfrist nicht zugemutet werden kann“, § 314 Abs. 1 S. 2 BGB).

Generelle Freistellungen vom Kartellverbot des Art. 101 Abs. 1 AEUV sind nach Art. 101 Abs. 3 AEUV i. V. m. der sog. Vertikal-GVO¹³⁶ möglich. Diese gilt aber nicht für vertragliche Vereinbarungen mit Laufzeiten von mehr als fünf Jahren (Art. 5 Abs. 1 lit. a)). Werden also PPAs mit Laufzeiten über fünf Jahren abgeschlossen, kommt jedenfalls eine unmittelbare Freistellung nach der Vertikal-GVO nicht in Betracht. Soweit es für die Betreiber von ausgeführten EE-Anlagen darum geht, über den Abschluss von PPAs den Weiterbetrieb zu sichern, könnte die Vertikal-GVO jedoch relevant sein, da für diese Zwecke auch Laufzeiten von bis zu 5 Jahren ausreichen können. Dies zeigen die eingangs angeführten Beispiele für PPAs von Statkraft¹³⁷ und Greenpeace Energy¹³⁸ mit Laufzeiten von 3 bis 5 Jahren. Die Vertikal-GVO ist allerdings nur anwendbar, wenn die Vertragspartner eines PPAs Marktanteile von jeweils maximal 30 Prozent innehaben (Art. 3 Vertikal-GVO). Zudem darf der PPA-Anteil am gesamten Strombezug des Abnehmers maximal 80 Prozent betragen (Art. 1 Abs. 1 lit. d) Vertikal-GVO).

Neben Art. 101 AEUV sind ggf. auch die Vorschriften zum *Missbrauch einer marktbeherrschenden Stellung* relevant (Art. 102 AEUV, §§ 18, 19, 29 GWB). Hierzu heißt es in Art. 102 Abs. 1 AEUV:

„Mit dem Binnenmarkt unvereinbar und verboten ist die missbräuchliche Ausnutzung einer beherrschenden Stellung auf dem Binnenmarkt oder auf einem wesentlichen Teil desselben durch ein oder mehrere Unternehmen, soweit dies dazu führen kann, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.“

Wenn also auf einer Seite eines PPAs ein marktbeherrschendes Unternehmen steht, ist nicht nur eine Befassung mit dem Kartellverbot, sondern auch eine Auseinandersetzung mit dem Missbrauchs-Tatbestand erforderlich. Geht es nicht um grenzüberschreitende Sachverhalte, sind insoweit die §§ 19, 29 GWB einschlägig. Eine marktbeherrschende Stellung liegt etwa dann vor, wenn ein Anbieter oder Nachfrager

„eine im Verhältnis zu seinen Wettbewerbern überragende Marktstellung hat“
(§ 18 Abs. 1 Nr. 3 GWB).

Dies gilt es im Einzelfall näher zu untersuchen. Es wird vermutet, dass ein Unternehmen marktbeherrschend ist, wenn es einen Marktanteil von mindestens 40 Prozent aufweist (§ 18 Abs. 4 GWB). Inwiefern bei langfristigen Bezugsbindungen in PPAs – im Falle der Marktbeherrschung –

¹³⁶ VO (EU) Nr. 330/2010 vom 20. April 2010 über die Anwendung von Artikel 101 Absatz 3 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf Gruppen von vertikalen Vereinbarungen und abgestimmten Verhaltensweisen; auch als „Schirmgruppenfreistellungsverordnung“ bezeichnet.

¹³⁷ ZfK-Meldung vom 03.09.2018: „Statkraft bindet 31 Windturbinen in ein Wind-PPA ein“, abrufbar unter <https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/statkraft-bindet-31-windturbinen-in-ein-wind-ppa-ein-2018-09-03>.

¹³⁸ ZfK-Meldung vom 06.09.2018: „Greenpeace Energy: Erster PPA-Vertrag geschlossen“, abrufbar unter <https://www.zfk.de/energie/strom/artikel/greenpeace-energy-erster-ppa-vertrag-geschlossen-2018-09-06>.

ein Missbrauch i. S. v. Art. 102 AEUV bzw. §§ 19, 29 GWB vorliegt, ist im Rahmen einer Interessenabwägung zu klären¹³⁹. Insoweit ist ein strengerer Maßstab anzulegen als bei der Prüfung des Kartellverbots, da der Markt hier aufgrund der Marktbeherrschung bereits als geschwächt anzusehen ist¹⁴⁰.

d) Zwischenergebnis

Alles in allem dürften lange Laufzeiten (3 Jahre und mehr) in PPAs keinen *grundsätzlichen* Bedenken begegnen. Zu beachten ist allerdings einerseits, dass nachträgliche Angriffe auf die Vertragslaufzeit unter Verweis auf das AGB-Recht zumindest nicht gänzlich aussichtslos erscheinen – soweit das AGB-Recht etwa aufgrund der mehrmaligen Verwendung desselben Vertragsformulars oder von Muster-PPAs anwendbar ist. Zum anderen sind wettbewerbsrechtliche Eingriffe seitens der EU-Kommission bzw. des Bundeskartellamtes möglich, insbesondere dann, wenn die Vertragsform PPA zukünftig in Deutschland verstärkt Anwendung finden sollte (Bündeltheorie). Bei PPAs mit einer Laufzeit von maximal 5 Jahren dürfte häufig eine Freistellung nach der Vertikal-GVO möglich sein. Auch Laufzeiten, die über 5 Jahre hinausgehen, erscheinen jedoch nicht ausgeschlossen, insbesondere zur Absicherung eines berechtigten Amortisationsinteresses. Durch die Regelung von Kündigungsrechten und Vertragsanpassungsklauseln können zudem die Gefahren wettbewerbsrechtlicher Eingriffe gemindert werden.

2. Einschlägigkeit der Finanzmarktregulierung bei finanziellen PPAs

Bei finanziellen PPAs besteht die Besonderheit, dass zwischen Stromerzeuger und -abnehmer keine physikalisch-bilanzielle Stromlieferung erfolgt. Stattdessen wird ein rein finanzieller Ausgleich der Differenz zwischen dem jeweils erzielten Marktpreis des verkauften Stromes und einem im PPA festgelegten Referenzpreis bezweckt (vgl. oben A.II.2). Sie dürften damit im Sinne des Kreditwesengesetzes (KWG) als Derivate und damit als Finanzinstrumente einzuordnen sein (§ 1 Abs. 11 S. 1 Nr. 8, S. 4 KWG)¹⁴¹. Eine Einordnung als Derivate lässt sich dabei einerseits daraus ableiten, dass es sich bei finanziellen PPAs um Termingeschäfte¹⁴² mit Bezug auf Waren (§ 1 Abs. 11 S. 4 Nr. 2 KWG), andererseits um finanzielle Differenzgeschäfte (§ 1 Abs. 11 S. 4 Nr. 3 KWG) handeln könnte¹⁴³. Dass Herkunftsnachweise nach § 79 EEG 2017 selbst nicht als Finanzinstrumente einzuordnen sind (so geregelt in Abs. 7 der Norm), spricht jedenfalls nicht dagegen,

¹³⁹ Vgl. C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 186.

¹⁴⁰ Vgl. C. de Wyl/J.B. Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 187 f.

¹⁴¹ Vgl. M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (122 f.); weiterführend: I. Zenke/C. Dessau, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 13 Rn 88 ff.

¹⁴² Termingeschäfte sind nach § 1 Abs. 11 S. 1 Nr. 1 KWG „als Kauf, Tausch oder anderweitig ausgestaltete Festgeschäfte oder Optionsgeschäfte, die zeitlich verzögert zu erfüllen sind und deren Wert sich unmittelbar oder mittelbar vom Preis oder Maß eines Basiswertes ableitet.“

¹⁴³ Ausführlich: M. Uibleisen/S. Groneberg, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (122 f.).

da diese allenfalls ein Teilelement eines finanziellen PPAs darstellen. Für die Einordnung als Derivat ist jedenfalls anzuführen, dass keine physikalische Erfüllung erfolgt sowie, dass ein Spekulieren mit steigenden bzw. fallenden Kursen ermöglicht wird¹⁴⁴. Finanzielle PPAs unterliegen damit wohl der Erlaubnispflicht durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) nach § 32 Abs. 1 KWG.

D. Ein erstes kurzes Fazit zur rechtlichen Bewertung von EE-PPAs

„Power Purchase Agreement“ ist ein umfassender und damit auch konturlos verwendeter Sammelbegriff im Stromsektor, der alle zivilrechtlichen Verträge mit individuell ausgestalteten Konditionen umfasst. Im Sinne der gegenwärtigen Diskussionen um PPAs mit Erneuerbaren wird der Begriff jedoch in der Regel mit bestimmten Zusatzanforderungen qualifiziert. Dies betrifft etwa die Aushandlung einer vergleichsweise langen Vertragslaufzeit, die Weitergabe von Herkunftsnachweisen zum Beleg der Grünstromeigenschaft oder den Nachweis weiterer Charakteristika des zu liefernden Stromes – wie etwa ein bestimmter regionaler Bezug. Zudem stehen besonders solche Gestaltungsformen im Fokus, bei denen Strom direkt von einem Erzeuger oder Direktvermarkter an einen Letztverbraucher – etwa ein großes Unternehmen – verkauft und geliefert wird (Corporate-PPAs).

PPAs werden zwar häufig als Gegenmodell zur EEG-Förderung angesehen, es ist jedoch auch möglich, eine gesetzliche Förderung in Anspruch zu nehmen und gleichzeitig die Veräußerung des Stromes über PPAs zu regeln; ein Börsenzwang besteht im EEG nicht. Zu bedenken ist nur, dass gesetzliche Förderung und Ausstellung von Herkunftsnachweisen nicht gleichzeitig für dieselbe Strommenge möglich sind. Derzeit dürften PPAs in Deutschland vor allem für ausgeforderte Anlagen interessant sein, um neue Vermarktungswege zu erschließen. In solchen Konstellationen können Herkunftsnachweise weitergegeben werden. Die Privilegierungen im EEG zur vorrangigen physikalischen Abnahme des Stromes gelten dabei auch dann, wenn keine Förderung beansprucht wird. Finanzielle Vorteile im Sinne eines geminderten Strompreises ergeben sich grundsätzlich nur dann, wenn keine Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung erfolgt, also etwa bei on-site-PPAs. Eigenversorgungsprivilegien greifen nicht.

Ein potenzielles Rechtsproblem beim Abschluss von PPAs könnte die rechtssichere Ausgestaltung einer langen Vertragslaufzeit darstellen. Hier sind insbesondere die Vorschriften des AGB-Rechts sowie des Wettbewerbsrechts von Bedeutung. AGB-Recht ist jedoch im Wesentlichen nur dann einschlägig, wenn etwa dasselbe Vertragsformular mehrfach verwendet wird oder Muster-PPAs genutzt werden. Wettbewerbsrechtliche Restriktionen (Kartellverbot) sind vor allem dann stärker in den Blick zu nehmen, wenn sich langlaufende PPAs in Deutschland flächendeckend durch-

¹⁴⁴ Vgl. *M. Uibleisen/S. Groneberg*, Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Förderrahmens, RdE 2018, S. 114 ff. (122 f.).

setzen sollten und so spürbare Marktverschließungswirkungen sichtbar werden. Vertragslaufzeiten bis zu 5 Jahren dürften aber ohnehin regelmäßig zulässig sein. Auch sehr langlaufende PPAs (15 Jahre und mehr) sind nicht per se ausgeschlossen.