

Erlösoptionen außerhalb des EEG: Eigenversorgung – Direktlieferung – Power-to-X und Regelleistung

Wie sie umgesetzt werden können und was dabei zu beachten ist.

Leitfaden

Erlösoptionen außerhalb des EEG:
Eigenversorgung – Direktlieferung –
Power-to-X und Regelleistung

Wie sie umgesetzt werden können und
was dabei zu beachten ist.

Leitfaden

Inhaltsverzeichnis	5
Übersicht kompakt	6
A. Einleitung	8
B. Wie kann ein Eigenversorgungskonzept umgesetzt werden und was ist dabei zu beachten?	10
I. Was sind die Voraussetzungen einer Eigenversorgung?	10
II. Was sind die Vorteile einer Eigenversorgung?	12
III. Welche Pflichten treffen den Anlagenbetreiber bei einer Eigenversorgung?	14
III. Ist eine Eigenversorgung mit allen Windenergieanlagen zulässig?	15
C. Wie kann ein Direktlieferungskonzept umgesetzt werden und was ist dabei zu beachten?	17
I. Was sind die Voraussetzungen einer Direktlieferung?	17
II. Was sind die Vorteile einer Direktlieferung?	18
III. Welche Pflichten treffen den Anlagenbetreiber bei einer Direktlieferung?	19
IV. Ist eine Direktlieferung mit allen Windenergieanlagen zulässig?	20
D. Wie kann ein Power-to-X-Projekt umgesetzt werden und was ist dabei zu beachten?	22
E. Was ist Regelleistung und können Windenergieanlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen?	26
I. Was ist Regelleistung und wie wird sie vermarktet?	26
II. Können Windenergieanlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen?	27
III. Darf man auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen, wenn man für den eingespeisten Strom eine Förderung nach dem EEG erhält?	29
Impressum	31

Welche Möglichkeiten gibt es, Strom aus Windenergieanlagen außerhalb des Stromnetzes zu vermarkten und was folgt daraus für den Anlagenbetreiber?

1. Wie kann ein Eigenversorgungskonzept umgesetzt werden und was ist dabei zu beachten?

- Anlagenbetreiber können den von ihnen erzeugten Strom vor Ort selbst zur Eigenversorgung nutzen. Der Anlagenbetreiber muss dabei nicht der Eigentümer der Windenergieanlage sein. Auch Pachtmodelle mit Industriekunden o.ä. kommen in Betracht. Entscheidend ist, wer die Anlage betreibt.
- In diesem Fall besteht kein Förderanspruch für den selbst verbrauchten Strom. Wird darüber hinaus Strom in das Netz eingespeist, kann hierfür aber ggf. die Förderung nach dem EEG verlangt werden.
- Bei einer Eigenversorgung aus einer Windenergieanlage fällt die EEG-Umlage nur zu 40 Prozent an. In bestimmten Eigenversorgungskonzepten kann die EEG-Umlage auch vollständig entfallen, wobei diese in der Praxis bei Windenergieanlagen nur sehr selten realisierbar sind.
- Neben der EEG-Umlage können verschiedene weitere gesetzliche Umlagen, Abgaben und Entgelte eingespart werden, die mit dem Bezug von Strom aus dem Stromnetz einhergehen.
- Bei einer Eigenversorgung bestehen verschiedene gesetzliche Pflichten. Insbesondere müssen Eigenversorger spezielle Meldepflichten beachten.
- Bei Windenergieanlagen, mit denen der Betreiber an einer Ausschreibung nach dem EEG 2017 teilgenommen hat, sind die Möglichkeiten für eine Eigenversorgung durch das sogenannte „Eigenversorgungsverbot“ (§ 27a EEG 2017) gesetzlich stark eingeschränkt. Hier gelten aber auch verschiedene Ausnahmen, die – in engen Grenzen – eine Eigenversorgung auch für solche Anlagen ermöglichen können.

2. Wie kann ein Direktlieferkonzept umgesetzt werden und was ist dabei zu beachten?

- Anlagenbetreiber können den von ihnen erzeugten Strom ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes vor Ort an Dritte liefern (sogenannte Direktlieferung).
- In diesem Fall besteht kein Förderanspruch für den an einen Dritten gelieferten und von diesem verbrauchten Strom. Wird darüber hinaus Strom in das Netz eingespeist, kann hierfür aber ggf. die Förderung nach dem EEG verlangt werden.
- Die EEG-Umlage (Stand 2018: 6,792 ct/kWh) fällt bei einer Direktlieferung in voller Höhe an.
- Es können jedoch verschiedene weitere gesetzliche Umlagen, Abgaben und Entgelte eingespart werden, die mit der Lieferung über bzw. dem Bezug von Strom aus dem Stromnetz einhergehen.
- Bei einer Stromlieferung an Dritte wird der Anlagenbetreiber zum Stromversorger mit zahlreichen verschiedenen gesetzlichen Pflichten. Der Anlagenbetreiber wird rechtlich dann wie ein „normales“ Elektrizitäts- bzw. Energieversorgungsunternehmen (EVU) behandelt.
- Im Hinblick auf Direktlieferkonzepte bestehen – anders als bei der Eigenversorgung – Einschränkungen im Rahmen der Ausschreibungen nach dem EEG 2017 nicht. Das sogenannte Eigenversorgungsverbot (§ 27a EEG 2017) gilt dann nicht.

3. Was ist zu beachten, wenn der Anlagenbetreiber im Rahmen des Vermarktungskonzepts (zusätzlich) seinen Strom zwischenspeichert oder für sogenannte Power-to-X-Konzepte nutzt?

- Grundsätzlich steht es Anlagenbetreibern von Windenergieanlagen offen, ihren Strom auch für dezentrale „Power-to-X“-Konzepte zu nutzen, etwa mittels einer Zwischenspeicherung vor Ort in einem Batteriespeicher („Power-to-Power“), zur Erzeugung von Wasserstoff in einem Elektrolyseur („Power-to-Gas“) oder zur Erzeugung von Wärme („Power-to-Heat“).
- Hierbei können sich jedoch komplexe Rechtsfragen stellen, die im Einzelfall die Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit des jeweiligen Projekts stark beeinflussen können.
- Für den wirtschaftlichen Erfolg von „Power-to-X“-Projekten ist dabei oftmals entscheidend, ob und in welcher Höhe die EEG-Umlage anfällt. Dies wiederum hängt davon ab, wer den Speicher, den Elektrolyseur oder das „Power-to-Heat“-Modul im Einzelfall betreibt und wie das jeweilige Projekt konkret ausgestaltet ist.
- Betreibt der Betreiber der Windenergieanlage daneben selbst einen Batteriespeicher, einen Elektrolyseur oder ein „Power-to-Heat“-Modul, kann es sich um eine entsprechend privilegierte Eigenversorgung handeln. Verkauft der Anlagenbetreiber seinen Strom z.B. an einen Dritten, der einen Elektrolyseur, einen Batteriespeicher oder ein „Power-to-Heat“-Modul direkt an einem Windpark betreibt, handelt es sich um eine Stromlieferung, die voll mit der EEG-Umlage und zahlreichen anderen administrativen Pflichten belastet ist.

4. Was ist Regelleistung und können Windenergieanlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen?

- Regelleistung dient dem Ausgleich kurzfristiger Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und -verbrauch und dient damit der Frequenzerhaltung im Stromnetz. Sie wird von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) „eingekauft“, die für die Stabilisierung des Stromnetzes zuständig sind. „Verkauft“ wird die Regelleistung von verschiedenen Anbietern im Rahmen von Ausschreibungen, die von den ÜNB durchgeführt werden.
- Um am Regelleistungsmarkt teilzunehmen, ist eine sogenannte Präqualifikation erforderlich, in der nachgewiesen werden muss, dass die jeweilige Anlage die technischen Anforderungen des angebotenen Regelleistungsprodukts auch tatsächlich präzise und zuverlässig einhalten kann.
- Die ÜNB haben 2015 spezielle Präqualifikationsanforderungen für Windenergieanlagen veröffentlicht, die im Rahmen einer Pilotphase eine zunehmende Teilnahme und das Sammeln von Erfahrungswerten ermöglichen sollen. Erste Direktvermarkter bieten entsprechende Produkte inzwischen an. Bislang nehmen Windenergieanlagen aber noch nicht im großen Stil am Regelleistungsmarkt teil, da die Präqualifikation eine hohe technische und ggf. auch wirtschaftliche Barriere darstellt.
- Mit Anlagen, die für den eingespeisten Strom nicht die Marktprämie, sondern die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, ist die Teilnahme am Regelleistungsmarkt EEG-rechtlich unzulässig. Bei einem Verstoß verringert sich die Vergütung auf den Monatsmarktwert.

A. Einleitung

In Zeiten sinkender EEG-Fördersätze und hoher Hürden, um über die Ausschreibungen überhaupt eine Förderung zu erhalten, sowie angesichts der in manchen Regionen zunehmenden Abregelungen im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen stellt sich in vielen Windenergieprojekten die Frage, ob es nicht neben dem EEG noch weitere Optionen gibt, Windenergieanlagen wirtschaftlich zu betreiben oder den Betrieb zumindest wirtschaftlich zu optimieren. Dieselbe Frage kommt auf, wenn ein Windpark das Ende des EEG-Förderzeitraums erreicht hat und der Vergütungsanspruch dauerhaft entfällt.

Zum ersten besteht grundsätzlich auch ohne finanziellen Förderanspruch nach dem EEG die Möglichkeit, den erzeugten Strom weiterhin in das Netz der allgemeinen Versorgung einzuspeisen und dort an Dritte zu vermarkten. Auch dann können Anlagenbetreiber verschiedene Ansprüche gegen den Netzbetreiber geltend machen (z.B. auf Netzanschluss oder Abnahme des Stroms) und den in das Netz eingespeisten Strom im Wege der sog. sonstigen Direktvermarktung an Dritte veräußern. Dabei können Herkunftsnachweise für den Strom genutzt und dieser als Grünstrom verkauft werden. Die Einzelheiten hierzu und die zu erfüllenden gesetzlichen Voraussetzungen finden Sie im BWE-Leitfaden „Ansprüche aus dem EEG für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch“.

<https://www.wind-energie.de/publikationen/hintergrund-informationspapiere>

Welche Möglichkeiten bestehen aber, wenn der Anlagenbetreiber gar nicht seinen gesamten Strom ins Netz einspeisen möchte? Auf welche Arten kann der Strom möglichst sinnvoll außerhalb des Stromnetzes genutzt werden? Können Windenergieanlagen in Power-to-X-Konzepte eingebunden werden? Welche Umlagen, Abgaben und Entgelte fallen dann an bzw. weg und welche Anforderungen sind zu erfüllen? Wie können auch Anlagenbetreiber von Windenergieanlagen von den Privilegien für die Eigenversorgung profitieren? Und können Windenergieanlagen vielleicht sogar ganz unabhängig von der direkten Stromnutzung zusätzlich noch ganz anders vermarktet werden – etwa am Regelleistungsmarkt?

Auf diese Fragen soll der vorliegende Leitfaden erste Antworten geben.

Ob und inwieweit die Voraussetzungen für die entsprechenden Vermarktungsoptionen vorliegen, ist dabei natürlich stets eine Frage der konkreten Umstände. Der vorliegende Leitfaden kann und soll insofern nur eine erste Orientierung bieten, welche Optionen für Anlagenbetreiber bestehen und kann eine umfassende Prüfung im Einzelfall nicht ersetzen.

Exkurs: Preisvorteile in dezentralen Energiekonzepten

Kann der direkte Vor-Ort-Verbrauch von Strom aus Windenergieanlagen überhaupt eine sinnvolle Vermarktungsoption sein? Dafür lohnt sich ein Blick auf die Zusammensetzung des durchschnittlichen deutschen Strompreises: Mehrere der in der Grafik auf die eigentlichen Stromerzeugungskosten gesetzlich aufgeschlagenen Entgelte, Abgaben und Umlage können bei der Nutzung von vor Ort erzeugtem Strom eingespart werden – denn sie sind an die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes gekoppelt. Dies gilt etwa für die Netzentgelte, die KWKG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage und die „§ 19 StromNEV-Umlage“. Wird das Stromnetz nicht genutzt, müssen diese Strompreisbestandteile auch nicht gezahlt werden. Auch die EEG-Umlage oder die Stromsteuer können in dezentralen Energiekonzepten unter bestimmten Voraussetzungen erheblich reduziert sein oder sogar ganz entfallen.

Bei der Vor-Ort-Nutzung von Strom aus Windenergieanlagen ist es also grundsätzlich möglich, den gesetzlichen „Kostenrucksack“ durch das Entfallen oder die Reduzierung einiger Preisbestandteile gegenüber dem konventionellen Netzbezug deutlich zu verringern – und so einen attraktiven Strompreis für einen potenziellen Abnehmer oder im Rahmen eines Eigenverbrauchs für den Anlagenbetreiber selbst zu gestalten. Insbesondere in Konstellationen, in denen die dezentrale Nutzung nicht mit der Netzeinspeisung unter Geltendmachung der EEG-Förderung „konkurriert“ – etwa weil kein Förderanspruch (mehr) besteht –, kann die dezentrale Vermarktung oder Nutzung von Strom aus Windenergieanlagen daher grundsätzlich eine interessante Option sein. Dies soll zu keiner Entsolidarisierung der Windparkbetreiber gegenüber allgemeinen Kosten führen, sondern lediglich den Einstieg in solche Konzepte erleichtern.

B. Wie kann ein Eigenversorgungskonzept umgesetzt werden und was ist dabei zu beachten?

I. Was sind die Voraussetzungen einer Eigenversorgung?

Der grundsätzliche Ansatz von Eigenversorgungskonzepten ist und muss es sein, dass der Betreiber einer Anlage den erzeugten Strom selbst so erzeugungsnah wie möglich nutzt. Im Kontext der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien waren Eigenversorgungskonzepte zunächst im Feld der Solarenergie am stärksten vertreten. Hier gibt es für vor dem 1. April 2012 in Betrieb genommene Anlagen sogar nach wie vor einen Förderanspruch nach dem EEG auch für den Eigenverbrauch. In den letzten Jahren sind dann Eigenversorgungskonzepte vermehrt auch für andere Energieträger „entdeckt“ worden.

In rechtlicher Hinsicht ist eine Eigenversorgung gemäß der Legaldefinition in § 3 Nummer 19 EEG 2017 an folgende Voraussetzungen geknüpft:

- Der Anlagenbetreiber verbraucht den erzeugten Strom selbst (Personenidentität).
- Stromerzeugung und Stromverbrauch liegen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zueinander.
- Der Strom wird nicht durch das öffentliche Stromnetz geleitet.

Wichtigste Voraussetzung ist dabei die Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher. Diese Voraussetzung wird überwiegend streng und „formaljuristisch“ verstanden: Sobald es sich um unterschiedliche natürliche oder juristische Personen handelt, scheidet eine Eigenversorgung demnach aus. Dies gilt etwa schon dann, wenn die Windenergieanlage von einem eigenständigen Schwesterunternehmen („Wind-GmbH“) eines Unternehmens betrieben wird, das den Strom z.B. in seiner Niederlassung nahe der Windenergieanlage verbraucht.

Die Bundesnetzagentur vertritt in ihrem – zwar nicht rechtsverbindlichen, aber für die Praxis dennoch bedeutsamen – Leitfaden zur Eigenversorgung zudem ein sehr strenges Verständnis bezüglich der Eigenversorgung in sog. Mehrpersonenkonstellationen. Wenn die Anlage von einer Mehrheit von Personen betrieben bzw. genutzt wird (z.B. Betrieb durch eine Genossenschaft oder eine GbR), sieht die Bundesnetzagentur in der Nutzung des erzeugten Stroms durch eine Einzelperson (z.B. ein einzelnes Mitglied der Genossenschaft oder ein einzelner Gesellschafter der GbR) die Voraussetzungen einer privilegierten Eigenversorgung nach dem EEG als nicht erfüllt. Rechtssicher lassen sich Eigenversorgungsmodelle derzeit insbesondere in solchen Konstellationen umsetzen, in denen nur eine Person die Anlage betreibt und den Strom auch tatsächlich für eigene Zwecke nutzt, etwa ein industrielles Unternehmen, das den Strom direkt für seine Produktion am Standort nutzt.

Exkurs: Eigenversorgung im Pachtmodell?

Für eine Eigenversorgung ist es nicht etwa erforderlich, dass der Anlagenbetreiber auch der Eigentümer der Windenergieanlage ist. Vielmehr kommen auch sog. Pachtmodelle in Betracht, in denen z.B. der Anlagenprojektor oder auch der vorherige Betreiber die Anlage an denjenigen verpachtet, der den erzeugten Windstrom zur Eigenversorgung nutzen möchte. Will also z.B. ein Industrieunternehmen sich selbst mit EEG-Umlage-privilegiertem Windstrom versorgen, kann es etwa eine nahegelegene Windenergieanlage pachten und so zum Anlagenbetreiber werden.

Die entscheidenden Merkmale für die Übertragung der Anlagenbetreibereigenschaft sind dabei, dass der Pächter nach der konkreten vertraglichen Ausgestaltung auch tatsächlich das technische und wirtschaftliche Risiko des Anlagenbetriebs trägt. Zudem muss er die Schlüsselgewalt über die Anlage innehaben und ihren Betrieb eigenmächtig bestimmen können.

Eine Verpachtung rein „virtueller“ Anlagen- oder Leistungsanteile (sog. „Scheibenpachtmodelle“) reicht – vergleichbar der Situation bei Mehrpersonenverhältnissen – demgegenüber nicht aus, um eine Eigenversorgung rechtssicher nachweisen zu können. Für den pachtenden Letztverbraucher heißt es vielmehr: „Ganz oder gar nicht“. Will er eine Eigenversorgung aus einer Windenergieanlage realisieren, muss er sich also auch darum kümmern, was mit dem ggf. vorhandenen überschüssigen Strom geschehen soll, den er nicht braucht (Einspeisung und Vermarktung über das Stromnetz, Speicherung, Lieferung an weitere Abnehmer vor Ort etc.).

Bei der Gestaltung entsprechender Pachtverträge sind zudem zahlreiche juristische Detailfragen zu beachten. Insbesondere gilt es zu vermeiden, dass das Pachtverhältnis als finanzaufsichtsrechtlich genehmigungspflichtiges „Finanzierungsleasing“ eingestuft wird. Gleichzeitig muss gewährleistet sein, dass die typischen Kriterien für den Übergang der Anlagenbetreibereigenschaft auf den Pächter tatsächlich erfüllt sind. Denn ansonsten würde es sich nicht um eine Eigenversorgung handeln, sondern um eine Stromlieferung des Verpächters an den Pächter – mit der Folge, dass die EEG-Umlage dann doch in voller Höhe anfällt. Mit dem erforderlichen juristischen Know-how lassen sich Eigenversorgungs-Pachtmodelle aber insgesamt rechtssicher umsetzen und sind – vor allem für Solaranlagen – in der Praxis mittlerweile etabliert.

Wie das weitere zu erfüllende Kriterium des „unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs“ auszulegen ist, ist ebenfalls umstritten. Die Bundesnetzagentur vertritt in ihrem Leitfaden zur Eigenversorgung hierzu ein relativ engeres Verständnis, nach dem z.B. keinerlei „unterbrechende Hindernisse“ wie Straßen, Flüsse, Wälder, Gebäude o.ä. zwischen der Windenergieanlage und dem Verbrauchsort liegen dürfen. Es lässt sich aber mit guten Argumenten auch eine andere rechtliche Auslegung vertreten, nach der gerade bei Windenergieanlagen ein solcher enger Maßstab nicht sachgerecht ist. Wenn etwa eine Windenergieanlage auf einem weitläufigen Betriebsgelände eines Unternehmens betrieben wird und zwischen der Anlage und den konkreten Verbrauchsorten „unterbrechende Hindernisse“ liegen, sprechen die deutlich besseren Argumente dafür, dass der unmittelbare räumliche Zusammenhang dennoch gewahrt ist. Wenn allerdings ein Transport des Stroms über viele Kilometer erforderlich ist, sollte im Einzelfall genau geprüft werden, ob noch von einer EEG-Umlage-privilegierten Eigenversorgung auszugehen ist.

II. Was sind die Vorteile einer Eigenversorgung?

Der wesentliche betriebswirtschaftliche Vorteil einer Eigenversorgung aus einer Windenergieanlage ist, dass dann für den Stromverbrauch die EEG-Umlage nur erheblich reduziert anfällt. So fällt die EEG-Umlage bei einer Eigenversorgung aus einer EEG-Anlage – zu denen natürlich auch die Windenergieanlagen zählen – nur zu 40 % an (§ 61b Nummer 1 EEG 2017). In bestimmten Konstellationen kann die EEG-Umlage bei einer Eigenversorgung auch ganz entfallen. Diese kommen aber in der Praxis bei Windenergieanlagen bislang kaum bzw. nur für geringe Strommengen vor. So entfällt u.a. gemäß § 61a EEG 2017 die EEG-Umlage bei einer Eigenversorgung komplett

- für den sogenannten Kraftwerkseigenverbrauch, also „soweit der Strom in der Stromerzeugungsanlage oder in deren Neben- und Hilfsanlagen zur Erzeugung von Strom im technischen Sinn verbraucht wird“,
- wenn die Windenergieanlage weder unmittelbar noch mittelbar an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist (sog. „Inselkonzepte“),
- wenn sich der jeweilige Eigenversorger vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt und für den überschüssigen Strom aus seiner Windenergieanlage keine EEG-Förderung in Anspruch nimmt.

Zuletzt sind unter bestimmten Voraussetzungen bereits vor Inkrafttreten des EEG 2014 am 1. August 2014 bestehende Eigenversorgungskonzepte durch zahlreiche spezielle Bestandsschutzregelungen von der EEG-Umlage befreit (vgl. §§ 61c bis 61f EEG 2017), wobei entscheidend für den Bestandsschutz der Zeitpunkt der tatsächlichen Umsetzung des Eigenversorgungskonzepts ist und nicht etwa das Inbetriebnahmedatum der Windenergieanlage.

Exkurs: Was genau ist die EEG-Umlage und wer muss sie zahlen?

Grundsätzlich muss ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen für jede Kilowattstunde Strom, die es an einen Letztverbraucher liefert, an den zuständigen Netzbetreiber die EEG-Umlage zahlen. In den zugrunde liegenden Stromlieferverträgen wird diese Kostenlast dann in aller Regel an den belieferten Letztverbraucher weitergegeben.

Bei einer Eigenversorgung – wo es zwangsläufig an einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen fehlt – muss der Eigenversorger für den selbst erzeugten und verbrauchten Strom die EEG-Umlage, sofern diese anfällt, selbst an den zuständigen Netzbetreiber zahlen.

Für die Erhebung und „Verwaltung“ der EEG-Umlage sind dabei grundsätzlich die Übertragungsnetzbetreiber zuständig. Im Falle der Eigenversorgung können ausnahmsweise – je nach Einzelfall – aber auch die örtlichen Verteilnetzbetreiber zuständig sein.

Ein weiterer Vorteil einer Eigenversorgung im Sinne des EEG ist, dass auch weitere gesetzliche Strompreisbestandteile entfallen, die mit der Nutzung des öffentlichen Stromnetzes einhergehen, also insbesondere die für die eigentliche Netznutzung anfallenden Netzentgelte und die mit ihnen erhobenen gesetzlichen Abgaben und Umlagen (insb. die der Finanzierung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen dienende KWKG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die der Finanzierung der gewährten Entlastungen bei den Netzentgelten für Sonderformen der Netznutzung dienende „19-StromNEV-Umlage“ und die von den Gemeinden für die Einräumung des Rechts zur Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Stromleitungen erhobenen Konzessionsabgaben).

Bei einem weiteren der gesetzlichen Strompreisbestandteile – der Stromsteuer – besteht derzeit aufgrund einer von der Generalzolldirektion in einem Informationspapier¹ vertretenen neuen Rechtsposition in vielen Konstellationen Rechtsunsicherheit. Als Faustformel lässt sich aber sagen: Bei kleinen Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 2 MW kommt im Falle einer Eigenversorgung eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 Stromsteuergesetz (StromStG) grundsätzlich in Betracht – allerdings müssen hierbei wiederum spezielle Regelungen zur Anlagenzusammenfassung berücksichtigt werden, so dass auch mehrere kleine Windenergieanlagen zusammenzufassen sein können und dann nicht unter die Stromsteuerbefreiung fallen. Ist die Anlage größer, wird es dagegen kompliziert:

Zumindest nach dem Informationspapier der Generalzolldirektion soll dann in vielen Fällen keine Stromsteuerbefreiung mehr geltend gemacht werden können. Dann fällt die Stromsteuer in Höhe von 2,05 Cent/kWh an. Je nach Einzelfall kann der Letztverbraucher aber – auch im Falle einer Eigenversorgung – einen Antrag auf eine Steuerentlastung nach §§ 9a, 9b und/oder 10 StromStG stellen. Die stromsteuerrechtliche Bewertung ist dabei insgesamt stark einzelfallabhängig und muss stets anhand der konkreten Umstände des jeweiligen Eigenversorgungskonzepts genau geprüft werden. Pauschale Aussagen können hier kaum getroffen werden. Eine vertiefte Darstellung, in welchen Konstellationen die Stromsteuer anfällt und welche Pflichten in diesem Zusammenhang bestehen, finden Sie im BWE-Informationspapier „EEG 2017 – Meldepflichten zu Stromsteuerbefreiung und EEG-Umlage“.

<https://www.wind-energie.de/publikationen/hintergrund-informationspapiere>

Die EEG-Förderung (Marktprämie, Einspeisevergütung) kann dabei für den selbst verbrauchten Strom nicht beansprucht werden. Wird jedoch nicht der gesamte erzeugte Strom für den Eigenverbrauch benötigt, kann der sog. „Überschussstrom“ ins Netz eingespeist und – sofern es sich nicht um eine Neuanlage handelt, für die das sogenannte Eigenversorgungsverbot nach § 27a EEG 2017 greift – für diesen die EEG-Förderung geltend gemacht werden (siehe hierzu im Einzelnen unten IV.).

¹ Informationen zu den Stromsteuerbefreiungen nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 und Nummer 3 Stromsteuergesetz mit Hinweisen zu den Wechselwirkungen der Stromsteuerbefreiungen zu den Förderungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Stand: Februar 2017 – abrufbar unter https://www.zoll.de/SharedDocs/Aktuelle_Einzelmeldungen/DE/Fachmeldungen/vst_info_stromsteuerbefreiung.html)

III. Welche Pflichten treffen den Anlagenbetreiber bei einer Eigenversorgung?

Insbesondere zu beachten sind vom Anlagenbetreiber im Zusammenhang mit einer EEG-Umlage-privilegierten Eigenversorgung verschiedene spezielle Meldepflichten (eine detaillierte Auflistung findet sich im BWE-Infopapier „EEG 2017 – Meldepflichten zu Stromsteuerbefreiung und EEG-Umlage“ <https://www.wind-energie.de/publikationen/hintergrund-informationspapiere>). Diese treten zu den „normalen“ Anlagenbetreiber-Meldepflichten nach dem EEG hinzu (insb. Jahresmeldung beim Netzbetreiber und Registrierungspflichten bei der Bundesnetzagentur): So müssen bei einer Eigenversorgung zusätzlich unverzüglich einmalig die sogenannten Basisdaten (Angabe, ob und ab wann eine Eigenversorgung vorliegt, die installierte Leistung der Anlage, Angabe, ob und auf welcher Grundlage die EEG-Umlage sich verringert oder entfällt) oder Änderungen hieran an den Netzbetreiber gemeldet werden sowie – sofern die reduzierte EEG-Umlage anfällt – auch einmal im Jahr die umlagepflichtigen Strommengen (vgl. § 74a EEG 2017).

Wer der Adressat der Meldungen ist und welche Frist insoweit gilt, hängt davon ab, wie das Eigenversorgungskonzept im Einzelnen ausgestaltet ist (vgl. § 61i EEG 2017): Handelt es sich um eine reine Eigenversorgung, muss die Meldung beim Anschlussnetzbetreiber erfolgen. Der maßgebliche jährliche Meldetermin ist dann immer der 28. Februar des Folgejahres. Findet zusätzlich auch eine Stromlieferung an Dritte statt, ist der Übertragungsnetzbetreiber der Adressat der Meldung und die maßgebliche Frist verschiebt sich auf den 31. Mai des Folgejahres.

Verstößt ein Anlagenbetreiber gegen die Meldepflichten, wird er mit einer Erhöhung der EEG-Umlage sanktioniert: Werden die Basisdaten nicht gemeldet, erhöht sich die EEG-Umlage um 20 Prozentpunkte; erfolgt die jährliche Strommengenmeldung nicht fristgerecht, wird die EEG-Umlage für das betroffene Kalenderjahr sogar zu 100 % fällig (§ 61g EEG 2017).

IV. Ist eine Eigenversorgung mit allen Windenergieanlagen zulässig?

Grundsätzlich kann jeder Anlagenbetreiber selbst entscheiden, was er mit seinem Strom macht. Nicht etwa sind Anlagenbetreiber per se gezwungen, ihren Strom ins Netz einzuspeisen. Die sog. „Andienungspflicht“ (vgl. § 21 Abs. 2 EEG 2017) gegenüber dem Netzbetreiber besteht explizit nur, soweit der Anlagenbetreiber die Einspeisevergütung in Anspruch nimmt und der Strom nicht bereits vor der Einspeisung vor Ort verbraucht wird. Die „Andienungspflicht“ bezieht sich also immer nur auf den tatsächlich auch in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeisten Strom. Ein Eigenversorgungskonzept kann deswegen grundsätzlich mit der Inanspruchnahme der Einspeisevergütung kombiniert werden, ohne den Förderanspruch zu gefährden.

Es steht Betreibern von Windenergieanlagen also frei, den Strom – ggf. auch nur anteilig – zur Eigenversorgung zu nutzen, den Strom anteilig oder vollständig übers Netz oder außerhalb dessen an Dritte zu veräußern, ihre Anlage für die Eigenversorgung an einen Dritten zu verpachten o.ä. Dabei stellt eine lediglich teilweise erfolgende Eigenversorgung auch keine „anteilige Veräußerung“ i.S.d. § 21b Abs. 2 EEG 2017 dar, die dem Netzbetreiber als solche gemeldet werden müsste und bei der dauerhaft die gleichen prozentualen Anteile eingehalten werden müssen. Im Falle einer Eigenversorgung ist die Änderung der selbst verbrauchten und ins Netz eingespeisten Anteile also unschädlich für die EEG-Förderung des „Überschussstroms“.

Eine wichtige Einschränkung besteht insoweit allerdings für Windenergieanlagen, deren Betreiber für einen Förderanspruch an einer Ausschreibung nach dem EEG 2017 teilnehmen mussten. Für diese Anlagen gilt das sog. Eigenverbot nach § 27a EEG 2017. Das bedeutet, dass es Anlagenbetreibern dann grundsätzlich untersagt ist, ihren Strom zur Eigenversorgung zu nutzen. Verstoßen sie gegen das Eigenverbot, verlieren sie für das gesamte Kalenderjahr den EEG-Förderanspruch für den in das Stromnetz eingespeisten Überschussstrom (vgl. § 52 Abs. 1 Satz 1 Nummer 4 und Satz 3 EEG 2017). Das EEG regelt jedoch mehrere Ausnahmen vom Eigenverbot. So können auch Ausschreibungs-Windenergieanlagen zur Eigenversorgung genutzt werden, wenn der Strom verbraucht wird...

- ...durch die Anlage selbst oder andere Anlagen i.S.d. EEG, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,
- ...in den Neben- und Hilfsanlagen der Anlage oder anderer Anlagen, die über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind,
- ...zum Ausgleich physikalisch bedingter Netzverluste,
- ...zu Zeiten negativer Strompreise (Spotmarkt, day-ahead),
- ...zu Zeiten, in denen die Anlage im Rahmen des Einspeisemanagements abgeregelt wird.

Diese Beschränkung gilt aber nur für Anlagen, die einen EEG-Förderanspruch auf Basis eines in einer Ausschreibung erhaltenen Zuschlages geltend machen. Wenn etwa die Windenergieanlage für eine Förderung gar nicht an einer Ausschreibung teilnehmen musste (Bestandsanlagen, Übergangsanlagen nach § 22 Abs. 2 EEG 2017, Kleinanlage unter 750 kW), gilt das Eigenversorgungsverbot des EEG 2017 nicht.

Daneben kann auch mit Windenergieanlagen, die in einer Ausschreibung einen Zuschlag erhalten haben, ein Eigenversorgungskonzept grundsätzlich natürlich umgesetzt werden. Allerdings handelt es sich hierbei wohl eher um einen theoretischen Fall, da in dem Kalenderjahr, in dem auch eine Eigenversorgung erfolgt, auf eine Förderung nach dem EEG vollständig verzichtet werden müsste. Der Anspruch auf Förderung erlischt aber dann nicht endgültig. Wird das Eigenversorgungskonzept später wieder beendet, kann durchaus wieder in die Förderung „zurückgewechselt“ werden. Da aktuell noch viele Eigenversorgungskonzepte aber auf die Einspeisung des Überschussstroms gegen die EEG-Förderung angewiesen sind, dürfte die Regelung in § 27a EEG 2017 für Eigenversorgungskonzepte mit neuen Windenergieanlagen häufig ein K.O.-Kriterium darstellen.

Zusammenfassung:

Eine **Eigenversorgung** ist die Nutzung von Strom durch den Anlagenbetreiber selbst im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Windenergieanlage, ohne dass der Strom zuvor durch das öffentliche Stromnetz durchgeleitet wurde. Der wesentliche Vorteil einer Eigenversorgung ist, dass sich die **EEG-Umlage** auf 40 % reduziert und andere gesetzliche Strompreisbestandteile entfallen. Bei einer Eigenversorgung bestehen jedoch verschiedene spezielle **Meldepflichten**, die vom Anlagenbetreiber zu beachten sind.

Für Windenergieanlagen, die nach dem EEG 2017 für den Erhalt einer Förderung zuvor an einer **Ausschreibung** teilnehmen mussten, sind die Möglichkeiten für eine Eigenversorgung jedoch gesetzlich stark eingeschränkt: Außerhalb gesetzlich vorgegebener Ausnahmen verlieren Anlagenbetreiber im Falle einer Eigenversorgung für den in das Stromnetz eingespeisten Überschussstrom ihren EEG-Förderanspruch – und zwar für das gesamte Kalenderjahr. Für Anlagen, die nicht an einer Ausschreibung teilnehmen mussten (z.B. Bestandsanlagen und Kleinanlagen mit weniger als 750 kW installierter Leistung) und für Anlagen, die für den ins Stromnetz eingespeisten Strom keinen Förderanspruch geltend machen können (z.B. weil sie keinen Zuschlag bekommen haben oder weil der Förderzeitraum abgelaufen ist) oder wollen (weil sie den Großteil ihres Stroms ohnehin dezentral verbrauchen), gelten die Einschränkungen des **Eigenversorgungsverbot** dagegen nicht.

C. Wie kann ein Direktlieferungskonzept umgesetzt werden und was ist dabei zu beachten?

I. Was sind die Voraussetzungen einer Direktlieferung?

Die Voraussetzungen für eine Direktlieferung sind letztlich schnell zusammengefasst: Der Strom wird durch einen Dritten verbraucht – also nicht durch den Anlagenbetreiber selbst, da es sich dann um eine Eigenversorgung handeln würde – und der Strom wird zu diesem über eine Direktleitung geliefert, also nicht durch das öffentliche Stromnetz durchgeleitet.

Exkurs: Direktlieferung oder Direktvermarktung?:

Wird der Strom hingegen zum Zweck des Verkaufes an einen Dritten zunächst ins Stromnetz eingespeist, handelt es sich begrifflich nicht um eine Direktlieferung, sondern um eine Direktvermarktung. Im Rahmen dieser kann in aller Regel auch eine Förderung nach dem EEG, die Marktprämie, in Anspruch genommen werden. Wird bei der Direktvermarktung die Marktprämie nicht in Anspruch genommen, handelt es sich wiederum um eine sog. „sonstige Direktvermarktung“ (vgl. § 21a EEG 2017). Einzelheiten zu den Vermarktungsoptionen über das Netz der allgemeinen Versorgung ohne Inanspruchnahme einer Förderung nach dem EEG und die dabei zu erfüllenden gesetzlichen Voraussetzungen finden Sie im BWE-Leitfaden „Ansprüche aus dem EEG für Windenergieanlagen ohne Förderanspruch“. <https://www.wind-energie.de/publikationen/hintergrund-informationspapiere>

In den Regelungen des EEG, in denen auf die Direktlieferung Bezug genommen wird, bzw. sie von einer Direktvermarktung abgegrenzt wird, wird außerdem verlangt, dass der Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Windenergieanlage stattfindet (vgl. § 3 Nummer 16, § 21b Absatz 4 EEG 2017). Ob hieraus abzuleiten ist, dass eine Direktlieferung über weitere Distanzen nicht möglich ist, obwohl sie nicht über das öffentliche Netz, sondern eine Direktleitung erfolgt, ist rechtlich umstritten. Es sprechen aber gute Argumente dafür, dass es primär darauf ankommt, dass keine Netzdurchleitung stattfindet und die räumliche Nähe zwischen Windenergieanlage und Verbraucher rechtlich letztlich nicht von Belang ist. Rechtssicher sind Direktlieferungen jedenfalls in solchen Konstellationen umsetzbar, in denen der Verbrauchsort (etwa ein gewerblicher Betrieb oder auch ein privater oder landwirtschaftlicher Verbraucher) in direkter örtlicher Nähe zu der Windenergieanlage liegt oder die Windenergieanlage direkt auf dem jeweiligen Betriebsgelände errichtet ist.

II. Was sind die Vorteile einer Direktlieferung?

Gegenüber der Eigenversorgung ist eine Direktlieferung von Strom stets zu 100 % mit der EEG-Umlage belastet. Ausnahmetatbestände oder Privilegien für EEG-Anlagen gibt es bei einer Direktlieferung im Hinblick auf die EEG-Umlage nicht.

Ein wirtschaftlicher Vorteil bleibt aber, dass mangels Nutzung des Stromnetzes andere der gesetzlichen Strompreisbestandteile entfallen, insbesondere die Netzentgelte und die mit ihnen erhobenen gesetzlichen Abgaben und Umlagen (insb. die KWKG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, die „19-Strom-NEV-Umlage“ und Konzessionsabgaben, siehe hierzu auch oben unter A. und B.II.).

Bezüglich der Stromsteuer gilt letztlich das bereits zur Eigenversorgung Gesagte (siehe oben B.II.): Bei kleineren Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 2 MW kann auch im Falle einer Direktlieferung eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Absatz 1 Nummer 3 Stromsteuergesetz (StromStG) in Betracht kommen. Ist die Anlage größer, soll nach der von der Generalzolldirektion in ihrem vertretenen neuen Rechtsposition in den allermeisten Fällen keine Stromsteuerbefreiung mehr gelten. Es bleibt aber ggf. bei der Möglichkeit, einen Antrag auf eine Steuerentlastung nach §§ 9a, 9b und/oder 10 StromStG zu stellen. Eine vertiefte Darstellung, in welchen Konstellationen die Stromsteuer anfällt und welche Pflichten in diesem Zusammenhang bestehen, finden Sie im BWE-Informationspapier „EEG 2017 – Meldepflichten zu Stromsteuerbefreiung und EEG-Umlage“.
<https://www.wind-energie.de/publikationen/hintergrund-informationspapiere>

Eine EEG-Förderung (Marktprämie, Einspeisevergütung) kann dabei für den direkt an einen Dritten ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes gelieferten Strom nicht beansprucht werden. Wird der erzeugte Strom allerdings nicht vollständig von dem Dritten abgenommen, kann der verbleibende sog. „Überschussstrom“ aber immer ins Netz eingespeist und die EEG-Förderung (Marktprämie, Einspeisevergütung) hierfür geltend gemacht werden, sofern ein entsprechender Förderanspruch grundsätzlich besteht (siehe dazu auch unten IV.).

III. Welche Pflichten treffen den Anlagenbetreiber bei einer Direktlieferung?

Wenn ein Anlagenbetreiber Strom an einen Dritten liefert, wird er unabhängig von der Größe der gelieferten Strommenge oder der Anzahl der belieferten Verbraucher zu einem „Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ (EltVU) im Sinne des EEG (vgl. § 3 Nummer 20 EEG 2017). Das bedeutet, er muss sich um die Abführung der vollen EEG-Umlage für den gelieferten Strom an den Übertragungsnetzbetreiber kümmern (vgl. § 60 EEG 2017) und unterliegt insoweit auch speziellen Meldepflichten. Insbesondere müssen EltVU dem Übertragungsnetzbetreiber unverzüglich einmalig die sog. Basisdaten (Angabe, ob und ab wann ein Fall der Lieferung vorliegt sowie Angabe, ob und auf welcher Grundlage sich die EEG-Umlage ggf. verringert oder entfällt) oder hieran eintretende Änderung sowie die an Letztverbraucher gelieferten Strommengen mitteilen sowie jährlich zum 31. Mai ihre Jahresendabrechnung für das Vorjahr vorlegen (vgl. § 74 EEG 2017).

Zusätzlich wird der Anlagenbetreiber bei einer Direktlieferung auch zum Energieversorgungsunternehmen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), zum sog. EVU. Auch in dieser Eigenschaft treffen den Anlagenbetreiber verschiedene – insbesondere administrative – Pflichten. So kann unter bestimmten Voraussetzungen eine Anzeigepflicht gegenüber der Bundesnetzagentur nach § 5 EnWG bestehen, wobei diese nur in Betracht kommt, wenn sog. Haushaltskunden (Letztverbraucher, die Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für den einen Jahresverbrauch von 10.000 Kilowattstunden nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke kaufen) beliefert werden, was in Direktliefermodellen mit Windenergieanlagen wohl eher selten der Fall sein wird. Zudem müssen bei der Belieferung von Letztverbrauchern mit Strom grundsätzlich eine Reihe gesetzlicher Vorgaben im Rahmen der Vertragsgestaltung, der Abrechnung und der Stromkennzeichnung beachtet werden (vgl. §§ 40 bis 42 EnWG). Diese zielen insbesondere auf die Transparenz und den Verbraucherschutz. Zudem sind bei der Gestaltung der Stromlieferverträge in aller Regel auch die Vorgaben aus dem allgemeinen AGB-Recht zu beachten. Auch gelten natürlich die allgemeinen Vorschriften des Steuerrechts, also etwa zur Umsatzsteuerpflichtigkeit von Stromlieferungen.

Zuletzt wird der Anlagenbetreiber bei der Belieferung von Dritten mit Strom regelmäßig zum Versorger im Sinne des Stromsteuerrechts. Auch in dieser Rolle treffen ihn verschiedene administrative Pflichten, und zwar unabhängig davon, ob die Stromsteuer anfällt oder nicht (siehe zur Frage der Stromsteuerpflichtigkeit oben C.II.). Insbesondere muss er als Versorger eine sog. Versorgererlaubnis beim örtlich zuständigen Hauptzollamt beantragen und eine jährliche oder monatliche Stromsteueranmeldung abgeben. Zudem müssen Versorger ein sog. Belegheft mit dem maßgeblichen Schriftwechsel mit dem Hauptzollamt führen sowie ggf. Aufzeichnungen bereithalten, die für die Feststellung der Stromsteuerschuld von Belang sind (z.B. zu etwaigen Befreiungstatbeständen).

Dabei müssen auch Betreiber kleiner Windenergieanlagen unter 2 MW installierter Leistung, selbst wenn die Lieferung grundsätzlich von der Stromsteuer befreit ist, dennoch den an Dritten gelieferten Strom jeweils zum 31. Mai jeden Jahres (Termin zur jährlichen Stromsteueranmeldung) ans Hauptzollamt melden (§ 4 Absatz 6 der Stromsteuerdurchführungsverordnung).

Zu beachten ist zuletzt, dass die Versorgereigenschaft im Stromsteuerrecht nicht nur den vom Anlagenbetreiber gelieferten Strom betrifft. Vielmehr ist der Anlagenbetreiber, wenn er Versorger i.S.d. Stromsteuerrechts ist, dann auch für seinen eigenen Verbrauchsstrom grundsätzlich „stromsteuerrechtlich zuständig“, und zwar unabhängig davon, ob er ihn selbst erzeugt oder seinerseits von einem EVU bezieht. Dies gilt auch standortübergreifend, also bei einem Unternehmen etwa für den gesamten Betriebsstrom. Der Anlagenbetreiber muss dann also grundsätzlich den gesamten von ihm selbst verbrauchten und den an Dritte gelieferten Strom zur Stromsteuer anmelden und diese auch entrichten. Dafür kann er dann den Strom von Dritten stromsteuerfrei beziehen. Hierbei gelten allerdings verschiedene Ausnahmen und Erleichterungen, die im Zuge der aktuellen Stromsteuerreform ab 2018 auch noch einmal ausgeweitet werden sollen. Da die stromsteuerrechtlichen Einzelheiten komplex sind und die praktische Durchführung von den Hauptzollämtern auch unterschiedlich gehandhabt wird, sollte in einem solchen Fall für die konkrete Ausgestaltung ggf. ein Rechtsexperte zu Rate gezogen werden.

IV. Ist eine Direktlieferung mit allen Windenergieanlagen zulässig?

Für die Belieferung von Dritten mit Strom außerhalb des Stromnetzes enthält das EEG keinerlei Einschränkungen: Weder handelt es sich dabei um eine vom EEG regulierte Direktvermarktung (siehe oben C.I.), noch gelten die Einschränkungen des Eigenversorgungsverbotes hier (siehe oben B.IV.).

Wenn nur ein Teil des in einer Windenergieanlage erzeugten Stroms vor Ort geliefert und der Rest ins Netz eingespeist wird, handelt es sich zudem nicht etwa um eine EEG-rechtlich regulierte „anteilige Veräußerung“ nach § 21b Absatz 2 EEG 2017. Dies stellt das EEG auch ausdrücklich klar (vgl. § 21b Absatz 4 Nummer 2 EEG 2017). Der Anlagenbetreiber muss dann also nicht zu jedem Zeitpunkt den gleichen prozentualen Anteil seines Stroms außerhalb des Netzes abgeben. Vielmehr kann er den jeweils zur Verfügung stehenden „Überschussstrom“ ohne Einschränkung gegen Erhalt der EEG-Förderung ins Netz einspeisen. Für den ins Netz eingespeisten Strom selbst gelten aber natürlich die allgemeinen Regelungen des EEG.

Zusammenfassung:

Eine **Direktlieferung** ist die Weitergabe von Strom durch den Anlagenbetreiber an einen Dritten über eine Direktleitung ohne dass hierfür das öffentliche Stromnetz genutzt wird. In wirtschaftlicher Hinsicht ist der wesentliche Vorteil einer solchen Direktlieferung, dass die meisten der bei einer „normalen“ Stromlieferung über das öffentliche Stromnetz anfallenden netzbezogenen Abgaben, Umlagen und Entgelte nicht anfallen. Die **EEG-Umlage** fällt bei einer Direktlieferung allerdings in voller Höhe an. Bei der **Stromsteuer** ist zu unterscheiden: Bei kleinen Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 2 MW kann diese entfallen, bei größeren Windenergieanlagen fällt sie in aller Regel in voller Höhe an.

Bei einer Direktlieferung bestehen verschiedene spezielle **Meldepflichten** nach dem EEG, dem EnWG und dem StromStG, die vom Anlagenbetreiber zu beachten sind.

Wird ein Direktliefermodell realisiert, kann zusätzlich für den in das öffentliche Stromnetz eingespeisten Strom eine **Förderung nach dem EEG** in Anspruch genommen werden, sofern ein solcher Anspruch grundsätzlich besteht. Dies gilt unabhängig davon, wann die Windenergieanlagen in Betrieb genommen worden sind. Das für Neuanlagen geltende Eigenversorgungsverbot (vgl. hierzu oben B.IV.) gilt – wie der Name schon sagt – lediglich für Eigenversorgungsmodelle und nicht für Direktliefermodelle.

D. Wie kann ein Power-to-X-Projekt umgesetzt werden und was ist dabei zu beachten?

Power-to-X: Was ist das überhaupt?

Mit Power-to-X werden zum einen die sogenannten Sektorkopplungstechnologien bezeichnet, mit Hilfe derer Strom für verschiedene Anwendungen in anderen Energiesektoren (Wärme, Mobilität) oder für stoffliche Nutzungen in der Industrie (z.B. in Form von Industriegasen) genutzt werden kann.

Ein typisches Beispiel hierfür ist etwa die Herstellung von Wasserstoff oder Methan aus Strom im Wege der Elektrolyse („Power-to-Gas“). Dieses Gas wiederum kann dann in das Erdgasnetz eingespeist und zur Wärmeerzeugung oder als Kraftstoff genutzt werden, als auch als Industriegas Anwendung finden. Daneben kann das eingespeiste Gas später auch wieder verstromt werden und das Gasnetz so als Zwischenspeicher fungieren. Ein anderes Beispiel wäre die Nutzung von sog. Power-to-Heat-Modulen, die aus Strom direkt Wärme erzeugen.

Wird in solchen Konzepten vermehrt Strom aus erneuerbaren Energien genutzt, kann der EE-Stromsektor einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung auch des Wärme- und Mobilitätssektors leisten. Denn diese hinken den aktuellen Klimaschutzziele noch wesentlich deutlicher hinterher, als der Stromsektor.

Neben diesen Technologien zur Nutzbarmachung von Strom in anderen Energiesektoren, werden zum anderen auch die der reinen Zwischenspeicherung von Strom dienenden Speichertechnologien zu den Power-to-X-Technologien gezählt („Power-to-Power“ oder „Power-to-Gas-to-Power“).

Gerade die Speichertechnologien, aber z.B. auch Power-to-Gas können einen Beitrag dazu leisten, die fluktuierenden Energieträger noch besser in das Netz zu integrieren und den lahmenden Netzausbau etwas zu kompensieren – beispielsweise, indem Strom zu Zeiten der Netzüberlastung zur Gaserzeugung genutzt wird oder zwischengespeichert wird. Anstatt den wertvollen grünen Strom im Wege des Einspeisemanagements „wegzuwerfen“, können Sektorkopplungs- und Speichertechnologien so künftig eine sinnvolle Alternative darstellen – und gleichzeitig einen Beitrag zur klimafreundlichen Entwicklung des Wärme-, Mobilitäts- und Industriesektors leisten.

In wirtschaftlicher Hinsicht genießen Speicher- und Sektorkopplungstechnologien keine rechtliche Sonderstellung. Privilegien für bestimmte Sektorkopplungstechnologien gelten bislang vielmehr nur sehr begrenzt für große KWK-Anlagen mit angeschlossener Power-to-Heat-Anlage. Windenergieanlagen können hiervon bislang also nicht profitieren. In § 39j EEG 2017 ist zwar in den Jahren 2018 bis 2020 die Durchführung von Innovationsausschreibungen vorgesehen, im Rahmen derer technologieübergreifend besonders effiziente netz- und systemdienliche technische Lösungen bei Erneuerbare-Energien-Anlagen gefördert werden sollen. Die Einzelheiten sollen aber erst in einer entsprechenden Verordnung geregelt werden, die aktuell noch nicht vorliegt.

Bei der konkreten Umsetzung von Speicher- und Sektorkopplungskonzepten ist insbesondere zu berücksichtigen, dass sowohl die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger (z.B. Gas) oder eine andere Nutzenergieform (z.B. Wärme) als auch die Zwischenspeicherung von Strom (etwa in einer Batterie) in energierechtlicher Hinsicht stets als Letztverbrauch gilt. Das bedeutet, dass ein Elektrolyseur, ein Power-to-Heat-Modul oder ein Batteriespeicher in einem ersten Schritt genauso behandelt wird, wie irgendein anderes Stromverbrauchsgerät: Wird dieses vom Betreiber der Windenergieanlage betrieben, kann es sich um eine Eigenversorgung handeln. Betreibt ein Dritter die Speicher- oder Power-to-X-Anlage, handelt es sich um eine gewöhnliche Stromlieferung des Windenergieanlagenbetreibers an diesen Dritten.

Wird dann in einem zweiten Schritt nach der Zwischenspeicherung oder der Umwandlung in einen anderen Energieträger wieder Strom abgeben – etwa bei der Ausspeicherung aus einer Batterie oder bei Rückverstromung von Windgas – gilt dies rechtlich als ganz neue Stromerzeugung. Wird der Strom auf der zweiten Stufe also an einen Dritten abgegeben, handelt es sich wiederum um eine Stromlieferung. Nur dann, wenn sowohl die Windenergieanlage und der Speicher bzw. die Power-to-X-Anlage als auch die „tatsächlichen“ Letztverbrauchsgeräte durch denselben Anlagenbetreiber betrieben werden, kann es sich vollumfänglich um eine Eigenversorgung verbunden mit den entsprechenden Privilegien bei der EEG-Umlage handeln.

Hieraus folgt, dass sowohl der „Verbrauch“ auf der ersten Stufe (Einspeicherung bzw. Umwandlung des Stroms) als auch der „tatsächliche Letztverbrauch“ auf der zweiten Stufe grundsätzlich sämtlichen oben unter B. und C. dargestellten Regelungen und insbesondere ggf. der EEG-Umlage unterliegen.

Um die hieraus resultierende Doppelbelastung zu vermeiden, hat der Gesetzgeber verschiedene spezielle Regelungen geschaffen, die den Bezugsstrom von Speichern oder bestimmten Power-to-X-Anlagen von einigen Letztverbraucherabgaben freistellen (vgl. etwa § 61k EEG 2017, § 118 Absatz 6 EnWG, § 27b KWKG). Das Grundprinzip ist hierbei – etwas vereinfacht gesagt – dass der Bezugsstrom von der jeweiligen Abgabenbelastung freigestellt wird, wenn nach der Rückverstromung die jeweilige Abgabe bezahlt wird. Damit soll vermieden werden, dass die Belastungen sich unsachgemäß „aufsummieren“.

So können etwa die Netzentgelte für eingespeicherten Netzstrom entfallen, wenn der Strom nach der Ausspeicherung zurück ins Stromnetz eingespeist wird. Auch bei Power-to-Gas-Projekten können die Netzentgelte für den Bezugsstrom aus dem Stromnetz entfallen. Nach der aktuellen BGH-Rechtsprechung gilt diese Privilegierung allerdings nur für die Netzentgelte. Die mit ihnen erhobenen sonstigen Abgaben und Umlagen (z.B. die Offshore-Haftungsumlage, die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Konzessionsabgaben oder Messentgelte) sind hiervon erst einmal nicht erfasst und fallen – je nach Einzelfall – grundsätzlich an.

Bei der EEG-Umlage und der KWKG-Umlage wiederum gilt für Stromspeicher grundsätzlich ein sog. Saldierungsprinzip: Die Umlage-Belastung auf der „Ausspeicherungsseite“ wird – unter komplexen Voraussetzungen – auf die EEG-Umlage-Belastung auf der „Einspeicherungsseite“ angerechnet. Für Power-to-Gas-Anlagen gibt es zudem eine spezielle Freistellung des Bezugsstroms von der EEG-Umlage. Diese gilt allerdings wiederum nur dann, wenn das Gas ins Gasnetz eingespeist, nach der Entnahme wieder verstromt und für diesen Strom am Ende der Nutzungskette die EEG-Umlage gezahlt wird. Im Übrigen gelten für andere Power-to-X-Anlagen (z.B. Power-to-Heat oder Power-to-Gas-to-Mobility) keine Begünstigungen oder Ausnahmen bei der EEG-Umlage. Im Stromsteuerrecht existieren ebenfalls einzelne Regelungen, die im Einzelfall zu einer Begünstigung des Bezugsstroms führen können.

Insgesamt ist festzuhalten, dass die rechtlichen Regelungen zur Abgabenbelastung bei Power-to-X- und Speicherprojekten sehr komplex sind und ihre Anwendbarkeit stark von dem jeweiligen Einzelfall abhängt. Insbesondere bei sogenannten Mischmodellen, die eine dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit Bezug von Graustrom aus dem Netz kombinieren oder bei denen Strom teilweise zurück ins Netz geht, teilweise aber auch vor Ort verbraucht wird, wird es schnell kompliziert. So sind die einzelnen Strommen gen dann je nach Einzelfall getrennt voneinander zu erfassen und abzurechnen. Dies kann ein hochkomplexes Mess- und Abrechnungskonzept erfordern. Auch können in Mischmodellen manche Begünstigungen ganz entfallen, allerdings ist hier im Detail derzeit noch vieles rechtlich umstritten. Pauschale Aussagen sind insofern kaum möglich. Es ist jedoch für die Wirtschaftlichkeit entsprechender Projekte in der Regel unabdingbar, die Belastung mit Letztverbraucherabgaben im Einzelfall vorab genau zu prüfen, ggf. mit juristisch spezialisiertem Beistand.

Aus der Einordnung als Letztverbraucher folgt zudem, dass der Betrieb einer dezentralen Speicher- oder Power-to-X-Anlage durch den Anlagenbetreiber selbst jedenfalls bei neuen Windenergieanlagen regelmäßig rechtlich nur eingeschränkt möglich ist, da dann auch das Eigenversorgungsverbot gilt (vgl. oben B.IV.). Wie oben dargestellt, gelten allerdings auch Ausnahmen vom Eigenversorgungsverbot, etwa bei der Eigenversorgung in anderen am Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen „Anlagen“. Hierbei ist zu beachten, dass zumindest Stromspeicheranlagen („Power-to-Power“) unter gewissen Voraussetzungen solche „Anlagen“ im Sinne des EEG sein können und daher auch die Ausnahmen vom Eigenverbot hier greifen können.

Denn nach § 3 Nummer 1 EEG 2017 gelten als Anlage im Sinne des EEG auch „Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln“. Sofern es sich bei einem Stromspeicher also um eine „andere Anlage“ im Sinne der Ausnahmeregelung handelt, kann er auch im Rahmen einer Eigenversorgung betrieben werden. Dies gilt allerdings nach Auffassung der Clearingstelle EEG nur dann, wenn in dem Speicher ausschließlich Grünstrom zwischengespeichert wird und kein Graustrom aus dem Netz in ihn gelangt (vgl. Empfehlung der Clearingstelle vom 23. Januar 2017, EEG 2016/12).

Auf andere Power-to-X-Anlagen, die etwa der Gas- oder Wärmeerzeugung dienen, kann diese Regelung aber wohl nicht übertragen werden. Denn hier handelt es sich nicht um Stromerzeugungsanlagen, die nach § 3 Nummer 1 EEG 2017 als „EEG-Anlage“ eingeordnet werden könnten. Je nach Ausgestaltung kann das Eigenversorgungsverbot dann aber ggf. dadurch „umgangen“ werden, dass der Speicher nicht vom Anlagenbetreiber selbst, sondern von einem Dritten betrieben wird. Allerdings fällt dann in der Regel bei der Einspeicherung des Stroms die volle EEG-Umlage an, da es sich dann um eine „Stromlieferung“ des Anlagenbetreibers handelt und der Anlagenbetreiber wird zum Stromversorger mit allen damit einhergehenden Pflichten (siehe oben C. III.).

Zusammenfassung:

Bei **Power-to-X-Konzepten**, bei denen der in einer Windenergieanlage erzeugte Strom zum Zwecke der Anwendung in anderen Energiesektoren (Wärme, Mobilität), für die stoffliche Nutzung in der Industrie (z.B. in Form von Industriegasen) oder zum Zwecke der Zwischenspeicherung (Power-to-Power, Power-to-Gas-to-Power) umgewandelt wird, handelt es sich in energierechtlicher Hinsicht immer um einen **Letztverbrauch**.

Entscheidend dafür, ob und in welcher Höhe Abgaben, Umlagen und Entgelte anfallen ist demnach, ob das **Power-to-X-Konzept als Eigenversorgungsmodell** ausgestaltet ist (Betreiber der Windenergieanlage betreibt auch die Speicher- oder Sektorkopplungstechnologie) **oder als Direktliefermodell** (Speicher- oder Sektorkopplungstechnologie wird von einem Dritten betrieben). Hieraus ergeben sich auch die weiteren energierechtlichen Pflichten (vgl. hierzu insgesamt die Ausführungen zur Eigenversorgung und Direktlieferung oben B. und C.).

Um Doppelbelastungen zu vermeiden, hat der Gesetzgeber aber verschiedene **Sonderregelungen** geschaffen, die den Bezugsstrom von Speichern oder bestimmten Power-to-X-Anlagen von einigen Letztverbraucherabgaben freistellen.

Sofern ein Power-to-X-Konzept im Zusammenhang mit einer neuen Windenergieanlage umgesetzt wird, für die parallel ein im Rahmen einer Ausschreibung erlangter Förderanspruch nach dem EEG in Anspruch genommen werden soll, gilt in der Regel das sogenannte **Eigenversorgungsverbot**.

E. Was ist Regelleistung und können Windenergieanlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen?

I. Was ist Regelleistung und wie wird sie vermarktet?

Regelleistung dient dem Ausgleich kurzfristiger Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und -verbrauch und dient damit der Frequenzerhaltung im Stromnetz.

Wird das Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz gestört, kann es zu Netzausfällen kommen. Daher haben die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit die Aufgabe, ein ständiges Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme herzustellen. Fallen etwa Einspeiseanlagen aus oder wird mehr Strom entnommen als geplant, müssen solche Abweichungen im geplanten Verhältnis von Einspeisung und Verbrauch durch die ÜNB ausgeglichen werden. Dasselbe gilt, wenn zu viel Strom eingespeist wird. Dies geschieht durch die verschiedenen Arten von Regelleistung, die sich die ÜNB auf dem Regelleistungsmarkt von verschiedensten Anbietern beschaffen.

Da es sich bei dem Angebot von Regelleistung um eine wichtige Systemdienstleistung handelt, kann der Anbieter von Regelleistung hierfür ein Entgelt verlangen, das im Rahmen von Ausschreibungen bestimmt wird. Will man am Regelleistungsmarkt teilnehmen, begibt man sich also in einen (Preis-)Wettbewerb mit anderen Anbietern. Grundsätzlich kann dabei ein Leistungspreis für das Bereithalten entsprechender Kapazitäten und ein Arbeitspreis für den tatsächlichen Abruf von Regelleistung erzielt werden. Den „Marktplatz“, auf dem die verschiedenen Regelleistungsarten gehandelt werden, stellen die ÜNB bereit. Um daran teilzunehmen, ist allerdings eine sogenannte Präqualifikation erforderlich, in der der jeweilige Teilnehmer nachweisen muss, dass seine Anlage hinreichend präzise und zuverlässig für den Abruf und die Bereitstellung von Regelleistung geeignet ist. Die Präqualifikationsanforderungen werden von den ÜNB festgelegt.

Grundsätzlich zu unterscheiden ist dabei zunächst zwischen positiver und negativer Regelleistung. Positive Regelleistung ist erforderlich, um Leistungsdefizite im Stromnetz auszugleichen. Dies kann entweder dadurch umgesetzt werden, dass mehr Strom eingespeist oder weniger Strom abgenommen wird. Negative Regelleistung wird benötigt, wenn ein Leistungsüberschuss im Stromnetz herrscht. In diesem Fall können entweder Erzeugungsanlagen abgeregelt werden oder eine Last wird zugeschaltet bzw. ein Verbrauch hochgefahren. Als Anbieter von positiver wie negativer Regelleistung kommen also jeweils verschiedene Stromerzeugungsanlagen und Kraftwerke, aber auch große Stromverbraucher wie Industriebetriebe oder Batteriespeicher in Betracht, die ihre Einspeisung und Abnahme flexibel gestalten können.

Sowohl bei negativer als auch bei positiver Regelleistung werden verschiedene Arten von Regelleistung benötigt und am Regelleistungsmarkt gehandelt. Konkret handelt es sich um Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und die Minutenreserveleistung (auch: Tertiärregelleistung). Die drei Arten von Regelleistung unterscheiden sich insbesondere im Hinblick auf die Schnelligkeit und Dauer, mit der sie auf Abruf des ÜNB zur Verfügung stehen müssen. So dient die Primärregelleistung der möglichst unmittelbaren und kurzfristigen

Stabilisierung der Netzfrequenz, nachdem es zu einer Störung oder Abweichung gekommen ist. Daher muss sie innerhalb von 30 Sekunden zur Verfügung stehen und soll die erste Viertelstunde nach der Störung abdecken. Danach folgt die Sekundärregelleistung, die der Sicherung der Einsatzfähigkeit des Netzes dient. Hier ist die Erbringung innerhalb von 5 Minuten vorgesehen. Der Beherrschung auch länger andauernder Leistungsbilanzstörungen dient zuletzt die Minutenreserveleistung, die innerhalb von 15 Minuten und dann auch für längere Zeiträume aktiviert werden können muss.

Für jede dieser Regelleistungsarten gibt es eigene Auktionen, die nach verschiedenen Spielregeln ablaufen. So gibt es unterschiedliche Vorgaben zur Mindestgebotsgröße, zum Ausschreibungszeitraum und zum Pooling mehrerer Anlagen zur Erreichen der erforderlichen Mindestgebotsgröße (bei der für Windenergieanlagen interessanten Minutenreserveleistung beträgt diese Mindestgröße z.B. 5 MW). Da die verschiedenen Regelleistungsarten auch unterschiedliche technische Anforderungen mit sich bringen, unterscheiden sich dementsprechend auch die Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme am jeweiligen Marktplatz.

Nähere Informationen zu den verschiedenen Regelleistungsarten, zu den Ausschreibungen und zur Präqualifikation stellen die Übertragungsnetzbetreiber unter www.regelleistung.net bereit.

II. Können Windenergieanlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen?

Grundsätzlich steht der Regelleistungsmarkt allen sogenannten „Technischen Einheiten“ offen, die in der Lage sind, die jeweiligen Präqualifikationsanforderungen zuverlässig zu erfüllen.

Es können also sowohl Erzeugungseinheiten, die Strom liefern, als auch Lasten, die Strom verbrauchen, sowie Speicheranlagen, die beides können, positive und negative Regelleistung anbieten und vermarkten. Die Präqualifikationsanforderungen bilden dabei allerdings eine wesentliche Zugangsbarriere, die für die Teilnahme an den Regelleistungsauktionen zunächst genommen werden muss. Bislang sind zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt – neben fossilen Kraftwerken, Industrieverbrauchern und Speicheranlagen – insbesondere Biogasanlagen und Wasserkraftanlagen für die Regelleistungserbringung präqualifiziert.

Einzelne technische Einheiten müssen sich dabei nicht zwangsläufig selbst alleine am Regelleistungsmarkt behaupten, was wegen der für die verschiedenen Regelleistungsarten geltenden Mindestgebotsgrößen häufig auch gar nicht möglich wäre. Vielmehr können mehrere Anlagen zu sogenannten „Pools“ zusammengeschlossen und gemeinsam – häufig von einem Drittanbieter – vermarktet werden. Es gibt inzwischen auch verschiedene Direktvermarkter, die solche Regelleistungspools in ihrem Portfolio als Drittvermarkter gebündelt vermarkten.

Um auch Windenergieanlagen verstärkt den Eintritt in den Regelleistungsmarkt zu ermöglichen, haben die Übertragungsnetzbetreiber Ende 2015 einen „Leitfaden zur Präqualifikation von Windenergieanlagen zur Erbringung von Minutenreserveleistung im Rahmen einer Pilotphase“ veröffentlicht. Der Leitfaden ist inzwischen bereits zweimal überarbeitet worden und steht derzeit als Version 1.2 vom 4. September 2017 online zur Verfügung. In einer zunächst zweijährigen Pilotphase, die kürzlich noch einmal bis mindestens Ende 2018 verlängert wurde, sollen zunächst Erkenntnisse zu den Möglichkeiten und Optimierungspotenzialen für Windenergieanlagen als Anbieter von Minutenreserveleistung gewonnen werden. Die in der Pilotphase gewonnenen Erkenntnisse sollen dann in die entsprechenden Präqualifikationsanforderungen einfließen, so dass eine hinreichend genaue und zuverlässige Regelung gewährleistet ist. In dem Leitfaden werden verschiedene Anforderungen und Verfahren beschrieben, die für die Erbringung von Minutenreserveleistung durch Windenergieanlagen von Bedeutung sind. Dies betrifft insbesondere die technischen Anforderungen an die schnelle und zuverlässige Steuerbarkeit der Anlagen, eine zentrale Steuerungseinheit im Windpark sowie das Verfahren, nach dem der „Ausgangswert“ für die Erbringung von Regelleistung definiert und die Regelleistung nachgewiesen wird („Nachweisverfahren mögliche Einspeisung“). Denn soll ein Windpark etwa negative Regelleistung erbringen, muss ja zunächst definiert werden, welche Abweichung von der Vor-Einspeisung als die (zu vergütende) Regelleistung zu betrachten ist und wie diese nachzuweisen ist.

Für die weiteren Regelleistungsarten, Primär- und Sekundärregelleistung, existieren entsprechende Leitlinien bislang nicht und eine Präqualifikation für die Märkte ist noch nicht möglich.

Insgesamt stellt die Präqualifikation für den Regelleistungsmarkt bei Windenergieanlagen nach wie vor eine große technische wie ggf. auch wirtschaftliche Herausforderung für den Anlagenbetreiber dar. Zwischenzeitlich haben erste Direktvermarkter Produkte an den Markt gebracht, die auch das Angebot von Regelleistung für Windenergieanlagen umfassen. Ob und inwieweit die eigenen Anlagen hierfür technisch geeignet sind und ob ggf. eine Nachrüstung oder generell die Teilnahme an einem solchen Produkt wirtschaftlich sinnvoll ist, sollte im Einzelfall mit einem entsprechenden Anbieter geklärt werden.

Insgesamt ist der Regelleistungsmarkt derzeit wohl allerdings noch kein „massentaugliches“ Geschäft für die Windbranche, könnte sich aber in Zukunft zu einer interessanten zusätzlichen Erlösoption entwickeln. Dabei kommt es aber natürlich auch stark darauf an, wie sich die Preise auf den Regelleistungsmärkten künftig entwickeln, wenn mehr Anbieter in den Wettbewerb eintreten – andererseits aber fossile Anbieter und andere ggf. auch aus dem Markt ausscheiden.

III. Darf man auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen, wenn man für den eingespeisten Strom eine Förderung nach dem EEG erhält?

Sofern die jeweilige Windenergieanlage in der Direktvermarktung betrieben wird, kann man mit ihr auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen. Hier gelten keine rechtlichen Einschränkungen. Vielmehr stellt § 80 Absatz 1 Satz 4 EEG 2017 ausdrücklich klar, dass die Vermarktung als positive oder negative Regelleistung im Rahmen der Direktvermarktung keinen Verstoß gegen das sogenannte Doppelvermarktungsverbot darstellt.

Sofern der Anlagenbetreiber für seinen ins Netz eingespeisten Strom allerdings nicht die Marktprämie, sondern die Einspeisevergütung in Anspruch nimmt, ist die Teilnahme am Regelleistungsmarkt mit dieser Anlage unzulässig (§ 21 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2017). Verstößt der Anlagenbetreiber gegen dieses Verbot, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Kalendermonat auf den Monatsmarktwert (§ 52 Absatz 2 Nummer 4 EEG 2017).

Zusammenfassung:

Die ÜNB benötigen verschiedene Regelleistungsarten (positive und negative Primär-, Sekundär- und Minutenreserveleistung), um kurzfristige Ungleichgewichte zwischen Stromerzeugung und -verbrauch im Stromnetz auszugleichen. Am Regelleistungsmarkt bieten verschiedene Teilnehmer die unterschiedlichen Arten von Regelleistung in Form von Ausschreibungen an.

Auch Windenergieanlagen können grundsätzlich Regelleistung anbieten – entweder durch die Bereitstellung von zusätzlichem Strom (positive Regelleistung) oder durch die Drosselung einer eigentlich möglichen Stromspeisung (negative Regelleistung). Bei Windenergieanlagen kommt dabei insbesondere die Erbringung von Minutenreserveleistung in Betracht.

Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt ist allerdings eine sogenannte Präqualifikation erforderlich, in der die technischen Voraussetzungen für die zuverlässige Regelleistungserbringung nachgewiesen werden müssen. Im Rahmen einer Pilotphase, die mindestens bis Ende 2018 laufen soll, haben die ÜNB einen Leitfaden für die Präqualifikation von Windenergieanlagen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt herausgegeben. Erste Direktvermarkter bieten entsprechende Produkte inzwischen an. Die Präqualifikation stellt jedoch nach wie vor für viele Anlagen eine hohe technische und ggf. auch wirtschaftliche Hürde dar.

Impressum

Herausgeber: Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE)
German Wind Energy Association
Neustädtische Kirchstraße 6
10117 Berlin

Bearbeitung: Rechtsanwalt Dr. Steffen Herz
Rechtsanwältin Dr. Bettina Hennig

von Bredow Valentin Herz
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB
Littenstraße 105
10179 Berlin
T: +49 30 8092482-20
F: +49 30 8092482-30
www.vonbredow-valentin-herz.de

Sitz/Registergericht: Berlin,
Amtsgericht Berlin-Charlottenburg, PR 786 B
Partner: Dr. Hartwig von Bredow,
Dr. Florian Valentin, Dr. Steffen Herz

Stand: Januar 2018

Gestaltung: Miller Partners communications

