

e | m | w

Energie. Markt. Wettbewerb.

Erzeugung & Infrastruktur

Ü20-Anlagen und das EEG

Von **Dr. Bettina Hennig**, Rechtsanwältin und Partnerin,
von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte (vBVH)



Foto: © sidorovstock | stock.adobe.com

Ü20-Anlagen und das EEG

Viele Betreiber von älteren EEG-Anlagen fragen sich derzeit, was eigentlich genau passiert, wenn der 20-jährige Zahlungszeitraum abgelaufen ist. Häufig ist die Rede davon, dass solche Anlagen dann „aus dem EEG fallen“. Aber was genau heißt das eigentlich? Welche Teile des EEG gelten weiter? Und welche Ansprüche, aber auch Pflichten ergeben sich hieraus im Weiterbetrieb? Außerdem stellt sich für Betreiber solcher Anlagen die Frage, wie sie künftig mit ihrem Strom Geld verdienen können, wenn die EEG-Vergütung nicht mehr gezahlt wird.

🔗 Von **Dr. Bettina Hennig**, Rechtsanwältin und Partnerin, von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte (vBVH)

st die Rede von Erneuerbare-Energien-Anlagen „außerhalb des EEG“, ist damit meistens gemeint, dass für den erzeugten Strom keine Zahlungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Anspruch genommen werden, es fließen also weder Einspeisevergütung noch Marktprämie. Typischerweise werden so Anlagen beschrieben, deren 20-jähriger Zahlungszeitraum abgelaufen ist („Ü20-Anlagen“). Das betrifft ab dem 1. Januar 2021 insbesondere solche Anlagen, die im Jahr 2000 oder früher in Betrieb genommen wurden und ab 2022 dann jeweils die jährlich nachfolgenden Anlagen. Es gibt aber auch vereinzelt neuere Anlagen, für deren Strom keine finanzielle Förderung nach dem EEG in Anspruch genommen wird oder werden kann.

Aus rechtlicher Sicht ist zu beachten, dass die Rede von den „aus dem EEG fallenden“ oder „außerhalb des EEG realisierten“ Anlagen zumindest missverständlich ist. Denn anders als vielfach angenommen, verliert nicht etwa das ganze EEG seine Bedeutung, nur weil ein Anlagenbetreiber keinen finanziellen Förderanspruch geltend macht oder machen kann. Vielmehr enthält das EEG eine ganze Reihe von Regelungen, die gar nichts mit der finanziellen Förderung zu tun haben. Diese Bestimmungen und die in ihnen enthaltenen Rechte und Pflichten gelten also auch dann weiter, wenn ein Betreiber keine EEG-Zahlungen (mehr) bekommt. Es lohnt sich also auch für Betreiber von aus- oder ungeforderten Anlagen immer ein genauer Blick, welchen gesetzlichen Vorgaben aus dem EEG sie auch ohne Zahlungsanspruch gegen den Netzbetreiber unterliegen.

Rechte und Pflichten für Anlagen ohne Förderanspruch

Das EEG regelt (etwas vereinfacht gesagt) zwei große Anspruchsgruppen, die weitgehend unabhängig nebeneinanderstehen. Zum einen regelt das EEG den Anspruch von Betreibern Erneuerbarer-Energien-Anlagen auf Netzanschluss und vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des von ihnen erzeugten Stroms und buchstabiert die hiermit einhergehenden Rechte und Pflichten der Beteiligten näher aus („netzbezogene“ Förderansprüche). Ergänzend wurde in diesem Gesetzesteil auch geregelt, wie die mit der Netzeinbindung von EE-Anlagen entstehenden Kosten zwischen Anlagen- und Netzbetreiber verteilt werden, welche speziellen Schadensersatzansprüche hier gegebenenfalls geltend gemacht werden können und wie das sogenannte Einspeisemanagement

und dessen Entschädigung abzulaufen hat. Die diesbezüglichen Regelungen werden künftig allerdings teilweise aus dem EEG gestrichen und in das sogenannte Redispatch-Regime des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) überführt.

Zum anderen enthält das EEG die Regelungen zum „klassischen“ finanziellen Förderanspruch für Strom aus erneuerbaren Energien. Das umfasst die Einzelheiten zu dessen Voraussetzungen, der Höhe, der genauen Ausgestaltung als Einspeisevergütung oder Marktprämie sowie die hiermit einhergehenden Anforderungen etwa der Direktvermarktung oder der Ausschreibungen.

Die netzbezogenen Ansprüche können also auch bei aus- oder ungeforderten Anlagen weiter gelten, da diese im Wesentlichen daran anknüpfen, dass Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Dies gilt etwa für den Netzanschluss, die Abnahme des Stroms oder die Kapazitätserweiterung durch den Netzbetreiber sowie die diesbezüglichen Kostentragungsregeln. So darf etwa der Netzbetreiber eine ausgeforderte Anlage natürlich nicht einfach „aus dem Netz schmeißen“. Das gleiche Prinzip gilt aber auch für verschiedene Pflichten, zum Beispiel die technischen Ausstattungspflichten oder die Registrierung im Marktstammdatenregister. Auch diese gelten grundsätzlich weiter.

Zuletzt enthält das EEG zahlreiche Regelungen zum sogenannten Ausgleichs- oder Wälzungsmechanismus. Hier geht es darum, wie die mit der EEG-Förderung einhergehenden Kosten auf die Gemeinschaft der Stromverbraucher verteilt werden, im Kern also um die EEG-Umlage sowie die damit einhergehenden Mess-, Melde- und Mitteilungspflichten. Auch die Geltung dieser Regelungen ist nicht daran gebunden, dass für den erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom ein Förderanspruch geltend gemacht wird. Vielmehr sind die Regelungen zur EEG-Umlage auch dann zu berücksichtigen, wenn es um ausgeforderte Altanlagen geht oder um Anlagen, die von vornherein ohne (finanzielle) EEG-Förderung geplant werden.

Deutlich wird: Ein Betrieb ganz „außerhalb des EEG“, wie häufig zu hören ist, ist eigentlich gar nicht vorgesehen. Vielmehr gilt es auch für aus- oder ungeforderte Anlagen, diejenigen EEG-Regelungen zu identifizieren, die für das eigene Betriebskonzept weiterhin Geltung beanspruchen und zu prüfen, ob und wie sich diese auswirken.

Erlösoptionen für Anlagen ohne Förderanspruch

Wenn keine Einspeisevergütung oder Marktprämie mehr ausgezahlt wird, ist die jeweilige Anlage nach Vorstellung des Gesetzgebers zwar „ausgefördert“. Dennoch benötigt der Betreiber natürlich weiterhin Erlöse aus der Nutzung seines Stroms, damit sich der Weiterbetrieb auch tatsächlich lohnt. Welche Optionen bestehen hier, wenn die EEG-Förderung ausläuft?

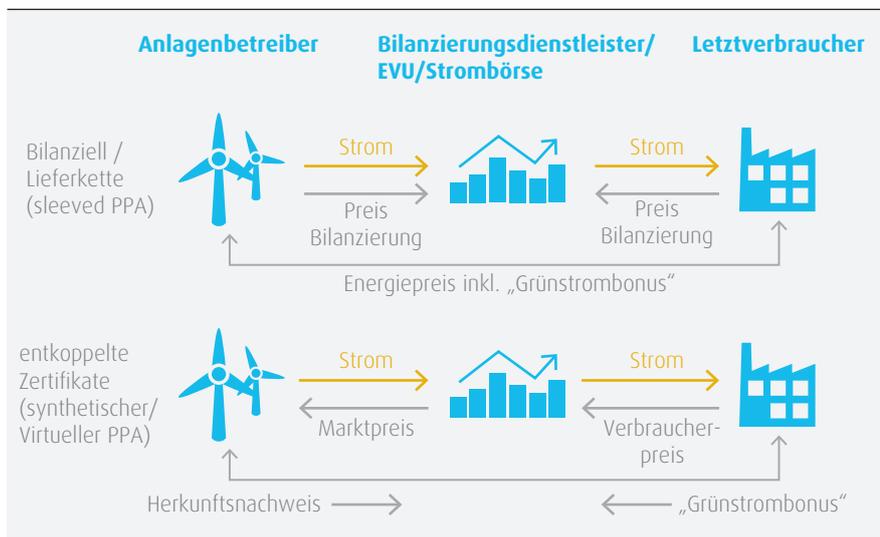
Stromverkauf über Power Purchase Agreements (PPA)

Der Betreiber kann seinen Strom natürlich an einen Abnehmer seiner Wahl verkaufen. Hiermit ist die bunte neue Welt der „PPA“ angesprochen. PPA bedeutet „Power Purchase Agreement“, meint also letztlich „Stromliefervertrag“. Hier gibt es ganz unterschiedliche Varianten.

Erstens kommt ein Vertrieb des Stroms über das Stromnetz in Betracht (sogenannte „Off-Site PPA“). Der Betreiber kann seinen Strom also weiterhin im Wege der (ungeforderten „sonstigen“) Direktvermarktung veräußern, indem er den Strom in das Netz einspeist und dort einen Abnehmer beliefert. Der Abnehmer wiederum kann ein Direktvermarkter oder Stromhändler sein, der dem Betreiber den gesamten Strom abkauft und auf eigene Faust weitervermarktet (sog. „Utility-PPA“). In diesem Fall ändert sich für den Betreiber gegenüber der bislang üblichen Direktvermarktung relativ wenig: Er hat weiterhin einen direkten Vermarktungspartner, mit dem er sich über einen Strompreis und die weiteren Konditionen der Stromabnahme einigen muss.

Der Anlagenbetreiber kann seinen Strom aber natürlich auch direkt an einen – in aller Regel gewerblichen/industriellen – Verbraucher verkaufen und den Strom über das Netz zu diesem Kunden liefern bzw. liefern lassen (sog. „Corporate-PPA“). Für solche Modelle gibt es aktuell eine ganze Reihe verschiedener denkbarer Gestaltungsvarianten (vgl. hierzu Abbildung 1): So kann ein Gestaltungsansatz sein, dass der Anlagenbetreiber den Strom direkt bilanziell an einen Abnehmer liefert und der Abnehmer dem Betreiber einen Strompreis zahlt, der den ökologischen Mehrwert des gelieferten Grünstroms bereits abbildet (häufig als „sleeved PPA“ bezeichnet). Abgewickelt wird die Lieferung über das Stromnetz dann über das energiewirtschaftliche Bilanzkreissystem. Häufig wird der Anlagenbetreiber diesen bilanziellen Transport durch das Netz zu seinem Kunden nicht selbst überneh-

01 Ausgestaltungsvarianten von PPA



men, sondern sich hierfür eines Bilanzierungsdienstleisters bedienen, etwa eines Direktvermarkters. Auch dessen Leistung ist in solchen Konstrukten natürlich als Bestandteil der Gesamtkosten zu berücksichtigen. Andere Modelle „entkoppeln“ die tatsächliche Stromlieferung von der Lieferung eines Grünstromnachweises (sog. „**synthetische/virtuelle PPA**“). Etwas vereinfacht kann dies so aussehen: Der Anlagenbetreiber verkauft seinen Strom über einen Vermarkter an der Börse und der Kunde wird weiter „ganz normal“ von seinem Lieferanten mit Strom versorgt. Getrennt davon wird ein Herkunftsnachweis zum Beleg der Grünstromeigenschaft vom Betreiber an den Kunden geliefert, der dafür dann den „Grünstrombonus“ auszahlt. Bei solchen synthetischen/virtuellen PPA bestehen allerdings wiederum ganz unterschiedliche denkbare Varianten, insbesondere im Hinblick auf die Preisgestaltung und die konkrete Abwicklung der Stromlieferungen.

Neben der Stromlieferung über das Netz kommen bei ungeforderten Anlagen natürlich auch dezentrale Stromlieferkonzepte in Betracht. So kann der Anlagenbetreiber einen Abnehmer vor Ort mittels einer Direktleitung, also ohne vorherige Netzzeinspeisung, beliefern (sog. „**On-Site PPA**“). Zu berücksichtigen ist dabei allerdings, dass es sich auch im dezentralen Bereich außerhalb des Stromnetzes nicht etwa um eine „energierechtliche Blackbox“ handelt. Zwar können einzelne Strompreisbestandteile wie die Netzentgelte in einem solchen Modell wegfallen, wodurch dem Kunden

unter Umständen ein attraktiver Strompreis angeboten werden kann. Die EEG-Umlage aber fällt in einem solchen Modell für die an den Dritten gelieferte Strommenge stets in voller Höhe an und auch die Stromsteuer ist – je nach Einzelfall – häufig einzukalkulieren. Zudem muss der Anlagenbetreiber auch bei On-Site-PPA zahlreiche Pflichten erfüllen, die mit der Belieferung Dritter mit Strom einhergehen, etwa im Hinblick auf die Messung, die Abrechnung, die EEG-Umlage, die Stromsteuer und die hiermit einhergehenden Melde- und Mitteilungspflichten.

Zudem stellen sich bei der konkreten Ausgestaltung von Off-Site- wie On-Site-PPA eine ganze Reihe spezifischer Fragen und Herausforderungen, da es zahlreiche wechselseitig bestehende Risiken sachgerecht abzubilden und auszutarieren gilt, etwa im Hinblick auf das Ausfallrisiko der Anlagen oder einzelner Komponenten, das Risiko wetter- oder technisch bedingter Produktionsschwankungen, das mit der nur bedingt vorhersehbaren Strompreisentwicklung einhergehende Preisrisiko oder auch sonstige rechtliche Risiken im Zusammenhang mit der Ausgestaltung spezifischer Klauseln (z. B. hinsichtlich der Laufzeiten). Hier etablieren sich am Markt derzeit erste Vertrags- und Klauseltypen, aus denen sich mit der zunehmenden Verbreitung von PPA sicher absehbar gewisse Branchenstandards entwickeln werden.

Zuletzt noch ein Hinweis: Mit der ungeforderten Nutzung von EE-Strom geht grundsätzlich die Möglichkeit einher, auch

den ökologischen Mehrwert regenerativen Stroms selbst zu monetarisieren. So können für ungeforderten EE-Strom sogenannte Herkunftsnachweise erzeugt werden, mittels derer die Grünstromeigenschaft der jeweiligen Strommenge nachgewiesen oder auch separat gehandelt werden kann. Auch hierin könnte künftig eine zunehmend interessante Erlösoption für aus- oder ungeforderte EE-Anlagen liegen, je nachdem, wie wertvoll die Grünstromeigenschaft an den zukünftigen Strommärkten sein wird.

» Viele Power-to-X-Projekte scheitern an der Komplexität, Rechtsunsicherheit und Praxisferne der Regularien.

Eigenversorgung mit dem selbst erzeugten Strom

Natürlich kann der Anlagenbetreiber seinen Strom auch außerhalb des Netzes selbst nutzen. Dies kann gegenüber dem Netzbezug wirtschaftlich vorteilhaft sein, da sich in regenerativen Eigenversorgungsmodellen neben dem Wegfall der Netzentgelte auch die EEG-Umlage auf 40 bis hin zu 0 Prozent reduziert und auch die Stromsteuer entfallen kann. Dabei kann eine Eigenversorgung auch mittels eines Pachtmodells umgesetzt werden, etwa indem der Inhaber eines anlagennahen Unternehmens eine ausgeforderte EE-Anlage pachtweise in den eigenen Betrieb übernimmt. Hier kommt es aber natürlich stark auf die Ausgestaltung im Einzelfall an. Auch bestehen einige rechtliche Tücken, die die Umsetzung von Eigenversorgungsmodellen in vielen Praxiskonstellationen erschweren, etwa die Anforderung, dass Erzeugung und Verbrauch in einem engen räumlichen Zusammenhang erfolgen müssen. Gerade bei Windenergieanlagen und großen Freiflächensolaranlagen ist die geforderte enge räumliche Nähebeziehung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchsort häufig problematisch. Zuletzt ist zu beachten, dass auch in Eigenversorgungsmodellen verschiedene administrative Anforderungen bestehen können, etwa spezielle Mess- und Meldepflichten. Insbesondere bei der Kombination von Eigenversorgung und einer dezentralen Drittbelieferung kann es hinsichtlich der Mess- und Meldepflichten durchaus komplex werden. Allerdings müssen diese administrativen Anforderungen durchaus ernst genommen werden – ansonsten droht der Verlust der Eigenversorgungsprivilegien, die in solchen Modellen häufig wirtschaftlich entscheidend sind.

„Power-to-X“, Sektorkopplung, Speicher

Eine weitere, aktuell viel diskutierte Zukunftsoption für viele Anlagenbetreiber ist die Nutzung von ungefordertem EE-Strom, um die Dekarbonisierung anderer Sektoren (z. B. Wärme, Mobilität, Industrie) zu unterstützen, zum Beispiel durch Power-to-Gas-, Power-to-Heat- oder Power-to-Liquid-Technologien. So ist insbesondere das Thema Wasserstoff derzeit in aller Munde, aber auch die Herstellung anderer strombasierter Kraft- und Industrierohstoffe findet zunehmend Beachtung. Auch die Flexibilisierung und Optimierung der Einspeisung und des Bezugs von Strom durch verschiedene Speichertechnologien steht immer wieder im Fokus energiepolitischer Diskussionen. Gemeinsam ist all diesen Themen, dass ihre energierechtliche Behandlung derzeit noch eher stiefmütterlich ausfällt. Besonders belastend ist dabei in vielen innovativen Konzepten, dass jegliche Stromspeicherung oder -umwandlung grundsätzlich als „normaler“ Verbrauchsvorgang gilt und damit im Hinblick auf die Abgaben- und Umlagenlast separat zu bewerten ist. Ein reiner Stromzwischen-speicher wie eine Batterie gilt zudem als Stromerzeuger, wodurch sogar eine Doppelbelastung derselben Strommenge in Betracht kommt. Zwar existieren für Speicher- und Power-to-X-Technologien verschiedene Spezialregelungen in allen möglichen Normwerken. Diese sind aber fast sämtlich in den rechtlichen Einzelheiten umstritten, teilweise hochkomplex, mit zahlreichen Rechtsunsicherheiten behaftet und insgesamt wenig praxisfreundlich. Hinzu kommen teils gänzlich praxisuntaugliche administrative Anforderungen, etwa an das Mess-, Nachweis- und

Abrechnungskonzept. Insgesamt ist zu konstatieren, dass das Energierecht derzeit keinen regulatorischen Rahmen bereitstellt, der innovative Sektorkopplungsprojekte begünstigen oder gar befördern würde. Vielmehr scheitern viele Projekte an der Komplexität, Rechtsunsicherheit und Praxisferne der entsprechenden Regelungen. Hier besteht noch (deutlicher) gesetzgeberischer Handlungsbedarf, um solche Modelle zu einer wirklichen Zukunftsoption für aus- und ungeforderte EE-Anlagen werden zu lassen.

Fazit

Viele Betreiber werden sich derzeit die Frage stellen: Weiterbetrieb, Repowering oder Rückbau? Wie so oft gibt es hierauf keine allgemeingültige Antwort, sondern man muss sich jedes Projekt genau auf die jeweiligen Chancen und Risiken hin anschauen. Klar ist, dass der flächendeckende Rückbau von EE-Kapazität so ziemlich exakt das Gegenteil von dem ist, was die Klima- und Energiewende im Moment braucht. Gleichzeitig ist absehbar, dass die ersten größeren Projekte bereits ganz ohne klassische EEG-Förderung geplant und realisiert werden. Auch hier sind tragfähige und rechtssichere Betriebskonzepte vonnöten, will man die Erneuerbaren künftig endgültig in den freien Markt entlassen. Dass dieser Markt dann auch tunlichst so fair gestaltet sein sollte, die bisherigen Verzerrungen zugunsten nicht nachhaltiger Energieformen möglichst schnell und effektiv abzubauen,

versteht sich von selbst. Die Politik ist daher insgesamt gefordert, einen regulatorischen Rahmen zu schaffen, der einerseits die künftige Systemverantwortung der Erneuerbaren ernst nimmt, aber auch genug Luft zum Atmen lässt, damit sich innovative und experimentierfreudige Projekte bereits jetzt entwickeln, erproben und etablieren können. Gerade bei Speicher- und Sektorkopplungstechnologien sowie dezentralen Energiekonzepten ist da angesichts des derzeit geltenden Rechtsrahmens noch einige Luft nach oben. ☞



DR. BETTINA HENNIG

Jahrgang 1980

- 2000–2007 Studium der Rechtswissenschaften in Bremen
 - Seit 2007 freie Mitarbeiterin der Forschungsstelle Nachhaltigkeit und Klimapolitik (FNK), Leipzig/Berlin; Promotion als Stipendiatin der DBU
 - Seit 2007 Referentin, Dozentin und Autorin zum Energie- und Klimaschutzrecht; seit 2009 Autorin und seit 2018 Mitherausgeberin eines führenden Gesetzeskommentars zum EEG
 - Seit 2014 bei von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, seit Oktober 2015 als Rechtsanwältin, seit Januar 2019 als Partnerin
- ✉ Hennig@vbvh.de

e | m | w

Energie. Markt. Wettbewerb.

energate gmbh

Norbertstraße 3-5

D-45131 Essen

Tel.: +49 (0) 201.1022.500

Fax: +49 (0) 201.1022.555

www.energate.de

www.emw-online.com

Bestellen Sie jetzt Ihre persönliche Ausgabe!

www.emw-online.com/bestellen

