

An:
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,
Mobilität, Innovation und Technologie – VI/4
Stubenring 1, 1010 Wien
Per Email an: vi-4@bmk.gv.at
Online an das Präsidium des Nationalrates über: www.parlament.gv.at
Geschäftszahl: 2023-0.532.865

Wien, 23. Februar 2024

Stellungnahme von Erneuerbare Energie Österreich zum Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts- Definitions-Gesetz sowie Änderung Energie-Control-Gesetz

Sehr geehrte Damen und Herren,

der Dachverband Erneuerbare Energie Österreich (EEÖ) bedankt sich für die Möglichkeit, zum Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts-Definitions-Gesetz sowie Änderung Energie-Control-Gesetz Stellung zu nehmen. Gerne möchten wir dazu Folgendes rückmelden und bitten um Berücksichtigung:

Vorbemerkung:

Der EEÖ steht dem Begutachtungsentwurf sehr positiv gegenüber. Er berücksichtigt viele für die Branche wichtige Aspekte, etwa hinsichtlich des bedarfsgerechten Netzausbaus, der klaren und transparenten Regeln zum Netzanschluss, der verbesserten Möglichkeiten dezentraler Versorgung und der Verteilernetzausbaupläne.

In Teilbereichen sehen wir dennoch noch Anpassungsbedarf und möchten diesen im Folgenden ausführen.

Anmerkungen zum Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes im Detail:

1. Ad § 6

Begriffsdefinitionen „Reservestrom“ und „Zusatzstrom“

Die Begriffsdefinitionen 111. „Reservestrom“ und 154. „Zusatzstrom“ finden sich an keiner Stelle im EIWG.

Es stellt sich die Frage, wozu es dieser Begriffsdefinitionen bedarf, und warum sich „Reservestrom“ nur auf KWK-Anlagen bezieht?

Begriffsdefinitionen „Maximalkapazität“ / „Engpassleistung“

Wir sehen die vorliegende Definition der „Maximalkapazität (Engpassleistung)“ äußerst kritisch.

Zum einen wurde lediglich die Hälfte der Definition der VO (EU) 2061/631 (RfG) übernommen und damit unterschiedliche Interpretationen geschaffen.

Zum anderen – und dies ist umso wichtiger(!) – ist der Begriff der *Maximalkapazität* gem. RfG bei „Mixed Customer Sites“ (d.h. Kombinationen von mehreren Erzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen hinter dem Netzanschlusspunkt) nicht abschließend geklärt. Aus diesem Grund ist die Definition der Maximalkapazität Teil der derzeit stattfindenden RfG-Überarbeitung (Angestrebte Finalisierung Ende 2024). Mixed-Customer-Sites sind insbesondere für die Photovoltaik relevant, da diese meist mit anderen Technologien (behind the meter) kombiniert werden. Auch auf österreichischer Ebene ist die Diskussion zur Maximalkapazität von Mixed Customer Sites nicht abgeschlossen und bräuchte eine entsprechende Klarstellung in der TOR Erzeuger bzw. den TOR Begriffen. [Ein Produkt der österreichischen Diskussion ist das *Erläuterungsdokument NC RfG/TOR Erzeuger, veröffentlicht durch Österreichs Energie*, welches diesbezüglich (nur) die Meinung der Netzbetreiber widerspiegelt.]

Wir empfehlen daher nachdrücklich, dem Beispiel der Regulierungsbehörde¹ zu folgen und wie auch in der END-VO 2012 Novelle 2024 den Begriff „Engpassleistung“ einzuführen und mehrheitlich zu verwenden.

Falls der Begriff „Maximalkapazität“ aufgrund EU rechtlicher Vorgaben im EIWG definiert sein muss, sollte die RfG-Definition 1:1 übernommen werden. Aufgrund der beschriebenen Diskussion rund um diesen Begriff empfehlen wir jedoch nachdrücklich, diesen lediglich ausgewählt zu verwenden.

Alles andere wäre kontraproduktiv und würde zu noch breiteren Begriffsdiskussionen in der Branche führen.

Ein Verweis, dass die Engpassleistung mit der Maximalkapazität zusammenfallen kann, könnte in den Erläuterungen erfolgen.

Änderungsvorschläge

§ 6. (1) Z 87, ~~„Maximalkapazität (Engpassleistung)“~~ die maximale kontinuierliche Wirkleistung, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des Anteils, der ausschließlich auf den Betrieb dieser Stromerzeugungsanlage zurückzuführen ist; Sie wird durch das schwächste Betriebsmittel innerhalb der Stromerzeugungsanlage, ~~den sogenannten Engpass,~~ (Anm.: Im Vergleich zur END-VO 2012 Novelle 2024 sollte dieser Nebensatz gestrichen werden, da im EIWG der Engpass gem. Art. 2 Nr. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 definiert ist) *begrenzt*.

¹ Entwurf & Finale Fassung END-VO 2012 – Novelle 2024: „Engpassleistung (~~Maximalkapazität~~)“ {Anm. in der Endversion gestrichen} die maximale kontinuierliche Wirkleistung, die eine Stromerzeugungsanlage erzeugen kann, abzüglich des Anteils, der ausschließlich auf den Betrieb dieser Stromerzeugungsanlage zurückzuführen ist. Sie wird durch das schwächste Betriebsmittel innerhalb der Stromerzeugungsanlage, den sogenannten Engpass, begrenzt.]

(NEU) „Maximalkapazität“ ist ein Leistungsbegriff im Sinne von Art. 2 Nummer 16 der Verordnung (EU) 2016/631.;

Erläuterungen zu Z 87 (Engpassleistung): „Es handelt sich um eine neue Begriffsbestimmung, die aus der VO (EU) 2016/631 der Kommission vom 14.4.2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. Nr. L 112 vom 27.4.2016 S. 1, zum Teil übernommen und ergänzt wird. Der eingeführte Begriff „Engpassleistung“ geht auf die Begriffsdefinition der ÖNORM M 7101 zurück und zielt auf Ermittlung der höchstmöglichen Dauerleistung ab [übernommen aus: Erl Zu Abs. 1 Z 4a § 2 END-VO 2012 – Novelle 2024]. Die Engpassleistung kann mit der Maximalkapazität gem. VO (EU) 2016/631 zusammenfallen.“

Weiters wären idS anzupassen:

§ 64. (2) „... Bei der Registrierung sind folgende Mindestangaben erforderlich:

Z 3: die Art ~~und Maximalkapazität~~ und Engpassleistung der Anlage“

§ 66. (3) „Der Herkunftsnachweis gemäß Abs. 1 hat zu umfassen:

Z 2: die Bezeichnung, Art ~~und Maximalkapazität~~ und Engpassleistung der Stromerzeugungsanlage“

Begriffsdefinitionen „Modulspitzenleistung“ (neu)

Weiters empfehlen wir, die Modulspitzenleistung aus der Verordnungsebene in die Gesetzesebene zu heben und die Definition der END-VO 2012 – Novelle 2024 und die zugehörige Erläuterung zu übernehmen.

Weiters regen wir an, falls etwaige Vorgaben zur Spitzenkappung bei Photovoltaik umgesetzt werden, diese auf die Modulspitzenleistung zu beziehen, denn der Bezug auf die „Maximalkapazität (Engpassleistung)“ führt in der Praxis zu mehreren einschneidenden Problemen.

1. Die Wechselrichterleistung entspricht in der Praxis meist der Maximalkapazität. Mit dieser Regelung muss daher die Wechselrichterleistung bereits im Zuge der Netzanschlussanfrage festgelegt sein, damit davon „x %“ abgezogen werden können. In der Praxis wird der Wechselrichter aber nach der am Netzanschlusspunkt verfügbaren Leistung ausgewählt. Durch die Festlegung am Beginn ist jedoch eine auf die Anschlussleistung optimierte Auswahl des Wechselrichters damit nicht mehr möglich, was zu höheren Anlagenkosten führt.

2. Eine Ost-West ausgerichtete Anlage mit z.B. 20 kWp und 10 kW Wechselrichter, dürfte trotz optimierter Nutzung lediglich $10 \cdot 0,8 = 8$ kW einspeisen. Die Wahl einer Ost-West-Anlage galt in Deutschland als Ausnahme der 70 %-Regel. Dies ist gemäß dem Entwurf nicht so, denn trotz „besserer Ausrichtung“ müsste zusätzlich ein Energiemanagementsystem verbaut werden. Es besteht zwar eine Ausnahme in Abs 1 Z 1 § 85 (Gleichzeitigkeitsverhalten), die Ost-West-Anlagen erreichen könnten. Wann das Gleichzeitigkeitsverhalten von Ost-West-Anlagen gem. Abs. 1 Z 1 § 85 maßgeblichen Einfluss auf die Systemauslegung in den übergeordneten Netzebenen hat, ist jedoch eine äußerst offene Formulierung.

3. Anlagen die aufgrund guter Planung einen Wechselrichter mit niedrigerer Leistung verbauen (13 kWp, 10 kW Wechselrichter) werden (ggf.) zusätzlich verpflichtet eine Einspeiseleistung von $10 \cdot 0,8 = 8$ kW umzusetzen.

Legislativvorschlag (gem. END-VO 2012 Novelle 2024):

„Modulspitzenleistung“ die von allen Photovoltaikmodulen der Stromerzeugungsanlage abgegebene elektrische Gleichstromleistung in kWp unter Standard-Testbedingungen;

Erläuterungen zu „Modulspitzenleistung“: „Die Modulspitzenleistung wird in Watt peak angegeben und bezeichnet die von Photovoltaikmodulen abgegebene elektrische Gleichstromleistung unter Standard-Testbedingungen (Standard Test Conditions STC) gemäß Herstellerangaben. Die tatsächliche, im praktischen Betrieb erzielbare Leistung kann davon abweichen.“

2. Ad § 40

Intelligente Messgeräte

Um zu gewährleisten, dass Viertelstundenwerte zuverlässig aufgezeichnet werden, sollte die Regulierungsbehörde auch Vorgaben zur Zuverlässigkeit vorgeben können.

Änderungsvorschlag:

§ 40. (1) Die Regulierungsbehörde hat jene Anforderungen durch Verordnung zu bestimmen, denen intelligente Messgeräte zu entsprechen haben (Intelligente Messgeräte-Anforderungsverordnung) und gemäß § 119 bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen. Die Verordnung hat zumindest jene Mindestfunktionalitäten vorzuschreiben, die intelligente Messgeräte enthalten müssen, um die in Abs. 2 bis 6 sowie in § 42 und § 43 festgelegten Aufgaben zu erfüllen. Die Regulierungsbehörde kann in der Verordnung Vorgaben zur Energieeffizienz **und der Zuverlässigkeit** der intelligenten Messgeräte treffen. Sie kann in der Verordnung überdies Ausnahmen zu den Anforderungen festlegen, wenn dies aus technischen Gründen erforderlich ist. Vertreterinnen und Vertreter des Konsumentenschutzes, der Datenschutzbehörde und des Datenschutzrats sind von der Regulierungsbehörde weitestmöglich einzubinden.

3. Ad § 45

Ersatzwertbildung

Derzeit kommt es zu vermehrten Fällen von Ersatzwertbildung bzw. Leermeldungen. Um sicherzustellen, dass für die Abwicklungsstelle (ÖMAG) erkenntlich ist, ob es sich bei einer Leermeldung um eine Nicht-Verfügbarkeit der Daten aus technischen Gründen oder eine ausbleibende Stromproduktion handelt, sollten letztere bewusst mit Wert "Null" übermittelt werden. Zur Reduzierung der Fälle der Ersatzwertbildung wiederum sollte vor Durchführung der Interpolierung zudem nochmals geprüft werden, ob die Daten nicht bereits verfügbar sind.

Änderungsvorschlag:

§ 45. (1) Können aus technischen Gründen zum notwendigen Zeitpunkt vereinzelt keine Viertelstundenenergiewerte an den Netzbetreiber übermittelt werden, so hat dieser nachzuprüfen, ob die fehlenden Werte mittlerweile verfügbar bzw. abrufbar sind. Ist das nicht der Fall, hat er die fehlenden Werte zwischen dem letzten verfügbaren und dem nächsten verfügbaren Zählerstand zu interpolieren. Sollte in einem Viertelstundenzeitraum keine Einspeisung stattfinden, so hat der Netzbetreiber den Zeitraum entsprechend explizit mit dem Wert "Null" zu melden.

4. Ad § 50

Dezentrale Versorgung - Direktleitungen

Die Regelung zum Thema Direktleitungen, zur Vereinfachung der direkten Versorgung nahegelegener Abnehmer, werden begrüßt.

Zu § 50 Abs 3 und Abs 4: Unklar ist, wie die Zuweisung eines Zählpunktes bei gleichzeitiger Verantwortung des Eigenversorgers im Detail umgesetzt/geregelt werden soll. Die Zuweisung eines Zählpunktes an einen Dritten (Anlagenbetreiber) sollte auch dazu führen, dass dieser dem Netzbetreiber gegenüber verantwortlich ist (kurz: Stromerzeugungsanlage und Verantwortung für Zählpunkt sollte auch beim Dritten liegen können).

5. Ad § 59

Erzeugerpflichten

Die Formulierung „technische Notwendigkeit“ ist vage und sollte näher spezifiziert werden bzw. jedenfalls erst ab einer Maximalkapazität von mehr als 1 MW zum Tragen kommen.

Änderungsvorschlag:

§ 59 (1) 3. Erzeugungsfahrpläne vorab an die betroffenen Netzbetreiber, den Regelzonenführer und den Bilanzgruppenverantwortlichen in erforderlichem Ausmaß bei technischer Notwendigkeit, in jedem Fall aber erst ab einer Maximalkapazität von 1 MW, zu melden;

6. Ad § 63

HKN für hocheffiziente KWK-Anlagen

Zu § 63 Abs. 1: Wenn bei hocheffizienten KWK ein Teil oder die Gesamtmenge der eingesetzten Gase erneuerbar ist, kann für diese Mengen dann auch ein HKN „erneuerbarer Strom aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung“ beantragt werden? Falls nein, wäre dies entsprechend zu ergänzen.

7. Ad § 78

Bedarfsgerechter Netzausbau und Netzanschlusspflicht

Eine explizite Verpflichtung zum raschen und bedarfsgerechten Ausbau der Netze im Sinne der Klima- und Energieziele ist unerlässlich. Der Begutachtungsentwurf sieht bereits klare und aus unserer Sicht sachgerechte Regelungen zum bedarfsgerechten Netzausbau auf Ebene der Verteilernetze vor.

Es bedarf jedoch noch folgender Konkretisierungen:

Der Begutachtungsentwurf sieht in § 78 eine allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber vor. In § 78 Abs 2 wird geregelt, dass die allgemeine Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn eine Einspeisung oder Entnahme von Strom erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Hier sollte folgende Formulierung ergänzt werden: „Verteilernetzbetreiber sind insbesondere verpflichtet ihr Verteilernetz vorausschauend so auszubauen und zu verstärken, dass Netzanschlussbegehren von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern erfüllt werden können.“

Wenn § 78 Abs 2 auch Betreiber vorgelagerter Netze trifft, sollte man dennoch eine explizite Anschlusspflicht für Übertragungsnetzbetreiber bei Anschlüssen ab einer gewissen Größe, etwa über 200 Megawatt Leistung, normieren und entweder § 78 um einen eigenen Absatz 3 wie folgt ergänzen oder in § 102 eine entsprechende Verpflichtung vorzusehen:

§ 78. (3) „Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, innerhalb des von ihrem Übertragungsnetzes abgedeckten Gebietes mit Endkundinnen und Endkunden, Betreiberinnen und Betreibern von Energiespeicheranlagen und Erzeugern zu den Allgemeinen Netzbedingungen privatrechtliche Verträge über den Anschluss an ihr Netz abzuschließen, wenn die Anschlussleistung mindestens 200 Megawatt Leistung aufweist. Diese Anschlusspflicht besteht nicht, soweit der Anschluss dem Übertragungsnetzbetreiber unter Beachtung der Interessen der Gesamtheit der Netzbenutzer im Einzelfall technisch oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist.“

§ 102. (1) Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet,

1. ihre Übertragungsnetze unter wirtschaftlichen Bedingungen und im Sinne der Ziele gemäß § 5 sowie der nationalen und europäischen Klima- und Energieziele, insbesondere die Ziele des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes sicher und zuverlässig zu betreiben, zu warten sowie vorausschauend zu optimieren, zu verstärken und auszubauen; Übertragungsnetzbetreiber sind insbesondere verpflichtet, ihr Übertragungsnetz vorausschauend so auszubauen und zu verstärken, dass nachgelagerte Verteilernetzbetreiber Netzanschluss- und Netzzugangsbegehren von Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energieträgern erfüllen können.

8. Ad § 80

Netzanschlusspunkt und Netzebenenordnung

Die Regelung zu Netzanschlusspunkt und Netzebenenordnung in § 80 bringt eine Klarstellung, die wir sehr begrüßen. Damit der Sinn dieser Regelung nicht verloren geht, sollte § 80 Abs 3 wie folgt ergänzt werden:

„(3) Eine von Abs. 1 oder 2 abweichende Festlegung ist zulässig, wenn dies aus technischen Gründen zwingend erforderlich ist. Gegenüber dem Anschlusswerber ist eine solche Abweichung transparent und nachvollziehbar darzulegen. Diesfalls sind dem Anschlusswerber mehrere Anschlussvarianten vorzulegen, wobei die Variante des Ausbaus des nächstgelegenen Transformators oder Umspannwerks verpflichtend auszuarbeiten und mit einem zeitlichen Ausbauhorizont zu versehen ist. Die Wahl der Anschlussvariante obliegt dem Anschlusswerber und gilt ab dessen Zusage als vom Netzbetreiber festgelegt.“

9. Ad § 82

Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten

Die Vorgabe zur Veröffentlichung von Netzanschlusskapazitäten auch auf Transformatorstationsebene wird ausdrücklich begrüßt. Da je Transformator vielfach mehrere Versorgungsäste zu den Kundenanlagen gehen, sollten auch diese Versorgungsstränge der Netzebene 7 in die Verpflichtung gemäß § 82 Abs. 1 einbezogen werden. Zudem müsste die nicht fristgerechte sowie unzureichende Veröffentlichung in die Strafbestimmungen des Gesetzesentwurfes aufgenommen werden, da ansonsten Veröffentlichungen verzögert werden könnten bzw. dieser Vorgabe unter Umständen nur sehr mangelhaft nachgekommen würde.

Wir bitten daher um folgende Ergänzung:

§ 82. (1) „Die Netzbetreiber haben die Leistung sowie verfügbare und gebuchte Netzanschlusskapazitäten so rasch als möglich, längstens binnen drei Jahren ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes, je Umspannwerk (Netzebene 4) und je Transformatorstation (Netzebene 6),

sowie die Stränge der Netzebene 7 je Transformatorstation inklusive der Information, welche geographischen Gebiete an welchem Transformatorstrang hängen, auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 97 zu veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der veröffentlichten Netzanschlusskapazitäten besteht kein Rechtsanspruch. Die Netzbetreiber haben der Regulierungsbehörde die erstmalige Veröffentlichung sowie Aktualisierungen anzuzeigen.“

§ 82 Abs. 2 gibt vor, dass Reservierungen der Netzanschlusskapazitäten nach 12 Monaten verfallen, sofern die reservierte Kapazität nicht in Anspruch genommen wird. Es stellt sich die Frage ob mit in Anspruch genommen die Vertragsunterfertigung oder schon die Inbetriebnahme des Netzanschlusses gemeint ist. Eine Detaillierung wäre jedenfalls erforderlich und im Falle, dass damit die Inbetriebnahme gemeint ist, zudem eine Erhöhung auf zumindest 2 - 3 Jahre.

Textvorschlag zu § 82 Abs. 2:

„... Weitere Festlegungen zur Anzahlung können in den Allgemeinen Netzbedingungen gemäß § 75 erfolgen. Die Reservierung erlischt und die Anzahlung verfällt, wenn die begehrte Netzanschlusskapazität nicht innerhalb von zwölf Monaten ab Reservierung in Anspruch genommen wird, es sei denn, der Netzanschlusswerber kann glaubhaft machen, dass die Ursache für die Nichtinanspruchnahme außerhalb seines Einflussbereichs liegt und das Vorhaben innerhalb angemessener Frist abgeschlossen werden kann. Die Dauer des Bewilligungsverfahrens ist der Frist von zwölf Monaten hinzuzurechnen. Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen, fließen dem im Rahmen der EAG-Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 77 EAG zu.

Zum besseren Verständnis sollte in § 82 Abs 4 vor dem vorgeschlagenen Text folgender erster Satz eingefügt werden:

„Im Fall von Kapazitätsengpässen beim Anschluss von Erzeugungsanlagen hat – ungeachtet der Verpflichtung des Verteilernetzbetreibers zum Anschluss aller Erzeugungsanlagen – eine zeitliche Reihung der Netzanschlüsse zu erfolgen.“

Wenn „gebuchte“ Netzanschlusskapazitäten den „reservierten“ Kapazitäten entsprechen, sollte in beiden Fällen derselbe Begriff herangezogen werden. Sofern gebuchte Kapazitäten mehr als die reservierten Kapazitäten umfassen, bedarf es einer begrifflichen Klarstellung.

10. Ad § 83

Durchgängiger Fristenlauf beim Netzanschluss

Wir begrüßen ausdrücklich den mit diesem Gesetz angestrebten geschlossenen Fristenlauf (Netzanschlussanfrage bis Inbetriebnahme) für Netzbetreiber, um Planbarkeit und Transparenz zu schaffen.

Für eine abschließende Bewertung dieses Ziels ist eine Zusammenschau mit der kürzlich novellierten END-VO 2012 (in Kraft seit 01.01.2024) erforderlich, die den Umstand von unzureichenden Fristen bereits aufgegriffen und Verbesserungen vorgenommen hat.

Unter anderem wurden klare Fristen für den Netzzutrittsvertrag (im EIWG: Netzanschlussvertrag) gesetzt.

Äußerst problematisch ist hier jedoch, dass der Entwurf des EIWG jegliche Rechte und Fristen ausschließlich auf den Netzzugangsvertrag und nicht auf den Netzzutrittsvertrag (im EIWG: Netzananschlussvertrag) bezieht.

Die END-VO 2012 sieht nämlich beim Netzzugangsvertrag lediglich vor, dass innerhalb von 2 Wochen eine Ansprechperson zu nennen ist und der Netzzugangsvertrag erst bei Inbetriebnahme umgehend durch den Netzbetreiber auszustellen ist. Somit könnten die vorgesehenen Fristen gem. § 83 Abs 4 wieder erst ab Inbetriebnahme starten, da Netzzugangsverträge relativ spät, ausgestellt werden. Das entspricht vermutlich nicht der Intention des Gesetzes.

Wir empfehlen daher nachdrücklich, dass der Netzbetreiber auch im Netzananschlussvertrag über Netzananschluss (früher Netzzutritt) das Datum der Inbetriebnahme der Anlage auszuweisen hat.

Weiters sollte sich das Datum der Inbetriebnahme aus den Erfordernissen „für die Errichtung UND Ertüchtigung der Anschlussanlage UND für notwendige Verstärkungen UND Ausbauten des vorgelagerten Verteilernetzes“ zusammensetzen.

11. Ad § 85

Flexibler Netzzugang

Grundsätzlich sehen wir die Möglichkeit eines flexiblen Netzzuganges positiv. Im Detail sind jedoch noch Anpassungen notwendig, wobei wir in dem Zusammenhang auf die einzelnen Stellungnahmen unserer Mitglieder verweisen dürfen.

12. Ad § 86

Begrenzter Netzzugang im Übertragungsnetz

Um sicherzustellen, dass möglichst große Mengen erneuerbarer Energien tatsächlich ins Netz eingespeist werden können, und zur Erfüllung der Vorgaben der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (Art 42), sollte § 86 wie unten vorgeschlagen geändert werden, damit klar aus dem Gesetzestext hervorgeht, dass davon nur neue Erzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen erfasst werden (wie von der Richtlinie vorgesehen) und nicht etwa auch Verteilernetzbetreiber.

Art 42 sieht vor, dass der Übertragungsnetzbetreiber transparente und effiziente Verfahren für den diskriminierungsfreien Anschluss neuer Erzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen an das Übertragungsnetz entwickelt und nicht das Recht hat, den Anschluss einer neuen Erzeugungsanlage oder einer Energiespeicheranlage unter Berufung auf mögliche künftige Einschränkungen der verfügbaren Netzkapazitäten abzulehnen.

Art 42 Absatz 2 sieht nun vor: „Der erste Unterabsatz lässt die Möglichkeit für Übertragungsnetzbetreiber, die garantierte Anschlusskapazität zu begrenzen oder den Anschluss vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anzubieten, um die Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen sicherzustellen, unberührt, sofern diese Beschränkungen von der Regulierungsbehörde genehmigt wurden. Die Regulierungsbehörde stellt sicher, dass alle Beschränkungen der garantierten Anschlusskapazität oder betriebliche Beschränkungen auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Verfahren eingeführt werden und mit ihnen keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden. Trägt die Erzeugungsanlage oder die Energiespeicheranlage die Kosten der Sicherstellung des unbeschränkten Anschlusses, so gelten keine Beschränkungen.“

Art 42 Abs 3 lautet: „Der Übertragungsnetzbetreiber hat nicht das Recht, die Einrichtung eines neuen Anschlusspunktes mit der Begründung abzulehnen, dass hierdurch zusätzliche Kosten als Folge der notwendigen Kapazitätserhöhung, für die in unmittelbarer Nähe des Anschlusspunktes befindlichen Netzteile entstünden.“

Daher sollte § 86 wie folgt geändert werden:

„Möglichkeit des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs im Übertragungsnetz für neue Einspeiser-Erzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen

§ 86. (1) *Übertragungsnetzbetreiber können das garantierte Ausmaß des Netzzugangs einspeisender Netzbenutzer-Erzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen begrenzen oder den Netzzugang vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anbieten sofern diese Beschränkungen von der Regulierungsbehörde nach Maßgabe des Abs. 2 mit Bescheid genehmigt wurden.*

(2) Die Regulierungsbehörde stellt sicher, dass alle Beschränkungen des garantierten Netzzugangs oder betriebliche Beschränkungen auf der Grundlage transparenter und diskriminierungsfreier Verfahren eingeführt werden und mit ihnen keine unzulässigen Hindernisse für den Markteintritt geschaffen werden. Weiters stellt die Regulierungsbehörde bei ihrer Entscheidung sicher, dass keine wesentlichen Investitionshindernisse für die Einspeisung von den Energiezielen dienender erneuerbarer Energie geschaffen werden.

Trägt die Erzeugungsanlage oder die Energiespeicheranlage der Netzbenutzer die Kosten der Herstellung des unbeschränkten Anschlusses, gelten keine Beschränkungen.

13. Ad § 92

Virtuelle Zählpunkte

Die gesetzliche Verankerung von Regelungen zu Zählpunkten und Virtuellen Zählpunkten ist sehr zu begrüßen und dringend erforderlich. In Hinblick auf Virtuelle Zählpunkte sollten jedoch noch folgende drei Änderung erfolgen:

- a. *§ 92. (3) Die Erzeugung der einzelnen Stromerzeugungseinheiten, denen virtuelle Zählpunkte zugeordnet sind, ist mit geeichten Messeinrichtungen pro Viertelstunde zu erfassen. Diese Erzeugungsmessungen sollen auf der gleichen Spannungsebene eingerichtet sein. Ist dies wirtschaftlich nicht verhältnismäßig, nicht möglich, ist ein Bewertungsfaktor anzusetzen, um insbesondere Verluste bei der Umspannung abzubilden.*
- b. Zu kritisieren ist, dass Abs. 2 eine Differenzbildung (Hinterschaltung) explizit ausschließt, in dem Verhältnisfaktoren vorgeschrieben werden. Daher ist beispielsweise im Falle einer neuen PV-Anlage in einem bestehenden Windpark der gesamte Park, d.h. jede Erzeugungsanlage, mit (geeichten) virtuellen Zählern auszustatten, um die Verhältnisse zu bilden. Eine Differenzbildung mit nur einem zusätzlichen Zähler (Erfasste Gesamtenergie an der bestehenden Wurzelmessung minus durch den neuen VZP erfassten PV-Energie), wird aufgrund der derzeitigen Formulierung durch den Netzbetreiber abgelehnt werden und verursacht zusätzlich Kosten. Wir empfehlen daher eine Abänderung der Formulierung, die sowohl eine Verhältnisbildung als auch eine Differenzbildung erlaubt.
- c. Der Netzbetreiber sollte für die Errichtung, den Betrieb und die Wartung des virtuellen Zählpunktes verantwortlich sein. Zum einen erfolgt so eine effizientere Einbindung des Messgeräts in das System des Netzbetreibers, zum anderen war und ist die messtechnische

Erfassung von Energie eine der zentralen Aufgaben des Netzbetreibers. Der Netzbetreiber sollte die Aufwände über die Systemnutzungsentgelte entgolten bekommen.

14. Ad § 98

Netzentwicklungspläne für Verteilernetze

Es wird sehr begrüßt, dass Verteilernetzbetreiber künftig Netzentwicklungspläne zu erstellen haben. Dabei sollte jedoch auch die Gesamtentwicklung des Energiesystems in den Blick kommen, weshalb § 98 Abs 5 wie folgt zu ergänzen wäre:

„4. den im Netzgebiet verfügbaren Planungsüberlegungen zum Ausbau aller erneuerbaren Energien“.

Außerdem sollte zur Erreichung einer möglichst großen Transparenz § 98 Abs 4 Z 4 folgender Satz hinzugefügt werden:

„Diesbezüglich sind ein klarer Zeitplan sowie eine Auflistung bereits beschlossener Investitionen und geplanter neuer Investitionen vorzulegen.“

Weiters möchten wir darauf hinweisen, dass nicht näher definiert ist, wie eine „wesentliche“ Verteilernetzinfrastruktur (vgl. Abs. 2 und 4) ausgelegt ist. Wir verstehen, dass die Planung und Umsetzung von Ausbaumaßnahmen auf den untersten Netzebene sehr dynamisch ist und erachten es daher als wenig sinnvoll eine in jeder Facette detaillierte Planung auf den Netzebenen 6 und 7 zu veröffentlichen. Der durch die E-Control erstellte „Leitfaden für die Erstellung von Netzentwicklungsplänen für Verteilernetze (09.11.2023)“ trifft dazu nach erster Betrachtung bereits eine vernünftige Abwägung. Wichtig ist jedoch, dass beschränkte Netzzugänge – auch auf den unteren Netzebenen – explizit in den VNEPs behandelt werden. Dies betrifft vor allem flexible Netzzugänge, die bereits einen dezidierten Ausbauwunsch geäußert haben. Gleiches gilt für Anlagen mit ausgestellttem Netzzugangsvertrag und damit vereinbarten Inbetriebnahmefristen (d.h. Ertüchtigungsfristen des Netzes.).

Bzgl. der Begrenzung in Abs. 1 verstehen wir, dass besonders Verteilernetzbetreiber < 50.000 begrenzte Ressourcen besitzen und meist nur auf den untersten Netzebenen oder in kleinsten Regionen agieren. Trotzdem dürfen sich auch diese Netzbetreiber nicht den notwendigen Erweiterungen entziehen. Es sollte daher verankert werden, dass Verteilernetzbetreiber < 50.000 Zählpunkte der ECA einen Bericht vorzulegen haben, der geplanten Maßnahmen zur Erreichung der Ziele und Grundsätze des Elektrizitätsmarktes (insb. § 5 Abs 1 Z 1 & 2) beschreibt.

Wir begrüßen zudem die Berichtslegung zu Flexibilitätsleistungen gem. Abs 4 Z 3, da durch dieses Monitoring die Überprüfung des Fortschritts in diesem Bereich ermöglicht wird.

Gemäß Z 23 ist der Verteilernetzbetreiber verpflichtet, dass Verteilernetz zu digitalisieren. Der Fortschritt der Digitalisierung und geplante Digitalisierungen sollten sich im Netzentwicklungsplan wiederfinden, da die Digitalisierung zukünftig einer der Key-Enabler einer effizienten Netzführung sein wird.

Je nach Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes muss die Fälligkeit der VNEPs entsprechend angepasst werden, damit die erste Fälligkeit nicht auf den 30. September 2026 fällt.

15. Ad § 108 ff

Systemnutzungsentgelte

a. Einhebung von Netzverlustentgelten (§ 110) von Erzeugern sachlich nicht gerechtfertigt

Dass Stromerzeuger in Österreich auch zukünftig mit Netzentgelten belastet werden sollen, welche in Nachbarländern nicht zu leisten sind (G-Komponente), lehnen wir ab. Die nachteilige Belastung heimischer Erzeuger im Vergleich zu Erzeugern aus dem Ausland hat negative volkswirtschaftliche Auswirkungen und steht darüber hinaus im Widerspruch zum Ziel eines integrierten und wettbewerbsfähigen europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes. Bei der Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, deren Ziel die Schaffung integrierter, wettbewerbsorientierter, fairer und transparenter Energiemärkte ist, ist diese Diskriminierung heimischer Stromerzeuger daher endlich zu beseitigen.

Die Argumentation, dass Erzeuger Verluste verursachen würden und diese Vorgehensweise dem Verursacherprinzip entsprechen würde, ist sachlich nicht nachvollziehbar. Die erstmalige Einführung von Netzverlustentgelt für Erzeuger im Jahr 2009 geschah mit der Intention, die Stromkunden kurzfristig, um ein paar Millionen Euro zu entlasten, trug jedoch langfristig dazu bei, dass die Stromimporte nach Österreich deutlich angestiegen sind und letztendlich auch zur Einführung der Strompreiszonenentrennung, welche einen Anstieg der Strompreise in Österreich im Vergleich zu Deutschland zur Folge hat.

Die Einhebung von Netzverlustentgelten von Erzeugern ist sachlich nicht gerechtfertigt. Der Steuerungseffekt von Netzentgelten für Erzeuger ist in Österreich zu vernachlässigen: die Erfahrung zeigt, dass der Zubau nahe den Verbrauchszentren erfolgt. In Fällen von Wasserkraft oder Windkraft richtet sich der Kraftwerksstandort logischerweise nach dem Primärenergieträgervorkommen. Die windhöffigen Standorte in Ostösterreich sowie die Laufkraftwerke an großen Flüssen fallen im Ergebnis jedoch auch mit einem hohen Verbrauch in der Region (wenn vielleicht nicht in unmittelbarer geografischer Nähe) zusammen. Darüber hinaus ist darauf zu verweisen, dass auch hinsichtlich der Versorgung von Kunden das Solidaritätsprinzip gilt und weit abgelegene Verbraucher zu gleichen Preisen angeschlossen werden müssen.

Zur Frage, ob Anschlüsse von Erzeugern auch Verluste verursachen, ist festzustellen, dass Erzeuger gleichzeitig auch verlustmindernd arbeiten bzw. arbeiten könnten (Bereitstellung von Blindleistung u.ä.). Wenn die Verursachung von Netzverlusten sanktioniert wird, müsste im Gegenzug dazu auch die Senkung von Netzverlusten belohnt werden, ähnlich wie dies etwa in Deutschland geschieht.

Es kommt auch das im Rahmen der Netzentgelte-Konsultation 2016 eingeholte Consentec/Bogner Gutachten zur Schlussfolgerung, dass Einspeisungen nicht mit Netzverlustentgelt zu belasten seien. Hierbei ist der Position von ENTSO-E zu folgen, wonach die Erhebung einer G-Komponente Einfluss auf die Merit Order haben und den Elektrizitätsbinnenmarkt beeinflussen könnte. Dies wird auch von ACER und CEER wie auch in diversen Studien bestätigt.

Gestützt wird dieses Erkenntnis außerdem durch eine Studie der Europäischen Kommission, die die Belastung der Erzeuger im grenzüberschreitenden Stromhandel auf jeden Fall als negative Marktverzerrung bewertet.² In diesem Zusammenhang jedoch mit einer Belastung ausländischer Kraftwerke als unzulässige Belastung, da hier nicht davon ausgegangen wird, dass Mitgliedsstaaten die eigene Erzeugung belasten. Damit wird die heimische Erzeugung im Vergleich zur Stromerzeugung im Ausland benachteiligt.

² EU Kommission (2017); Study supporting the Impact Assessment concerning transmission tariffs and congestion income policies-Final. Report; Brüssel.

Ganz aktuell kommt eine Studie von Consentec im Auftrag von Österreichs Energie vom März 2023, welche die aktuelle Praxis der Verlustkostentragung in Europa beleuchtet und die Frage der Verursachergerechtigkeit diskutiert, zum Ergebnis, dass durch die Einhebung der G-Komponente in Österreich ein Wettbewerbsnachteil besteht und dies zur Verdrängung der Stromerzeugung aus bestehenden Anlagen und der Errichtung neuer Erzeugungsanlagen im Ausland führt sowie zu ineffizienten Einsatzentscheidungen führen kann.³

Aus diesen Gründen sollte von Erzeugern kein Netzverlustentgelt eingehoben werden und in § 110 sollte daher die Wortfolge „und Einspeisern“ entfallen:

§ 110. (1) „... Das Netzverlustentgelt ist von Entnehmern ~~und Einspeisern zu entrichten. Einspeiser, einschließlich Kraftwerksparks, mit einer netzwirksamen Leistung bis inklusive 5 MW sind von der Entrichtung des Netzverlustentgelts befreit.~~“

b. Klare Abgrenzung der Kosten bei Netzanschlussentgelt (§ 111) und Netznutzungsentgelt (§ 109)

Grundsätzlich bedeutet die Zusammenlegung von Netzzutrittsentgelt und Netzbereitstellungsentgelt die Einführung eines Netzbereitstellungsentgelt für Erzeuger durch die Hintertür, wogegen wir uns aussprechen. Die bisherige Regelung einer getrennten Betrachtung sollte hier beibehalten werden.

Auf jeden Fall ist beim Netzanschlussentgelt entscheidend, dass in § 111 eine klare Formulierung erfolgt, die eine bessere Abgrenzung ermöglicht, welche Kosten für den bereits erfolgten und noch erforderlichen Ausbau der Netze über das Netznutzungsentgelt und welche Kosten über das Netzanschlussentgelt getragen werden müssen. Nur so sind Klarheit und Vorhersehbarkeit bei den Kosten des Netzanschlusses gewährleistet, und dies ist beim Ausbau der Windkraft unerlässlich, da die Kosten für den Netzanschluss in der Vergangenheit einen spürbaren Anteil der Investition ausmachten (5 bis 10 % der Gesamtinvestitionskosten).

Da die Frage der Tragung der bevorstehenden Netzausbaukosten in Höhe von zig Milliarden Euro heiß umstritten ist und dies in der Praxis zu einer Lähmung der Bemühungen führt, sollte zukünftig darüber nachgedacht werden, diese Investitionen unter anderem über einen Energieinfrastrukturfonds aufzubringen.

§ 111 sollte daher wie folgt geändert werden:

§ 111. (1) Durch das Netzanschlussentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Netzanschlusskosten abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der netzwirksamen Leistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind. Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer die damit verbundenen Kosten auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen. Im Falle einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung ist das Netzanschlussentgelt nur im Ausmaß der Erhöhung zu entrichten. Ob eine Erhöhung vorliegt, bemisst sich nach dem höchsten Wert der vereinbarten maximalen Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt. ~~Bei der Festlegung des Netzanschlussentgelts kann die Regulierungsbehörde außerdem anteilige Kosten für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses einbeziehen. Das Netzanschlussentgelt ist von Entnehmern und Einspeisern pro Netzanschluss einmalig zu entrichten. Sofern die Kosten für~~

³ Consentec (2023): Prinzipien der Tragung von Stromnetzverlustkosten in Österreich und anderen Ländern Europas

den Netzanschluss ganz oder teilweise vom Netzbenutzer selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzanschlussentgelts entsprechend zu vermindern.

(2) Die Regulierungsbehörde hat durch Verordnungen gemäß § 117 Abs. 1 und 2 Festlegungen für die Verrechnung des Netzanschlussentgelts zu treffen. Sie kann insbesondere Festlegungen treffen:

1. zur Verrechnung und Bestimmung der unmittelbaren Netzanschlusskosten sowie Abgrenzung der unmittelbaren Netzanschlusskosten von den Kosten gemäß Z 3;

2. zu Pauschalen für den Netzanschluss von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger je Netzebene;

3. zur verursachungsgerechten Zuordnung und Verrechnung der mit dem infolge des Anschlusses bereits erfolgten und notwendigen Netzausbau anfallenden Kosten, insbesondere zur Bemessungsgrundlage, Mindestleistungswerten für die einzelnen Netzebenen, Folgen einer örtlichen Verschiebung des Zählpunkts, eines Wechsels der Netzebenen sowie Pauschalierungen. zur verursachungsgerechten Zuordnung und Verrechnung der infolge des Anschlusses anfallenden Kosten.

Es sollte zudem schon in § 109 klargelegt werden, dass es keine Doppelverrechnung/Mehrverrechnung der Netzausbaukosten unter § 109 und § 111 geben darf. Es sollte daher ein § 109 Abs. 1a eingefügt werden:

§ 109. (1a) Jene Kosten, die nach Abs. 1 Z 1 durch das Netznutzungsentgelt abgedeckt werden, dürfen nicht zugleich auch im Rahmen des § 111 verrechnet werden.

c. Zur Anlage V

Der Betrag im Falle des Überschreitens der Netzkosten von 175 Euro/kW sollte aufgrund der Inflation auf 275 Euro/kW angehoben werden, da es mittlerweile faktisch fast bei allen Netzanschlüssen von Windkraftanlagen zu einer Überschreitung der 175 Euro-Schwelle kommt und dies nicht die Intention dieser Regelung war, sondern nur sichergestellt werden sollte, dass besonders kostenintensive Netzanschlüsse umfasst sind.

d. Bundesweite Wälzung der Kosten

Die Kosten für die zur Erreichung der nationalen Energie- und Klimaziele erforderlichen Netzausbaumaßnahmen sollten zukünftig österreichweit gewälzt werden. Es sollte daher folgender Satz in § 117 Abs 2 angefügt werden:

„Kosten für den Ausbau und die Verstärkung der Netzebenen 1 und 2 für die Einbindung und Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zur Erreichung der Ziele des Klima- und Umweltschutzes sind dabei bundesweit zu wälzen, wenn diese Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen im Netzentwicklungsplan des jeweiligen Netzbetreibers ausgewiesen sind. Dies gilt auch für Kosten von Maßnahmen auf der Netzebene 3, wenn diese ausschließlich der Ableitung erneuerbarer Energie dienen.“

e. Stromspeicher von Netzentgelten befreien

Aktuell behindert die Doppelbelastung von Stromspeichern bei Netzentgelten deren Ausbau, weshalb gesetzlich vorgesehen werden sollte, Stromspeicher von Netzentgelten zu befreien. Ansonsten ist der dringend erforderliche massive Ausbau von Energiespeichern in der Praxis mangels Wirtschaftlichkeit nicht zu erwarten. In dem Zusammenhang verweisen wir auf die einzelnen Stellungnahmen unserer Mitglieder.

16. Ad § 121

Engpassleistung im Übertragungsnetz

Zu § 121 EIWG: Um die im Zusammenhang mit den im Jahr 2023 geänderten Allgemeinen Netzbedingungen der APG aufgekommenen Diskussionen zu beenden, wäre es wünschenswert hier explizit festzuhalten, dass dem Regelzonenführer in Zusammenhang mit dem Engpassmanagement (nach Absatz 1 und Absatz 2) entstandene Kosten nicht auf die von der jeweiligen Maßnahme betroffenen Erzeuger überwältzt werden dürfen.

17. Ad Bestimmungen bezüglich Durchführbarkeit von PPA-Verträgen

PPA-Verträge (langfristige Verträge eines Erzeugers zur Lieferung von erneuerbarem Strom an einen Kunden/langfristige Verträge über den Bezug von erneuerbarer Energie) werden in Zukunft in der Praxis eine immer bedeutendere Rolle spielen. Von Seiten der EU werden sie als kardinales Instrument für einen zukünftigen Energiemarkt gesehen. In Artikel 15 Abs 8 der RED III Richtlinie wurde daher von Seiten der Europäischen Union festgelegt, dass die Mitgliedstaaten die rechtlichen und administrativen Hindernisse für PPA Verträge beseitigen müssen. Erste Erfahrungen bei der Durchführung physischer PPAs haben aufgezeigt, dass einige Klarstellungen im Vergleich zur bestehenden Rechtslage im neuen EIWG notwendig sind, damit das Instrument seine Wirkung entfalten kann.

Grundsätzliche Funktionsweise von PPAs

Die Belieferung des Kunden mit Strom erfolgt im bestehenden Marktmodell durch den Lieferanten, der als Marktrolle definiert ist. Es handelt sich dabei um den Energieversorger, der den Zählpunkt des Kunden in seiner Bilanzgruppe bewirtschaftet und mit Strom beliefert.

Dagegen wird ein PPA direkt zwischen Erzeuger und Abnehmer geschlossen. Ein PPA-Vertrag gibt somit beispielsweise einem Industriekunden die Möglichkeit, Strom unmittelbar von einem Windpark zu beziehen, wobei für die Abwicklung eine Einbeziehung des Lieferanten des Abnehmers (siehe oben: des Lieferanten, der den Zählpunkt in seiner Bilanzgruppe bewirtschaftet) unbedingt erforderlich ist. Damit ein Erzeuger einen Kunden über ein (physisches) PPA beliefern kann, ist es erforderlich, dass der Lieferant des Abnehmers entweder (i) den Zählpunkt des Erzeugers in seine Bilanzgruppe aufnimmt, oder (ii) die vom Erzeuger produzierte Strommenge als „Vorlieferung“ in seine Bilanzgruppe und sein Bewirtschaftungsportfolio aufnimmt und somit die physische Belieferung des Abnehmers ermöglicht. Bei der in (ii) genannten Vorlieferung handelt es sich um ein in der Praxis etabliertes Modell, in dem der Lieferant eine Drittlieferung ermöglicht.

Um PPAs im EIWG entsprechend abzubilden, sollte eine klare Rollendefinition erfolgen, die diese energiewirtschaftlichen Prozesse abbildet. Insbesondere ist das Instrument eines PPA Vertrags von einer klassischen Lieferung abzugrenzen.

Im Übrigen ist es wichtig zu erwähnen, dass es sich bei PPA-Verträgen um ein anderes Instrument als um Peer-to-Peer Verträge handelt, die hauptsächlich zwischen natürlichen Personen zustande kommen sollen und über die Netzbetreiber abgewickelt werden.

Besonderheiten bzgl. PPAs bei der Stromkennzeichnung

Herkunftsnachweise sind ein wichtiger Bestandteil von PPAs, da sich ein Abnehmer im Wege eines PPAs langfristig die erzeugten Mengen einer erneuerbaren Anlage sichert.

In der Praxis hat sich gezeigt, dass es hier jedoch einer gesetzlichen Klarstellung bedarf, um Hindernisse für die Verwendung von PPAs zu beseitigen. So sollte klargestellt werden, dass der Lieferant (der auch den Zählpunkt des Kunden bewirtschaftet) für die Stromkennzeichnung zuständig ist. Der Erzeuger, der ein PPA mit einem Abnehmer abschließt, liefert die Herkunftsnachweise an den Lieferanten, welcher diese für den Abnehmer entwertet. Dies ist auch beispielsweise in Deutschland die gängige Marktpraxis bei PPAs.

Vorgaben der RED III betreffend PPA

Die seit November 2023 in Geltung stehende Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III beinhaltet Vorgaben bezüglich PPAs, die, um in Österreich PPAs zu etablieren, im Gesetzestext integriert und von anderen Instrumenten (zB Lieferungen, Peer-to-Peer Verträgen) abgegrenzt werden sollen.

Bezüglich der Stromkennzeichnung sollte klargestellt werden, dass der Lieferant (der den Zählpunkt des versorgten Unternehmens in seiner Bilanzgruppe bewirtschaftet) verantwortlich für die Stromkennzeichnung ist. Gelabelt sollte die tatsächlich gelieferte/verbrauchte Energie, die am Zählpunkt gemessen wird, sein. Zudem muss gewährleistet sein, dass der Lieferant des Kunden die Energie mitsamt den Herkunftsnachweisen übernimmt.

Legislativvorschlag:

1. Verankerung einer Definition für PPA (RED III Definition) in den Begriffsbestimmungen § 6 Abs 1 Z XX EIWG:

„Vertrag über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA): ein Vertrag, mit dem sich eine natürliche oder juristische Person bereit erklärt, Strom aus erneuerbaren Energien unmittelbar von einem Erzeuger zu beziehen, was unter anderem Verträge über den Bezug von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen umfasst;“

2. Ergänzung der Definition „Lieferung“ in § 6 Abs 1 Z 82: eine Energielieferung im Rahmen eines PPAs begründet keine Lieferung iS dieser Definition.

Änderungsvorschlag:

82. „Lieferung“ den Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden; keine Lieferung begründet der Austausch von Strom innerhalb einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, einer Bürgerenergiegemeinschaft sowie einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft, die Abgabe von Strom über Direktleitungen, der Austausch von Strom im Rahmen von Peer-to-Peer-Verträgen sowie der Austausch von Strom im Rahmen von Verträgen über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA) im Sinne von § 6 Abs 1 Z XX;

3. Stromkennzeichnung: Ergänzung folgender Punkte in § 61 und § 69:

- Der Lieferant, der den Zählpunkt des Kunden bewirtschaftet, hat die Stromkennzeichnung für die gesamte am Zählpunkt gemessene Menge durchzuführen, somit auch hinsichtlich des im Rahmen des PPAs gelieferten Stroms.
- Der Lieferant am Zählpunkt des PPA-Kunden muss die Herkunftsnachweise aus dem vom Kunden abgeschlossenen PPA übernehmen und entwerten.

Änderungsvorschläge:

§ 61. (1) Lieferanten, die Endkundinnen und Endkunden beliefern, sind verpflichtet, Verträge über den Datenaustausch mit dem Bilanzgruppenverantwortlichen, deren Mitglieder sie beliefern, dem Netzbetreiber, an dessen Netz der Endkunde oder die Endkundin angeschlossen ist, sowie mit dem zuständigen Bilanzgruppenkoordinator abzuschließen.

(2) Lieferanten, die Endkundinnen und Endkunden beliefern, sind verpflichtet, nach Maßgabe des § 26 sämtliche preisrelevanten Daten unverzüglich nach ihrer Verfügbarkeit der Regulierungsbehörde zu übermitteln.

(3) Lieferanten sind verpflichtet, die im Zuge der Abwicklung von Verträgen über den Bezug von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA) anfallenden Herkunftsnachweise zu übernehmen und zu entwerten.

§ 69. (1) Lieferanten, die in Österreich Endkundinnen und Endkunden beliefern, sind verpflichtet, einmal jährlich auf ihrer Stromrechnung sowie auf relevantem Informationsmaterial und ihrer Website die gesamte, im vorangegangenen Kalenderjahr vom Lieferanten an Endkundinnen und Endkunden gelieferte elektrische Energie auszuweisen (Lieferantenmix). Diese Verpflichtung besteht auch hinsichtlich des an Endkundinnen und Endkunden gerichteten kennzeichnungspflichtigen Werbematerials. Die Verpflichtung zur Stromkennzeichnung der gesamten am Zählpunkt gemessenen Menge – somit auch der Menge aus den Verträgen über die Lieferung von Strom aus erneuerbarer Energie (PPA) – trifft den Lieferanten, der den Zählpunkt des Kunden bewirtschaftet.

Änderungsvorschlag:

§ 83. (4) „Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, im Vertrag über den Netzzugang und im Vertrag über Netzanschluss einen Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage des Netzzugangsberechtigten zu bestimmen, der den tatsächlichen und vorhersehbaren zeitlichen Erfordernissen für die Errichtung ~~oder~~ und Ertüchtigung der Anschlussanlage ~~oder~~ und für notwendige Verstärkungen oder Ausbauten des vorgelagerten Verteilernetzes entspricht. Dieser Zeitpunkt darf spätestens ein Jahr nach Abschluss des Vertrags über den Netzzugang und des Vertrags über Netzanschluss für die Netzebenen 7 bis 5 und spätestens zwei Jahre nach Abschluss des Vertrags über den Netzzugang für die Netzebenen 4 und 3 liegen.“

18. Ad Transparente Auskunft bei Anschlussanfragen

Derzeit ist der Umfang einer Auskunft im Zuge einer Anschlussanfrage kaum geregelt und daher für Errichter oftmals unzufriedenstellend. Die END-VO 2012 Novelle 2024 hat dieses Thema bereits aufgegriffen und klarere Rückmeldefristen und Mindestanforderungen für vollständige Anträge definiert. Das Recht auf eine vernünftige Auskunft ist dennoch dünn, vor allem im Vergleich zu Deutschland. Hier wurden bereits vor mehreren Jahren bestimmte Rechte im EEG definiert, wie

- eine Auskunft zum Netzverknüpfungspunkt innerhalb von max. 8 Wochen [END-VO Novelle]
- eine Übermittlung der für eine Netzverträglichkeitsprüfung benötigten Netzdaten
- ein detaillierter Kostenvoranschlag
- ein Wahlrecht zum Netzanschlusspunkt
- eine Pflicht des Netzbetreibers zum Netzausbau [siehe unsere Forderung: Recht 2.1 „Verpflichtende VNEPs“ und 2.2 „Berücksichtigung von Ausbauwünschen“]

In der Praxis führt diese Vorgabe dazu, dass Nutzer A) aufgrund der detaillierten Kostenaufstellung nachvollziehen können, warum der Anschlusspunkt durch den Netzbetreiber ausgewählt wurde und B) aufgrund der Wahlmöglichkeit und Herausgabe der Netzdaten (vor allem bei größeren Anlagen) gemeinsam mit dem Netzbetreiber immer wieder „bessere“ Lösungen gefunden werden.

Weiters wurden Ergänzungen zu § 8 Abs. 6 durch den AK Netze und den BWE in Zusammenarbeit erstellt, damit eine vernünftige Umsetzung in der Praxis erfolgt.

Alle Informationen dazu finden sich unter:

<https://www.wind-energie.de/themen/netze/netzanschlussoptimierung/>

Wir empfehlen daher dem Deutschen Beispiel aus § 8 Abs. 6 EEG zu folgen und ein entsprechendes Recht auf Auskunft zu verankern.

Änderungsvorschlag:

§ X. (x) Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer folgende Information vor Vertragsabschluss zu übermitteln:

- 1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung des Netzanschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten,*
- 2. eine Auflistung aller geprüften Netzanschlusspunkte,*
- 3. eine nachvollziehbare und detaillierte Aufstellung der ermittelten Kosten der Anschlussanlage sowie allfällige Kosten im vorgelagerten Netz, inkl. der getätigten Annahmen für alle geprüften Netzanschlusspunkte; [diese Kostenaufstellung umfasst nur jene Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestattung der Nutzung fremder Grundstücke zur Verlegung der Netzanschlussleitung]⁴,*
- 4. einen Nachweis der technischen Ausschlussgründe und der maximalen netzwirksamen Leistung aller geprüften Netzanschlusspunkte,*
- 5. auf Antrag, die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten.*

⁴ Der in [Klammer] geschriebene Beisatz ist ident zu § 8 Abs 6 Z 4 EEG und könnte ggf. in die Erläuterungen verschoben werden.

Anmerkungen zum Entwurf des Energie-Control-Gesetzes im Detail:

Einbindung der Verbände erneuerbarer Energie

Es gibt in der Praxis permanent hohen Abstimmungsbedarf bei der Umsetzung europäischer Vorgaben in Verordnungen, Richtlinien, Leitlinien und Kodizes sowie bei der Änderung der Marktregeln. Schon bisher hat die Energie-Control in vielen Fällen Konsultationen durchgeführt und versucht, die Rückmeldungen der erneuerbaren Branche bestmöglich zu berücksichtigen, allerdings greift die Möglichkeit der Konsultation in einigen Fällen zu kurz. Über Stellungnahmen hinaus sind bei komplexen technischen oder strommarktrelevanten Themen weitere Abstimmungen notwendig, um ein gemeinsames Verständnis für Änderungen und Verbesserungen zu erreichen.

Eine Einbindung der Verbände erneuerbarer Energien sollte daher ermöglicht werden, indem etwa § 22 Z 2 Energie-Control-Gesetz wie folgt erweitert wird:

„§ 22. Im Zuge der Erledigung ihrer Regulierungsaufgaben hat die Regulierungsbehörde

2. in Zusammenarbeit mit den Betreibern und Benutzern von Stromnetzen technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen zu erarbeiten und diesen zur Verfügung zu stellen,“

Im Hinblick auf die erforderliche, rasche Umstellung des Energiesystems bitten wir Sie daher um Berücksichtigung aller eingebrachten Punkte.

Mit freundlichen Grüßen



Christoph Wagner
Präsident



DIⁱⁿ Martina Prechtl-Grundnig
Geschäftsführerin