

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Stubenring 1
1010 Wien
Per E-Mail an: vi2@bmk.gv.at

Kontakt	DW	Unser Zeichen	Ihr Zeichen	Datum
DI Ursula Tauschek Mag. Alexandra Herrmann-Weihs Dr. Dieter Kreikenbaum		15/2020	Geschäftszahl: 2020-0.468.446	27.10.2020

Stellungnahme zum Entwurf des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes sowie Anpassungen diverser damit zusammenhängender Gesetze (EAG-Paket)

Sehr geehrte Damen und Herren,

Oesterreichs Energie bedankt sich für die Gelegenheit zum Entwurf des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz Paketes Stellung nehmen zu dürfen.

Aus Sicht von Oesterreichs Energie ist das vorliegende Gesetzespaket in weiten Teilen positiv zu sehen. Die variablen, technologiespezifischen Marktprämien bieten Investitions- und Planungssicherheit, womit das BMK einem der wesentlichsten Anliegen der E-Wirtschaft Rechnung trägt. Auch die Rahmenbedingungen für die lokalen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind zu begrüßen, da sie den dezentralen Ausbau erneuerbarer Energieträger unterstützen und Kunden die Möglichkeit erhalten, aktiv am Energiemarkt teilzunehmen.

Das Gesetzespaket schafft einen geeigneten Rahmen für die Umsetzung der Energiewende und wird ein Investitionsprogramm auslösen, das nicht nur für den Klimaschutz, sondern auch für die Konjunkturbelebung einen wichtigen Impuls setzt.

Für den Wirtschaftsstandort und die Lebensqualität in Österreich unabdingbar ist jedoch, dass der Ausbau erneuerbarer Energiequellen keine negativen Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit hat, die volkswirtschaftlichen Kosten möglichst gering gehalten und die entstehenden zusätzlichen Kosten verursachergerecht verteilt werden. Kritisch gesehen wird zudem, dass sich keine Maßnahmen im Hinblick auf den Gassektor und die für die Versorgungssicherheit wichtige Sektorkopplung im Entwurf finden.

In einigen wesentlichen Punkten des Gesetzentwurfes gibt es somit noch Anpassungsbedarf, damit die Umsetzung der Klima- und Energieziele mit den Zielen der Versorgungssicherheit und Systemsicherheit in Einklang gebracht werden kann.

Fördersystem für Erneuerbare (§ 10 bis § 58 EAG)

Differenziert zu sehen sind die geplanten Bestimmungen zur **Wasserkraft**. Grundsätzlich zu begrüßen ist, dass mit den neuen Marktprämien künftig Anlagen mit bis zu 20 Megawatt (MW) Leistung sowie die ersten 25 MW größerer Kraftwerke förderbar sind. Allerdings sollte ein **Verzicht auf eine Leistungsgrenze** im Sinne einer effizienten Zielerreichung erwogen werden. Für **Revitalisierungsprojekte** sind angesichts der hohen Wirkungsgrade von vielen Wasserkraftwerken **Effizienzsteigerungen von 10% als Fördervoraussetzung zu hoch**, wodurch viel Effizienzsteigerungspotenzial liegen gelassen werden würde. Wir schlagen vor, den Wert auf 3% zu reduzieren. **Klar abzulehnen** sind dagegen die **geplanten zusätzlichen ökologischen Förderausschlusskriterien** über die strengen Bestimmungen des wasserrechtlichen Genehmigungsverfahrens hinaus. Die „doppelte ökologische Prüfung“ von Wasserkraftanlagen würde deren Ausbau weiter erschweren, ohne erkennbaren Nutzen zu bringen.

Das grundsätzliche Bekenntnis zu **Photovoltaik-Freiflächenanlagen** ist zu begrüßen, da ohne solche das Ausbauziel von 11 TWh nicht erreichbar ist. Der **Abschlag auf die Höhe des Zuschlagwertes von 30% für Freiflächenanlagen ist jedoch deutlich zu hoch angesetzt** und kann durch Kostenvorteile nicht ausgeglichen werden. Dies gefährdet die Umsetzung dieser zur Erreichung des Ausbauziels unbedingt erforderlichen Anlagen, welche in der Regel rückstandslos entfernt werden können und keine Flächenversiegelung darstellen. **Der Abschlag für Freiflächenanlagen sollte daher maximal 10% betragen.**

Im Bereich **Windkraft** muss das Ziel der ausgewogene und parallele Ausbau in ganz Österreich sein, womit für das Stromnetz und die Akzeptanz abträgliche Konzentrationseffekte vermieden werden können. Für die dazu notwendige **Differenzierung durch Korrektur des anzulegenden Wertes**, sollten **neben dem Windertrag auch Unterschiede bei den Betriebs- und Investitionskosten berücksichtigt** werden. Diese unterschiedlichen Betriebs- und Investitionskosten hängen insbesondere von der **Höhenlage, der Waldlage und von Skaleneffekten** ab. Durch das Einbeziehen dieser Faktoren wird zudem die Fördereffizienz gesteigert, da zielgerichtet auf die Vor- und Nachteile von Standorten eingegangen werden kann.

Für Anlagen auf Basis von **Biomasse** fehlen Regelungen für deren **Repowering nach Ablauf der technischen Lebensdauer**. Durch die vorgeschlagene Umsetzung lässt sich der langfristige **Bestandserhalt durch die Nutzung bestehender Infrastruktur** mit höchster Fördereffizienz sicherstellen. Repowering-Anlagen würden demnach mittels eines **Abschlages auf den Kapitalkostenanteil des anzulegenden Wertes** in einem fairen Wettbewerb mit Neuanlagen an der Ausschreibung für Anlagen auf Basis von Biomasse teilnehmen und einen **neuen Fördervertrag für 20 Jahre** erhalten können.

Die vorgesehenen **Fristen zur Inbetriebnahme** sind für alle Technologien zu kurz angesetzt und **sollten verlängert werden**. Zudem sollte eine Beeinspruchung durch **Rechtsmittel** eine **Aussetzung** der Fristen zur Folge haben.

Das **Marktprämienmodell** ist grundsätzlich zu begrüßen, jedoch sollte dessen Abwicklung massiv vereinfacht werden. Dazu sollte der **Referenzmarktwert einheitlich für alle Technologien pro Kalendermonat** ermittelt werden. Dadurch kann die im Entwurf vorgesehene **Akontierung und nachträgliche Aufrollung vermieden** werden und auch die im Entwurf vorgesehene Rückzahlung der akontierten Marktprämie, wenn diese tatsächlich kleiner Null wäre, entfallen.

Netzreserve (§§ 23a ff EIWOG)

Die geplanten Bestimmungen zur **Netzreserve** sind kritisch zu sehen. Aufgrund der witterungsbedingt schwankenden Stromproduktion von Windparks und PV-Anlagen sind **jederzeit verfügbare Kraftwerke, die Erdgas als Brennstoff nutzen, auf absehbare Zeit unverzichtbar**, geraten aber zunehmend unter Preisdruck. Daher wäre es dringend notwendig, sie wirtschaftlich langfristig abzusichern. Leider geschieht dies mit dem vorliegenden Entwurf nicht in ausreichendem Umfang. So sind etwa **maximal zweijährige Verträge und kein vollständiger Kostenersatz im Rahmen der Netzreserve vorgesehen**. Auch **im Falle eines Stilllegungsverbot**es ist die **vollständige Abgeltung der daraus erwachsenden Kosten** nicht geplant.

Energiespeicher (§ 111 EIWOG)

Um Versorgungssicherheit und Ausbau erneuerbarer Energien in Einklang zu bringen, kommt Speichern eine zunehmende Rolle im Energiesystem zu. Grundsätzlich ist anzustreben, alle **Energiespeicher von der tariflichen Doppelbelastung zu befreien, indem auf die Erhebung von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten verzichtet wird**. Die bereits im Entwurf vorgesehene Entlastung neuer Pumpspeicherkraftwerke sollte jedenfalls auf derzeit von Netznutzungsentgelten und Netzverlustentgelten befreite Anlagen ausgedehnt und die **bestehende Frist auf 20 Jahre verlängert** werden. Die Frist für Neuanlagen sollte ebenso von 15 auf 20 Jahre angepasst werden (entspricht Förderzeitraum). **Diese Forderung ist analog auf Konversionsanlagen, wie etwa Elektrolyseanlagen, anzuwenden**, eine Abweichung von deren bisheriger Gleichbehandlung mit Pumpspeichern ist abzulehnen.

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Elektrizitätsbereich (§§ 74 ff EAG) und Bürgerenergiegemeinschaften (§ 16b EIWOG)

Die Einführung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften (EEG) und Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) wird von Oesterreichs Energie grundsätzlich begrüßt. Durch diese kann der Ausbau erneuerbarer Energien vorangetrieben und die Beteiligung der Bevölkerung an der Energiewende ermöglicht werden. Durch § 45a EIWOG wird ein wesentliches Instrument dazu geschaffen. Dennoch sehen wir dringenden Änderungsbedarf um eine nachhaltige und kosteneffiziente Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben zu ermöglichen:

- Die fehlenden Regelungen für die **Ausgleichsenergieverantwortung** der Energiegemeinschaften sind zu ergänzen.

- Die derzeit getroffenen Festlegungen zur **Organisationsform** der Energiegemeinschaften sind zu unspezifisch. Die sich daraus ergebenden Risiken und Fragen wirken sich negativ auf deren Mitglieder bzw. andere Marktteilnehmer aus. Der geringe Standardisierungsgrad stellt zudem eine unnötige Hürde bei der Gründung sowie beim Betrieb von Energie-gemeinschaften dar. Für die Abwicklung der § 16a EIWOG Möglichkeiten hat die E-Wirtschaft umfangreiche Prozesse erarbeitet und etabliert, welche im Sinne einer kosteneffizienten Umsetzung auch für die Energiegemeinschaften mit möglichst geringem Anpassungsbedarf zur Anwendung kommen sollten. Um einen geringen Anpassungsbedarf sicherzustellen, gilt es die erweiterten Möglichkeiten die Energiegemeinschaften textlich näher an die Regelungen des § 16a EIWOG und an die entwickelten Marktprozesse heranzuführen.
- **Die Ausdehnung der EEGs ist auf den Lokalbereich (Netzebenen 6 und 7) bzw. nur auf einen Teilabschnitt eines Mittelspannungsabzweiges der Netzebene 5 zu beschränken.** Die Reduktion der Ausdehnung entspricht der in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie vorgegebenen lokalen Prägung der EEGs. Auch die Kommunen können sich unter der vorgeschlagenen Ausdehnung sinnvoll an EEGs beteiligen. **Vorgeschlagen wird ein stufenweises Vorgehen der Etablierung der Energiegemeinschaften:** 1. Schritt Lokalbereich, 2. Schritt Regionalbereich (nach Abschluss der Evaluierung 2024).
- **Contracting-, Leasing-, Miet- Pacht- und Ratenkaufmodelle** für die Realisierung von Energiegemeinschaften sind zu ermöglichen.
- Hinsichtlich der „**Lokal- und Regionaltarife**“ muss klargestellt werden, dass es sich bei den von der Regulierungsbehörde festzulegenden Abschlägen um prozentuelle Werte handelt.
- **Mehrere Erzeugungsanlagen** sind jedenfalls vor der Zuordnung der Energie an die Teilnehmer zuerst **rechnerisch zusammenzufassen**.
- **Ein Gemeinschaftsüberschuss** ist den einzelnen Erzeugungsanlagen **aliquot zuzuordnen** und soll, wie bereits bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (§ 16a EIWOG) bewährt, als in das öffentliche Netz eingespeist gelten.
- Bei Energiegemeinschaften wird eine reale Zeitreihe gemessen, mit der zugeteilten Erzeugungsmenge reduziert und in weiterer Folge im Clearing verwendet.
- Die **dynamische Zuordnung** der erzeugten Energie aller Viertelstunden kann nur **nach mathematisch abbildbaren Algorithmen** erfolgen.
- **Eine Erzeugungsanlage bzw. Verbrauchsanlage kann nur entweder an einer Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage (§ 16a EIWOG) oder an einer EEG oder an einer BEG teilnehmen. Regelreserveanbieter sind ebenso generell von einer Teilnahme an einer Energiegemeinschaft ausgeschlossen. Auch kann eine Energiegemeinschaft nicht Teilnehmerin einer anderen Energiegemeinschaft sein.**
- **Die Ausdehnung einer BEG** sollte vorerst **auf das Versorgungsgebiet** eines Netzbetreibers beschränkt bleiben.
- Es ist eine angemessene **Umsetzungsfrist von zumindest einem Jahr ab Inkrafttreten des Gesetzes** zur Umsetzung der Implementierung von EEGs und BEGs vorzusehen.
- **Für Energiegemeinschaften ist das Recht auf das Eigentum an bzw. den Betrieb eines Verteilernetzes verankert.** Diese Bestimmung birgt die Gefahr eines

volkswirtschaftlich nicht erwünschten Aufbaus von parallelen Infrastrukturen und wird daher **strikt abgelehnt**.

Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten (§ 20 EIWOG)

Maßnahmen für eine Stärkung der Transparenz am Energiemarkt sind grundsätzlich zu begrüßen, jedoch sehen wir die Bestimmung kritisch, da die österreichischen Netzbetreiber als Betreiber wesentlicher Dienste den strengen Vorgaben des Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetzes (NISG) zum Schutz der kritischen Infrastruktur unterliegen. Eine Veröffentlichung von Kapazitäten je Umspannwerk und Transformatorstation widerspricht jedoch den Zielen des NISG. Eine Umsetzung mit Transformatorstationen (Netzebene 6) ist auch längerfristig mit vertretbarem technischem Aufwand nicht durchführbar. Es entsteht ein enormer Verwaltungs- und Berechnungsaufwand für Netzbetreiber, wenn diese verpflichtet werden, verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk und Transformatorstationen zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren. Zudem ist dies weder sinnvoll noch zweckmäßig, da präventives Reservieren der verfügbaren Kapazitäten durch Projektwerber die Folge sein wird, wodurch der effiziente Ausbau erheblich behindert wird. Die im Gesetzesentwurf vorgesehene Bekanntgabe von freien Kapazitäten in Umspannwerken bzw. Transformatorstationen hat überdies nur eine beschränkte Aussagekraft, da die wesentlichen Netzrestriktionen zumeist in den Kabel- und Freileitungen der unter- und übergelagerten Netzebene bestehen.

Der Netzbetreiber ist unter den geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen, insbesondere auch der Netzdienstleistungsverordnung Strom, verpflichtet, den Anschluss an das öffentliche Netz zu gewährleisten. Allfällige Fragen hieraus unterliegen einem Schlichtungsverfahren der Energie-Control Austria oder der behördlichen Nachprüfung.

Der Vorschlag zur Festlegung pauschalierter Netzzutrittsentgelte je Netzebene für Einspeiser stellt die geeignete Maßnahme zur Erreichung des Ziels dieser Bestimmung dar.

§ 20 wird daher abgelehnt und ist zu streichen.

Netzzutrittsentgelt (§ 54 EIWOG)

Als abwicklungstechnisch einfache und gleichzeitig transparente Lösung für eine pauschale Netzzutrittsverrechnung für den Anschluss von Erzeugungsanlagen bis zu festgelegten Maximalleistungen je Netzebene wird **die Umsetzung des Lösungsvorschlags der Landes-Energierreferenten vom 29. September 2020 vorgeschlagen**, in dem pauschalierte Netzzutrittsentgelte je Netzebene und abhängig von der verfügbaren Netzanschlusskapazität festgelegt werden. Zur Maximierung der installierten Erzeugungskapazitäten bei gleichzeitig minimalen Kosten für Ausbau- oder Verstärkungsmaßnahmen im Netz ist daher auch der **vorgeschlagene Einschränkungswert auf einen hohen einstelligen Prozentbereich festzusetzen** um damit das niedrige Netzzutrittsentgelt entsprechend zu rechtfertigen.

Ergänzend dazu wird analog zu der in Deutschland bestehenden Regelung vorgeschlagen, die Einspeisung von PV-Anlagen bis 30 kW generell auf 70% der installierten Leistung zu beschränken. Dies würde zu einer massiven Entlastung der Netze und damit zu

Kosteneinsparungen für alle Netzkunden bei nur geringen Verlusten für die Betreiber von PV-Anlagen führen.

Zusätzlich muss im Gesetz klar verankert werden, dass für alle Anschlüsse außerhalb des verbauten Gebietes die Netzanschlusskosten aufwandsorientiert zu verrechnen sind, da dies ansonsten für die Gesamtheit der Netzkunden zu einer nicht vertretbaren zusätzlichen Belastung führen würde. Ergänzend zu § 54 ersuchen wir um **Berücksichtigung unserer Änderungsvorschläge zu § 17a EIWOG - Vereinfachter Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger.**

Allgemeine Geschäftsbedingungen (§ 80 Abs. 2 EIWOG)

Dringend erforderlich ist die Schaffung von klaren gesetzlichen Vorgaben im EIWOG für die Allgemeinen Geschäftsbedingungen zum Thema **Preisänderungen** durch eine Neufassung von § 80 Abs. 2 EIWOG. Die Mindestvorgaben für die Allgemeinen Geschäftsbedingungen sind zu präzisieren und Rechtssicherheit für die Lieferanten ist zu schaffen.

Starkstromweggesetz 1968 – Bewilligung elektrischer Leitungsanlagen

Die Bewilligungsfreistellung für elektrische Leitungsanlagen bis 45 kV wird grundsätzlich als sinnvolle Maßnahme begrüßt, da dies zu einer erheblichen Erleichterung in Verwaltungsverfahren führt. Die Möglichkeit der Einräumung von Zwangsrechten gemäß § 11 bzw. § 18 bleibt durch das vorgesehene Antragsrecht des Projektwerbers gewahrt.

Im neuen § 3 Abs. 2 Z 1 ist geregelt, dass *ausschließlich „elektrische Leitungsanlagen bis 45.000 Volt, jedoch nicht Freileitungen“*, von der Bewilligungspflicht ausgenommen sind. **Dies bedeutet im Ergebnis, dass auch Freileitungen im Niederspannungsbereich der Bewilligungspflicht unterliegen würden. Dies kann vom Gesetzgeber in dieser Form nicht beabsichtigt gewesen sein. Die Bestimmung ist entsprechend umzuformulieren und klarzustellen. Aus Sicht von Oesterreichs Energie sollte die Bewilligungsbefreiung für sämtliche Leitungsanlagen bis 45 kV gelten.** Essentiell wichtig ist auch, dass notwendige Verbindungen zw. Kabel- und Freileitung (z.B. Kabelüber- / -aufführungsmaste /Endabspannmaste, Einbindung von Kabel-/Transformatorstationen, etc.) der Kabelanlage zugerechnet und ebenfalls von der Bewilligungspflicht befreit werden.

Adaptionen und Klarstellungen der Bestimmungen für Intelligente Messgeräte (§83ff EIWOG)

In dem Gesetzesentwurf nicht enthalten sind insbesondere digitale Messgeräte (Opt-Out – monatliche Leistungsmessung), bzw. für die Verwendung von 15-Minuten Energiewerte und Messwerte der Spannungsqualität durch die Netzbetreiber zur Sicherstellung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs.

Ebenso fehlt die dringend **notwendige Neugestaltung der Netztarifstruktur.**

Stromkennzeichnung (§ 78 EIWOG)

Jede Maßnahme, die die Verständlichkeit des Labelings für den Kunden erhöht und die Transparenz verstärkt, wird begrüßt. Sehr kritisch zu sehen und abzulehnen ist der in § 78 Abs. 2 Z. 3 geforderte Ausweis des Ausmaßes des gemeinsamen Handels mit Strom und Herkunftsnachweisen als neue Angabe in der Stromkennzeichnung.

§ 78 Abs. 2 Z 3 sollte gestrichen werden.

Der vorliegende Vorschlag basiert auf keinen europäischen Vorgaben, sondern ist eine nationale Überlegung, die einige Gefahren mit sich bringt: Es wäre damit zu rechnen, dass es zu einer Fragmentierung und Verzerrung des Marktes kommt, eine Zersplitterung hinsichtlich der Produkte erfolgt und negative Entwicklungen hinsichtlich der Liquidität und Volatilität des Marktes entstehen. Zudem ist der mit diesem Vorschlag verbundene erhebliche operative Aufwand zu beachten. Es sollte daher die bestehende freiwillige Ausweisung des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen beibehalten werden.

Auskunftspflicht und Einsichtsrechte (§ 8 EAG)

Kritisch einzustufen und zu streichen bzw. zu ergänzen ist die überschießende und sehr unbestimmte Regelung zur **Auskunftspflicht** von Energieunternehmen und Energiegemeinschaften an das BMK sowie allen Behörden mit umfangreichen, unbestimmten Einsichtnahmemöglichkeiten.

Energiewirtschaftliche Beiräte (Energie-Control-Gesetz)

Als Interessenvertretung der österreichischen Stromwirtschaft ist Oesterreichs Energie in den Regulierungsbeirat und den Energiebeirat aufzunehmen. § 19 Abs. 3 und § 20 Abs. 3 Energie-Control-Gesetz sind entsprechend zu ergänzen.

Zu den einzelnen Punkten des Entwurfes des BMK nehmen wir, wie folgt, Stellung:

Artikel 1: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)**Zu § 5 EAG (Begriffsbestimmungen):**

Wesentliche Definitionen fehlen und sollten ergänzt werden. Insbesondere sind die Begriffe „gemeinnützig“, „Nahebereich“ und „pauschale Ausgleichsenergieverrechnung“ im Gesetz zu verankern.

Wir schlagen die Ergänzung folgender Begriffsbestimmungen vor:

„xx. „gemeinnützig“ im Sinne dieses Gesetzes ist eine Tätigkeit, deren Zielsetzung nicht vorrangig in der Erwirtschaftung von finanziellen Gewinnen liegt, sondern in der Generierung von ökologischen, wirtschaftlichen oder sozialgemeinschaftlichen Vorteilen für die teilnehmenden Berechtigten oder Gebieten, in denen diese tätig sind;

xx. „Nahebereich“ das technische Kriterium für die Netznutzung durch teilnehmende Berechtigte. Der Nahebereich kann entweder auf die Verbrauchsanlagen an einer Hauptleitung (ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes) oder auf die galvanisch verbundene Niederspannung des öffentlichen Netzes oder auf einen Teilabschnitt eines Mittelspannungsabzweiges (NE5) des öffentlichen Netzes eines Verteilernetzbetreibers bezogen sein. Der jeweilige Nahebereich bildet die Grundlage für die kostenorientierte Festlegung eines gesonderten Netznutzungsentgelts [„Ortstarif“]. Der Ortstarif gilt für die Zuordnung der Überschussproduktion eines

Eigenversorgers an teilnehmende Berechtigte sowie einheitlich für sämtliche teilnehmende Berechtigte einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft innerhalb des Nahebereichs der jeweiligen Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft;

xx. „pauschale Ausgleichsenergieverrechnung“ die pauschale Beteiligung an der Mittelaufbringung für die Ausgleichsenergie durch die Verrechnung einer Ausgleichsenergiepauschale in EUR/kW/Jahr bezogen auf die Summe der installierten Engpassleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen, welche kostenorientiert von der Verrechnungsstelle festzulegen, von den Netzbetreibern einzuhoben und an die Verrechnungsstelle abzuführen ist;“

Im Sinne einer Gleichbehandlung mit allen anderen Marktteilnehmern sollten auch Energiegemeinschaften an der Mittelaufbringung für die entstehende Ausgleichsenergie beteiligt werden. Details siehe unsere Anmerkungen zu §§ 74ff.

Zu § 5 Abs. 1 Z 14 (Erneuerbaren-Förderbeitrag):

Neben Pumpspeicherkraftwerken sollten auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte von der Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags ausgenommen werden.

Folgende Änderung wird vorgeschlagen:

„14. „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ jenen Beitrag, der von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern, Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte** und den Endverbrauchern gemäß § 68, zu leisten ist und der der anteiligen Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 dient;“

Zu § 5 Abs. 1 Z 15 (Erneuerbaren-Förderpauschale):

Neben Pumpspeicherkraftwerken sollten auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte von der Entrichtung der Erneuerbaren-Förderpauschale ausgenommen werden.

Folgende Änderung wird vorgeschlagen:

„15. Erneuerbaren-Förderpauschale“ jenen Beitrag in Euro pro Zählpunkt, der von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern, Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte** und den Endverbrauchern gemäß § 68, zu leisten ist und der der Abdeckung der Investitionszuschüsse nach dem 2. Teil dieses Gesetzes sowie der anteiligen Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 dient;“

Zu § 5 Abs. 1. Z 32 (Referenzmarktpreis):

Die Begriffsbestimmung „Referenzmarktpreis“ sollte **ersatzlos gestrichen** werden (siehe Anpassungen zu § 11).

Zu § 5 Abs. 1. Z 34 (Regelarbeitsvermögen):

Eine statistisch signifikante Ableitung aus 3 Jahren ist aufgrund von natürlichen hydrologischen Schwankungen nicht repräsentativ. Wir schlagen deshalb eine Erhöhung auf **mindestens 10 Jahre** vor.

Zu § 5 Abs. 1. Z 35 (Repowering):

Hier fehlt der Hinweis, dass Repowering am **bestehenden Standort** erfolgt.

Zu § 5 Abs. 1. Z 38 (Revitalisierung):

Angesichts der hohen Wirkungsgrade von Wasserkraftwerken sind Effizienzsteigerungen von 10% bei Wasserkraftwerken zu hoch, dadurch kann viel Effizienzsteigerungspotenzial liegen gelassen werden. Die im Regierungsprogramm festgeschriebene Fokussierung auf die Revitalisierung von großen Wasserkraftanlagen wird damit behindert, da im Speziellen große Wasserkraftanlagen zwar potenziell ein geringes Steigerungspotenzial aufweisen, absolut jedoch einen bedeutenden Erzeugungszuwachs liefern würden. **Deshalb schlagen wir eine Reduzierung des Wertes von 10% auf 3% vor.**

Die zusätzliche Bedingung, dass unter Einrechnung von Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes, die Engpassleistung bzw. das Regelarbeitsvermögen nicht geringer als vor der Revitalisierung sein darf, wird **von Oesterreichs Energie abgelehnt**. Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes werden bei wasserwirtschaftlichen Erfordernissen vorgeschrieben und müssen umgesetzt werden. Sie stellen somit Randbedingungen dar und führen zu einer Reduktion des Regelarbeitsvermögens. Werden sie von Revitalisierungsmaßnahmen begleitet, ist die mögliche Erzeugung, auch wenn sie den Ausgangswert unterschreiten sollte, in jedem Fall höher als wenn die Gewässerschutzmaßnahmen alleine durchgeführt werden würden. Wir fordern deshalb eine generell getrennte Bewertung von Maßnahmen des EAG mit Maßnahmen zur Gewässersanierung und schlagen folgende Adaptierungen vor:

„38. „Revitalisierung“, das Repowering von Wasserkraftanlagen, ~~welches ohne Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes welches zu einer Erhöhung der Engpassleistung oder zu einer Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um mindestens 3% führt. Bei gleichzeitiger Umsetzung von wasserrechtlich bewilligten Maßnahmen bezieht sich die Erhöhung auf jenen Ausgangswert, welcher nach alleiniger Umsetzung der wasserrechtlich bewilligten Maßnahmen erreicht werden könnte. Unter Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes dürfen die Engpassleistung und das Regelarbeitsvermögen nach durchgeführter Revitalisierung nicht unter den vor der Revitalisierung erreichten Werten liegen; Eine Revitalisierung ist~~

immer nur dann gegeben, wenn mindestens zwei der wesentlichen Anlagenteile, wie z.B. Turbine, Wasserfassung, Druckleitung, Triebwasserkanal, Krafthaus oder Staumauer bzw. Wehranlagen, welche vor Baubeginn bereits bestanden haben, weiter verwendet werden.“

Zu § 7 Abs. 1 (Anpassung der Fördermittel):

Kommt es nach einer anfänglichen Mittelüberschreitung zu einer späteren Kostenreduktion, etwa durch gestiegene Strompreise, so sind die erfolgten Kürzungen des Ausbaupfades wieder rückgängig zu machen, da die Zielerreichung innerhalb des Kostendeckels möglich ist und daher auch erfolgen soll. Festzuhalten ist dabei, dass die Förderkosten sehr stark mit dem Strompreis korrelieren, womit die Stromkunden immer sowohl eine Entlastung bei der einen Komponente und eine Belastung bei der anderen Komponente erfahren.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„Übersteigen die für Förderungen nach diesem Bundesgesetz und dem ÖSG 2012 erforderlichen jährlichen finanziellen Mittel im arithmetischen Mittel drei aufeinanderfolgender Kalenderjahre, wobei die Berechnung der erforderlichen finanziellen Mittel für das dritte Jahr jeweils auf einer Prognose nach dem EAG-Monitoringbericht gemäß § 86 beruht, den Betrag von einer Milliarde Euro, sind die jährlichen Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen bzw. Fördermittel jeder Technologie und Förderart dieses Bundesgesetzes bis zum Jahr 2030 in Summe um jenen Prozentsatz zu kürzen, um den das arithmetische Mittel eine Milliarde Euro übersteigt. Die Kürzung ist zu gleichen Teilen auf die Folgejahre bis 2030 zu verteilen. **Wird der Betrag von einer Milliarde Euro im arithmetischen Mittel drei aufeinanderfolgender Kalenderjahre unterschritten, führt dies zu einer Rücknahme etwaiger vorheriger Kürzungen durch Anwendung der gleichen Berechnungsmethodik. Beim Ausmaß der Kürzung bzw. bei deren Rücknahme sind Verschiebungen gemäß Abs. 2, § 31 Abs. 3, § 36 Abs. 3, § 40 Abs. 3, § 45 Abs. 4, § 55 Abs. 8, § 56 Abs. 7, § 57 Abs. 7 und Kürzungen gemäß Abs. 3 entsprechend zu berücksichtigen.“***

Zu § 8 (Auskunftspflicht):

Gemäß § 8 EAG sind Elektrizitätsunternehmen verpflichtet, der Bundesministerin für Klimaschutz sowie den zuständigen Behörden jederzeit Einsicht in alle Unterlagen und Aufzeichnungen zu gewähren sowie Auskünfte über alle den jeweiligen Vollzugsbereich betreffende Sachverhalte zu erteilen.

Es sollte daher diese Bestimmung samt der korrespondierenden Strafbestimmung in § 96 Abs. 1 EAG aus dem Gesetz gestrichen bzw. zumindest um deutliche Einschränkungen (insbesondere auf die für den Gesetzeszweck erforderlichen Fälle) ergänzt werden. In den erläuternden Bemerkungen finden sich zu diesem wichtigen Punkt keine Ausführungen.

Eine ähnlich lautende Bestimmung findet sich bereits in § 10 EIWOG (Auskunfts- und Einsichtsrechte); allerdings ist diese Auskunfts- und Einsichtspflicht auf „betriebswirtschaftlich relevante Unterlagen und Aufzeichnungen“ beschränkt.

Aus Sicht von Oesterreichs Energie ist die in § 8 EAG **normierte Auskunftspflicht zu umfassend formuliert und daher abzulehnen**. Eine Angleichung dieser Bestimmung an § 10 EIWOG bzw. eine Konkretisierung des Anwendungsbereichs auf klar definierte Anlassfälle wäre wünschenswert.

Zu § 9 Abs. 2 (Marktprämie (Grundsätzliches)):

Aus Gründen der Gleichbehandlung sollte zur Berechnung der Marktprämie bei allen Technologien der Referenzmarktwert herangezogen werden.

Folgende Änderung von § 9 Abs. 2 wird vorgeschlagen:

*„Die Marktprämie ist darauf gerichtet, die Differenz zwischen den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Quellen und dem **Referenzmarktwert durchschnittlichen Marktpreis** für Strom für eine bestimmte Dauer ~~ganz oder teilweise~~ auszugleichen. Sie wird als Zuschuss für vermarkteten und tatsächlich in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Quellen gewährt, für den Herkunftsnachweise ausgestellt wurden.“*

Zu § 10 Abs. 1 Z 1 (Allgemeine Fördervoraussetzungen (Wasserkraft)):

Ad Größenbegrenzung:

Positiv ist die grundsätzliche Berücksichtigung von größeren Wasserkraftanlagen in die Förderwürdigkeit. Im Sinne von „jede zusätzliche kWh zählt“ schlagen wir jedoch eine Streichung der Leistungsgrenze vor. Zumindest muss jedoch eine Erhöhung der Grenze von 25 MW auf zumindest 30 MW bzw. eine Förderung der ersten 150 GWh (30 MW * 5000 Vollastsunden) erfolgen. Ebenso ist bei der Formulierung klarzustellen, dass sich der Grenzwert bei der Erweiterung nicht auf die Bestandsanlage bezieht, sondern auf die zusätzliche Engpassleitung bzw. Erzeugung.

Daher schlagen wir folgende Adaptierung von § 10 Abs. 1 Z 1 vor:

„...“

*1. neu errichteten Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung bis **30 MW** und erweiterten Wasserkraftanlagen mit **einer zusätzlichen Engpassleistung bis 30 MW**, sowie die ersten **150 GWh** bei neu errichteten Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung **über 30 MW** und erweiterten Wasserkraftanlagen mit einer **zusätzlichen Engpassleistung über 30 MW**, mit Ausnahme von ...“*

Ad Ökologische Kriterien analog zu § 56 Abs. 1:

Oesterreichs Energie bekennt sich klar zu Umweltschutz, lehnt jedoch vehement jegliche ökologische Ausschlusskriterien im EAG ab, da die ökologische Vereinbarkeit eines Projektes bereits im Rahmen der ohnehin schon sehr strengen Genehmigungsverfahren im Einzelfall ausreichend und detailliert geprüft wird. Da sowohl das Wasserrechtsgesetz als auch die Naturschutzgesetze der Länder die europarechtlichen Vorgaben für den Umweltschutz umgesetzt haben, erscheint es nicht sinnvoll, verschärfte Vorgaben als Fördervoraussetzungen festzulegen. Außerdem führt jede weitere

Einschränkung der förderfähigen Projekte zu einer Reduktion bei der Stromerzeugung aus Wasserkraft. Nach der derzeitigen Formulierung im EAG-Entwurf wären Oesterreichs-Energie-Projekte bis 2030 im Ausmaß von bis zu 1 TWh von der derzeitigen Formulierung betroffen. Somit wird die Erreichung des im Regierungsprogramm festgelegten Ausbauzieles bei der Wasserkraft von 5 TWh bis 2030 und somit die Erreichung der Klimaziele massiv erschwert. Zusätzlich entsteht ein weiterer Verwaltungsaufwand mit einhergehenden Projektverzögerungen bei den ohnehin schon sehr langen Genehmigungsverfahren in der Wasserkraft. **Daher fordern wir eine Streichung der in Abs. 1 definierten Ausschlusskriterien.**

Zu § 10 Abs. 1 Z 2 (Allgemeine Förderungsvoraussetzungen (Windkraft)):

Repowering von Windkraftanlagen wird in den kommenden Jahren an Bedeutung zunehmen. Daher sollte bei den Förderungsvoraussetzungen das Repowering explizit angeführt werden.

Wir schlagen daher folgende Ergänzung in § 10 Abs. 1 Z 2 vor:

„...“

*2. neu errichteten **und repowerten** Windkraftanlagen sowie Erweiterungen von Windkraftanlagen.*

...“

Zu § 10 Abs. 1 Z 3 (Allgemeine Förderungsvoraussetzungen (PV) sowie analog zu § 55 Abs. 1 (Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher)):

In manchen Bundesländern sehen die jeweiligen Raumordnungsgesetze keine spezielle Widmung für die Errichtung von Photovoltaikanlagen vor und auch eine Positiv-Liste, wie in lit. a und lit. b umgesetzt, führt zu Unklarheiten und Grauzonen in der Praxis. Da jede Anlage ohnehin eine Genehmigung nach Raumordnung, Bauordnung, Umweltprüfung etc. benötigt, ist ein Verweis im EAG nicht notwendig und daher auch zu streichen. Viele dieser Themen werden ohnehin in den Bundesländern adressiert und umgesetzt. Generell wird die Unterscheidung nach lit. a, b und c ausschließlich für die Anwendung des Abschlags gemäß § 33 sowie analog § 55 Abs. 7 verwendet, womit eine Präzisierung des Abschlags direkt in diesen Paragraphen auch sinnvoller ist.

Folgende Änderung von § 10 Abs. 1 Z 3 wird vorgeschlagen:

„3. neu errichteten Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 kW_{peak} sowie Erweiterungen von Photovoltaikanlagen um eine Engpassleistung von mehr als 20 kW_{peak}. ~~wenn die Anlage~~

a) ~~auf oder an einem Gebäude oder einer baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Nutzung von Solarenergie errichtet wurde,~~

b) ~~auf einer Eisenbahnanlage oder Deponie,~~

c) ~~auf einer Freifläche, mit Ausnahme einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland, sofern sie nicht eine speziell für die Errichtung einer Photovoltaikanlage vorgesehene Widmung aufweist,~~

errichtet wird oder ist.“

Zu § 10 Abs. 1 Z 4 (Allgemeine Förderungsvoraussetzungen (Biomasse)):

Die Möglichkeit, bestehende Kraftwerksstandorte durch Repowering zu erhalten und wieder als Neuanlage zu ertüchtigen, ist aus Sicht der Fördereffizienz und zur Erreichung der Ausbauziele unbedingt erforderlich.

Folgende Änderung von § 10 Abs. 1 Z 4 wird vorgeschlagen:

„ ~~4. neu errichteten Anlagen **oder das Repowering von Anlagen** auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung bis 5 MWel sowie neu errichteten Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung über 5 MWel für die ersten 5 MWel, wenn die Anlage ...~~“

Zu § 10 Abs. 1, neue Ziffer 8 (Revitalisierungsförderung von Wasserkraftanlagen):

Wir schlagen eine Wahlmöglichkeit zwischen Marktprämie und Investitionsförderung bei der Revitalisierung von Wasserkraftanlagen vor. Die Wahlmöglichkeit einer administrativ festgelegten Marktprämie für die zusätzliche Engpassleistung bzw. Erzeugungsmenge gibt dem Erzeuger längerfristige Planungssicherheit. Zusätzlich soll im Sinne des Bestandserhalts bei Anlagen unter 2 MW die gesamte Erzeugungsmenge gefördert werden.

Wir schlagen deshalb die Aufnahme der Revitalisierungsförderung bei Wasserkraft durch Marktprämie in § 10 Abs. 1. vor:

„ ...

8. der Revitalisierung von Wasserkraftanlagen. Förderfähig ist dabei die Erhöhung des Regelarbeitsvermögens für Anlagen >2 MW. Für Anlagen kleiner 2 MW ist das gesamte Regelarbeitsvermögen förderfähig.“

Zu § 10 Abs. 2 (Allgemeine Förderungsvoraussetzungen):

Zur Berechnung der Mengen (welche die vereinbarte Engpassleistung nicht überschreiten) wird ein 15-Minuten Lastprofil benötigt. Abs. 2 ist dahingehend zu ergänzen, dass **„bei der Verwendung eines intelligenten Messgerätes Viertelstundenwerte gemessen, ausgelesen und verwendet werden“**. Ergänzend muss klargestellt werden, dass **„die Anlage durch den jeweils zuständigen Netzbetreiber gemäß TOR Erzeuger ferngesteuert regelbar ist“**. Hinsichtlich der Fernsteuerungsmöglichkeit sollte auf die Erfüllung der sich aus den TOR ergebenden Anforderungen verwiesen werden.

Zu § 11 (Berechnung der Marktprämie, Referenzmarktwert):

Der Referenzmarktwert sollte einheitlich für alle Technologien pro Kalendermonat ermittelt werden. Dadurch kann die im Entwurf vorgesehene Akontierung und nachträgliche Aufrollung vermieden werden (vereinfacht die Abwicklung). Auch die im Entwurf vorgesehene Rückzahlung der akontierten Marktprämie, wenn diese tatsächlich kleiner Null wäre, kann dadurch entfallen.

Folgende Änderung von § 11 Abs. 1 bis 3 wird vorgeschlagen:

„(1) Die Höhe der Marktprämie ist in Cent pro kWh anzugeben und bestimmt sich aus der Differenz zwischen dem jeweils im Rahmen einer Ausschreibung ermittelten oder mit Verordnung festgelegten anzulegenden Wert in Cent pro kWh und dem jeweiligen Referenzmarktwert oder Referenzmarktpreis in Cent pro kWh.“

(2) Die Marktprämie wird für die in einem Kalendermonat ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Strommenge auf Basis des Referenzmarktwertes gemäß § 13 desselben Kalendermonats gewährt. Für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas wird die Marktprämie für die in einem Kalenderjahr ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Strommenge auf Basis des Referenzmarktpreises gemäß § 12 desselben Kalenderjahres gewährt.

~~(3) Für Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Photovoltaikanlagen wird die Marktprämie für die in einem Quartal ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Strommenge auf Basis des Referenzmarktwertes gemäß § 13 desselben Quartals gewährt.“~~

Zu § 11 Abs. 4 (Berechnung der Marktprämie, Engpassleistung):

Gefordert wird, dass Marktprämien auch über die vereinbarte Engpassleistung hinaus bezahlt werden. Ansonsten werden Projektentwickler künstlich hohe Engpassleistungswerte angeben und Netzkapazitäten blockieren. Obwohl es sich nach den Begriffsbestimmungen des EAG aber auch nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Begriffsbestimmungen in Österreich (z.B. Bundlastverteiler) und Deutschland (z.B. VGB PowerTech e.V.) bei der Engpassleistung um eine Dauerleistung handelt, ergibt sich, dass es zu temporären Überschreitungen der Engpassleistung kommen kann. Dies trifft insbesondere bei Wasserkraftwerken allein schon durch einen hohen Staupegel oder durch eine Düsenüberöffnung bei Peltonturbinen zu. Erzeugungsleistungen über die Engpassleistung hinaus gehören somit zum „Normalbetrieb“.

Folgende Änderung von Abs. 4 wird vorgeschlagen:

„(4) Die Berechnung der Marktprämie erfolgt entsprechend der von der Anlage erzeugten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strommenge, ~~soweit bei der Erzeugung die jeweils im Fördervertrag vereinbarte Engpassleistung nicht überschritten wurde. Im Falle von Überschreitungen der Engpassleistung sind die aus der Leistungsüberschreitung resultierenden Erzeugungsmengen in der Berechnung der Marktprämie nicht zu berücksichtigen. Die Abrechnung erfolgt auf Basis der Differenz zwischen den gemessenen Viertelstundenwerten und der Engpassleistung.~~“

Zu § 11 Abs. 6 (Berechnung der Marktprämie, Rückvergütung):

Die Rückvergütung von 66 % des übersteigenden Teils, sofern der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert um mehr als 40 % übersteigt, ist sachlich nicht gerechtfertigt, nicht eindeutig formuliert (der „übersteigende Teil“ kann sich auf den anzulegenden Wert und den um 40 % erhöhten anzulegenden Wert beziehen), soll nur für willkürlich festgelegte

Anlagentypen und Anlagengrößen gelten und ist zudem mit hohem administrativem Aufwand in der Abwicklung verbunden. Die Regelung soll daher entfallen:

~~„(5) Ergibt sich bei der Berechnung gemäß Abs. 1 bis 4 ein Wert kleiner null, wird die Marktprämie für Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung unter 2 MW sowie Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas mit null festgesetzt.~~

~~„(6) Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW und Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung ab 2 MW haben, sofern der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert um mehr als 40% übersteigt, 66% des übersteigenden Teils der EAG-Förderabwicklungsstelle rückzuvergüten. Der an die EAG-Förderabwicklungsstelle zu leistende Betrag ist bei Auszahlung der Marktprämie gemäß § 14 in Abzug zu bringen.“~~

Zu § 12 (Referenzmarktpreis):

§ 12 ist ersatzlos zu streichen, da der Referenzmarktpreis nicht mehr angewendet wird (siehe Anmerkung zu § 11).

~~„(1) Für die Ermittlung des Referenzmarktpreises ist das Handelsergebnis der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone heranzuziehen. Liegt kein Ergebnis der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung vor, werden stattdessen die ersatzweise veröffentlichten Day-Ahead-Preise desjenigen nominierten Strommarktbetreibers herangezogen, der für den betroffenen Tag den höchsten Handelsumsatz in der für Österreich relevanten Gebotszone ausweist.~~

~~„(2) Der Referenzmarktpreis in Cent pro kWh ermittelt sich aus dem arithmetischen Mittelwert aller Stundenpreise gemäß Abs. 1 des letzten Kalenderjahres.~~

~~„(3) Die Regulierungsbehörde hat am Beginn eines jeden Kalenderjahres den Referenzmarktpreis des vergangenen Jahres zu berechnen und zu veröffentlichen.“~~

Zu § 13 (Referenzmarktwert):

§ 13 ist wie folgt zu ergänzen, dass die für die gesamte österreichische Regelzone veröffentlichten Daten zu verwenden sind, Anpassung diverser Bezüge auf den Kalendermonat (siehe Anmerkung zu § 11) sowie Ergänzung um Stundenpreise vorgenommen werden:

~~„(1) Für die Ermittlung des Referenzmarktwertes ist das Handelsergebnis **für den Stundenpreis** der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone heranzuziehen. Liegt kein Ergebnis der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung vor, werden stattdessen die ersatzweise veröffentlichten Day-Ahead-**Stundenp**reise desjenigen nominierten Strommarktbetreibers herangezogen, der für den betroffenen Tag den höchsten Handelsumsatz in der für Österreich relevanten Gebotszone ausweist.~~

(2) Der Referenzmarktwert wird gesondert für jede Technologie ~~gemäß § 11 Abs. 3~~ auf Basis der in einer Stunde aus der jeweiligen Technologie erzeugten Strommenge in kWh berechnet. Dazu sind die gemäß Art. 16 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten auf der Informationstransparenzplattform des Europäischen Verbands der Übertragungsnetzbetreiber („ENTSO-Strom“), ABl. Nr. L 163 vom 15.06.2013, S. 1, **für die gesamte österreichische Regelzone** veröffentlichten Daten zu verwenden. Soweit die nach diesem Absatz benötigten Daten nicht auf der Informationstransparenzplattform verfügbar sind, sind sie von der Regulierungsbehörde gemäß § 8 anzufordern und für die gesamte **österreichische Regelzone** zu veröffentlichen.

(3) Für jede Stunde eines ~~Quartals~~ **Kalendermonats** wird zunächst der Preis gemäß Abs. 1 mit der Menge des in dieser Stunde aus einer Technologie gemäß Abs. 2 erzeugten Stroms multipliziert. Die Summe aus dieser Berechnung wird sodann durch die Menge des im ~~gesamten Quartal~~ **Kalendermonat** erzeugten Stroms aus dieser Technologie dividiert.

(4) Die Regulierungsbehörde hat am Beginn eines jeden ~~Quartals~~ **Kalendermonats** für jede Technologie ~~gemäß § 11 Abs. 3~~ den Referenzmarktwert des vergangenen ~~Quartals~~ **Kalendermonats** zu berechnen und zu veröffentlichen.“

Es gibt im österreichischen Marktgebiet mehrere Regelzonen, daher ist im Gesetzesentwurf die Mehrzahl zu verwenden.

Zu § 14 (Auszahlung der Marktprämie):

Aus Vereinfachungsgründen sollte die Auszahlung der Marktprämie für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat erfolgen. Dadurch kann die im Entwurf vorgesehene Akontierung und nachträgliche Aufrollung vermieden werden (vereinfacht die Abwicklung). Auch die im Entwurf vorgesehene Rückzahlung der akontierten Marktprämie, wenn diese tatsächlich kleiner Null wäre, kann dadurch entfallen.

Folgenden Änderungen werden vorgeschlagen:

~~„(1) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat bis zum Ende eines Kalendermonats die~~
Auszahlung der eine Akontierung auf die voraussichtliche Marktprämie des Vormonats für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat an den Betreiber einer Anlage zu leisten.

~~(2) Für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas hat die Akontierung auf Grundlage des gemäß § 12 ermittelten Referenzmarktpreises des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres zu erfolgen. Die Differenz zwischen der Akontierung und der tatsächlich auszubezahlenden Förderung ist von der EAG-Förderabwicklungsstelle mittels Aufrechnung, Rückforderung oder zusätzlicher Erstattung für ein Kalenderjahr bis zum 15. Jänner des Folgejahres auszugleichen.~~

~~(3) Für Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Photovoltaikanlagen hat die Akontierung auf Grundlage des gemäß § 13 ermittelten Referenzmarktwertes des jeweils vorangegangenen Quartals zu erfolgen. Die Differenz zwischen der Akontierung und der~~

~~tatsächlich auszubehandelnde Förderung ist von der EAG-Förderabwicklungsstelle mittels Aufrechnung, Rückforderung oder zusätzlicher Erstattung für ein Quartal bis zum 15. des darauffolgenden Quartals auszugleichen. Allfällige nachträgliche Korrekturen sind im Rahmen einer Jahresabrechnung auszugleichen.“~~

Zu § 15 (Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen):

Ein Zeitraum von drei aufeinanderfolgenden Stunden scheint unter Abwägung von Anreizen zu systemdienlichem Verhalten und den Ertragsrisiken der Anlagenbetreiber geeigneter.

Folgende Änderungen in § 15 werden vorgeschlagen:

„Wenn der Stundenpreis in der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für das Marktgebiet Österreich bzw. bei Nichtverfügbarkeit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung der ersatzweise veröffentlichte Stundenpreis desjenigen nominierten Strommarktbetreibers, der im vorangegangenen Kalenderjahr den höchsten Handelsumsatz in der für Österreich relevanten Gebotszone aufgewiesen hat, in mindestens ~~dreisechs~~ aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich die Marktprämie für den gesamten Zeitraum, in dem der Stundenpreis negativ ist, auf null.“

Zu § 18 Abs. 1 (Allgemeine Ausschreibungsbedingungen (Höchstpreise)):

Ergänzungen um Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu erhöhen.

Folgende Änderung von § 18 Abs. 1 wird vorgeschlagen:

*„Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus durch Verordnung gesondert für jede Technologie Höchstpreise in Cent pro kWh, bis zu denen Angebote in Ausschreibungen beachtet werden, auf Basis **von zumindest zwei transparenten, nachvollziehbaren eines oder mehrerer** Gutachten festzulegen. **Diese Gutachten sind vor der Verordnung der Höchstpreise zu veröffentlichen. Die Verordnung soll konsultiert werden.**“*

Zu § 18 Abs. 2 (Grundsätze zur Festlegung der Höchstpreise):

Hier sollte klargestellt werden, was mit einer „Normkapitalstruktur“ gemeint ist und diese an geeigneter Stelle definiert werden.

Zu § 20 Abs. 1 Z 7 (Anforderungen an Gebote):

Hier sollte ergänzt werden, dass die erstinstanzlichen Genehmigungen und Bewilligungen gemeint sind (nicht rechtskräftig). Zudem hat die Ergänzung um Revitalisierung sowie Repowering zu erfolgen:

*„ 7. ... einen Nachweis, dass für die Neuerrichtung oder Erweiterung, **Revitalisierung oder das Repowering** der Anlage alle erforderlichen **erstinstanzlichen** Genehmigungen und*

*Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind **und als erteilt gelten;***

Zu § 29 (Zurückgabe von Sicherheiten):

Folgende Ergänzung einer neuen Z 4 für den Fall von behördlichen Leistungsreduktionen wird vorgeschlagen:

„4. die bei der Gebotsabgabe laut erstinstanzlichem Bescheid angegebene Leistung (MW) durch die Behörde reduziert wird um den aliquoten Anteil dieser reduzierten Leistung.“

Zu § 32a (NEU) (Korrektur des Zuschlagswertes):

Die unterschiedlichen Einstrahlungswerte in den österreichischen Regionen beeinflussen die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen stark und führen zu regionalen Konzentrationseffekten. Ein Ausgleich über eine nach horizontalen Globalstrahlungswerten differenzierte Förderung trägt dazu bei, den PV-Ausbau österreichweit in ausgewogener Weise zu ermöglichen, was positive Effekte auf die Akzeptanz hat und erhöht zudem die Fördereffizienz.

Folgender § 32a NEU wird vorgeschlagen:

„Auf den Zuschlagswert für Photovoltaikanlagen kann ein Korrekturfaktor angewendet werden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Photovoltaikanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 20 Prozentpunkten, abhängig von den horizontalen Globalstrahlungswerten auf den anzulegenden Wert für einen Normstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, festzulegen.“

Zu § 33 (Abschlag für Freiflächenanlagen) sowie analog zu § 55 Abs. 7 (Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher):

Ein Abschlag von 30 % auf den Zuschlagswert von PV-Freiflächenanlagen ist zu hoch angesetzt und entspricht nicht dem Stromgestehungskostenunterschied zu Anlagen auf oder an einem Gebäude oder einer baulichen Anlage. Dies insbesondere aufgrund der in der Regel deutlich höheren Netzanschlusskosten, durch welche in Österreich die Kosten der Dezentralisierung für Freiflächenanlagen bereits eingepreist werden und daher keine zusätzliche Diskriminierung erforderlich ist. Ein Abschlag in dieser Höhe würde aus wirtschaftlichen Gründen die Realisierung von PV-Freiflächenanlagen wesentlich erschweren bzw. je nach erlaubtem Höchstgebot gänzlich verhindern und damit die Erreichung des PV-Ausbauziels nachhaltig gefährden. Ein Abschlag von 10 % entspricht demnach besser den erzielbaren Kostenvorteilen in der Freifläche (sofern überhaupt gegeben) und sollte daher als maximaler Abschlag herangezogen werden.

Es ist festzuhalten, dass bei einem etwaigen (abzulehnenden) höher liegenden Abschlag die Zielerreichung für den PV-Ausbau massiv gefährdet wäre und daher eine umfangreiche Einschränkung des Abschlags auf spezifische (Frei-)Flächenkategorien erforderlich würde,

wobei dies aufgrund der sehr unterschiedlichen Raumordnungen und Widmungsklassen in den Bundesländern nicht treffsicher im EAG umsetzbar wäre.

Von einer Definition von Flächenkategorien unter § 10 Abs. 1 Z 3 bzw. § 55 Abs. 1 ist generell abzusehen, da dies auch eine direkte Auswirkung auf die Förderfähigkeit von PV-Anlagen hätte. Eine Definition sollte daher allenfalls, sofern der Abschlag nicht wie gefordert hinreichend begrenzt werden kann, unter § 33 sowie analog § 55 Abs. 7 erfolgen.

Zudem ist wie bei den Regelungen unter § 55 Abs. 7 auch bei der Förderung mittels Marktprämie für besonders innovative Projekte ein Zuschlag von bis zu 30 % vorzusehen, welcher jedoch auf 500 kWpeak gedeckelt wird. Als besonders innovative Projekte sollen insbesondere Photovoltaik-Anlagen mit Möglichkeiten zur Doppelnutzung (Agrarphotovoltaik, Parkplatzüberdachungen mit E-Ladestationen etc.) gelten.

Folgende Änderung von § 33 wird vorgeschlagen:

*„Für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen gemäß ~~§ 10 Abs. 1 Z 3 lit. c~~ verringert sich die Höhe des Zuschlagwertes um einen Abschlag von **bis zu 310%**. Für **gebäudeintegrierte Anlagen und besonders innovative Projekte, wie beispielsweise Agrarphotovoltaik-Anlagen und andere zu definierende Doppelnutzungsvarianten, kann für die ersten 500 kWpeak ein Zuschlag von bis zu 30% vorgesehen werden.** Die Höhe des Abschlages kann mit Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus geändert werden **oder bei Gefährdung der Zielerreichung entfallen.**“*

Zu § 34 (Frist zur Inbetriebnahme von Photovoltaikanlagen) sowie analog zu § 55 Abs. 9 (Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher):

Die vorgesehene Frist zur Inbetriebnahme von Photovoltaikanlagen soll zweimal um jeweils bis zu 12 Monate verlängert bzw. bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt werden können:

*„(2) Die Frist gemäß Abs. 1 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle ~~ein~~**zweimal** um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nichtfristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen **und erkennbar eine zeitnahe Realisierung anstrebt.** Wird **oder ist die erstinstanzliche Bewilligung durch Rechtsmittel beeinträchtigt, so ist diese Frist bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt.**“*

Zu § 35 Abs. 1 (Anwendungsbereich):

Die Einschränkung der Förderfähigkeit auf die ersten 5 MWel Engpassleistung ist im Hinblick auf die Fördereffizienz sowie aus einer Dekarbonisierungsperspektive nicht gerechtfertigt und würde die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Wärme in städtischen Netzen in Frage stellen. Sie ist daher zu streichen und § 35 Abs. 1 sollte lauten wie folgt:

*„Die Empfänger einer Marktprämie und die Höhe des für die Berechnung der Marktprämie anzulegenden Wertes für neu errichtete Anlagen **oder das Repowering von Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung von über 0,5 MWel bis 5 MWel** sowie neu*

~~errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung über 5 MWel für die ersten 5 MWel werden durch Ausschreibung ermittelt.“~~

Zu § 36a (NEU) (Repowering von Anlagen auf Basis von Biomasse):

Für das Repowering von Anlagen auf Basis von Biomasse soll ein Abschlag zur Anwendung kommen, welcher sich am Grad der Reinvestition orientiert und einen fairen Wettbewerb zwischen Neuanlagen und Repowering-Anlagen ermöglicht. Der Abschlag wirkt dabei rein auf den Kapitalkostenanteil des anzulegenden Wertes (entspricht dem Gebot abzüglich der Nachfolgeprämie). Eine vollständige Reinvestition, also ein 100%-Repowering mit 0%-Abschlag, wäre somit einer Neuanlage gleichgestellt, während ein 50%-Repowering aus Wettbewerbsgründen trotzdem ein mit einer Neuanlage vergleichbares Gebot erstellen muss, jedoch nur 50% des über der Nachfolgeprämie liegenden Zuschlagswertes für den anzulegender Wert herangezogen werden.

Folgender § 36a NEU wird vorgeschlagen:

„Für das Repowering von Anlagen auf Basis von Biomasse gemäß § 5 Abs. 1 Z 35 verringert sich die Höhe des Zuschlagswertes in Abhängigkeit des Grades der Reinvestition um einen Abschlag auf den Kapitalkostenanteil des Gebots. Die Kapitalkosten entsprechen dem Zuschlagswert abzüglich der aktuell gültigen Nachfolgeprämie (gemäß § 51) für Anlagen auf Basis von Biomasse. Der Grad der Reinvestition ist durch den Förderwerber in Form eines Gutachtens darzulegen, wobei der Förderwerber die Kosten für die Erstellung des Gutachtens zu tragen hat. Eine Teilnahme an der Ausschreibung für neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse ist ab einem Grad der Reinvestition von zumindest 50% möglich.“

Zu § 38 (Frist zur Inbetriebnahme von Anlagen auf Basis von Biomasse):

Die vorgesehene Frist zur Inbetriebnahme von Anlagen auf Basis von Biomasse innerhalb von 24 Monaten ab Veröffentlichung des Zuschlags ist zu kurz angesetzt und muss auf 36 Monate verlängert werden. Zudem soll einmal bis zu 12 Monate verlängert bzw. bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt werden können.

Folgende Änderung von § 38 wird vorgeschlagen:

**„(1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Anlagen auf Basis von Biomasse 2436 Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle.
(2) Die Frist gemäß Abs. 1 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle einmal um bis zu zwölf 24 Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nichtfristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen und erkennbar eine zeitnahe Realisierung anstrebt. Wird oder ist die erstinstanzliche Bewilligung durch Rechtsmittel beeinsprucht, so ist diese Frist bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt.“**

Zu § 40 Abs. 1 (Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine) sowie analog zu § 47 Abs. 2 (Marktprämie für Windkraftanlagen):

Aufgrund von Anlagen, die ihre technische Lebensdauer erreichen sowie der Erschließung von Windkraft-Potentialen an bestehenden Standorten (Repowering) im Ausmaß von ca. 2 TWh bis 2030, ist es für die Zielerreichung des Zubaus von 10 TWh Windkraft erforderlich, dass das jährlich vorgesehene Vergabevolumen für Windkraft auf 500 MW anstelle von 400 MW erhöht wird.

Folgende Änderung von § 40 Abs. 1 wird vorgeschlagen:

„Das Ausschreibungsvolumen für Windkraftanlagen beträgt jährlich mindestens 4500 000 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 23 Abs. 3.“

Zu § 42 (Korrektur des anzulegenden Wertes) sowie analog zu § 46 Abs. 2 Z 4 (Festlegung des anzulegenden Wertes):

Ziel ist der ausgewogene und parallele Ausbau in ganz Österreich. Neben dem Windertrag (wie im deutschen Referenzertragsmodell) sind in Österreich auch Betriebs- und Investitionskosten sehr unterschiedlich, nicht zuletzt auch wegen der geographischen Besonderheiten und der unterschiedlichen Handhabung von Netzanschlusskosten. Diese Betriebs- und Investitionskosten hängen insbesondere von der Höhenlage (komplexere Errichtung, ein ebensolcher Wege- und Leitungsbau sowie anspruchsvolle klimatische und topographische Bedingungen über die gesamte Betriebsphase), der Waldlage (Herausforderungen beim Anlagenbau, Wege- und Leitungsbau sowie längere Anfahrtswege) und von Skaleneffekten (geteilte Kosten bei Möglichkeit, höhere Leistungen am Standort auszubauen) ab. Durch den relativen Ausgleich dieser Kosten ist es möglich, Windkraft parallel und ausgewogen in ganz Österreich zu entwickeln, womit für das Stromnetz und der Akzeptanz abträgliche Konzentrationseffekte vermieden werden. Zudem wird die Fördereffizienz gesteigert, da zielgerichtet auf die Vor- und Nachteile von Standorten eingegangen wird.

Folgende Änderungen in § 42 werden vorgeschlagen:

*„Auf den Zuschlagswert für Windkraftanlagen ~~kann~~ **wird** ein Korrekturfaktor angewendet ~~werden~~, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge **sowie Errichtungs- und Betriebskosten** einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor **für standortbedingte Unterschiede** ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von **insgesamt** bis zu 230 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen ~~Normstandort~~ **Referenzstandort** durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festzulegen. ~~Der Normstandort~~ **Der Referenzstandort ist in Abhängigkeit des Standes der Technik, der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitslänge sowie der durchschnittlichen Errichtungs- und Betriebskosten auf Basis von Höhenlage, Waldlage und der Gesamtengpassleistung des Standorts zu definieren. hat den durchschnittlichen Stromertrag einer dem Stand der Technik entsprechenden, in Österreich errichteten Windkraftanlage anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitslänge widerzuspiegeln.“***

Zu § 43 (Frist zur Inbetriebnahme von Windkraftanlagen) sowie analog zu § 47 Abs. 3 (Marktprämie für Windkraftanlagen):

Die vorgesehene Frist zur Inbetriebnahme von Windkraftanlagen innerhalb von 24 Monaten ab Veröffentlichung des Zuschlags ist zu kurz angesetzt und muss auf 36 Monate verlängert werden. Zudem soll zudem dreimal um jeweils bis zu 12 Monate verlängert bzw. bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt werden können.

Folgende Änderungen in § 43 werden vorgeschlagen:

*„(1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Windkraftanlagen **2436** Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle.*

(2) Unterliegt das Vorhaben, auf welches sich der Zuschlag bezieht, der UVP-Pflicht nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 (UVP-G 2000), BGBl. Nr. 697/1993, beträgt die Frist zur Inbetriebnahme abweichend von Abs. 1 48 Monate ab der Veröffentlichung des Zuschlags.

(3~~2~~) Die Frist gemäß Abs. 1 und 2 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle zweidreimal um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nichtfristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen und erkennbar eine zeitnahe Realisierung anstrebt. Wird oder ist die erstinstanzliche Bewilligung durch Rechtsmittel beeinsprucht, so ist diese Frist bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt.“

Zu § 44 Z 4 (Allgemeine Anforderungen an Förderanträge):

Die Übermittlung einer Projektbeschreibung mit Angaben und Nachweisen zur Erfüllung der Fördervoraussetzungen und einem Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplan ist ein überschießender administrativer Aufwand. Zudem ist unklar, wie eine Prüfung dieser Unterlagen erfolgen soll und welche Konsequenzen damit einhergehen würden, sollte einer der Pläne sich nachträglich als fehlerhaft herausstellen. **§ 44 Z 4 ist daher ersatzlos zu streichen.**

Zu § 46 (Festlegung des anzulegenden Wertes):

Ergänzungen um Rechtsicherheit für die Anlagenbetreiber zu gewährleisten und die Transparenz zu erhöhen.

*„(1) Für die Berechnung der auf Antrag gewährten Marktprämie ist die Höhe des anzulegenden Wertes in Cent pro kWh durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festzulegen. **Der per Verordnung festgelegte anzulegende Wert zum Zeitpunkt der Antragstellung gilt für die gesamte Förderdauer der Anlage.***

(2) Der anzulegende Wert ist gesondert für jede Technologie auf Basis eines oder mehrerer von zumindest zwei transparenten, nachvollziehbaren Gutachten festzulegen. Diese Gutachten sind vor der Verordnung der anzulegenden Werte zu veröffentlichen. Die Verordnung soll konsultiert werden. Sofern nicht anders bestimmt, ist der anzulegende Wert nach folgenden Grundsätzen zu bemessen:“

Zu § 48 Abs. 2 (Vergabevolumen Wasserkraft):

Aufgrund langer Planungszeiten bei Wasserkraft erscheint ein linearer Ausbau bis 2030 schwierig. Aufgrund der unterschiedlichen Anlagenarten bei der Wasserkraft kann die Anzahl der Volllaststunden stark variieren. Dies hat zur Folge, dass mit dem Vergabevolumen von min. 75 MW jährl. das Ausbauziel von 5 TWh Erzeugung bis 2030 voraussichtlich nicht erreicht werden kann. **Wir schlagen deshalb eine Erhöhung bzw. eine Überprüfung der Erreichbarkeit des Ausbaupfades für Wasserkraft nach spätestens 3 Jahren mit der Option einer notwendigen Erhöhung des jährlichen Vergabevolumens vor.**

Zu § 48 Abs. 3 und § 56 Abs. 8 (Zeit zur Inbetriebnahme von Wasserkraftwerken):

Die Frist zur Inbetriebnahme von 24 Monaten ab Annahme des Förderantrags ist für Wasserkraftwerke zu kurz angesetzt. Gewässerökologische Vorgaben (Laichzeiten), terrestrische Vorschriften sowie hydrologische Einflüsse (Hochwasser) sowohl bei Neubauten als auch bei Maßnahmen an Bestandsanlagen verlängern die Bauzeit erheblich. Die typische Bauzeit eines mittleren Flusskraftwerks beträgt inklusive der Vorbereitung der notwendigen Beschlüsse 3 bis 4 Jahre. Erweiterungen von Bestandsanlagen können aufgrund von komplexeren Bauabläufen, notwendiger Minimierung von Stillständen/ Erzeugungsverlusten auch wesentlich länger dauern.

Wir schlagen deshalb eine Verlängerung auf 5 Jahre vor. Die Inbetriebnahme ist dabei als Zeitpunkt der Meldung der Inbetriebnahme an die EAG-Förderabwicklungsstelle zu definieren. Der Probetrieb darf nicht in den Förderzeitraum von 20 Jahren fallen. Die Verlängerung um weitere zwei Jahre, sofern die Ursache für den Verlängerungsbedarf nicht im Einflussbereich des Antragstellers liegt, wird von Oesterreichs Energie begrüßt.

Zu § 51 (Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biomasse):

Der vollständige Bestandserhalt durch die uneingeschränkte Vergabe von Nachfolgeprämien für bestehende Anlagen auf Basis von Biomasse ist unbedingt notwendig, daher wird dessen Umsetzung begrüßt und die Notwendigkeit der Bereitstellung ausreichender Mittel zu dessen Finanzierung unterstrichen.

Zu § 53 Abs. 4 (Wechselmöglichkeit für geförderte Anlagen nach dem Ökostromgesetz 2012):

Bestandsanlagen, welche die Abnahme- und Vergütungspflicht der OeMAG gemäß ÖSG zu geförderten Einspeisetarifen in Anspruch nehmen, sollen auf Antrag in die Förderung mittels Marktprämie wechseln können. In diesem Zusammenhang sollen den Anlagenbetreibern die im Rahmen der Direktvermarktung entstehenden Mehraufwendungen (für Prognoseerstellung, Fahrplananmeldung, Bilanzgruppenmanagement, Ausgleichsenergiekosten und Börsenhandel) zusätzlich zur Marktprämie abgegolten werden.

Folgende Änderungen in § 53 Abs. 4 werden vorgeschlagen:

„Die Höhe der Marktprämie bemisst sich anhand der Restlaufzeit gemäß ÖSG 2012, der maximalen Förderdauer gemäß § 16 sowie der durch die Marktprämie abzudeckenden

*Investitions- und Betriebskosten und allfälliger Erlöse aus der Vermarktung von Wärme. Nähere Vorgaben können durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festgelegt werden. **Weiters hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie durch Verordnung jährlich Aufwandsentschädigungen als Zuschläge zur Marktprämie für Bestandsanlagen in Euro pro Megawattstunde festzulegen, mit welchen Betreibern von solchen Bestandsanlagen gemäß Abs. 1 die Mehraufwendungen durch die Direktvermarktung (Prognoseerstellung, Fahrplananmeldung, Bilanzgruppenmanagement, Ausgleichsenergiekosten und Börsenhandel) abgegolten werden. Sofern es zweckmäßig erscheint, ist es zulässig, zwischen einzelnen Energieträgern zu unterscheiden.***

Zu § 55 Abs. 3 (Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher):

Im Begutachtungsentwurf ist keinerlei Limitierung der Gesamtförderung von Stromspeichern vorgesehen. Um einer übermäßigen Beanspruchung der für den PV-Ausbau geplanten Mittel vorzubeugen, soll die Förderung von Stromspeichern auf 20 % der jährlichen Fördermittel für die jeweilige Kategorie (A, B und C) begrenzt werden und Abs. 3 wie folgt geändert werden:

*„(3) Die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse gemäß Abs. 1 und 2 betragen mindestens 60 Millionen Euro vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 54 Abs. 5 und werden getrennt nach folgenden Kategorien vergeben, **wobei der Anteil der Fördermittel für Stromspeicher mit 20 % der jährlichen Fördermittel für die jeweilige Kategorie begrenzt ist: ...**“*

Zu § 55 Abs. 6 (Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher):

Für Kleinanlagen bis 20 kW_{peak} ist die einer Ausschreibung gleichkommende Reihung nach dem Förderbedarf überschießend und führt zu Planungsunsicherheit, welche wiederum den Ausbau in diesem Segment beeinträchtigen würde. Die Zuschlagskriterien sollten zudem mit jenen bei der Marktprämie harmonisiert werden (Zweitkriterium ist das Los).

Folgende Änderungen in Abs. 6 werden vorgeschlagen:

*„(6) Der Förderwerber hat **für Förderanträge der Kategorien B und C gemäß § 55 Abs. 3** im Förderantrag den Förderbedarf in Euro pro kW_{peak} anzugeben. Förderanträge, die innerhalb der Einreichfrist eines Fördercalls bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen, werden je Kategorie nach der Höhe des bei der Antragstellung angegebenen Förderbedarfs, beginnend mit dem niedrigsten Förderbedarf pro kW_{peak}, gereiht. Bei gleichem Förderbedarf pro kW_{peak} entscheidet **das Los** ~~der Zeitpunkt der Antragstellung~~. Übersteigt der im Antrag angegebene Förderbedarf pro kW_{peak} den höchstzulässigen Fördersatz, ist der Antrag auszuschneiden. **Förderanträge der Kategorie A gemäß § 55 Abs. 3 werden nach dem Zeitpunkt des Einlangens des Förderantrags bei der EAG-Förderabwicklungsstelle gereiht.**“*

Durch die in § 55 EAG normierten Investitionszuschüsse wird die Errichtung von dezentralen erneuerbaren Energieerzeugern in Form von Photovoltaikanlagen deutlich forciert. Der rasch steigende Ausbau an dezentralen Erzeugungsanlagen stellt das Verteilernetz, vor allem im Bereich der Mittel- und Niederspannungsebene, vor große Herausforderungen.

Die Verteilernetzbetreiber, an deren Netze diese dezentralen Erzeugungsanlagen angeschlossen werden, stehen vor der Aufgabe der effektiven Netzintegration einer regional und lokal sehr unterschiedlich verteilten Anlagenkapazität. Bei den Netzbetreibern werden beträchtliche Investitionen für die Netzanschlussmöglichkeit und Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität erforderlich, durch die ohne Steuerungsmaßnahmen in letzter Konsequenz die Gesamtheit aller Netzkunden im Weg der regulatorischen Kostenüberwälzung erheblich belastet werden würde. Die Anlagenbetreiber sollen deshalb auf eigene Kosten zur Installation von technischen Vorrichtungen verpflichtet werden, die es dem Netzbetreiber zwecks Gewährleistung der ihm durch rechtliche und technische Vorschriften auferlegten Netzdienstleistungsqualität ermöglichen, die Einspeiseleistung aus diesen Anlagen zu reduzieren. Mit dieser gesetzlichen Regelung kann das Ziel einer geringstmöglichen zusätzlichen Kostenbelastung der Allgemeinheit und der größtmöglichen Anzahl von Erzeugungsanlagen erreicht werden.

Den durch derartige Maßnahmen des Netzbetreibers bei den Anlagenbetreibern verursachten Produktionseinschränkungen (in monetär meist geringer Höhe) stehen die Kostenbelastungen gegenüber, mit denen die Gesamtheit aller Netzkunden aufgrund der andernfalls ungebremst anfallenden Investitionskosten belastet werden würde. Deshalb und im Hinblick darauf, dass mit dieser gesetzlichen Regelung weiterhin der Ausbau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie unterstützt werden kann, ist es aus Sicht von Oesterreichs Energie notwendig, dass Photovoltaikanlagen und Stromspeicher in netzdienlicher Weise betrieben werden. **Es wird daher vorgeschlagen, für Photovoltaikanlagen eine Drosselung auf 70% der kumulierten installierten Bemessungswirkleistung bzw. die Ausstattung dieser mit einer fernwirktechnischen Schnittstelle gemäß technischen Vorgaben des Netzbetreibers als Bedingung für die Vergabe von Investitionszuschüssen vorzuschreiben.** Mit dieser sehr einfach umsetzbaren Kappung der Einspeisespitzen kann ein teurer und nur für wenige Stunden erforderlicher Netzausbau verhindert werden. In Anbetracht des relativ geringen Energieverlustes bei einer generellen Kappung ist diese, zumindest bei Kleinanlagen, gegenüber der fernwirktechnischen Anbindung zu bevorzugen, zumal für die Ansteuerung einer Fernwirkschnittstelle bei jeder Erzeugungsanlage zuerst eine großflächige Infrastruktur aufgebaut werden müsste.

Zu § 56 Abs. 4 (Höhe des Investitionszuschusses für Wasserkraftanlagen):

Die Höhe des Investitionszuschusses für Wasserkraftanlagen sollte sich weiterhin auf max. 35 % des Investitionsvolumens (siehe ÖSG 2012) belaufen und nicht auf die nun angeführten 30 % reduzieren. Wir schlagen deshalb eine **Anpassung des Wertes auf 35 %** vor.

Außerdem lässt der vorliegende Gesetzesentwurf gänzlich offen, wie sich der Deckel von 45 % hinsichtlich der umweltrelevanten Mehrkosten errechnet.

Zu § 58 Abs. 1 Z 3 (Verordnung für die Gewährung von Investitionszuschüssen):

Hierbei ist unklar, welche staatlichen Förderungen hier ausgeschlossen sind und ob von diesem Abschnitt auch die Kombinierbarkeit mit EU-Förderungen umfasst ist, die auch auf nicht rückzahlbare Zuschüsse abzielen.

Zu § 57 Abs. 7 (Investitionszuschüsse für Windkraftanlagen):

Klarstellung der möglichen Umverteilung von Fördermitteln.

Folgende Änderungen in § 57 Abs. 7 werden vorgeschlagen:

„...gemäß § 86 durch Verordnung anderen Technologien und Förderarten nach diesem Teil zuschlagen.“

Zu § 69 Abs. 1 (Erneuerbaren-Förderpauschale):

Neben Pumpspeicherkraftwerken sollten auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte von der Entrichtung der Erneuerbaren-Förderpauschale ausgenommen werden und § 69 Abs. 1 wie folgt geändert werden:

„(1) Von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern sowie Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte**, ist eine Erneuerbaren-Förderpauschale in Euro pro Zählpunkt zu leisten, die von den Netzbetreibern in Rechnung zu stellen und gemeinsam mit dem jeweiligen Netznutzungsentgelt von den an ihren Netzen angeschlossenen Endverbrauchern einzuheben ist.“

Abs. 1 sieht vor, dass Endverbraucher mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken die Erneuerbaren-Förderpauschale zu leisten haben. Es sollte zumindest in den erläuternden Bemerkungen eine Klarstellung erfolgen, ob bei Zählpunkten für den Bezug des Eigenbedarfs von Volleinspeisern eine Erneuerbaren-Förderpauschale zu verrechnen ist.

Zu § 69 Abs. 2, 3 und 5:

Die Verrechnung der Förderpauschalen betrifft Endverbraucher. Die Auslegung und Verrechnungspraxis dieser – im Vergleich zum ÖSG 2012 unveränderten – Regelung stützt sich auf das Rundschreiben Zl. BMWFW-551.100/0002-III/1/2015. Endverbraucher sind von der Verrechnung ausgenommen, „wenn die Entnahme von elektrischer Energie aus dem öffentlichen Netz für den Betrieb einer Elektrizitätserzeugungsanlage (einschließlich für die Einhaltung von Auflagen) erforderlich ist.“

Wenn die Auslegung der Zahlungsverpflichtung weiterhin in dieser Form beibehalten werden soll, ist die neue Regelung gemäß Abs. 3 überbestimmt und leistet keinen Beitrag zur Klarstellung. Im Gegenteil wird hier eine Regelung geschaffen, welche keine Praxisrelevanz hat und die Ausnahme gemäß Rundschreiben in Frage stellen würde.

Reine Erzeugungsanlagen mit geringem Endverbrauch im Sinne des Rundschreibens wären ohnehin befreit. Bei gewerblichen/industriellen Bezugsanlagen mit Eigenerzeugung ist für die Dimensionierung der Anschlussanlage und damit die Festlegung der Netzebenen die Bezugsleistung und nicht die Einspeiseleistung maßgeblich.

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass die Festlegung einer „fiktiven“ Netzebene in der praktischen Umsetzung weitere zu klärende Streitfragen auslösen wird.

Das Wesen einer Pauschale ist, dass eine solche verbrauchsunabhängig eingehoben wird. Eine Ausnahmeregelung würde diese Logik durchbrechen. Regelungen für einen temporären Betrieb sind ausreichend in Abs. 4 abgedeckt.

Die Einführung einer faktisch „mengenabhängigen Pauschale“, insbesondere für Saisonbetriebe, bringt potenzielle Folgefragen wie z.B. zur Verrechnung von Kleinst- oder Nullverbrauchern mit bestehendem Stromanschluss, Verrechnung von Reserveanspeisungen, etc., mit sich.

Der darüber hinaus verursachte Aufwand für die Systemabbildung und laufende operative Umsetzung ist im Vergleich zum Nutzen unverhältnismäßig (manuell vorzunehmen). Offen bleibt, ob der Kunde die Reduktion beantragen muss und wie ein allfälliger Nachweis erfolgen soll. Eine Prüfbarkeit für den Netzbetreiber wäre im Grunde genommen zudem nur gegeben, wenn verpflichtend Viertelstunde-Werte ausgelesen und verwendet werden können (LPZ oder Smart Meter in der IME-Konfiguration). Unterschiedliche Abrechnungszyklen erschweren zudem die Umsetzung zusätzlich (monatliche, jährliche Abrechnung).

Abs. 3 und 5 sind aus den genannten Gründen zu streichen.

Zu § 69 Abs. 6:

Bei der neu vorgesehenen Befreiung von der Förderpauschale bei Betriebsschließungen gemäß § 20 Epidemiegesetz stellt sich die Frage der praktischen Relevanz und der tatsächlichen Ersparnis für betroffene Betriebe. Steht der Nutzen in einem angemessenen Verhältnis zum damit verbundenen Aufwand? Um beim Netzbetreiber überschüssenden Verwaltungs- bzw. Prüfaufwand zu vermeiden, sollte der Netzkunde verpflichtet werden, diesen z.B. durch Übermittlung einer Kopie des Bescheides sowie über den Beginn und das Ende der Betriebsschließung in Kenntnis zu setzen.

Zu §§ 70 und 71 (Einhebung Erneuerbaren-Förderpauschale / Erneuerbaren Förderbetrag):

Neben Pumpspeicherkraftwerken sollten auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte von der

Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags ausgenommen und § 71 Abs. 1 wie folgt angepasst werden:

*„(1) Zur Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 Abs. 1, abzüglich der durch die Erneuerbaren-Förderpauschale vereinnahmten Mittel, ist von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern sowie Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte**, ein Erneuerbaren-Förderbeitrag im Verhältnis zu den jeweilig zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten zu leisten.“*

Die Bestimmung ist weiters dahingehend abzuändern, dass **nur die vereinnahmten Erneuerbaren-Förderpauschalen vom Netzbetreiber an die Abwicklungsstelle abgeführt werden müssen.**

Die Stammfassung des ÖSG 2012 sah dies in den §§ 47 und 48 auch so vor. Erst später wurde die Regelung dahingehend geändert, dass nicht die vereinnahmten, sondern die gesetzlich vorgeschriebenen Pauschalen vom Netzbetreiber an die OeMAG abzuführen sind. Man könnte daraus schließen, dass der Netzbetreiber mehr an die OeMAG weiterzugeben hat, als er tatsächlich vereinnahmt. Dies wäre dem Netzbetreiber keinesfalls zumutbar. Dadurch kommt es aber zu einer Verschiebung, insbesondere wenn ein Netzkunde die Abgaben nicht zahlt oder diese sogar vom Netzbetreiber zurückverlangt. In so einem Fall sozialisiert sich dieser Aufwand letztlich auf alle Netzbenutzer. Dies stellt jedoch für Netzkunden, die bereits ihren Beitrag für den Ökostrom (Erneuerbare Energie) geleistet haben, eine doppelte Belastung dar.

Die Förderpauschale sollte daher für Netzbetreiber ein Durchlaufposten sein und bei Ausfall nicht zu einer Mehrbelastung der übrigen Netzkunden führen. Dies insbesondere im Hinblick auf § 70 Abs. 3 bzw. § 71 Abs. 6, wonach der Netzbetreiber zur Einbringlichmachung nicht bezahlter Förderbeiträge- und pauschalen verpflichtet ist.

Der Vollständigkeit halber erlauben wir uns festzuhalten, dass die Befreiung – erzeugte und verbrauchte Mengen innerhalb einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft bleiben außer Betracht – in Abs. 5 bewirkt, dass die zur Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle zu vereinnahmenden Mittel zu einem höheren Ausmaß von der Allgemeinheit getragen werden müssen.

Zu § 74 (Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften (Allgemeine Bestimmungen)):

Oesterreichs Energie begrüßt die neuen Marktrollen der Erneuerbaren-Energie- und der Strombinnenmarkt-Richtlinie, wie sie in Form von Erneuerbaren Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften vorgesehen sind. Durch die Energiegemeinschaften können der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energieträger unterstützt und die lokale Akzeptanz von Projekten zur Energieerzeugung erhöht werden. Zudem bekommen Kunden die Möglichkeit, aktiv am Energiemarkt teilzunehmen.

Mit der letzten Novelle sind seit 2017 gemäß § 16a EIWOG Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen ermöglicht. Bei diesen Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen wird innerhalb eines Objektes gemeinschaftlich erzeugte Energie den Teilnehmern zugeordnet. Abwicklungstechnisch ist die Fragestellung von anteiliger Zuordnung innerhalb von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften sehr ähnlich, lediglich beschränkt sich der Einzugsbereich bei den Gemeinschaften nicht mehr auf das Objekt, sondern auf einen Lokal- oder Regionalbereich innerhalb eines Konzessionsgebietes. Für die Abwicklung der § 16a-Möglichkeiten hat die E-Wirtschaft umfangreiche Prozesse erarbeitet und etabliert, welche im Sinne einer kosteneffizienten Umsetzung auch für die Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften mit möglichst geringem Anpassungsbedarf zur Anwendung kommen sollten.

Um einen geringen Anpassungsbedarf sicherzustellen, gilt es die erweiterten Möglichkeiten von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften textlich näher an die Regelungen des § 16a EIWOG und an die entwickelten Marktprozesse heranzuführen. Ein wesentlicher Unterschied besteht darin, dass nicht nur eine, sondern mehrere Erzeugungsanlagen in einer Gemeinschaft bestehen können. Um die Abwicklung bewältigen zu können, ist es unbedingt notwendig, dass die erzeugte Energie vor der Zuordnung an die Teilnehmer zusammengefasst wird – anderenfalls ergeben sich mathematische Abläufe, welche mit den aktuellen technischen Möglichkeiten eine nicht zu beherrschende Komplexität aufweisen. Verbleibender Überschuss, welcher nicht von den Teilnehmern verbraucht werden kann, ist aliquot auf die beteiligten Erzeugungsanlagen zuzuordnen – anderenfalls ist die Vereinbarkeit mit den § 16a-Prozessen und dem Marktmodell insgesamt nicht mehr gegeben.

In den Erläuterungen zu § 74 wird darauf verwiesen, dass die Entwicklung dezentraler Technologien zunehmend an Bedeutung gewinnt. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollen wesentlich dazu beitragen, die dezentralisierte Versorgung zu fördern. Es wird daher vorgeschlagen, den Begriff der „dezentralen Erzeugungsanlage“ im Zusammenhang mit der Erzeugung von Energie durch eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zu verwenden, d.h. das Wort „**dezentral**“ ist bei der Anführung von Erzeugungsanlagen in den §§ 74 – 77 durchgängig zu ergänzen.

Es wird weiters vorgeschlagen, in Anlehnung an die Textierung des bestehenden § 16a EIWOG 2010 den Begriff des „Netzbenutzers“ in den §§ 74 – 77 durch den Begriff des „Netzzugangsberechtigten“ zu ersetzen. Diese Begrifflichkeit unterstreicht auch die für den einzelnen Netzzugangsberechtigten und Mitglied einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft gegebene Möglichkeit der freien Lieferantwahl.

Bei der Einführung der neuen Marktrollen ist gleichzeitig auf die Sicherheit des Energiesystems zu achten und die neuen Rollen ins System (Marktkommunikation, Bilanzgruppe, Clearing, Verrechnung etc.) mit **gleichen Rechten und Pflichten** zu integrieren. Die neuen Marktteilnehmer sind dabei gleich zu behandeln wie alle anderen Marktteilnehmer. Art 22 der Erneuerbaren-Energie-Richtlinie 2018/2001 sieht wie auch Art 16 der Elektrizitäts-Binnenmarkt-Richtlinie, Richtlinie (EU) 2019/944 eine Gleichbehandlung von EEG und bestehenden Marktteilnehmern vor.

Energieunternehmen können mit ihrem Knowhow und ihrer Expertise eine wichtige Rolle bei der Gründung und der Errichtung einer Energiegemeinschaft übernehmen. Aus diesem Grund ist es **nicht nachvollziehbar, warum Energieunternehmen nicht als Mitglied an einer Erneuerbaren-EnergieGemeinschaft teilnehmen können**. Es sind daher die Erläuterungen zu § 74 Abs. 2 anzupassen, sodass auch Energieunternehmen Mitglieder der EEG sein können. Vorgeschlagen wird, die Regelung gleich wie Bürgerenergiegemeinschaften vorzusehen, d.h. die Mitgliedschaft in der EEG steht allen Arten von Rechtspersonen offen und nur die wesentlichen Entscheidungsbefugnisse sind auf Mitglieder beschränkt, die nicht in großem Umfang kommerziellen Tätigkeiten nachgehen und für die die Energiewirtschaft nicht der primäre Bereich der Geschäftstätigkeit ist.

Eine pauschale Abgrenzung der Zuordenbarkeit von Erzeugungsanlagen zu Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auf Basis eines undifferenzierten Eigentumsbegriffes sehen wir kritisch.

Gerade bei Projekten auf Gemeindeebene sowie insbesondere bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (§ 16a EIWOG), jenes Konzept, welches auf nationaler Ebene maßgeblich als Blaupause für die gesetzliche Ausgestaltung der Rahmenbedingungen für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften dient, kann die Realisierung von Projekten mangels vorhandener finanzieller Mittel **oftmals nur im Rahmen von Contracting-, Leasing-, Miet-Pacht- oder Ratenkaufmodellen, bei welchen Erzeugungsanlagen im Eigentum und auf Kosten eines Dritten errichtet, gegebenenfalls in dessen Namen und auf dessen Kosten betrieben und – je nach Ausgestaltung – nach einigen Jahren in das Eigentum des Interessenten übergehen, sichergestellt werden**.

Eine, wie in den Erläuterungen zum Begutachtungsentwurf vorgesehene pauschale Abgrenzung auf Basis des „Eigentums“ würde die aus den oben beschriebenen Anwendungsfällen bekannte Problematik fortführen und mangels Anwendbarkeit flexibler Gestaltungsvarianten gar noch verschärfen. Darüber hinaus würde sie bestehende erneuerbare Erzeugungsanlagen mit mitunter substantiellen Erzeugungskapazitäten (insbesondere Kleinwasserkraft, PV-Parks und Windkraftanlagen), welche einer zivilrechtlichen Einbringung in Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften unter Beachtung bestehender behördlicher Genehmigungen und weiterer hochgradig immobiler Rechte (zB. Wasserrechte) kaum zugänglich sind, andererseits jedoch optimale Erzeugungsquellen im Sinne des Leitgedankens von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften darstellen, ausschließen, und so einer im Sinne der übergeordneten Zielerreichung raschen Etablierung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften abträglich sein.

Folglich sollte von dem in den Erläuterungen des Entwurfs vorgesehenen strikten Erfordernis der Zurechenbarkeit anhand des (zivilrechtlichen) Eigentums abgegangen und vielmehr ausschließlich darauf abgestellt werden, dass es der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft – zumindest vertraglich – möglich ist, ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlage auszuüben; es ist sohin vornehmlich auf das **wirtschaftliche Eigentum zugunsten der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft** abzustellen.

Folgende Änderung in den Erläuterungen zu § 74 Abs. 1 wird vorgeschlagen:

*„Eigentümer einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen können sowohl die Gemeinschaft selbst, ~~als auch deren Mitglieder, oder Gesellschafter~~ **oder Dritte***

sein. ~~Die Ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen hat liegt—mit Ausnahme des Eigenverbrauchs von Mitgliedern, die eine Erzeugungsanlage einbringen—~~ - gegebenenfalls auf Basis vertraglicher Vereinbarungen mit dem Eigentümer (z.B. Pacht-, Contracting-, Beherrschungs-, Leasing-, Miet- und Ratenkaufverträge) - bei der Gemeinschaft zu liegen ohne notwendigerweise zivilrechtlicher Eigentümer zu sein, wiewohl sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden kann.“

Im Gegensatz zu § 16a EIWOG (gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen) sieht der Begutachtungsentwurf hinsichtlich der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften keine gesetzlich zwingende Betreiberrolle/-funktion vor. Klare Vorgabe im Zusammenhang mit der Betriebsführung lassen sich dem Entwurf letztlich kaum entnehmen. Die in den Erläuterungen enthaltene Formulierung, wonach „**Die Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen [...] bei der Gemeinschaft [zu liegen hat]**“, lässt jedoch die Interpretation zu, dass ausschließlich die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft selbst den Betrieb der Erzeugungsanlagen führen darf.

Dies würde nicht nur eine fundamentale Abkehr vom Konzept der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (§ 16a EIWOG) bedeuten, sondern insbesondere die Attraktivität von EEGs gefährden. Auch in diesem Zusammenhang kann auf die in den letzten Jahren gesammelten Erfahrungswerte iZm gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (§ 16a EIWOG) verwiesen werden.

Es scheint naheliegend, dass die Komplexität und der Aufwand im Zusammenhang mit der Betriebsführung bei Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ungemein höher ausfallen wird als bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (§ 16a EIWOG). Folglich plädieren wir für die Aufnahme einer Klarstellung im Rahmen der Erläuterungen dahingehend, dass Betriebs- und Wartungsleistungen auf Dritte übertragen bzw. entsprechende Dienstleistungen von Dritten bezogen werden können (siehe den Vorschlag zu den Erläuterungen zu § 74 Abs. 1 EAG oben).

Zudem wird im Entwurf nicht ausreichend klar, dass die Lieferantenverpflichtungen bzw. Konsumentenschutz auch für die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft gelten: Unsicherheit besteht insbesondere dadurch, dass Energiegemeinschaften nach § 7 Abs. 1 Z. 45 EIWOG nicht als „Lieferanten“ definiert sind sondern als „Marktteilnehmer“ eingestuft sind. Hier ist im Sinne der Konsumenten in jedem Fall nachzubessern, um Rechtsunsicherheiten zu vermeiden.

Lieferanten haben einen äußerst hohen Rechtsstandard einzuhalten: Allgemeine Lieferbedingungen sind anzuzeigen, werden durch die Regulierungsbehörde geprüft und dürfen erst nach Nichtuntersagung verwendet werden, Rechnungslegung, Bindefristen, Zahlungsmodalitäten etc. sind detailliert geregelt. Gegenüber der EEG ist der Kunde ungeschützt. Das Argument, dass hier kein Verhältnis Konsument – Unternehmen besteht, geht ins Leere, zumal hier seitens der Gemeinschaften einerseits ein hoher Professionalisierungsgrad erforderlich sein wird und andererseits auch viele Fragestellungen, an die die Mitglieder der EEG vorweg nicht denken, geregelt werden

müssen (mögliche Höhe und Verteilung der Betriebskosten, Überbindung an Nachmieter, Ausstiegsmöglichkeiten etc.). Der hohe Level an Konsumentenschutz, der im Verhältnis Kunde – Lieferant gilt, darf nicht durch die EEG unterlaufen werden.

Weiters sollten für EEG hinsichtlich der erzeugten und gemeinsam genutzten elektrischen Energie auch die Verpflichtungen des § 10 EEffG gelten.

Gemeinnützigkeit bzw. Gewinnorientierung:

Die Bestimmungen zur Gemeinnützigkeit bzw. **Gewinnorientierung** von Erneuerbaren-Energie- Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften werden in den erläuternden Bemerkungen unterschiedlich definiert. Während das Ziel einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft als „nicht im finanziellen Gewinn“ festgelegt wird, sollen Bürgerenergiegemeinschaften „keine vorrangige Gewinnabsicht aufweisen“, was die Erzielung von Gewinnen grundsätzlich zulässt. Es sollte im Gesetz klar geregelt werden, **wie diese Vorgabe zu interpretieren ist und wie diese geprüft wird.**

Organisations- und Rechtsform der EEG:

Die sehr weite bzw. unspezifische Festlegung der Organisationsform einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft ist kritisch, da die sich daraus ergebenden Risiken und Fragen der Haftung auf die Mitglieder abgewälzt werden bzw. andere Marktteilnehmer eine diesbezügliche Einzelfallbewertung vornehmen müssen. Dieser geringe Standardisierungsgrad des Gesetzgebers scheint eine Hürde für die Umsetzung zu sein.

Die Formulierung, wonach die EEG u.a. als Eigentümergemeinschaft nach dem Wohnungseigentumsgesetz zu organisieren ist, sollte präzisiert oder anderenfalls gestrichen werden. Sollte damit gemeint sein, dass eine Eigentümergemeinschaft eine EEG im Rahmen ihrer Verwaltung gründen kann, sollte dies nicht im Zusammenhang mit der Rechtspersönlichkeit der EEG erwähnt werden, da die EEG dann immer noch eine Rechtspersönlichkeit bräuchte. In den Erläuterungen zum EAG wird dazu lediglich festgehalten, dass Eigentümergemeinschaften nach dem WEG 2002 im Rahmen der Verwaltung nach § 18 WEG 2002 EEGs gegründet werden können. Nach dem WEG bilden alle Wohnungseigentümer zur Verwaltung der Liegenschaft eine Eigentümergemeinschaft, die kraft Gesetz eine juristische Person mit Rechtsfähigkeit ist. Es wird nicht davon ausgegangen, dass mit diesem Vorschlag gemeint war, dass die EEG eine juristische Person kraft Gesetz – ähnlich wie die Eigentümergemeinschaft nach dem WEG – sein soll. Hier braucht es eine Klarstellung.

Ausgleichsenergieverantwortung:

Auch Energiegemeinschaften haben Systemverantwortung zu übernehmen und für die von ihnen verursachte Ausgleichsenergie aufzukommen. Entsprechende Vorgaben für die neuen Marktrollen fehlen im Gesetzesentwurf und sind zu ergänzen. In den Erläuterungen findet sich lediglich, dass die im Rahmen einer EEG erzeugten und verbrauchten Energiemengen außerhalb des Bilanzgruppensystems bleiben und die Rechte und Pflichten nach dem EIWOG je nach übernommener Rolle gelten. Der bestehende und etablierte Prozess der Marktkommunikation sollte um den Informationsaustausch über Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnis, Verrechnungsmodus etc. zwischen EEG und

Bürgerenergiegemeinschaften und den anderen Marktteilnehmern zur Minimierung von Ausgleichsenergie erweitert werden.

Energiegemeinschaften sollen auch für die erzeugte und innerhalb der Energiegemeinschaft gemeinsam genutzte Energie die Herkunft gegenüber den teilnehmenden Berechtigten auf der Rechnung anführen. Damit soll ein Level-Playing-Field und die nötige Transparenz gewährleistet werden.

Folgende Änderung für § 74 wird vorgeschlagen:

„Allgemeine Bestimmungen

*§ 74. (1) Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft kann Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen **und** die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Weiters kann sie im Bereich der Aggregation tätig sein und **andere für ihre Mitglieder** Energiedienstleistungen erbringen. Die für die jeweilige Tätigkeit geltenden Bestimmungen sind **dabei** zu beachten. Die Rechte und Pflichten der teilnehmenden Netzbenutzer, insbesondere die freie Lieferantwahl, bleiben dadurch unberührt.*

(2) Mitglieder oder Gesellschafter einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft sind natürliche Personen, Gemeinden, Rechtsträger von Behörden in Bezug auf lokale Dienststellen oder kleine und mittlere Unternehmen. Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft besteht aus zwei oder mehreren Mitgliedern oder Gesellschaftern und ist als Verein, Genossenschaft, Personen- oder Kapitalgesellschaft, Eigentümergemeinschaft nach dem Wohnungseigentumsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 70/2002, oder ähnliche Vereinigung mit Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Ihr Hauptzweck liegt nicht im finanziellen Gewinn sondern vorrangig darin, ihren Mitgliedern oder den Gebieten, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen. Die Teilnahme an einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft ist freiwillig und offen, im Fall von Privatunternehmen darf die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein.

(3) Bis Ende 2023 hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie eine Analyse über Hindernisse und Entwicklungspotentiale von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, insbesondere in Bezug auf Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften außerhalb des Elektrizitätssektors ~~und den Betrieb von Netzen~~, zu erstellen.

(4) Das Vorliegen der Voraussetzungen gem. § 74 Abs. 2 ist von einem Wirtschaftsprüfer für jedes Kalenderjahr zu prüfen und der Prüfbericht bis 31.3. des Folgejahres der Regulierungsbehörde vorzulegen. Die Regulierungsbehörde hat mit Bescheid dem oder der Betroffenen bei Nichterfüllung dieser Pflicht die Eigenschaft als Erneuerbare-Energie- Gemeinschaft zu versagen. Darüber hinaus hat die Regulierungsbehörde mit Bescheid gegenüber dem oder der Betroffenen bzw. den Mitgliedern der Vereinigung die Rückzahlung der auf Basis dieser Eigenschaft erhaltenen Förderungen an die betroffene Förderstelle bzw. die Bezahlung der auf Basis reduzierter Tarifierung noch zu bezahlender Netzentgelte an die betroffenen Netzbetreiber anzuordnen.“

Zu § 75 (Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften im Elektrizitätsbereich):

Die Einführung von Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften (EEG) als neue Marktteilnehmer wird von Oesterreichs Energie unterstützt.

Die derzeit sehr weite bzw. unspezifische Festlegung der Organisationsform einer EEG ist aber äußerst kritisch, da die sich daraus ergebenden Risiken und Fragen auf die Mitglieder bzw. Marktpartner abgewälzt werden und diese eine diesbezügliche Einzelfallbewertung vornehmen müssen. Dieser geringe Standardisierungsgrad des Gesetzgebers scheint uns eine Hürde für die diesbezügliche Umsetzung zu sein. Zudem fehlen eine aus unserer Sicht sehr wichtige und unverzichtbare Bestimmungen betreffend der Gemeinnützigkeit und deren Abgrenzung sowie eine Überprüfbarkeit. Derartige Bestimmungen halten wir für die Rechtssicherheit unabdingbar.

Im Detail wird von Oesterreichs Energie folgender dringender Änderungsbedarf zu folgenden Bestimmungen § 75ff gesehen:

Zu § 75 Abs. 1:

In § 75 Abs. 1 EAG wird festgelegt, dass die Verbrauchsanlagen der EEG mit den Erzeugungsanlagen über ein Niederspannungs-Verteilernetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation (Lokalbereich) oder über das Mittelspannungsnetz und die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk (Regionalbereich) im Konzessionsgebiet eines Netzbetreibers verbunden sein müssen.

Insbesondere die Möglichkeit, EEGs auf den gesamten Versorgungsbereich eines Umspannwerkes auszudehnen, widerspricht dem Grundgedanken der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie zu den EEGs. Aufgrund der vorgesehenen regionalen Ausdehnung können EEGs entstehen, welche ganze Bezirke (z.B. im Burgenland bis zu 500 km², und 30.000 Kundenanlagen) umfassen. Dies steht im Widerspruch zu dem in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie vorgesehenen lokalen Charakter der EEGs. Zudem kann der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch auch nicht mehr als netzdienlich betrachtet werden, was ebenfalls einen Widerspruch zu den unionsrechtlichen Grundlagen darstellt.

Überschusserzeugung, welche weit entfernt von einer Gemeinschaft verbraucht wird, kann bei unpassenden Anreizeffekten sogar negative Auswirkungen auf die Verteilernetze auslösen.

Aus Sicht von Oesterreichs Energie wäre es daher sinnvoller, die Ausdehnung der EEGs auf den Lokalbereich (Netzebenen 6 und 7) zu beschränken, bzw. nur einen Teilabschnitt eines Mittelspannungsabzweiges Netzebene 5 zu inkludieren. Damit ist auch keine Einschränkung für kommunale Interessenten gegeben, weil durch diese Begrenzung die Teilnahmemöglichkeit von Gemeinden in keiner Weise eingeschränkt wird. Alternativ dazu wäre auch eine „abgestufte“ Einführung der regionalen EEGs nach einer Evaluierung Ende 2023 (siehe dazu § 74 Abs. 3 EAG) denkbar.

Angedacht werden sollte zudem ein stufenweises Vorgehen der Etablierung der Energiegemeinschaften:

1. Schritt Lokalbereich, 2. Schritt Regionalbereich (nach Abschluss der Evaluierung 2024).

Zu § 75 Abs. 3 und § 16b Abs. 7 EIWOG:

Für EEGs und BEGs ist das Recht auf das Eigentum bzw. den Betrieb eines Verteilernetzes mit allen Rechten und Verpflichtungen verankert. **Diese Bestimmung wird strikt abgelehnt und ist zu streichen.**

Das Eigentum bzw. der Betrieb eines Verteilernetzes ist nur unter Einhaltung der allgemeinen und besonderen Konzessionsvoraussetzungen gemäß den landesgesetzlichen Ausführungsregelungen möglich und bedeutet in jedem Fall, dass innerhalb eines bestehenden Konzessionsgebietes eines Verteilernetzbetreibers eine weitere Konzession erteilt und eine parallele Infrastruktur zum bestehenden Netz errichtet werden würde. Da derzeit bereits flächendeckend Konzessionen für den Betrieb von Verteilernetzen vergeben sind, stellt sich die Frage, ob dadurch die von den Gemeinschaften abgedeckten Gebiete aus dem Konzessionsgebiet des bisherigen Netzbetreibers „herausgelöst“ werden und ob die Gemeinschaft ihre Infrastruktur parallel zu der bestehenden Infrastruktur des bisherigen Netzbetreibers aufbauen bzw. dieser seine Netzbetriebsmittel an die Gemeinschaft verkaufen muss.

In der vorliegenden Fassung des Entwurfes greifen die vorgeschlagenen Regelungen auch viel zu kurz: Der Verweis auf den 4. Teil des EIWOG 2010 (Betrieb von Netzen) hat zur Folge, dass alle weiteren für Netzbetreiber wesentlichen Bestimmungen des EIWOG 2010 (wie z.B. des 5. Teils betreffend die Festlegung der Systemnutzungsentgelte) nicht zur Anwendung kommen. Damit wird eine neue Kategorie von Netzbetreibern geschaffen, die zwar über eine entsprechende Konzession verfügen müssen, im Übrigen aber nicht dem Regulierungsregime des EIWOG 2010 und damit auch keiner Aufsicht durch die Regulierungsbehörde Energie-Control Austria unterliegen.

Dies ist aus Gründen der Gleichbehandlung abzulehnen, selbst rechtlich nicht entflochtene Netzbetreiber unterliegen der regulatorischen Kontrolle durch die Energie-Control Austria.

Weiters besteht das Risiko, dass durch die Energiegemeinschaften zu hohen Kosten Parallelinfrastrukturen geschaffen werden.

Es ist zudem festzuhalten, dass es sich bei Art. 16 Abs. 4 Strombinnenmarkttrichtlinie, welcher den BEG das Eigentum an sowie den Betrieb von Verteilernetzen ermöglichen soll, lediglich um eine „Kannbestimmung“ handelt, die von den Mitgliedstaaten nicht umgesetzt werden muss.

Wir schlagen folgende Adaption des § 75 vor:

*„§ 75. (1) Innerhalb einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft müssen die Verbrauchsanlagen der Mitglieder oder Gesellschafter mit den Erzeugungsanlagen über ein Niederspannungs-Verteilernetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation (Lokalbereich) oder **einen Teilabschnitt eines Mittelspannungsabzweiges** ~~über das Mittelspannungsnetz und die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk~~ (Regionalbereich) im Konzessionsgebiet eines Netzbetreibers verbunden sein. Die Durchleitung von Energie aus Erzeugungsanlagen oder Speichern zu Verbrauchsanlagen*

~~unter Inanspruchnahme der Netzebenen 1 bis 4, ausgenommen die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk, oder durch Netze anderer Netzbetreiber ist unzulässig.~~

(2) Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften können unter Beachtung der geltenden Voraussetzungen nach den Bestimmungen des 2. Hauptstücks des 2. Teils gefördert werden. Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft hat für jede von ihr betriebene **dezentrale** Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, gegebenenfalls samt Stromspeicher, jeweils einen Antrag gemäß § 54 in Verbindung mit § 55, § 56 oder § 57 einzubringen.

~~(3) Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft kann sowohl Eigentümerin als auch Betreiberin eines Verteilernetzes sein. In diesem Fall gelten die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils des EIWOG 2010. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften unterliegen der pauschalen Ausgleichsenergieverrechnung gemäß § 5 Abs. 1 Z XX.~~

(4) Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften haben den betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen die zur Minimierung der Ausgleichsenergie im Rahmen der Bilanzierungs- und Prognoseverantwortung notwendigen Daten und Informationen über die Mitglieder der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften sowie die gemeinsam genutzten dezentralen Erzeugungsanlagen (Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnis, Verrechnungsmodus etc.) zeitgerecht vorab zur Verfügung zu stellen und aktuell zu halten.

(5) Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften treffen hinsichtlich der erzeugten und gemeinsam genutzten erneuerbaren elektrischen Energie die Verpflichtungen des § 10 EEffG.“

Die Aussage in den Erläuterungen zu § 75, dass Erzeugungs-/Verbrauchsanlagen „jeweils nur einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft angehören“ können, ist zu begrüßen, weil andernfalls eine abwicklungstechnische Machbarkeit nicht mehr gegeben ist. Dies gilt jedoch nicht nur innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, sondern für sämtliche zugeordnete Erzeugungsanteile (aus gemeinschaftlichen Anlagen, aus Bürgerenergiegemeinschaften und künftig von Eigenversorgern oder aktiven Kunden).

Folgende Ergänzung der Erläuterungen zu § 75 wird vorgeschlagen:

„Eine Erzeugungsanlage bzw. Verbrauchsanlage kann jeweils nur einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft angehören. **Pro Zählpunkt kann jeweils nur eine Zuordnung von Erzeugungsanteilen an teilnehmende Netzbenutzer durchgeführt werden.**“

Zu § 76 Abs. 2 und EIWOG § 16b (Organisation des Betriebs und Netzzugangs):

Wenn eine EEG mehrere Erzeugungsanlagen betreibt, ist im Gesetz nicht geregelt, dass die Erzeugung zunächst rechnerisch zusammenzufassen ist und dann erst auf die Teilnehmer gemäß vereinbarten Aufteilungsschlüssel statisch oder dynamisch verteilt wird. Sollte für jede Anlage ein eigener Verteilungsschlüssel festgelegt werden dürfen, so wäre das

abrechnungstechnisch kaum, nur mit hohem Aufwand und jahrelangen Vorlaufzeiten für die Softwareentwicklung umsetzbar.

Mehrere Erzeugungsanlagen sind somit vor der Zuordnung der Energie an die Teilnehmer zuerst rechnerisch zusammenzufassen.

Gemäß den Erläuterungen zu Abs. 2 Z 4 / 2. Absatz hat die EEG die Wahl, ob ein Gemeinschaftsüberschuss, so wie bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (§ 16a EIWOG) als in das Netz eingespeist gilt und von einem Lieferanten nach Wahl abgenommen wird, oder nach den ideellen Anteilen auf die Teilnehmer rückaufgeteilt wird, von welchen der Überschuss dann auch von verschiedenen Lieferanten abgenommen werden müsste. Diese Rückaufteilung führt zu einem hohen abrechnungstechnischen und administrativen Aufwand, welcher von den bestehenden Abrechnungssystemen nicht unterstützt wird. Zudem widersprechen die Erläuterungen zu § 76 der Regelung zu § 77 Abs. 2 Z 1. Entsprechend § 77 Abs. 2 Z 1. kann in Analogie zu § 16a dem einzelnen Teilnehmer nicht mehr zugeordnet werden, als er in der Viertelstunde verbraucht. Dem einzelnen Teilnehmer kann demnach gar nicht mehr zugeordnet werden als er selbst verbraucht. Aliquot verteilter Überschuss geht von den jeweiligen Erzeugungsanlagen an die abnehmende Bilanzgruppe. Eine aliquote Rückverteilung auf die einzelnen Erzeugungszählpunkte ist auch vor dem Hintergrund von sortenrein begebenen Herkunftsnachweisen unbedingt notwendig und stellt gleichzeitig sicher, dass keine zusätzlichen Zählpunkte geschaffen werden.

Ein Gemeinschaftsüberschuss soll daher analog zu den gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (§ 16a EIWOG) als Überschuss in das öffentliche Netz eingespeist gelten.

Gemäß Z 4 ist aus diesem Grund im Gründungsdokument zu regeln, wie mit der Überschussenergie zu verfahren ist: *„Analog zu § 16a Abs. 5 EIWOG 2010 kann hat die Gemeinschaft mit einem Stromhändler einen Abnahmevertrag für die nicht verbrauchte Überschussenergie abzuschließen, ~~alternativ kann diese den einzelnen Mitgliedern entsprechend ihrem ideellen Anteil zugeordnet werden.~~“*

Zu § 76 Abs. 3 und § 16b EIWOG (Organisation des Betriebs und Netzzugangs):

In § 76 Abs. 3 fehlt eine Fristsetzung für die „in Kenntnissetzung“ des Netzbetreibers. Weiters **muss verankert werden, dass ein Anlagenverantwortlicher / Ansprechpartner gegenüber dem Netzbetreiber genannt wird.**

Folgende Adaptionen des aktuellen Gesetzestextes werden vorgeschlagen:

*„(2) Das Gründungsdokument einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft (Vertrag oder Statut) und die mit **den** Mitgliedern oder Gesellschaftern allenfalls abzuschließenden (Beitritts-)Verträge haben jedenfalls folgende Regelungen zu enthalten:*

- 1. „Beschreibung der Funktionsweise der Erzeugungsanlage/n (allenfalls Speicheranlage/n) unter Angabe der **jeweiligen** Zählpunktnummern;*
- 2. Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer unter Angabe der Zählpunktnummern;*

3. *jeweiliger ideeller Anteil der teilnehmenden Netzbenutzer an der Erzeugungsanlage sowie die Aufteilung der in Summe erzeugten Energie;*
4. **aliquote** Zuordnung der nicht von den teilnehmenden Netzbenutzern verbrauchten Energieeinspeisung pro Viertelstunde **auf die Erzeugungsanlagen;**
5. *Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der Erzeugungsanlage/n und der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer durch den Netzbetreiber;*
6. **Aufteilung der erzeugten Energie und jährlicher Nachweis der Erzeugungsanteile je Primärenergieträger (Erzeugungsmix) der gemeinsam genutzten Energie; Rechnungen sowie Verbrauchs- und Stromkosteninformationen haben dabei sinngemäß den §§ 81 und 81a EIWOG zu entsprechen;**
7. **Verantwortung für Betrieb, Erhaltung und Wartung der Erzeugungsanlage/n jeweiligen Erzeugungsanlagen sowie die Kostentragung;**
8. *Haftung;*
9. *Aufnahme und Ausscheiden von teilnehmenden Netzbenutzern;*
10. *Beendigung oder Auflösung der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft sowie die Demontage der Erzeugungsanlage/n;*
11. *allfällige Versicherungen.*

(3) Die Der Netzbetreiber sind ist jedenfalls über die Gründung der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft sowie die in Z 1 bis Z 4 sowie ~~Z 8 und Z 9~~ Z 7, Z 9 und Z 10 genannten Inhalte in Kenntnis zu setzen. Die Erneuerbare-Energie- Gemeinschaft hat die den Netzbetreiber auch über jede Änderung der in Z 1 bis Z 4 sowie ~~Z 8 und Z 9~~ Z 7, Z 9 und Z 10 genannten Inhalte zu informieren.“

Wir weisen darauf hin, dass eine Ergänzung „zur Zustimmung des Netzkunden/Energiegemeinschaft für die Übermittlung der Viertelstunde-Daten an den Lieferanten durch den Netzbetreiber“ notwendig ist.

Informationsaustausch:

Dass die gemessenen Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen nach Maßgabe der Marktregeln den Lieferanten sowie der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft zur Verfügung zu stellen sind, ist unbedingt erforderlich. Zu ergänzen ist, dass der Netzbetreiber den Lieferanten darüber in Kenntnis setzen soll, wenn ein Netznutzer Mitglied einer BEG ist bzw. wird. Der Lieferant benötigt diese Information für die Erstellung einer möglichst genauen Prognose des Reststrombezugs.

In den Erläuterungen zum EAG § 75 ist angeführt: „*Nachträglich auftretende technische Umstände, die nicht der Sphäre des Mitglieds zuzuordnen sind, haben keine Auswirkungen auf die Mitgliedschaft und die damit einhergehenden tariflichen oder steuerlichen Begünstigungen.*“

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit muss die Befugnis der Netzführung dem Netzbetreiber obliegen. Umschaltungen sollten aufgrund der EEG-Konfigurationen nicht eingeschränkt werden. Aus diesem Grunde sollte diese Passage im Gesetzestext verankert werden.

Zu § 77 Abs. 1 und § 16b EIWOG (Messung und Verrechnung):

Im Entwurf wird angeführt, dass bei Verwendung von intelligenten Messgeräten die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen, ausgelesen und für das Clearing gemäß § 23 Abs. 5 EIWOG 2010 verwendet werden.

Diese Formulierung ist analog zu den Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen (siehe EIWOG 2010 § 16a) richtigzustellen. **Bei Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen wird eine reale Zeitreihe gemessen und mit der zugeteilten Erzeugungsmenge reduziert und in weiterer Folge im Clearing verwendet** (würde ansonsten zu einem Chaos in der Ausgleichsenergieberechnung führen). Die gemessenen Zeitreihen werden zur Berechnung verwendet und nicht an den Energielieferanten übermittelt bzw. im Clearing berücksichtigt.

Eine Berücksichtigung von Viertelstunde-Werten im Clearing würde auch eine Viertelstunde-Übermittlung an den Lieferanten zur Folge haben (analog LPZ / IME – Clearing). Anders als bei Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen sind lt. vorliegendem Entwurf nur Viertelstunde-Daten zulässig, dies würde nur nach einer generellen Zustimmung des Kunden zur Datenübermittlung an den Lieferanten möglich sein (bzw. einer Verankerung in § 76 – siehe auch Anmerkung oben zu § 76). Eine tägliche Datenübermittlung je Viertelstunde an den Lieferanten ist nur erforderlich, wenn der Netzbenutzer ausdrücklich seine Zustimmung dazu erteilt, und kann ohnehin bereits über Marktprozesse angefordert werden und soll daher im Gesetz nicht festgelegt werden.

Folgende Änderungen in § 77 Abs. 1 werden vorgeschlagen:

„§ 77. (1) Der Netzbetreiber hat

1. den Bezug der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer sowie die Einspeisung und den Bezug der Erzeugungsanlage/n mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des § 17 Abs. 2 EIWOG 2010 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 zu messen. Bei Verwendung von intelligenten Messgeräten müssen die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen, ausgelesen **und reduziert um die zugeordnete erzeugte Energie** für das Clearing gemäß § 23 Abs. 5 EIWOG 2010 verwendet werden.

2. die gemessenen Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlage/n und der Verbrauchsanlagen der Netzbenutzer ~~seiner~~ **der Rechnungslegung an die teilnehmenden Netzbenutzer zugrunde zu legen** sowie nach Maßgabe der Marktregeln den Lieferanten sowie der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft zur Verfügung zu stellen.“

Zu § 77 Abs. 2 und § 16b EIWOG:

Bei einer dynamischen Verteilung können die Anteile viertelstündlich neu zugeordnet werden. Hier muss präzisiert werden, dass die **dynamische Zuordnung der erzeugten Energie alle Viertelstunden nur nach mathematisch abbildbaren Algorithmen erfolgt**.

In den Erläuterungen – Seite 17 Abs. 2 – ist richtig festgehalten, dass eine Erzeugungsanlage bzw. Verbrauchsanlage jeweils nur einer EEG angehören kann. **Es sind daher die Gesetzestexte (§ 75 EAG und §§ 16a und 16b EIWOG) so zu ergänzen, dass**

eine Erzeugungsanlage bzw. Verbrauchsanlage entweder nur an einer Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage (§ 16a EIWOG) oder an einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft (§ 75 EAG) oder an einer Bürgerenergiegemeinschaft (§ 16b EIWOG) teilnehmen kann. Dasselbe gilt für Anbieter von Regelenergie. Auch kann eine Energiegemeinschaft nicht Teilnehmerin einer anderen Energiegemeinschaft sein. Je Zählpunkt ist nur eine Zuordnung von Erzeugungsanteilen an teilnehmende Netzbenutzer zulässig.

Mehrfachteilnahmen können zu Zirkelbezügen führen, durch die das Marktmodell nicht mehr funktioniert und die eine Abrechnung und Zuordnung der eigenerzeugten Energie nicht mehr zulassen.

Folgende Änderungen in § 77 Abs. 2 werden vorgeschlagen:

(2) Der Netzbetreiber hat den zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern gemäß § 74 76 Abs. 2 Z 3 und Z 4 vereinbarten statischen oder dynamischen Anteil an der erzeugten Energie Strom aus erneuerbaren Quellen unter Berücksichtigung des Datenaustausches nach Abs. 1 Z 3 den jeweiligen Anlagen der teilnehmenden Netzbenutzer zuzuordnen. Bei Verwendung dynamischer Anteile können diese zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern viertelstündlich neu zugeordnet werden. Die Ermittlung der Werte erfolgt nach Maßgabe folgender Regelungen:

- 1. die Zuordnung hat pro Viertelstunde zu erfolgen und ist mit dem Energieverbrauch der jeweiligen Anlage des teilnehmenden Netzbenutzers in der jeweiligen Viertelstunde begrenzt*
- 2. die verbleibende Energieeinspeisung der jeweiligen dezentralen Erzeugungsanlage/n pro Viertelstunde, welche nicht den teilnehmenden Netzzugangsberechtigten zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche Netz eingespeist und ist der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen*
- 3. der dem Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Netzbenutzers zugeordnete statische oder dynamische Anteil an der erzeugten Energie ist gesondert zu erfassen und auf der Rechnung darzustellen.“*

Zu § 78 und § 85 (Herkunftsnachweisdatenbank):

In § 78 ist die Einbindung des Bilanzgruppenkoordinators als Alternative zum Netzbetreiber für die monatliche Eingabe der in das öffentliche Netz eingespeisten Nettoerzeugungsmengen (§ 78 Abs. 3 EAG) unklar, da dieser bis dato nur aggregierte Werte verwaltet (siehe § 23 Abs. 3 bis 5 EIWOG). Eine Klarstellung ist erforderlich.

Zudem birgt die Abgrenzung zwischen Servicestelle (voraussichtlich AGCS mit Biomethanregister) und HKN Datenbank des Regulators (E-Control) insofern Unsicherheit, da noch keine genauen Bestimmungen, Abgrenzungen oder Entwürfe über die Ausgestaltung vorliegen.

Für fehlende oder mangelhafte Einträge muss der Anlagenbetreiber allein verantwortlich sein und nicht der Netzbetreiber. Eine Kontrolle der gesamten erzeugten Menge ist für den

Netzbetreiber nicht möglich, da er nur die Menge an der Stelle der Übergabe zum Netz kennt. Ein eventuell vorhandener Eigenverbrauch kann nur durch den Anlagenbetreiber gemeldet und überprüft werden.

Zu § 79 (Eigenversorgung und die Erzeugung von Energie außerhalb des öffentlichen Netzes):

Aus den Erläuterungen ist ersichtlich, dass es sich bei dieser Verpflichtung der Anlagenbetreiber um eine „Kann“-Bestimmung handeln soll, wonach für Anlagenbetreiber Herkunftsnachweise für andere als Handelszwecke generiert werden. Unter diesen Umständen scheint die Voraussetzung eines intelligenten Messgerätes überdimensioniert. Für diese Zwecke sollte ein „geeignetes Messgerät“ ausreichen. Der Anteil, „der nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird“, kann (mit Ausnahme von Inselanlagen) gar nicht gemessen werden. Gemessen kann lediglich die Eigenerzeugung werden – der Anteil „der nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird“ ergibt sich aus der Differenz von gemessener Eigenerzeugung und der gemessenen Einspeisung in das öffentliche Netz. Der Gesetzestext ist daher entsprechend anzupassen.

Zu § 80 Abs. 2 (Herkunftsnachweise):

Für die einmal jährlich zu erstellende Dokumentation für die Ausweisung der Herkunft (Labeling) gegenüber Endverbrauchern muss weiterhin gewährleistet sein, dass Herkunftsnachweise bis spätestens 4 Monate nach Ablauf eines Kalenderjahres entwertet und damit verwendet werden können.

§ 80 Abs. 2 sollte lauten:

*„(2) Herkunftsnachweise gelten zwölf Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Ein Herkunftsnachweis ist ~~nach~~ **im Rahmen** seiner Verwendung **für die Ausweisung der Herkunft (Labeling) gegenüber Endverbrauchern innerhalb von vier Monaten nach Ablauf eines Kalenderjahres** zu entwerten. Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, werden **spätestens 18 Monate nach der Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit in der Nachweisdatenbank mit dem Status „verfallen“** versehen.“*

Zu § 81 (Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus anderen Staaten):

Die im Entwurf vorgesehenen Regelungen sollten an die im EIWOG enthaltenen Vorgaben betreffend die Anerkennung von Herkunftsnachweisen aus anderen Staaten möglichst angeglichen werden.

Folgende Änderungen in § 81 werden vorgeschlagen:

*„(1) Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU-Mitgliedstaat oder einem EWR-Vertragsstaat gelten als Herkunftsnachweise im Sinne dieses Bundesgesetzes, wenn sie zumindest den Anforderungen des Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen. Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen aus Anlagen mit Standort in einem Drittstaat gelten als ~~Nachweise~~ **Herkunftsnachweise** im Sinne dieses Bundesgesetzes, wenn die Europäische Union mit diesem Drittstaat ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von in der*

Union ausgestellten Herkunftsnachweisen und in diesem Drittstaat eingerichteten kompatiblen Herkunftsnachweissystemen geschlossen hat und Energie direkt ein- oder ausgeführt wird.

(2) Im Zweifelsfall hat die Regulierungsbehörde über Antrag eines Netzbetreibers, des Bilanzgruppenkoordinators oder des Betreibers einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen oder von Amts wegen mit Bescheid festzustellen, ob die Voraussetzungen für die Anerkennung vorliegen ein Herkunftsnachweis für Energie aus einer Erneuerbare-Energie-Erzeugungsanlage den gesetzlichen Voraussetzungen des § 80 entspricht.

(3) Die Regulierungsbehörde kann durch Verordnung Staaten benennen, in denen Herkunftsnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen die Voraussetzungen gemäß Abs. 1 erfüllen.

*(4) Betreffend die ~~Anerkennbarkeit~~ **Anerkennung** von Herkunftsnachweisen für die Zwecke der Stromkennzeichnung sind die Bedingungen in der Verordnung gemäß § 79 Abs. 11 EIWOG 2010 festzulegen. Für die Zwecke der Gaskennzeichnung sind die Bedingungen in der Verordnung gemäß § 130 Abs. 14 GWG 2011 festzulegen.“*

Zu § 90 (Integrierter Netzinfrastrukturplan (NIP)):

Oesterreichs Energie geht davon aus, dass nur die Spannungsebenen größer 110 kV und HD-Fernleitungen betroffen sind und dass es nicht erforderlich ist, alle Projekte der 110 kV Spannungsebene in den NIP aufzunehmen.

Zu § 90 Abs. 1:

Die Bezüge zum Strom-Netzentwicklungsplan (NEP) werden im § 90 EAG in Folge ausreichend dargestellt. Gerade in der Einleitung sollte aber – wie es zurecht im Falle des § 13 GWG normiert wird – auf die einschlägige Definition des Übertragungsnetzbetreibers im EIWOG verwiesen werden.

Folgende Adaption wird vorgeschlagen: „...*der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 7 Abs. 1 Z 70 EIWOG in Verbindung mit § 37 EIWOG 2010...*“

Zu § 90 Abs. 2 Z 3:

Um die Arbeiten am NIP effizient zu gestalten, sollte als erster logischer Schritt auf der bereits bestehenden Infrastruktur aufgebaut werden. Des Weiteren wird gerade bei den großen Zukunftsthemen wie Sektorkopplung oder Speicherlösungen eine Gesamtsicht der Möglichkeiten und Synergien zwischen den bestehenden Infrastrukturen verschiedener Energieträger unerlässlich sein.

Folgende Adaption wird vorgeschlagen: „3. *Im Zuge der Planung der erforderlichen Energieinfrastruktur sollen insbesondere **das Vorhandensein der bestehenden Energieinfrastruktur, sowie Aspekte des Boden-, Gewässer- und Naturschutzes, der Raumordnung und des Verkehrs verstärkt berücksichtigt werden.***“

Zu § 90 Abs. 2 Z 4:

Die Einbindung „*aller interessierten*“ Personen gemäß Abs. 2 Z 4 in die Planung zur Errichtung der erforderlichen Energieinfrastruktur ist zu weitgehend und sollte auf die von der Energieinfrastruktur „*betroffenen Personen*“ beschränkt werden.

Zu § 90 Abs. 3 Z 4 und Z 5 (neu):

Bei der Planung und für Simulationsrechnungen sind insbesondere die Leistungsgrößen (z.B. elektrische Leistung in kW, MW) essentielle Eingangsgrößen, insbesondere für Erzeugungsanlagen und Speicher-, bzw. eventuell von Konversionsanlagen. Die Leistungsgrößen (Kapazitäten) für den Transport sind Ausgangsgrößen bzw. Ergebnisse von dann anzustellenden Berechnungen und Simulationen.

Folgende Adaption wird vorgeschlagen: „*4. eine Identifizierung von Regionen, die aus energiewirtschaftlicher Sicht ein hohes Potenzial für die Errichtung von Anlageninfrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Konversion sowie zum Transport von Energieträgern sowie deren Leistungen bzw. Leistungsgrößen aufweisen.*“

Zu Z 5 NEU:

Einer der Outputs des NIP sollte eine Karte mit NUTS 3 Regionen/Knoten mit Verbindungslinien mit Leistungswerten bzw. nötigen Transportkapazitäten sein (z.B. als Knoten-Kanten-Modell). Daraus ergeben sich dann bspw. auch Standorte von P2G-Anlagen je Region, ebenfalls mit Leistungswert. Ein zusätzlicher Mehrwert neben der regionalen Betrachtung besteht auch in einer möglichen überregionalen Betrachtung. Dadurch macht die grenzüberschreitende SUP-Konsultation gemäß § 92 auch mehr Sinn.

NUTS 3 ist eine Ebene unter den Bundesländern und entspricht in Österreich 35 Gruppen von Gemeinden bzw. Bezirken. Diese NUTS 3-Regionen können sehr gut bestehender Infrastruktur zugeordnet werden und strukturelle Engpässe können besser im NIP adressiert werden.

Folgende Adaption wird vorgeschlagen: „**5. eine Identifizierung der notwendigen zusätzlichen Transportkapazitäten zwischen den Regionen.**“

Erklärung NUTS 3:

NUTS ist die Abkürzung für „Nomenclature des unités territoriales statistiques“. Es handelt sich dabei um eine hierarchisch gegliederte Systematik der Gebietseinheiten für die Statistik, die schon vor Jahren von Eurostat in Zusammenarbeit mit den Mitgliedstaaten etabliert wurde und mit der Verordnung (EG) Nr. 1059/2003 verbindlich anzuwenden ist. Die Ebene NUTS 0 entspricht dem Mitgliedsstaat.

Auf der Ebene NUTS 1 wurde Österreich in die drei Einheiten Ostösterreich (Bgl., NÖ., Wien), Südösterreich (Ktn. und Stmk.) und Westösterreich (OÖ., Sbg., Tirol, Vbg.) gegliedert. Die Ebene NUTS 2 wird durch die Bundesländer repräsentiert.

Die 35 Einheiten der Ebene NUTS 3 bestehen aus einer Zusammenfassung von mehreren Gemeinden. Jede Gemeinde ist genau einer NUTS-Einheit zugeordnet. Wien bildet eine eigene NUTS 3-Einheit.

Zu den Erläuterungen zu den § 90 bis 92 (Integrierter österreichischer Netzinfrastukturplan (NIP)):

Vorschlag zur Ergänzung der Einleitung:

*„Die §§ 90 bis 92 regeln den „Integrierten österreichischen Netzinfrastukturplan“ (kurz: NIP) als neues, national freiwilliges (d.h. **ebenso wie die entsprechende Strategische Umweltprüfung** vom Unionsrecht nicht verpflichtend vorgegebenes) Planungsinstrument im Energieinfrastrukturbereich.“*

Zur Vermeidung von Missverständnissen sollte klarstellend festgehalten werden, dass nicht nur der NIP selbst freiwillig, d.h. nicht vom Unionsrecht verpflichtend vorgegeben ist, sondern dies auch für die Durchführung einer Strategischen Umweltprüfung gemäß § 91 gilt.

Zu den Erläuterungen zu § 90 Abs. 2 Z 1:

„Abs. 2 regelt die Ziele und Grundsätze des NIP:

*Nach Z 1 soll der NIP als Eckpfeiler der Versorgungsstrategie die Schnittstellen und möglichen Potentiale aufzeigen, um die vorhandenen Optimierungsoptionen einer engeren wechselseitigen Betrachtung des Strom- und Gassystems zu realisieren. **Dies unter Berücksichtigung (zumindest) der Netzebenen 1 und 42 im Elektrizitätsnetz sowie Netzebene 1 im Gasnetz** und etwa durch die Identifizierung der optimalen Standorte für große Speicher- und Konversionsanlagen – wie beispielsweise Power-to-Gas – und ähnlichen Optionen.“*

Zu den Erläuterungen zu § 90 Abs. 3:

*„Abs. 3 beschreibt demonstrativ Inhalte und Maßnahmen des NIP in Verbindung mit den Grundsätzen und Zielen des Abs. 2. **Die in Abs. 3 Z 4 zu identifizierenden Regionen sollen bestmöglich auf NUTS 3-Regionen abstellen.**“*

NUTS 3 ist eine Ebene unter den Bundesländern und entspricht 35 Regionen aus Gruppen von Gemeinden bzw. Bezirken. Diese NUTS 3 Regionen können recht gut z.B. den APG-Umspannwerken zugeordnet werden und die strukturellen Engpässen im APG Netz können besser im NIP adressiert werden. Daher wird empfohlen, die Erläuterung zu § 90 Abs. 3 wie o.a. zu erweitern. (Siehe dazu Ausführungen in Kapitel A Punkt 3 zum NUTS 3.)

Zu § 91 und 92 (Umweltprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung / Grenzüberschreitende Konsultationen bei einer Umweltprüfung):

Hingewiesen wird darauf, dass in den Überschriften der §§ 91 und 92 die Bezeichnung „Umweltprüfung“ verwendet wird. In der dazugehörigen Anlage 1 wird hingegen die eigentlich gebräuchliche Bezeichnung „*Strategische Umweltprüfung*“ gewählt. Angeregt wird, in den Überschriften der §§ 91 und 92 ebenfalls die Bezeichnung „Strategische Umweltprüfung“ zu verwenden.

Zu § 93 (Zuweisung im Bedarfsfall für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen):

Die Zuweisung zu einem Abnahmevertrag für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen durch den Bilanzgruppenkoordinator an Stromhändler lehnen wir in dieser Form aus folgenden Gründen ab:

Die Kriterien der Bestimmung der Anspruchsberechtigten, wonach drei Stromhändler einen Abschluss eines Abnahmevertrages abgelehnt haben (§ 93 Abs. 1 Z 1 EAG) oder dass die Anlage eine Engpassleistung unter 500 kW hat (§ 93 Abs. 1 Z 2 EAG), sind sehr unspezifisch und willkürlich. Der Anlagenbetreiber könnte demgemäß aus ökonomischen oder verwaltungstechnischen Motiven eine Ablehnung provozieren bzw. eine Leistungsgrenze weit über jener von privaten bzw. dem KSchG unterliegenden Stromkunden liegen und somit gewerbliche bis hin zu industriellen Stromkunden miteinschließen. Unternehmen und unternehmerisch handelnde Stromkunden, mit oder ohne Gewinnabsicht, sind aber jedenfalls zu unternehmerischen Verhandlungen, Entscheidungen und einer Risikotragung in der Lage. Zudem dürften, den Intentionen des Gesetzgebers folgend, die Anzahl der Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen mit einer Engpassleistung unter 500 kW, schon aus Gründen der Akzeptanz und den überaus frei gestalteten Möglichkeiten der neuen Marktrollen geschuldet, einen überwiegenden Teil der Zubauten ausmachen.

Weiters ist der Abschluss eines Abnahmevertrages zum Referenzmarktpreis (§ 93 Abs. 5 EAG) energiewirtschaftlich nicht sachgerecht, da der arithmetische Mittelwert der Day-Ahead-Spotpreise des vergangenen Kalenderjahres nicht den tatsächlichen Wert der Einspeisung reflektiert. Dies gilt insbesondere dann, wenn es sich z.B. um eine Überschusseinspeisung eines Prosumers oder um die Resterzeugung einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft handelt. Diskutabel wäre die Verwendung des technologiespezifischen Referenzmarktwerts, der jedoch auf die gesamte Erzeugung einer Technologie abzielt und nicht den tatsächlichen Wert der (Überschuss- oder Rest-) Einspeisung abbildet, mit einem zusätzlichen, angemessenen Abschlag. Jedenfalls müssen dem Stromhändler die Aufwendungen und Risikoprämien für Prognose, Bilanzgruppenverantwortung und -verwaltung zusätzlich abgegolten werden bzw. anrechenbar sein.

Die zeitliche Begrenzung der Zuweisung auf ein Jahr und einmal pro Anlage (s. § 93 Abs. 6 EAG) bietet keine Sicherheit für den Stromhändler, da gerade ein jährlicher Wechsel und die damit verbundene Umschichtung seines Portfolios die statistische Prognosefähigkeit bzw. -genauigkeit und damit Bilanzgruppenverantwortung reduzieren bzw. deren Risiken erhöhen. Diese Regelung schiebt das Mengen- und Preisrisiko einseitig auf den im kompetitiven Wettbewerb stehenden Stromhändler, ohne dass es energiewirtschaftlich sachgerecht, für den Stromhändler beherrsch- oder steuerbar sowie nicht mit Hedging-Instrumenten abgesichert werden kann. Die Mengen- und Preisrisiken von der Erneuerbaren-Abwicklungsstelle werden diskriminierend auf einen kommerziellen Marktteilnehmer übergewälzt. Das Ziel der Marktintegration und Systemverantwortung von erneuerbaren Energien wird damit jedenfalls verfehlt.

§ 93 EAG ist daher zu streichen.

Sollte eine Streichung der Regelung nicht machbar sein, müsste die Regelung zumindest dahingehend angepasst werden, dass nur Anlagen mit einer Engpassleistung unter 500 kW mit dem in Abs. 1 Z 1 geforderten Nachweis einen Anspruch auf Zuweisung zu einem Stromhändler haben.

Weiters kann im Rahmen der Zwangszuweisung nur der Stundenpreis gemäß § 13 Abs. 1 abzüglich der Kosten für die anfallende Ausgleichsenergie herangezogen werden, da sich sonst für den zur Abnahme gezwungenen Stromhändler, der im Zuge der Vermarktung ja nur den Stundenpreis gemäß § 13 Abs. 1 abzüglich der Kosten für die anfallende Ausgleichsenergie erzielen kann, ein erheblicher wirtschaftlicher Nachteil ergibt.

Daher wird folgende Änderung von § 93 Abs.1 und 5 vorgeschlagen:

„(1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die

1. nachweisen können, dass drei Stromhändler, die diese Tätigkeit im Inland ausüben dürfen, den Abschluss eines Abnahmevertrags für Strom aus einer nach diesem Bundesgesetz geförderten Anlage abgelehnt haben, ~~oder~~ **und**
2. eine Anlage mit einer Engpassleistung unter 500 kW betreiben,

haben gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator den Anspruch, dass ihnen für diese Anlage ein Stromhändler zugewiesen wird.

...

...

(5) Der Stromhändler, der dem Anlagenbetreiber zugewiesen wurde, ist verpflichtet, für die betreffende Anlage einen Abnahmevertrag zum ~~Referenzmarktpreis gemäß § 12~~ **Stundenpreis gemäß § 13 Abs. 1 abzüglich der Kosten für die anfallende Ausgleichsenergie abzuschließen.**“

Zu § 98 Abs. 3 (Allgemeine Übergangsbestimmungen):

Es ist jedenfalls sicherzustellen, dass bereits eingebrachte Anträge auf Gewährung von Investitionszuschüssen zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bundesgesetzes nicht als zurückgezogen gelten, sondern noch im Rahmen der Regelungen des ÖSG abgewickelt werden. Dies betrifft auch Anlagen, die sich bereits im Errichtungsstadium befinden und für die der diesbezügliche Baubeschluss bzw. die Investitionsentscheidung auf Grundlage der Fördermöglichkeit nach dem ÖSG getroffen wurde. Die Gewährung von Förderung bzw. von Investitionszuschüssen kann nicht davon abhängig gemacht werden, ob ein Verfahren zur Erlangung der Förderung bzw. des Investitionszuschusses bereits abgeschlossen wurde oder noch anhängig ist; die Verfahrensdauer liegt nicht in der Sphäre der Antragsteller.

Zu § 98 Abs. 5 NEU (Allgemeine Übergangsbestimmungen):

Die bestehende Warteliste für Neuanlagen bei Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse muss rasch abgebaut werden. Dies dient sowohl dem raschen Erreichen der Energie- und Klimaziele sowie der Rechts- und Planungssicherheit für die Anlagenbetreiber.

Anlagenrechtliche Bewilligungen gelten nur wenige Jahre. Wenn sie verfristen, weil die Anlagen in der Warteliste nicht rechtzeitig zum Zug kommen, erschwert dies die Erreichung der Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energie, steigen die Kosten für die Planung der

Ökostromanlage und kostet dem Anlagenbetreiber im Regelfall eine vollständige Neuplanung. Ein Antrag auf Vertragsabschluss über die Kontrahierung von Ökostrom behält seinen Rang in der Warteliste, auch wenn die zugrundeliegenden Genehmigungen verlängert oder erneuert werden.

Daher ist folgender neuer Absatz 5 aufzunehmen:

„(5) Anträge auf Vertragsabschluss über die Kontrahierung von Ökostrom aus Ökostromanlagen auf Basis fester Biomasse, die bis zum 31. Dezember 2019 auf Grundlage des Ökostromgesetzes 2012 vollständig (§ 15 Abs. 3 in der jeweils gültigen Fassung) gestellt wurden, sind auf der Grundlage der bisherigen Rechtslage bis 9. Februar 2022 zu kontrahieren. Für diese Anträge ist ein ausreichendes Unterstützungsvolumen über die §§ 23 und 23b Abs. 2 hinaus bereitzustellen. Vor Abschluss eines Vertrages über die Abnahme von Ökostrom gemäß ÖSG 2012 kann ein Antragsteller im Sinn des ersten Satzes für eine Ökostromanlage auf Basis fester Biomasse die Betriebsförderung nach diesem Bundesgesetz beantragen. Macht ein Antragsteller von diesem Wahlrecht Gebrauch, finden alle Bestimmungen dieses Bundesgesetzes auf diese Anlage Anwendung.“

Zu § 100 (Inkrafttreten):

Im aktuellen Gesetzesentwurf fehlen ausreichende Übergangsfristen für die Implementierung der EEG, diese sind jedenfalls aufzunehmen. Es bedarf ausreichender Vorlaufzeiten von zumindest einem Jahr ab Inkrafttreten des Gesetzes damit die generelle Umsetzung durchgeführt und der notwendige Informationsaustausch (Datenaustausch, Marktkommunikation etc.) in den Systemen entwickelt und implementiert werden kann.

Artikel 3: Elektrizitätswirtschafts- und – organisationsgesetz 2010 (EIWOG)

Zu § 7 Abs. 1 (Begriffsbestimmungen):

Im Sinne einer Gleichbehandlung mit allen anderen Marktteilnehmern sollten auch Energiegemeinschaften an der Mittelaufbringung für die entstehende Ausgleichsenergie beteiligt werden.

Daher sollte folgende neue Ziffer hinzugefügt werden:

„xx. „pauschale Ausgleichsenergieverrechnung“ die pauschale Beteiligung an der Mittelaufbringung für die Ausgleichsenergie durch die Verrechnung einer Ausgleichsenergiepauschale in EUR/kW/Jahr bezogen auf die Summe der installierten Engpassleistung der Erzeugungsanlagen, welche kostenorientiert von der Verrechnungsstelle festzulegen, von den Netzbetreibern einzuheben und an die Verrechnungsstelle abzuführen ist;“

Zu § 7 Abs. 1 Z 13a (Begriffsbestimmungen):

In der Begriffsbestimmung muss ein Engpassmanagement auch für Verteilernetze ermöglicht werden.

Zu § 7 Abs. 1 Z 45:

Die Festlegung, dass der Bezug bzw. Verbrauch von Energie von einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage (s. § 16a EIWOG) und innerhalb einer Bürgerenergiegemeinschaft (§ 16b EIWOG) sowie einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft (§ 75 EAG) keine Lieferanteneigenschaft begründet, ist unter dem Aspekt des „level-playing-field“ zu den bestehenden Marktrollen des Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen aber auch gegenüber nicht an diesen Formen teilnehmenden Kunden äußerst kritisch, da deren Verpflichtungen gegenüber Kunden (z.B. Stromkennzeichnung, KSchG etc.) und jenen der Systemdienlichkeit (z.B. Prognosen, Bilanzgruppentreue, aber Krisenvorsorge und statistische Meldungen etc.) ungemein höher und damit wettbewerbsbenachteiligend sind. Die Energiegemeinschaften werden vielmehr in den Begriffsbestimmungen unter Z 47 „Marktteilnehmer“ eingeordnet. Diese Unterscheidung ist faktisch nicht nachvollziehbar und birgt die Gefahr, dass damit Rechtsunsicherheiten entstehen.

Zu § 7 Abs. 1 Z 83 (Begriffsbestimmungen (Zählpunkt)):

Bei Z 83 ist eine redaktionelle Anpassung des Verweises auf die aktuelle Version der Straßenbahnverordnung erforderlich, mit welcher auch der O-Bus teilweise in den Anwendungsbereich der Straßenbahnverordnung fällt.

„Z 83. „Zählpunkt“ die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird. Dabei sind in einem Netzbereich liegende Zählpunkte eines Netzbenutzers zusammenzufassen, wenn sie der Anspeisung von kundenseitig galvanisch oder transformatorisch verbundenen Anlagen, die der Straßenbahnverordnung 1999, BGBl. II Nr. 76/2000, in der Fassung der Kundmachung BGBl. II Nr. 310/2002-127/2018, unterliegen, dienen; im Übrigen ist eine Zusammenfassung mehrerer Zählpunkte nicht zulässig;“

Dies soll der Klarstellung dienen, dass auch Oberleitungsomnibusse als galvanisch oder transformatorisch verbundene Anlagen wie auch Straßenbahnen und U-Bahnen eine Zählpunktsaldierung vornehmen können. Derzeit sind Oberleitungsomnibusse aufgrund des Verweises auf die alte Fassung der Straßenbahnverordnung diskriminiert. Nach Ansicht des Verfassungsgerichtshofes (VfGH 272/2019 vom 25.06.2020) ist die Regelung so auszulegen, dass ein Verbot der Zählpunktesaldierung hinsichtlich technisch verbundener Anlagen nicht intendiert war.

§ 16b (Bürgerenergiegemeinschaften):

Die Aussagen zu den Allgemeinen Bestimmungen der EEGs (s. §§ 74 ff EAG) gelten unisono gleichfalls für die BEG.

Insbesondere in den Erläuterungen zu § 74 Abs. 1 EAG iZm Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ist in Bezug auf die eigentumsrechtliche Zuordnung von Erzeugungsanlagen auf ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt zugunsten der Bürgerenergiegemeinschaft abzustellen (iS einer wirtschaftlichen Betrachtungsweise). Darüber hinaus ist ebenso klarzustellen, dass sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden bzw. entsprechende Dienstleistungen von Dritten bezogen werden können.

Folgende Änderung in den Erläuterungen zu § 16b Abs. 1 wird vorgeschlagen:

*„Eigentümer einer Erzeugungsanlage können sowohl die Gemeinschaft selbst, als auch deren Mitglieder bzw. Gesellschafter **oder Dritte** sein. ~~Die Ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen hat liegt mit Ausnahme des Eigenverbrauchs von Mitgliedern, die eine Erzeugungsanlage einbringen~~ - ggf auf Basis vertraglicher Vereinbarungen mit dem Eigentümer (z.B. Pachtverträge, Contractingverträge, Beherrschungsverträge) - bei der Gemeinschaft zu liegen, wiewohl sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden kann. Die im Rahmen einer Bürgerenergiegemeinschaft erzeugten und verbrauchten Energiemengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems, die für Lieferanten geltenden Vorschriften des EIWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen.“*

Im Sinne einer Gleichbehandlung mit allen anderen Marktteilnehmern sollten auch Bürgerenergiegemeinschaften an der Mittelaufbringung für die entstehende **Ausgleichsenergie** beteiligt werden. Der bestehende und etablierte Prozess der Marktkommunikation sollte um den Informationsaustausch über Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnis, Verrechnungsmodus etc. zwischen Bürgerenergiegemeinschaften und den anderen Marktteilnehmern zur Minimierung von Ausgleichsenergie erweitert werden.

Weiters sollten für Bürgerenergiegemeinschaften hinsichtlich der erzeugten und gemeinsam genutzten elektrischen Energie auch die Verpflichtungen des § 10 EEffG gelten. Darüber hinaus sollten Bürgerenergiegemeinschaften verpflichtet werden, auch für die erzeugte und innerhalb der Bürgerenergiegemeinschaft gemeinsam genutzte elektrische Energie die Herkunft gegenüber den teilnehmenden Berechtigten nachzuweisen. Damit soll ein level-playing-field und Transparenz gewährleistet werden.

§ 16b Abs. 2 des Entwurfes zum EIWOG 2010 sieht entsprechend Artikel 11 lit a) der Richtlinie (EU) 2019/944 vor, dass Mitglieder oder Gesellschafter einer Bürgerenergiegemeinschaft natürliche sowie juristische Personen und Gebietskörperschaften sind. Die Teilnahme an einer Bürgerenergiegemeinschaft ist freiwillig und offen. Nach § 16b Abs. 3 soll die Kontrolle innerhalb einer Bürgerenergiegemeinschaft auf natürliche Personen, Gebietskörperschaften und Kleinunternehmen beschränkt sein. In den Erläuterungen zu § 16b Abs. 3 wird allerdings – entgegen der in § 16b Abs. 2 umgesetzten Richtlinien-Bestimmung des Artikels 11 lit a) – der **Kreis der Mitglieder** in rechtswidriger Weise eingeschränkt: Zunächst wird festgehalten, dass von einer Kontrolle große und mittlere Unternehmen sowie jene Unternehmen ausgeschlossen sind, deren Haupttätigkeit die Erzeugung und Versorgung mit Energie ist, d.h. Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen

Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind. Daher wird der im geltenden EIWOG 2010 geregelte Begriff der „Kontrolle“ in § 7 Abs. 1 Z 34 derart ausgeweitet, dass auch die an einer Bürgerenergiegemeinschaft teilnehmenden natürlichen Personen nicht in einem direkten Weisungszusammenhang zu einem nach § 16b Abs. 3 von der Kontrolle ausgeschlossenen Unternehmen stehen. Konkret bedeute dies, dass keine natürlichen Personen an einer Bürgerenergiegemeinschaft teilnehmen dürfen, die eine Vertretungs- oder Organfunktion in einem solchen Unternehmen ausüben. Ein bloßes Angestelltenverhältnis ist hiervon nicht erfasst.“

Diese Einschränkung der Teilnahmemöglichkeit natürlicher Personen – nämlich solche Personen, die eine Vertretungs- oder Organfunktion bei einem Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder einem Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, haben – widerspricht der von der Richtlinie vorgegebenen „freiwilligen und offenen Teilnahme“ natürlicher Personen und ist überdies gleichheitswidrig.

Folgende Anpassungen in § 16b werden vorgeschlagen:

„§ 16b. (3) Die Kontrolle innerhalb einer Bürgerenergiegemeinschaft ist auf folgende Mitglieder bzw. Gesellschafter beschränkt:

- 1. natürliche Personen*
- 2. Gebietskörperschaften und*
- 3. ~~kleine Unternehmen~~ **Kleinunternehmen**, sofern die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit ist.*

Kontrolle im Sinne dieses Absatzes ist jedenfalls dann gegeben, wenn die für die gewählte Gesellschaftsform vorgesehene satzungsändernde Mehrheit bei den Mitgliedern bzw. Gesellschaftern nach Z 1 bis Z 3 liegt.

*(4) Netzbenutzer gemäß Abs. 2 haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreibern, an einer Bürgerenergiegemeinschaft teilzunehmen. Das Gründungsdokument einer Bürgerenergiegemeinschaft (**Vertrag oder Statut**) und die mit den Mitgliedern oder Gesellschaftern allenfalls abzuschließenden (Beitritts-)Verträge haben jedenfalls folgende Regelungen zu enthalten:*

- 1. Beschreibung der Funktionsweise der Erzeugungsanlagen (allenfalls Speicheranlagen) unter Angabe der jeweiligen Zählpunktnummern*
- 2. Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer unter Angabe der Zählpunktnummern*
- 3. jeweiliger ideeller Anteil der teilnehmenden Netzbenutzer an ~~den Erzeugungsanlagen~~ **der in Summe erzeugten Energie** sowie ~~die Aufteilung der erzeugten Energie~~;*
- 4. Zuordnung der nicht von den teilnehmenden Netzbenutzern verbrauchten Energieeinspeisung pro Viertelstunde **auf die Erzeugungsanlagen**;*
- 5. Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer durch den bzw. die Netzbetreiber*
- 6. **Aufteilung der erzeugten Energie und jährlicher Nachweis der Erzeugungsanteile je Primärenergieträger (Erzeugungsmix) der gemeinsam genutzten Energie;***

Rechnungen sowie Verbrauchs- und Stromkosteninformationen haben dabei sinngemäß den §§ 81 und 81a EIWOG zu entsprechen

67. Verantwortung für Betrieb, Erhaltung und Wartung der jeweiligen

Erzeugungsanlagen sowie die Kostentragung

7 8. Haftung

8 9. Aufnahme und Ausscheiden von teilnehmenden Netzbenutzern

9 10. Beendigung oder Auflösung der Bürgerenergiegemeinschaft sowie die Demontage der Erzeugungsanlagen

10 11. allfällige Versicherungen.

Die Netzbetreiber, in deren Konzessionsgebiet Erzeugungsanlagen der Bürgerenergiegemeinschaft und/oder Verbrauchsanlagen von teilnehmenden Netzbenutzern angeschlossen sind, sind jedenfalls über die Gründung der Bürgerenergiegemeinschaft sowie die in Z 1 bis Z 4 sowie ~~Z 8 und Z 9~~ **Z 7, Z 9 und Z 10** genannten Inhalte in Kenntnis zu setzen. Die Bürgerenergiegemeinschaft hat die betroffenen Netzbetreiber auch über jede Änderung der in Z 1 bis Z 4 sowie ~~Z 8 und Z 9~~ **Z 7, Z 9 und Z 10** genannten Inhalte zu informieren.

(5) Der Netzbetreiber hat

1. den Bezug der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer sowie die Einspeisung und den Bezug der Erzeugungsanlagen mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des § 17 Abs. 2 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 zu messen. Bei Verwendung von intelligenten Messgeräten müssen die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen, ausgelesen und **reduziert um die zugeordnete erzeugte Energie** für das Clearing gemäß § 23 Abs. 5 verwendet werden

2. die gemessenen Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen der Netzbenutzer der Rechnungslegung an die teilnehmenden Netzbenutzer zugrunde zu legen sowie nach Maßgabe der Marktregeln und unter Berücksichtigung des Datenaustausches gemäß Z 3 den Lieferanten sowie der Bürgerenergiegemeinschaft zur Verfügung zu stellen. Die gemessenen sowie die gemäß **Abs. 6 Z 3** berechneten Zähl- und Messwerte sind ~~dem~~ **den** Lieferanten täglich für den jeweiligen Vortag zu übermitteln

3. die Daten, Zähl- und Messwerte der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer sowie der Erzeugungsanlagen allen anderen Netzbetreibern zur Verfügung zu stellen, in deren Konzessionsgebiet ebenfalls Erzeugungsanlagen der jeweiligen Bürgerenergiegemeinschaft und/oder Verbrauchsanlagen teilnehmender Netzbenutzer angeschlossen sind. Die Netzbetreiber sind – soweit dies technisch möglich ist – verpflichtet, sich zu diesem Zweck bestehender automationsunterstützter Datenverarbeitungsprozesse (Plattformen) zu bedienen

(6) Der Netzbetreiber hat den zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern gemäß Abs. 4 **Z 3 und Z 4** vereinbarten statischen oder dynamischen Anteil an der erzeugten Energie unter Berücksichtigung des Datenaustausches nach Abs. 5 Z 3 den jeweiligen Anlagen der teilnehmenden Netzbenutzer zuzuordnen. Bei Verwendung dynamischer Anteile können diese zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern viertelstündlich neu zugeordnet werden. Die Ermittlung der Werte erfolgt nach Maßgabe folgender Regelungen:

1. die Zuordnung hat pro Viertelstunde zu erfolgen und ist mit dem Energieverbrauch der jeweiligen Anlage des teilnehmenden Netzbenutzers in der jeweiligen Viertelstunde begrenzt

2. die verbleibende Energieeinspeisung der jeweiligen dezentralen Erzeugungsanlage pro Viertelstunde, welche nicht den teilnehmenden Netzzugangsberechtigten zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche Netz eingespeist und ist der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen

2- 3. der dem Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Netzbenutzers zugeordnete statische oder dynamische Anteil an der erzeugten Energie ist gesondert zu erfassen und auf der Rechnung darzustellen.

~~(7) Eine Bürgerenergiegemeinschaft kann sowohl Eigentümerin als auch Betreiberin eines Verteilernetzes sein. In diesem Fall gelten die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils dieses Bundesgesetzes.“~~

(7) Bürgerenergiegemeinschaften unterliegen der pauschalen Ausgleichsenergieverrechnung gemäß § 7 Z XX.

(8) Bürgerenergiegemeinschaften haben den betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen die zur Minimierung der Ausgleichsenergie im Rahmen der Bilanzierungs- und Prognoseverantwortung notwendigen Daten und Informationen über die Mitglieder der Bürgerenergiegemeinschaften sowie die gemeinsam genutzten dezentralen Erzeugungsanlagen (Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnis, Verrechnungsmodus etc.) zeitgerecht vorab zur Verfügung zu stellen und aktuell zu halten.

(9) Bürgerenergiegemeinschaften treffen hinsichtlich der erzeugten und gemeinsam genutzten elektrischen Energie die Verpflichtungen des § 10 EEffG.“

Zu § 16b Abs. 5 Z 3 (Bürgerenergiegemeinschaften):

Die Netzbetreiber sollen bei BEGs den Lieferanten lediglich die sie betreffenden im Zuge der Aufteilung berechneten Verbrauchsmengen je Viertelstunde zur Verfügung stellen. Eine Übermittlung der gemessenen und der anteilig berechneten Verbrauchsdaten an Lieferanten ist überschießend, da die Lieferanten nur für den Restnetzbezug bzw. den Erzeugungsüberschuss zuständig sind, nicht jedoch für die gemeinschaftsintern gelieferten Anteile. Der gemessene Gesamtverbrauch kommt nicht in der Energieabrechnung und im Clearing zum Tragen und darf daher dem Lieferanten aus Datenschutzgründen nicht zur Verfügung stehen.

Eine tägliche Datenübermittlung je Viertelstunde an den Lieferanten ist nur erforderlich, wenn der Netzbenutzer ausdrücklich seine Zustimmung dazu erteilt, und kann ohnehin bereits über Marktprozesse angefordert werden und soll daher im Gesetz nicht festgelegt werden.

Ansonsten haben die bestehenden Regeln sinngemäß zu gelten (monatliche Übermittlung der jeweils zugeordneten Zeitreihen an den jeweiligen Lieferanten).

Es ist allerdings festzuhalten, dass es systematisch zu einer Verschiebung von Ausgleichsenergieverantwortung von der BEG zu den Lieferanten der einzelnen Teilnehmer kommt. Diese Verwerfung sollte durch eine geregelte Ausgleichsenergie-Kostenbeteiligung durch die Gemeinschaft (z.B. in Form einer einfachen Pauschalverrechnung) bereinigt werden, damit eine diesbezügliche Verursachergerechtigkeit für alle Marktteilnehmer im Marktmodell erhalten bleibt.

In den Erläuterungen wird festgehalten, dass es einen primär verantwortlichen Netzbetreiber geben soll und dass dieser in aller Regel derjenige sein wird, in dessen Konzessionsgebiet die Erzeugungsanlage der BEG angeschlossen ist.

In § 16b aufgenommen werden sollte, dass die BEG einen primär verantwortlichen Netzbetreiber einvernehmlich zu beauftragen hat. Der beauftragte Netzbetreiber soll berechtigt sein, eine dritte Person mit der Wahrnehmung der Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit der Datenverwaltung und Datenbearbeitung für BEGs zu beauftragen.

Gemäß § 16b Abs. 5 Z 3 EIWOG hat der Netzbetreiber die Daten, Zähl- und Messwerte der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer sowie der Erzeugungsanlagen allen anderen Netzbetreibern auf das für die Abwicklung notwendige Ausmaß zu beschränken und zur Verfügung zu stellen, in deren Konzessionsgebiet ebenfalls Erzeugungsanlagen der jeweiligen BEGs und/oder Verbrauchsanlagen teilnehmender Netzbenutzer angeschlossen sind. Ein solcher Datenaustausch zwischen Netzbetreibern braucht eine neue – bisher nicht erforderlich gewesene – standardisierte Datenschnittstelle zwischen Netzbetreibern. Das stellt eine erhebliche administrative und technische Herausforderung dar und wird bis zu einer standardisierten und automatisierten Verfügbarkeit eine entsprechende Vorlaufzeit für die technische Umsetzung eines solchen Datenaustausches erfordern.

An dieser Stelle weisen wir darauf hin, dass gesetzliche Rahmenbedingungen aus anderen Rechtsgrundlagen die Komplexität deutlich erhöhen. Beispielsweise sei an dieser Stelle die unterschiedlich geregelte Elektrizitätsabgabebefreiung für unterschiedliche Erzeugungstechnologien genannt. Dies betrifft sowohl Bürgerenergiegemeinschaften als auch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften.

Um eine rasche Umsetzung zu ermöglichen, schlägt Oesterreichs Energie vor, die Ausdehnung einer BEG vorerst auf das Versorgungsgebiet eines Netzbetreibers zu beschränken.

Zu den Erläuterungen zu § 16b Abs. 1:

Die Erläuterungen zu § 16b Abs. 4 Z 4 widersprechen der Regelung zu § 16b Abs. 6 Z. 1 und sind wie folgt zu ergänzen:

„Die im Rahmen einer Bürgerenergiegemeinschaft erzeugten und verbrauchten Energiemengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems; die für Lieferanten geltenden Vorschriften des EIWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen.“

„Die Bürgerenergiegemeinschaft kann auch als Vollversorger auftreten; diesfalls besteht die Verpflichtung der Bürgerenergiegemeinschaft, sich einer bestehenden Bilanzgruppe

*anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu gründen. **Das Recht des einzelnen Teilnehmers der Bürgerenergiegemeinschaft zur freien Lieferantenwahl bleibt davon unberührt.***

Damit könnten die Teilnehmer der Energiegemeinschaft ihr Recht auf die freie Lieferantewahl verlieren. Bei einem Wechsel des Lieferanten könnte gleichzeitig ein Ausscheiden aus der BEG ausgelöst werden.

Die Erläuterungen sind wie folgt zu ändern:

*„Gemäß Z 4 ist im Gründungsdokument zu regeln, wie mit der Überschussenergie zu verfahren ist: Analog zu § 16a ~~kann~~ **hat** die Gemeinschaft mit einem Stromhändler einen Abnahmevertrag für die nicht verbrauchte Überschussenergie **abzuschließen**, ~~alternativ kann diese auch den einzelnen Mitgliedern entsprechend ihrem ideellen Anteil zugeordnet werden.~~“*

Zu § 17a (Vereinfachter Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger):

Aus Sicht von Oesterreichs Energie ist die vorgesehene Engpassleistung von 20 kW zu hoch angesetzt. Die gewählte Engpassleistung kann im Niederspannungsnetz weitreichende Netzverstärkungsmaßnahmen auslösen, auch wenn bereits ein verbrauchsseitiger Netzanschluss mit gleicher Leistungsfähigkeit besteht. In einem solchen Fall würden die Kosten für die Maßnahmen nicht vom Anschlusswerber getragen und sozialisiert werden. Sachgerechter wäre es, den in Art. 17 Abs. 1 Erneuerbare-Energien Richtlinie (RL (EU) 944/2019)) angeführten unteren Grenzwert von 10,8 kW zu übernehmen. Außerdem müssen Umgehungsansätze mit Leistungssplittings jedenfalls untersagt werden (mehrere Anlagen mit z.B. 9,9 kW).

Anstelle des Begriffes der „*Engpassleistung*“ sollte der technologieneutrale Begriff „Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt“ aus der TOR Erzeuger verwendet werden.

Bezüglich Abs. 2 ersuchen wir um Aufnahme der Angaben „Stromlaufplan und Datenblätter“ für eine vollständige Anzeige.

Eine automatische Anschlusspflicht nach einem Zeitraum von 14 Tagen halten wir aus praktischen Erwägungen vieler komplexer Anschlussanfragen für zu kurz. Bei den zu erwartenden, zahlreichen Anzeigen, ist diese Frist für eine qualifizierte Antwort zu gering bemessen.

In den bestehenden Regelungen zur Dienstleistungsqualität sind gültige Fristen für die Beantwortung von Netzzugangs-/Netzzutrittsanfragen geregelt, welche von den Netzbetreibern einzuhalten sind. Für konkrete Anfragen ist innerhalb von 14 Tagen / 1 Monat ein Kostenvoranschlag zu legen, sodass bei konkreten Vorhaben die erforderlichen Angaben über die technischen Möglichkeiten schon jetzt zeitgerecht verfügbar sind.

Zur Aufrechterhaltung eines sicheren Netzbetriebs sollte der Anschluss keinesfalls auch ohne Bestätigung durch den NB erfolgen können. Die Wortfolge in Abs. 3 „*oder nach Ablauf von 14 Tagen ab vollständiger Anzeige durch den Netzbenutzer keine Entscheidung des Verteilernetzbetreibers erfolgt ist*“ ist daher zu streichen.

Ergänzend ist in Absatz 4 bei der Wortfolge „*Netzanschlusspunkt vorschlagen*“, „*vorschlagen*“ durch „**vorgeben**“ zu ersetzen.

Die Rückeinspeiseleistung ist die physikalisch relevante Größe für die NetZRückwirkung. Unabhängig von der Anlagengröße ist die Rückeinspeisung ins Netz mit 10,8 kW für das vereinfachte Verfahren begrenzt, **eine besondere Regelung in § 17a Abs. 6 erübrigt sich daher und kann entfallen**. Die vorgeschlagene symmetrische Ausprägung, dass eine Rückspeisung bis zu 100% des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung in Bezugsrichtung zulässig sein soll, widerspricht der unterschiedlichen technischen Wirkung von Bezug und Einspeisung. Eine Einspeiseleistung (in gleicher Höhe wie eine Bezugsleistung) bewirkt früher eine Verletzung des oberen Spannungstoleranzbereiches als eine gleiche hohe Bezugsleistung dies für den unteren Spannungstoleranzbereich bewirkt. Der verpflichtende Anschluss einer Photovoltaikanlage kann somit selbst im Ausmaß der vereinbarten Netznutzung zu hohen Kosten zur Leitungsverstärkung führen, die auf Basis der vorliegenden Regelungen überwiegend von der Allgemeinheit der Netzkunden zu tragen sind.

Ergänzend wurde die Regelung der Kostenbegünstigung für § 17a-Anlagen (kein pauschales Netzzutrittsentgelt) bereits in § 54 aufgenommen.

Der Titel des §17a sollte auf die vorwiegende Deckung des Eigenbedarfs ausgedehnt werden. Vereinfachter Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger „**und für Anlagen welche vorwiegend zur Deckung des Eigenbedarfes errichtet werden**“.

Zu § 20 (Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten):

Nach dem Entwurf haben Netzbetreiber verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) und Transformatorstation (Netzebene 6) zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren.

Maßnahmen für eine Stärkung der Transparenz am Energiemarkt sind grundsätzlich zu begrüßen, jedoch sehen wir die Bestimmung kritisch, da die österreichischen Netzbetreiber als Betreiber wesentlicher Dienste den strengen Vorgaben des Netz- und Informationssystemsicherheitsgesetzes (NISG) zum Schutz der kritischen Infrastruktur unterliegen. Eine Veröffentlichung von Kapazitäten je Umspannwerk und Transformatorstationen widerspricht dieser Intention.

Freie Kapazitäten in Umspannwerken / Transformatorstationen haben einerseits nur eine beschränkte Aussagekraft, da die wesentlichen Einschränkungen zumeist erst im nachgelagerten Mittel- bzw. Niederspannungsnetz bestehen. Andererseits wird die

Möglichkeit zum Netzanschluss neben der Transformatorgröße im Umspannwerk bzw. der Transformatorstation von der Übertragungskapazität in den angeschlossenen Mittel- und Niederspannungsabzweigen wesentlich beeinflusst. Jede Anlage muss daher einzeln hinsichtlich ihrer Netzzurückwirkungen am Netzanschlusspunkt beurteilt werden. Es geht hierbei um Fragen der Spannungshaltung, der Anlaufströme, der Blindleistungskompensation, der Kurzzeit- und der Dauerbelastungen, der Netzfreeschaltung etc. Alle diese Informationen sind je nach Größe des Projektes vom Anschlusswerber dem Netzbetreiber bekanntzugeben. Ergänzend angemerkt wird, dass die Summe aller „erworbenen“ Leistungsbezugsrechte (Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors der Verbräuche) viel höher ist als die Summe der installierten Trafoleistungen.

Auch muss der Netzbetreiber freie Kapazitäten für sich selbst vorhalten, um im Störfall in benachbarten Netzen Netzumschaltungen vornehmen zu können. Zentral ist dabei die Frage der Systemsicherheit n-1 (die Auslastung der Trafos soll im Normalbetrieb bei 60% liegen, um die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können und diese im Störfall zuschalten zu können).

Ergänzend kann eine Kapazität nicht als gebucht gelten, nur weil ein Netzzutrittsantrag gestellt wurde. Hierzu sollte zumindest die Ausstellung der Netzzusage bzw. des vorläufigen Netzanschlusskonzeptes durch Bekanntgabe des Zählpunktes und des technisch geeigneten Anschlusspunktes bzw. die erfolgte Anzahlung innerhalb einer Frist als Kriterium angewandt werden.

Oesterreichs Energie sieht diese Bestimmung vor dem Hintergrund des regulierten Netzzugangs und der allgemeinen Anschlusspflicht als überflüssig an. Die laufende Optimierung, Verstärkung und der Ausbau des Verteilernetzes ist durch § 46 Abs. 2 des Entwurfs ohnehin gewährleistet. Die Netzbetreiber sind unter den geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen verpflichtet, den Anschluss an das öffentliche Netz zu gewährleisten und unterliegen allfälligen Fragen hieraus einem Schlichtungsverfahren der Energie-Control Austria oder der behördlichen Nachprüfung.

Eine Umsetzung im Bereich der Transformatorstationen (Netzebene 6) ist auch längerfristig mit vertretbarem Aufwand technisch nicht durchführbar. Es entsteht ein erheblicher und unverhältnismäßiger Verwaltungs- und Berechnungsaufwand für Netzbetreiber, wenn diese verpflichtet werden, verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk und Transformatorstation zur Veröffentlichung und laufend zu aktualisieren. Zudem ist dies weder sinnvoll noch zweckmäßig, da präventives Reservieren der verfügbaren Kapazitäten und Projektwerber die Folge sein wird, wodurch der effiziente Ausbau erheblich behindert wird.

Auch zeigt die Erfahrung der letzten Jahre, dass bekanntgegebene freie Kapazitäten sofort ausgebucht werden. Daran ändert auch die an sich begrüßenswerte Möglichkeit einer Anzahlung auf das voraussichtliche Netzzutrittsentgelt nichts, insbesondere im Lichte der in § 54 festgelegten Pauschalsätze für PV-Anlagen (ergibt 20 € z.B. für eine 20 kW-PV-Anlage). Der Anzahlungsbetrag muss einen Steuerungseffekt erzielen.

Dies ist mit einem laufenden hohen administrativen Aufwand verbunden und daher aus Gründen der Verhältnismäßigkeit abzulehnen. Sie sind im Falle eines Anschlussantrags Ergebnis einer spezifischen Netzberechnung. Die Implementierung von IT-Systemen, welche das leisten können sind, ist mit einem hohen personellen und finanziellen Aufwand verbunden und benötigt eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren. **Wir schlagen daher die Streichung des § 20 vor.**

An dieser Stelle verweisen wir nochmals auf die Unterstützung des Vorschlages der Landes-Energierreferenten zum pauschalen Netzzutritt. Mit der Wechselwirkung zu diesem Vorschlag ist die Bedeutung des § 20 anders zu bewerten.

Zweckmäßiger erscheint vielmehr die bisherige Praxis, Netzbeurteilungen auf Basis konkreter Anfragen durchzuführen. In diesem Fall wird eine Netzverträglichkeit bis zum Netzanschlusspunkt des Kunden durchgeführt, was für den Anschluss neuer Anlagen eigentlich entscheidend ist.

Zu § 23 a (Anzeigepflichten und Systemanalyse), zu § 23 b (Beschaffung Netzreserve) und zu § 23c (Stilllegungsverbot sowie Definitionen); Änderungen zu § 7 Abs. 1 (EIWOG):

Wir begrüßen die marktorientierte Beschaffung der Netzreserve durch den Regelzonenführer mittels Ausschreibungsverfahren. Die Detailregelungen zu Beschaffungsverfahren und Kostenersatz beim Stilllegungsverbot bedürfen jedoch deutlichen Anpassungen, um die Versorgungssicherheit effizient und vor allem nachhaltig gewährleisten zu können.

Zu § 23a Abs. 1 (Anzeigepflichten und Systemanalyse) i.V.m. § 7 Abs. 1 (Klarstellung Definition temporäre Stilllegung):

Temporäre und temporäre saisonale Stilllegungen sind anlagenrechtlich ein „Betriebszustand“ und somit können Betriebsbewilligungen oder Nutzungsrechte nicht vorzeitig erlöschen. Dies sollte zumindest in den Erläuterungen klargestellt werden.

Zu § 23a Abs. 1 i.V.m. § 7 Abs. 1 (Klarstellung verpflichtende Stilllegungsmeldung):

Offensichtlich ist beabsichtigt, Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW zu verpflichten, bis zum 30. Juni temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage für den Zeitraum ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres dem Regelzonenführer verbindlich anzuzeigen, auch wenn sie nicht an der Netzreserveausschreibung teilnehmen. Eine **verpflichtende Stilllegungsmeldung** bei Überschreiten von 72 Stunden Vorlaufzeit für Kraftwerksverfügbarkeiten würde alle KW-Anlagen auch außerhalb der Netzreserve betreffen. Während Stilllegungsmeldungen als Voraussetzung für die Teilnahme an der Netzreserve notwendig sind, sollte diese Verpflichtung nicht auf sämtliche Kraftwerke ausgedehnt werden. Daher sollte eine Festlegung erfolgen, dass nur Erzeugungsanlagen, die an dem Netzreserve-Ausschreibungsverfahren teilnehmen, eine Verpflichtung zur Anzeige haben. Sollte die allgemeine Verpflichtung zur Stilllegungsmeldung bestehen

bleiben, ist jedenfalls bei der Definition der temporären Stilllegung der behördlich angewiesene Stillstand aufzunehmen, damit dieser – wie auch Revisionen und Störungen – nicht zu einer verpflichtenden temporären Stilllegungsmeldung des Erzeugers führt. Daher ist die Begriffsbestimmung um behördliche Anweisungen zu ergänzen.

Zu § 23a Abs. 1:

Die **Vorlaufzeit** für die **Anzeige der Stilllegung** mit im Schnitt 15 Monaten bis maximal 21 Monaten erscheint **sehr lang** – zuvor waren es maximal 12 Monate [§ 66 EIWOG „alt“]. Eine Verkürzung der Frist auf 12 Monate – wie bisher – wäre hier sehr wünschenswert. Die lange Frist lässt sich am Markt nur sehr schwer abbilden, da es weder passende Produkte noch die notwendigen langen Bindungsfristen gibt. Daraus ergibt sich automatisch eine Verteuerung des Netzreserveproduktes.

Eine Meldungsverpflichtung von Erzeugungskapazitäten, die für die Stabilität des Netzes nicht relevant ist, soll vermieden werden. Das erhöht die Zielgenauigkeit der Bestimmung.

Inwieweit für den Regelzonenführer die Kenntnis der rechtlichen, technischen oder betriebswirtschaftlichen **Gründe für eine Stilllegung** notwendig ist bzw. was für eine Auswirkung deren Bekanntgabe hat, steht nicht in der Regelung und **sollte** daher **entfallen**.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung in § 23a Abs. 1:

*„(1) Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW sind verpflichtet, jährlich bis 30. ~~Juni~~ **September** temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von **10 MW überschreitenden** Teilkapazitäten ihrer Anlage für den Zeitraum ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres dem Regelzonenführer verbindlich anzuzeigen. Die Anzeige hat den Zeitpunkt des Beginns und die voraussichtliche Dauer der Stilllegung und die Vorlaufzeit für eine allfällige Wiederinbetriebnahme verpflichtend zu enthalten. ~~Ebenso ist anzugeben, ob und inwieweit die Stilllegung aus rechtlichen, technischen oder betriebswirtschaftlichen Gründen erfolgt.~~“*

Zu § 23a Abs.3:

Die Veröffentlichung der jährlichen Systemanalyse nach abgeschlossener Kontrahierung wird begrüßt. Im Sinne der Transparenz wäre eine Veröffentlichung der Analyse oder zumindest des Bedarfs mit dem Start des Beschaffungsverfahrens sowie auch der wesentlichen Einflussfaktoren wünschenswert, wobei letztere auch erst nach Abschluss des jeweiligen Verfahrens veröffentlicht werden könnte.

Zu § 23 b Abs. 2:

Im Falle von bereits zur Stilllegung angezeigten Anlagen ist die verbleibende Frist bis zur Gültigkeit der auszuschreibenden Netzreserve zu gering, um die Anlage weiterhin betriebsbereit zu halten. Eine Vorlaufzeit von mindestens 9 Monaten ist erforderlich.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung in § 23a Abs. 2:

„Der Regelzonenführer hat die zu kontrahierenden Netzreserveanbieter in einem zweistufigen Verfahren auszuwählen. Zu diesem Zweck hat der Regelzonenführer technische Eignungskriterien für die Netzreserve in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde **gemeinsam mit der Systemanalyse gemäß § 23a Abs. 3 bis zum 31. März Dezember** festzulegen und in geeigneter Form zur Interessensbekundung aufzurufen. Alle Interessenten, die ihr Teilnahmeinteresse binnen vierwöchiger Frist bekundet haben, sind dabei vom Regelzonenführer hinsichtlich ihrer Eignung zur Erbringung von Engpassmanagement und zur Erfüllung der Kriterien gemäß Abs. 1 und Abs. 2 zweiter Satz zu prüfen. Erzeugungsanlagen können nur dann als geeignet eingestuft werden, wenn ihre Emissionen nicht mehr als 550 g CO₂ je kWh Elektrizität betragen und keine radioaktiven Abfälle entstehen. In der zweiten Verfahrensstufe sind die Betreiber der als geeignet eingestuften Anlagen zur Angebotslegung binnen vierwöchiger Frist aufzufordern. Betreiber der als nicht geeignet eingestuften Anlagen sind zu informieren.“

Zu § 23b Abs. 3:

Der Referenzwert für Erzeuger sollte – wie bereits in der Position von Oesterreichs Energie Anfang 2020 dargelegt – orientiert an einer Referenzanlage mit Wärmeauskopplung, deren Kosten in einem Gutachten ermittelt werden, festgelegt werden. Der Referenzwert für Entnehmer, die eine Leistungsreduktion anbieten, kann aus dem mengengewichteten Durchschnitt der Angebote der Entnehmer errechnet werden. Mit der differenzierten Herangehensweise würde den sehr unterschiedlichen technischen Gegebenheiten und Leistungsvermögen in Netzreserveportfolio Rechnung getragen.

Sollte sich der Gesetzgeber auch im Bereich der Erzeuger für eine Referenzwertbildung mittels mengengewichtetem Durchschnitt entscheiden, ist zu gewährleisten, dass die Signifikanz der Abweichung so festgelegt wird, dass auch innerhalb des Erzeugungsbereichs ein breites Portfolio geeigneter Kraftwerke ermöglicht wird. Dies wird dann erreicht, wenn sich die Festlegung der signifikanten Abweichung vom Referenzwert an der Übergangsbestimmung des § 111 (7) orientiert (Überschreitung des Referenzwertes um 100 % gilt als signifikant im Sinne von § 23b (3)). Abweichungen bis zu 80 % müssen jedenfalls auch langfristig als signifikant betrachtet werden. Andernfalls ist die vorgeschlagene Referenzwertmethode nicht mit dem Ziel einer breiten Beteiligung unterschiedlicher Anlagen vereinbar.

Weiters ist anzuregen, dass nicht nur die teuersten 10 %, sondern auch die billigsten 10 % bei der Durchschnittsbildung zur Ermittlung des Referenzwertes nicht berücksichtigt werden. Zu berücksichtigen ist hierbei auch, dass dies noch keine Gewährleistung darstellt, dass allenfalls erforderliche Reinvestitionen ausreichend Deckung finden können. Dieser Effekt wird vor dem Hintergrund der geplanten vergleichsweise kurzen Vertragsdauer noch weiter verstärkt. Eine entsprechende Berücksichtigung der Kosten ist daher im Falle eines allfälligen Stilllegungsverbots unumgänglich, um die Versorgungssicherheit nachhaltig gewährleisten zu können (s. auch die diesbezüglichen Anmerkungen zu § 23 (c)).

Nicht erläutert wird, warum alle Anbieter in der zweiten Runde unter dem ersten Angebot anbieten müssen. Ohne eine sachliche Rechtfertigung sollte diese Bestimmung gestrichen

werden, da die Anbieter nicht auf für sie negative Marktänderungen reagieren können oder eine Reduktion des Angebotspreises möglicherweise aus Kostengründen nicht möglich ist.

Zu § 23b Abs. 5 und Abs. 7:

Präzisierung der Teilnahmemöglichkeit am Markt während des Stilllegungszeitraums, um temporär saisonal stillgelegte Anlagen adäquat und kosteneffizient in die Netzreserve zu integrieren.

Zu § 23b Abs. 5:

Nach Durchführung eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Ausschreibungsverfahrens sollte hinsichtlich der **Rückforderungsklausel** konkret auf den Fall anfänglich unzulässiger Vertragsabschlüsse abgestellt werden, die in den Erläuterungen erwähnt werden.

Die **maximale Vertragsdauer von 2 Jahren ist sehr kurz**. Zumindest 3 Jahre wären notwendig, wenn man Planungssicherheit, insbesondere beim Personal und den Investitionen bzw. der Instandhaltung, herstellen möchte. Die kurze Frist beeinträchtigt auch die Arbeitsplatzsicherheit aller Mitarbeiter.

Folgende Gründe sprechen für längere Laufzeiten:

Planungszeitraum Instandhaltung: lange Lieferzeiten spezifischer Anlagenteile, beschränkte Zeiträume für Anlagenüberprüfungen und die Planung evtl. kurzfristig erforderlicher Spezialisten (Fremdpersonal);

Kosten Instandhaltung: Kostenanteil Instandhaltung der Anlagen zum Erhalt der Verfügbarkeit (laufende Instandhaltung und Großmaßnahmen);

Anlagenspezifische Kostentreiber: Einfluss der Startanzahl und der Betriebsstunden auf Instandhaltungsmaßnahmen ist nicht planbar, daher müsste ein hoher Risikoanteil berücksichtigt werden (bei längerer Vertragsdauer könnte der Einfluss der volatilen Anforderungen ausgeglichener angenommen werden)

Personal: Die Ausbildung von qualifiziertem Personal für den volatilen Anlageneinsatz dauert mehrere Jahre, wobei der Personalvorhalt schon bei dreijähriger Vertragsdauer eine große Herausforderung darstellt;

Ver- und Entsorgungsverträge: nur mehr kurzfristige und damit kostenintensivere Verträge möglich

Folgende Änderungen in Abs. 5 und Abs. 7 werden vorgeschlagen:

*„(5) Nach erfolgter Genehmigung hat der Regelzonenführer die Anlagen für eine angemessene, **drei zwei-Jahre nicht überschreitende Dauer zu kontrahieren, wobei auf eine größtmögliche Vergleichbarkeit zu achten und festzulegen ist, für welchen Zeitraum oder welche Zeiträume des Ausschreibungszeitraumes die Anlage jeweils für die Erbringung der Netzreserve kontrahiert wird ist. Im Vertrag ist jedenfalls eine Rückforderungsklausel zugunsten des Regelzonenführers aufzunehmen, die im Falle anfänglich unzulässiger Vertragsabschlüsse zur Anwendung kommt, bei denen sich im Nachhinein herausstellt, dass die gesetzlichen Voraussetzungen für einen***

Vertragsabschluss nicht gegeben waren. Es besteht kein Rechtsanspruch auf Abschluss eines Vertrags. **Der Vertragsabschluss erfolgt jeweils bis spätestens Ende Februar des Jahres, in dem der Vertragsbeginn liegt.** Mit erfolgter Kontrahierung haben Betreiber von Erzeugungsanlagen diese mit Ausnahme von Revisionszeiträumen **während des angekündigten Stilllegungszeitraumes** ausschließlich für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen; die Marktteilnahme ist **während dieses Zeitraumes** unzulässig. **§ 23c Abs. 1 und § 23d bleiben hiervon unberührt.**

...

(7) Wird eine Erzeugungsanlage gemäß Abs. 1 Z 1 nicht kontrahiert, hat der Betreiber die Anlage für den gemäß § 23a Abs. 1 angekündigten **Stilllegungszeitraum** ~~Stillstandszeitraum~~ außer Betrieb zu nehmen, es sei denn § 23c Abs. 1 oder § 23d Abs. 3 finden Anwendung.

Zu § 23b Abs. 6:

Vor dem Hintergrund der Einführung eines eigenen Rechnungskreises ist die bloße Festlegung einer „angemessenen Frist“ zu unbestimmt und sollte konkretisiert werden.“

Die **finale Kontrahierung** zwischen Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber erfolgt erst im Sommer des jeweiligen Jahres. Dies ist jedenfalls zu spät für einerseits die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft und andererseits auch für die Sicherung der Brennstoffversorgung. Beispielhaft seien hier einerseits die Personalvorhaltung und allenfalls erforderliche Bestellungen für Ersatzteile oder Leistungen genannt. Das lässt andererseits auch keine Zeit für die Kontrahierung zur Bereithaltung von Gasspeichern. Das wiederum hat für die Speicheranbieter zur Folge, dass eine große Speicherkapazität nicht vermarktet werden kann bzw. keine Kapazität für die Kraftwerksbetreiber zur Verfügung steht. Die endgültige Zusage mit Start 1. Oktober sollte der Kraftwerksbetreiber bereits mit Ende Februar des jeweiligen Jahres bekommen.

Zu § 23c:

Beim **Stilllegungsverbot** ist der Ersatz der Kosten unzureichend. In jedem Fall anzuerkennen sind alle Kosten, die im Zusammenhang mit einem Weiterbetrieb und einer Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft der Anlagen stehen, dazu gehören insbesondere:

- Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft
- Opportunitätskosten (z. B.: Welche Kosten würden dem Netzbetreiber entstehen, müsste er eine Anlage errichten?)
- die Stillstands- bzw. Stilllegungskosten sollten bei Ausspruch eines Stilllegungsverbotes zur Gänze vergütet werden, denn würde das Kraftwerk durch den Netzbetreiber selbst betrieben werden, könnte er auch alle Kosten über den Tarif erstattet bekommen.

Da sich in diesem Fall die Erzeugungsanlagen in einem Regime der Regulierung analog den Netzbetreibern befinden, muss auch eine analoge Abgeltung aller Kosten insbesondere auch Verzinsung auf das eingesetzte Kapital berücksichtigt werden. Dies gilt umso mehr, als ja alleine für diesen Zweck möglicherweise erforderliche Ersatz- oder Zusatzinvestitionen durch den Betreiber zu tätigen sind.

Nicht nur beim Stilllegungsverbot, sondern auch im Zusammenhang mit der signifikanten Überschreitung des Referenzwertes ist nicht genau geregelt, wie größere Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden. Es scheint keine Möglichkeit zu geben, längerfristige Investitionen abgegolten zu bekommen. Eine derartige Investition kann zu einer Überschreitung des Signifikanzwertes führen bzw. wird auch im Fall eines Stilllegungsverbotes nur anteilig abgegolten. Das heißt, Ersatzinvestitionen für größere Schäden sind vom Betreiber jedenfalls vorzustrecken und führen zu hohen Kosten beim Betreiber. Wenn aus diesen Gründen größere Investitionen ausbleiben, gefährdet das in Zukunft die Versorgungssicherheit.

Abs. 3 Z. 3 – 7, Abs. 4 und Abs. 5 sollten wie folgt geändert und ergänzt werden:

„3. nachweislich notwendige Neu- oder Erhaltungsinvestitionen zur Erbringung der Leistungsvorhaltung sowie Gewährleistung der Betriebsbereitschaft für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes. ~~Diese sind nur anteilig für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes zu berücksichtigen;~~

*4. ein allfälliger Wertverbrauch aufgrund der Alterung und Abnutzung des Kraftwerks im Zeitraum des Stilllegungsverbotes, auf Grundlage der nachweisbaren Buchwerte zum Stichtag des 31. Dezember des Vorjahres **sowie eine angemessene Verzinsung auf das eingesetzte Kapital, welches sich an den entsprechenden Regelungen der Festlegung der Netztarife orientiert.***

*5. **Opportunitätskosten jeglicher Art (inkl. Nachteile aus einer Unterlassung von durch den Weiterbetrieb nicht möglichen Veräußerungen von Anlagenteilen oder Grundstücken).***

*6. **Betriebs- und periodenfremde, sowie außerordentliche Aufwendungen, sofern sie im Zusammenhang mit der Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft oder der diesbezüglichen Kostenerhebung stehen***

~~5- 7. Nicht anerkennungsfähig sind folgende Bestandteile:~~

a) Aufwendungen und Kosten, die im Rahmen eines Vertrages gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 zweiter Satz abgegolten werden;

b) ~~Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten;~~

c) ~~allfällige Erlöse aus Zinsgewinnen, die dem Betreiber aus der Veräußerung von Betriebsmitteln des Kraftwerks im Fall einer endgültigen Stilllegung entgangen wären;~~

d) ~~Opportunitätskosten jeglicher Art;~~

*e) **Betriebs- und periodenfremde sowie außerordentliche Aufwendungen, sofern diese nicht im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb der Anlage stehen;***

*f) Aufwendungen und Kosten, welche vom Kraftwerksbetreiber ~~schuldhaf~~ **grob fahrlässig oder vorsätzlich** verursacht wurden;*

g) etwaige Buchwertveränderungen, die auf vergangene Kompensationen von Leistungsvorhaltungen zurückzuführen sind.

*(4) Für den Zeitraum des Stilllegungsverbots ist vom Erzeuger unter sinngemäßer Anwendung des § 8 ein getrennter Rechnungskreis zu führen. Die Regulierungsbehörde ~~sowie der Regelzonenführer haben~~ **hat** darin volle Einsichts- und Auskunftsrechte. Sämtliche abzugeltende Investitionen, insbesondere jene gemäß Abs. 3 Z 3, sind vom Erzeuger mit dem Regelzonenführer abzustimmen.*

(5) Die Kosten sind über das durch Verordnung gemäß § 49 in Verbindung mit § 51 zu bestimmende Entgelt aufzubringen.“

Die mögliche Einführung einer Grüngasquote verteuert auch die für Kraftwerke in der Netzreserve bezogenen Gasmengen. Um die Kosten für die Netzreserve, die ja letztlich sozialisiert werden, nicht weiter in die Höhe zu treiben, sollten Kraftwerke in der Netzreserve von der Grüngasquote ausgenommen werden. Falls dies nicht möglich ist, sollte jedenfalls sichergestellt werden, dass Kraftwerke, die im Rahmen der Netzreserve Erdgas beziehen (und durch die Quote somit höhere Kosten tragen müssen) diese Kosten zumindest im Rahmen des Strom-Arbeitspreises auch abbilden und erstattet bekommen.

Zudem ist unklar, auf welche Definition von „Versorger“ bei der Grüngasquote abgestellt wird. Im EAG selbst ist kein Versorgerbegriff enthalten. Da der Versorgerbegriff im GWG keinen Bezug zur Lieferung an Endverbraucher enthält, sondern lediglich auf den Verkauf bzw. Weiterverkauf von Gas verweist, sollte jedenfalls auch klargestellt werden, dass reine Gas-Handelsgeschäfte (z.B. an der Börse oder über einen Broker) nicht von der Quote erfasst sind.

Zu § 23d (Änderungen):

In den Fällen, in denen die Dauer der Netzreserve-Kontrahierung einmalig seitens des Regelzonenführers oder des Anlagenbetreibers verkürzt wird, ist klar zu definieren, welche für die Netzreserve bezogenen Entgelte rückzuerstatten sind. Die Formulierung in Absatz (1) und (2) *„In diesem Fall sind dem Regelzonenführer alle für die Netzreserve bezogenen Entgelte rückzuerstatten, mit Ausnahme der von der Regulierungsbehörde festgestellten angemessenen Kosten“* lassen nach Ansicht von Österreichs Energie einen zu großen Spielraum für Rückforderungen. Die diesbezügliche Unsicherheit erhöht das Risiko der Betreiber und könnte in höheren Angebotspreisen für die Netzreserve münden, dass dieses Risiko eingepreist werden wird.

Jedenfalls ist zu berücksichtigen, dass alle Kosten, die mit der Netzreserve in Verbindung stehen, vollständig abgegolten werden (auch wenn diese periodenfremd sind und sich aus für die Netzreserve eingegangenen Verpflichtungen nach Beendigung des Vertrages ergeben, wie zum Beispiel Bestellungen von Material oder Fremdleistungen).

Bei diesem Verfahren müsste es sich um ein Einparteienverfahren handeln. Eine Parteistellung des RZF ist nicht begründet und daher abzulehnen, zumal APG an einer Kontrahierung der Anlage kein Interesse gezeigt hat und trotzdem in das wirtschaftliche Schicksal von Unternehmen eingreifen können soll.

Folgende Streichung wird in Abs. 3 vorgeschlagen:

„(3) Auf Antrag eines gemäß § 23b Abs. 7 zur Stilllegung seiner Anlage verpflichteten Betreibers kann von der Stilllegung Abstand genommen oder die Dauer der vorübergehenden Stilllegung verkürzt werden, sofern dies von der Regulierungsbehörde durch Bescheid genehmigt wird. Die Genehmigung erfolgt erforderlichenfalls unter Festsetzung von Bedingungen, Auflagen und Befristungen, durch Bescheid der Regulierungsbehörde und ist nur dann zu erteilen, wenn sich die für die Stilllegung ursprünglich maßgeblichen Gründe und Umstände wesentlich geändert haben. Die Umstandsänderung und deren Wesentlichkeit sind durch den jeweiligen Betreiber

darzulegen, wobei dieser sämtliche für die Beurteilung erforderlichen Unterlagen der Regulierungsbehörde vorzulegen hat. ~~Dem Regelzonenführer kommt in diesem Verfahren Parteistellung zu.~~

Zu § 37 Abs. 5 (Netzentwicklungsplan):

„§ 37(5) (Grundsatzbestimmung) Der Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Überdies hat er den koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß § 63 GWG 2011 und die langfristige Planung gemäß § 22 GWG 2011 sowie den integrierten Netzinfrastukturplan gemäß § 90 EAG zu berücksichtigen. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Übertragungsnetzbetreiber alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. ~~Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation des koordinierten Netzentwicklungsplans gemäß § 63 Abs. 2 GWG 2011 und der Konsultation der langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 5a GWG 2011 durchzuführen. Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.~~

Zu § 45 (Pflichten der Verteilernetzbetreiber):

Auch im Verteilernetz kommt es zu Engpässen und einem Netzwiederaufbau. Daher wird nachstehende Ergänzung vorgeschlagen:

„24. ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten und in diesem Zusammenhang für die Bereitstellung aller notwendigen Hilfsdienste zu sorgen. Betreiber von Verteilernetzen, die direkt mit dem Übertragungsnetz verbunden sind, haben dabei in Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber eigenständige Maßnahmen zu planen und zu koordinieren, die dem schnellstmöglichen Netz- bzw. Versorgungswiederaufbau nach Großstörungen dienen.“

Zu § 45a (Datenaustausch durch Netzbetreiber):

Die vorgeschlagene Regelung des § 45a wird ausdrücklich begrüßt. Die Bestimmung unterstreicht die Bedeutung der von den Netzbetreibern bereits jetzt in diskriminierungsfreier Weise bereit gestellten Datenkommunikation und den damit verbundenen Aufgaben und unterstützt die Bemühungen der Netzbetreiber, auch in Zukunft den steigenden Anforderungen an einen sicheren, transparenten und effizienten Datenaustausch gerecht zu werden.

Da die in die Datenkommunikation involvierten Stromnetzbetreiber sowohl Verteilernetz- als auch Übertragungsnetzbetreiber sind, wird vorgeschlagen, auch auf den Pflichtenkatalog der Übertragungsnetzbetreiber in § 40 EIWOG 2010 Bezug zu nehmen und die im Übrigen unveränderte Regelung an den Anfang des 4. Teils des EIWOG 2010 zu verschieben.

Ergänzend wird vorgeschlagen, im aktuellen Entwurf die Wortfolge *„mit der Wahrnehmung der Rechte und Pflichten im Zusammenhang“* und *„Prozesskoordination“* zu streichen.

Es wird vorgeschlagen, dass nach § 15 EIWOG folgender § 15a samt Überschrift „Datenaustausch durch Netzbetreiber“ eingefügt wird:

„§ 15a Die Netzbetreiber haben die Erfüllung der in den §§40 und 45 EIWOG 2010 angeführten Pflichten auf der Grundlage einer gemeinsamen Datenkommunikation derart sicherzustellen, dass ein effizienter und sicherer Datenzugang und -austausch sowie Datenschutz und -sicherheit gewährleistet wird. Die zu übermittelnden Daten werden den Endkunden und berechtigten Parteien auf diskriminierungsfreie Weise zur Verfügung gestellt. Zur Gewährleistung der Interoperabilität und der Koordinierung der gemeinsamen Datenkommunikation sind die Netzbetreiber berechtigt, gemeinsam eine dritte Person mit der Datenverwaltung, insbesondere dem Aufbau, der Weiterentwicklung und der Betreuung der Infrastruktur für den Datenaustausch sowie den niederschweligen Zugang zu dieser, zu beauftragen. Die von der Regulierungsbehörde veröffentlichten sonstigen Marktregeln in Bezug auf die technischen Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung sind einzuhalten.“

Da die in die Datenkommunikation involvierten Stromnetzbetreiber in der Regel auch als Gasnetzbetreiber fungieren, sollte auch eine gleichlautende Regelung für den Gasbereich im Gaswirtschaftsgesetz (§ 58a GWG – Datenaustausch durch Netzbetreiber) vorgesehen werden.

Zu § 46 (Allgemeine Anschlusspflicht):

Das Bestehen der allgemeinen Anschlusspflicht selbst bei erforderlichem Netzausbau in Abs. 2 ist in Kombination mit den niedrigen bzw. teilweise nicht existenten Netzzutrittsentgelten dazu geeignet, volkswirtschaftliche Fehlallokationen hervorzurufen. Die durch diese Regelung entstehenden Zusatzinvestitionen müssen zum überwiegenden Teil von der Allgemeinheit der Netzkunden getragen werden. Ebenso sind die laufenden Betriebs- und Instandhaltungskosten von der Allgemeinheit der Energie beziehenden Netzkunden zu tragen, da einspeisende Netzkunden weitestgehend netzgebührenbefreit sind.

Zu § 48 (Kostenanerkennung):

Die Kostenanerkennung erfolgt derzeit rückwirkend. Zusatzaufwände der Netzbetreiber für Zusatzaufgaben und zusätzlichen Ressourcenbedarf aus diesem Gesetzespaket müssen jedoch sofort in den Netzkosten berücksichtigt werden und nicht erst mit Beginn der nächsten Regulierungsperiode.

Zu § 52 Abs. 2a (Netznutzungsentgelt):

Die Mitglieder einer EEG haben gemäß § 52 Abs. 2a EIWOG Anspruch auf ein reduziertes Netznutzungsentgelt. Dies soll in Form eines Abschlags auf die verordneten Netznutzungsentgelte, differenziert nach Lokal- und Regionalbereich, umgesetzt werden. Die Höhe dieses Abschlages wird durch die Regulierungsbehörde bundesweit einheitlich auf Basis einer Durchschnittsbetrachtung der gewälzten Kosten bestimmt. In diesem Zusammenhang ist Abs. 2a dahingehend zu konkretisieren, dass der Abschlag nicht durch

einen fixierten monetären Betrag, sondern durch einen betragsmäßig festgelegten Prozentwert vom Arbeitspreis erfolgen muss.

In den Erläuterungen sind klare Regelungen aufzunehmen, dass für sämtliche Teilnehmer einheitliche Abrechnungsmodalitäten gelten.

Wenn ein Teilnehmer (oder eine Erzeugung) hinzukommt (EEG derzeit nur im lokalen Bereich), welcher sich im regionalen Bereich befindet, muss die gesamte EEG auf Abrechnung zum regionalen Tarif umgestellt werden.

Wenn Teilnehmer oder Erzeuger die EEG verlassen (EEG derzeit im regionalen Bereich), wird die EEG nicht automatisch auf Abrechnung zum lokalen Tarif umgestellt sondern der „Betreiber“ muss dies mittels eines Prozesses beantragen.

Zu § 54 (Netzzutrittsgelt):

Generell muss im Gesetz klar verankert werden, dass für alle Anschlüsse außerhalb des verbauten Gebietes die Netzanschlusskosten aufwandsorientiert zu verrechnen sind.

Zu § 54 Abs. 3:

Für PV-Anlagen bis 100 kW sollen pauschale niedrige Netzzutrittsentgelte angesetzt werden. Im Gegenzug soll dem Netzbetreiber eine Eingriffsmöglichkeit im Sinne einer Einschränkung der Jahreserzeugung bis zu 3% eingeräumt werden. Die Intention dieser Regelung ist generell zu begrüßen.

Das vorgeschlagene pauschale Anschlussentgelt deckt die mit dem Anschluss verbundenen Aufwendungen in keinsten Weise. Diese Regelung führt dazu, dass die Anschlusskosten für Photovoltaikanlagen zum überwiegenden Teil von der Allgemeinheit der Energie beziehenden Netzkunden übersteigende Netztarife getragen werden müssen. Die derzeit vorgeschlagenen niedrigen Pauschalen konterkarieren auch den in § 20 vorgesehenen positiven Steuerungseffekt einer Anzahlung.

Als abwicklungstechnisch einfache und gleichzeitig transparente Lösung für eine pauschale Netzzutrittsverrechnung für den Anschluss von Erzeugungsanlagen bis zu festgelegten Maximalleistungen je Netzebene wird die Umsetzung des Lösungsvorschlags der Landes-Energierreferenten vorgeschlagen.

Ergänzend ist es aus unserer Sicht nicht sinnvoll derartige Tariffestsetzungen direkt im Gesetz zu determinieren. Das sollte über eine Verordnungsermächtigung geregelt werden, also z.B. jährlich mit der SNT-V neu bestimmt werden und so an sich ändernde Rahmenbedingungen angepasst werden können.

Weiters sind dem Netzbetreiber daraus anfallende zusätzliche Kosten bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gem. den Bestimmungen des 5.Teils des EIWOG anzuerkennen.

Die geplanten Ausbauleistungen für Wind und PV führen leistungsmäßig zu deutlichen Überkapazitäten und werden auch entsprechende Investitionen in den Verteiler- und Übertragungsnetzen erfordern. Eine intelligente Verteilung der Einspeiseanlagen in die bestehenden Netze kann einen wesentlichen Beitrag leisten, die Kosten für den Ausbau der Verteilernetze zu minimieren.

Zur Maximierung der installierten Erzeugungskapazitäten bei gleichzeitig minimalen Kosten für Ausbau-/Verstärkungsmaßnahmen im Netz ist daher auch der vorgeschlagene Einschränkungswert auf einen höheren einstelligen Prozentbereich festzusetzen, um damit das niedrige Netzzutrittsentgelt entsprechend zu rechtfertigen. Zur Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes sollte diese Regelung für alle Anlagengrößen rechtlich verankert werden.

Außerdem müssen Umgehungsansätze mit Leistungssplittings jedenfalls untersagt werden.

Zu § 56 Abs. 1 (Systemdienstleistungsentgelte):

Für die Neuregelung der Kostentragung (Aufhebung 78/22-Regelung) schlagen wir folgende Adaption vor:

„§ 56. (1) Durch das Systemdienstleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer jene Kosten abgegolten, die sich aus dem Erfordernis ergeben, Lastschwankungen ~~durch einen den Einsatz von Sekundärregelungsreserve~~ auszugleichen. Das Systemdienstleistungsentgelt beinhaltet die Kosten für die Bereithaltung der Leistung ~~und jenen Anteil der Kosten für die erforderliche Arbeit, der nicht durch die Entgelte für Ausgleichsenergie aufgebracht wird.~~“

Zu § 56a (NEU):

„§ 56a (1) Kosten und Erlöse aus der Abwicklung von Komponenten zur Netzregelung, welche nicht gemäß § 56 direkt dem Systemdienstleistungsentgelt zugeordnet sind, mindestens jedoch Kosten für abgerufene Energie aus Regelreserven, vermiedene Abrufe sowie gewollt und ungewollt ausgetauschte Energie mit angrenzenden Regelzonen, sind über die Ausgleichsenergiebewirtschaftung von den Bilanzgruppen zu tragen.

(2) Etwaige Über- und Unterdeckung aus der Verrechnung gemäß § 56a Abs. 1 sind vom Regelzonenführer zu verwahren und periodisch an den [jeweiligen Kunden-/Lieferantenkreis anhand der aufgebrachten Mengen der abgelaufenen Periode] zu verrechnen. Ansprüche und Verpflichtungen, die von dieser Verwahrung erfasst sind, sind im Rahmen des Jahresabschlusses zu aktivieren oder zu passivieren. Die Bewertung der Posten richtet sich nach den geltenden Rechnungslegungsvorschriften.“

Aufgrund der Anforderung des Art. 55 Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBGL) erfolgt die Ausgleichsenergieverrechnung nicht mehr exakt kostendeckend je Monat. Daraus resultierende Über-/Unterdeckungen werden durch den Regelzonenführer verwahrt (aktuell: „Sonderkonto“). Deshalb ist eine gesetzliche Regelung zur Rückführung an zu bestimmende

Kostenträger / Kostenempfänger zu definieren und festzulegen (Bilanzgruppen, etc.). Nur dadurch kann die finanzielle Neutralität der APG gemäß Art. 44 Abs. 2 EBGL sichergestellt werden.

Zu § 58a (Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte):

§ 58a EIWOG sieht eine Ausnahme von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte vor, die über eine Förderentscheidung gemäß § 16 des Bundesgesetzes zur Förderung der Forschung und Technologieentwicklung verfügen. Diese Regelung ist problematisch, da somit Forschungsprojekte, die die allgemeinen Anforderungen erfüllen, jedoch beispielsweise durch europäische Programme gefördert werden und nicht durch nationale Mittel gemäß Forschungs- und Technologieförderungsgesetz, nicht unter diese Ausnahme fallen. Alle Forschungsprojekte, die über eine nationale oder europäische Förderentscheidung verfügen, sollten eine Ausnahme von den Systemnutzungsentgelten erhalten können.

Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten werden als De-minimis-Beihilfe gewährt. Da diese Beihilfen auf 200.000 Euro für drei Jahre pro Konzern gedeckelt und schnell ausgeschöpft sind, stellt auch dies eine Problematik dar. Die Ausnahme von Systemnutzungsentgelten sollte daher nicht unter die De-minimis-Verordnung fallen und somit einem Höchstbetrag unterliegen, sondern als staatliche Beihilfe, die unter die Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung fällt, vergeben werden.

Die Regulierungsbehörde kann einen Ausnahmebescheid nach Abs. 1 unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen oder Befristungen erlassen, sofern dies zur Erfüllung der Ziele nach dieser Bestimmung erforderlich ist. Der Ausnahmebescheid ist den Netzbetreibern, in deren Konzessionsgebieten, das von der Ausnahme erfasste Forschungs- oder Demonstrationsprojekt durchgeführt wird „sowie dem Regelzonenführer für jene Projekte die Systemdienstleistungsentgelte zu entrichten haben“, zur Kenntnis zu bringen.

Dadurch ist sichergestellt, dass auch der Regelzonenführer über die Erteilung eines Ausnahmebescheides informiert wird, wenn Anlagen davon betroffen sind, die systemdienstleistungsentgeltspflichtig sind. Durch die derzeitige Formulierung „*Netzbetreiber, in deren Konzessionsgebiet, das von der Ausnahme erfasste Forschungs- oder Demonstrationsprojekt durchgeführt wird*“ wird diese Information an den Regelzonenführer nicht gewährleistet, da der Regelzonenführer oder Übertragungsnetzbetreiber nicht der Konzessionspflicht unterliegt.

Zu § 60 Abs. 1 (Finanzierungskosten):

Im Zusammenhang mit dem EAG-Paket und dem damit verbundenen erforderlichen Netzausbau ist die im EIWOG 2010 bisher angeführte Formulierung betreffend die Behandlung von geförderten Finanzierungen bei der Bestimmung angemessener Finanzierungskosten für Netzbetreiber im Gesetzestext bzw. zumindest in den Erläuterungen wie folgt zu präzisieren:

Getätigte Finanzierungen von Netzbetreibern bei der Europäischen Investitionsbank (EIB), welche im Zusammenhang mit dem erforderlichen Netzausbau zur

Zielerreichung der Klimaneutralität in Österreich bis 2040 gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) stehen, sind im Sinne einer Anreizwirkung (d.h. um Netzbetreiber zu motivieren, derartige Investitionsförderungen tatsächlich anzustreben) nicht als „geförderte Finanzierung“ zu werten.

§ 69 (Ausschreibung der Sekundärregelung):

Anpassung aufgrund der Anforderung des Art. 55 Verordnung (EU) 2017/2195 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (EBGL):

„(1) Die Beschaffung der Sekundärregelung erfolgt mittels wettbewerblich organisierter Ausschreibungen, die durch den jeweiligen Regelzonenführer regelmäßig durchgeführt werden. Die Bedingungen für die Beschaffung der Sekundärregelung sind von der Regulierungsbehörde bescheidmäßig zu genehmigen. Gegenstand der Ausschreibung ist der Preis für die Vorhaltung der Leistung und für die tatsächliche Erbringung der Arbeit. Für die Reihung der Angebote sind Leistungs- und Arbeitspreis maßgeblich. ~~Durch das Systemdienstleistungsentgelt sind 78% der Kosten für die Sekundärregelung aufzubringen, die restlichen Kosten werden über die Verrechnung der Ausgleichsenergie aufgebracht.~~“

Zu § 72 Abs. 2 (Herkunftsnachweise):

Die im Entwurf vorgesehenen Regelungen sollten an die im EAG enthaltenen Regelungen möglichst angeglichen werden.

Folgende Änderung wird für § 72 Abs. 2 Satz 1 vorgeschlagen:

*„(2) An das öffentliche Netz angeschlossene ~~Einspeiser~~ **Anlagen zur Erzeugung** von Strom aus fossilen Energiequellen sind vom Anlagenbetreiber, einem Anlagenbevollmächtigten oder durch einen vom Anlagenbetreiber beauftragten Dritten bis zur Inbetriebnahme der Anlage in der Herkunftsnachweisdatenbank gemäß Abs. 1 zu registrieren.“*

Zu § 72 Abs. 3 (Nachweis für Strom aus fossilen Energiequellen):

In diesem wird die Messung des Eigenversorgungsanteils bei Erzeugungsanlagen mit Leistung von mehr als 100kW mit einem intelligenten Messgerät vorgeschrieben. Dies ist jedoch technisch nicht durchführbar, da intelligente Messgeräte nur für eine Direktmessung geeignet sind. Wir schlagen daher vor den Begriff „*intelligentes Messgerät*“ durch „**Lastprofilzähler**“ zu ersetzen.

Aus den Erläuterungen ist ersichtlich, dass es sich um eine „Kann“-Bestimmung handeln soll, dass für Anlagenbetreiber HKN für andere als Handelszwecke generiert werden. Unter diesen Umständen scheint die Voraussetzung eines intelligenten Messgerätes überdimensioniert. Für diese Zwecke sollte ein „geeignetes Messgerät“ ausreichen. Der Anteil „der nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird“, kann (mit Ausnahme von Inselanlagen) gar nicht gemessen werden. Gemessen kann lediglich die Eigenerzeugung werden – der Anteil „der nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird“ ergibt sich aus der

Differenz von gemessener Eigenerzeugung und der gemessenen Einspeisung in das öffentliche Netz. Der Gesetzestext ist daher entsprechend anzupassen.

Vorgeschlagen wird, die Erläuterungen wie folgt anzupassen:

„Grundsätzlich dienen Herkunftsnachweise der Kennzeichnung der Elektrizität dem Kunden gegenüber. Mit dieser Bestimmung sollen auch Anlagen, die zur Eigenversorgung Elektrizität erzeugen, in der Herkunftsnachweisdatenbank sowie für das Anlagenregister erfasst werden. Es soll auch für Eigenerzeugungsanlagen möglich sein, Herkunftsnachweise zu generieren. Diese können für statistische Zwecke, Marketingzwecke, Nachhaltigkeitsberichte oder Ähnliches verwendet werden. Die für die Eigenerzeugung ausgestellten Herkunftsnachweise sind nicht handelbar. Der Anteil der Eigenerzeugung wird ~~mittels intelligenten Messgeräten gemessen~~ ergibt sich aus der Differenz der gemessenen Erzeugung und der Einspeisung in das öffentliche Netz. Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität gilt gemäß Abs. 2 ein Schwellenwert von 100 kW. Darunter erfolgt anhand der vorhandenen Daten eine rechnerische Ermittlung des „Eigenversorgungsanteils“.

Zu § 72 Abs. 8:

Für die einmal jährlich zu erstellende Dokumentation für die Ausweisung der Herkunft (Labeling) gegenüber Endverbrauchern muss weiterhin gewährleistet sein, dass Herkunftsnachweise bis spätestens 4 Monate nach Ablauf eines Kalenderjahres entwertet und damit verwendet werden können.

Folgende Änderung von § 72 Abs. 8 wird vorgeschlagen:

*„(2) Herkunftsnachweise gelten zwölf Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Ein Herkunftsnachweis ist ~~nach~~ **im Rahmen** seiner Verwendung **für die Ausweisung der Herkunft (Labeling) gegenüber Endverbrauchern innerhalb von vier Monaten nach Ablauf eines Kalenderjahres** zu entwerten. Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, werden **spätestens 18 Monate nach der Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit in der Nachweisdatenbank mit dem Status „verfallen“ versehen.**“*

Herkunftsnachweise und Labeling (§ 78, § 79 EIWOG):

Jede Maßnahme, die die Verständlichkeit des Labelings für den Kunden erhöht und die Transparenz verstärkt, wird begrüßt. Die vorgeschlagene zweigeteilte Darstellung der Stromkennzeichnung mit Basisinformationen auf der Rechnung/Werbematerial und weiterführender Details nur auf Webseite/Anfrage sehen wir positiv, weil dadurch Komplexität und Platzbedarf reduziert werden.

Sehr kritisch zu sehen und abzulehnen ist der in § 78 Abs. 2 Z. 3 geforderte Ausweis des Ausmaßes des gemeinsamen Handels mit Strom und Herkunftsnachweisen als neue Angabe in der Stromkennzeichnung. § 78 Abs. 2 Z 3 sollte gestrichen werden.

Der gemeinsame liberalisierte Strombinnenmarkt mit den Kernelementen Wettbewerb, grenzüberschreitender Stromhandel und gleichen Wettbewerbsbedingungen für alle Marktteilnehmer bilden die Eckpfeiler des europäischen Stromsystems. Auch beim Thema

Herkunftsnachweise (HKN) spiegeln sich diese Grundprinzipien wider und die getrennte Handelbarkeit von Strom und HKN ist nach der geltenden EU-Erneuerbaren-RL wie in der Vergangenheit als Marktaktivität vorgesehen und ist beizubehalten. Der vorliegende Vorschlag, auf der Rechnung und Werbematerialien verpflichtend anzugeben, wieviel HKN und Strom in der jeweiligen Kennzeichnungsperiode gemeinsam gehandelt wurden, basiert auf keinen europäischen Vorgaben, sondern ist eine nationale Überlegung, die einige Gefahren mit sich bringt: Es wäre damit zu rechnen, dass es zu einer Fragmentierung und Verzerrung des Marktes kommt, eine Zersplitterung hinsichtlich der Produkte erfolgt und negative Entwicklungen hinsichtlich der Liquidität und Volatilität des Marktes entstehen. Zudem ist der mit diesem Vorschlag verbundene erhebliche operative Aufwand zu beachten.

Es sollte daher die bestehende freiwillige Ausweisung des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen beibehalten werden.

Auch die vorgesehene Vereinheitlichung der Darstellung wird abgelehnt, da die individuelle Darstellung im Rahmen der rechtlich möglichen Freiheitsgrade ein wesentliches Wettbewerbselement (mit entsprechendem Wiedererkennungswert für den Endkunden) bedeutet. Darüber hinaus würde die Umsetzung einer einheitlichen Darstellung in den Abrechnungssystemen zu erheblichen Mehrkosten für die Stromhändler und sonstigen Lieferanten führen.

Folgende Änderung in § 78 Abs. 2 wird vorgeschlagen:

„(2) Die in Abs. 1 bestimmte Ausweisung des Versorgermixes hat auf Basis folgender Kategorien zu erfolgen:

1. Technologie und

2. Ursprungsland der Herkunftsnachweise. und

3. Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen.

Die Darstellung dieser Ausweisung wird einheitlich für alle Versorger aus der Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde generiert und in geeigneter und elektronisch verwertbarer Form zur Verfügung gestellt.“

Zu § 78 Abs. 3:

Die Primärenergieträger „Kohle“ und „Abfall“ sollten ergänzt werden, da ein Ausweis dieser Primärenergieträger sonst zukünftig nicht mehr möglich wäre.

Zudem sind die Stromhändler und Lieferanten nach Abs. 3 verpflichtet, auf Kundenwunsch per Zusendung einmal jährlich eine vollumfassende Kennzeichnung auszuweisen. Die Option der Zusendung auf Kundenwunsch sollte entfallen, da die vollumfassende Kennzeichnung auf der Website ohnehin auszuweisen ist.

Wir schlagen folgende Änderungen in § 78 Abs. 3 vor:

„(3) Stromhändler und sonstige Lieferanten, die in Österreich Endverbraucher beliefern, sind darüber hinaus verpflichtet, auf ihrer Internetseite bzw. auf Wunsch per Zusendung einmal jährlich eine vollumfassende Kennzeichnung auszuweisen. Die Kennzeichnung hat nach einer prozentmäßigen Aufschlüsselung, auf Basis der an Endverbraucher gelieferten

elektrischen Energie (kWh), der Primärenergieträger in feste oder flüssige Biomasse, erneuerbare Gase, geothermische Energie, Wind- und Sonnenenergie, Wasserkraft, Erdgas, Erdöl und dessen Produkte, **Kohle sowie Abfall**, zu erfolgen. Eine vollumfassende Kennzeichnung umfasst auch die Ausweisung der Umweltauswirkungen, zumindest über CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall aus der durch den Versorgermix erzeugten Elektrizität.“

Zu § 78 Abs. 4:

Im letzten Satz sollte am Ende der Begriff „sinngemäß“ ergänzt werden.

§ 78 Abs. 4 sollte lauten:

„(4) Sofern ein Versorger im Rahmen des Verkaufs an Endverbraucher eine ergänzende Produktdifferenzierung mit unterschiedlichem Energiemix vornimmt, muss der Produktmix dem Kunden, der ihn bezieht, dargestellt werden. Für die Produkte gelten die Abs. 1 bis 3 **sinngemäß**.“

Zu § 78 Abs. 6 bis 8:

Eine De-minimis-Regelung für kleine Lieferanten wird abgelehnt, um eine Ungleichbehandlung und Wettbewerbsverzerrung zwischen Lieferanten zu vermeiden. Hinsichtlich der vorgesehenen Entwertung für Umwandlungsverluste sollte eine Präzisierung aufgenommen werden. Die vorgesehene Ausnahmeregelung für Stromspeicher mit einer Speicherkapazität von unter 250 kWh ist aus Gleichbehandlungsgründen zu streichen.

Folgende Änderung für § 78 Abs. 6 bis 8 wird vorgeschlagen:

~~„(6) Lieferanten, mit weniger als 500 Zählpunkten, die ausschließlich Strom aus eigenen Kraftwerken liefern, müssen für ihre Stromkennzeichnung keine Herkunftsnachweise als Grundlage einsetzen. Für die entsprechenden Kraftwerke werden keine Herkunftsnachweise ausgegeben.~~

~~(6 7) In Abweichung von Abs. 1 bis 6 5 und § 79 gilt, dass für jene Strommengen, die an Pumpspeicherkraftwerke, Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas, sofern diese Energieträger nicht ins Gasnetz eingespeist werden, geliefert werden, Herkunftsnachweise durch den Stromhändler bzw. sonstigen Lieferanten dem Betreiber dieser Kraftwerke Anlagen in der Herkunftsnachweisdatenbank zu übertragen sind. Dabei sind je nach Wirkungsgrad der Anlagen für die entstehenden Umwandlungsverluste die Herkunftsnachweise entsprechend zu löschen **entwerten**. Hierfür müssen auf Verlangen der Regulierungsbehörde entsprechende Gutachten vorgelegt werden, die den Wirkungsgrad belegen. Die Betreiber von Pumpspeicherkraftwerken, Stromspeichern und oder Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas haben bei der Erzeugung der elektrischen Energie die abgenommenen Strommengen durch den Stromhändler bzw. sonstigen Lieferanten mit den übertragenen **abzüglich für die entstehenden Umwandlungsverluste entwerteten** Herkunftsnachweisen in der Stromkennzeichnung zu belegen.“~~

~~(8) Stromspeicher mit einer Speicherkapazität von unter 250 kWh sind von den Bestimmungen gemäß Abs. 1 bis 7 und § 79 ausgenommen.~~

Zu § 79 Abs. 5:

Die vorgesehene Verkürzung der Frist von 4 auf 3 Monate wird abgelehnt, da dies für das Vorhandensein der erforderlichen Datenbasis und der von den Stromhändlern und sonstigen Lieferanten durchzuführenden Tätigkeiten zu kurz ist.

Folgende Änderung von § 79 Abs. 5 wird vorgeschlagen:

„(5) Das Ergebnis der Dokumentation, die spätestens ~~drei~~ vier Monate nach Ablauf des Kalenderjahres oder des tatsächlichen Lieferzeitraumes erstellt sein muss, ist auf die Dauer von drei Jahren zur Einsicht durch Endverbraucher am Sitz (Hauptwohnsitz) des Stromhändlers oder – liegt dieser im Ausland – am Sitz des inländischen Zustellungsbevollmächtigten bereitzuhalten.“

Zu § 80 Abs. 2 EIWOG (Allgemeine Geschäftsbedingungen):

Es fehlen derzeit klare gesetzliche Vorgaben für die Allgemeinen Geschäftsbedingungen zum Thema Preisänderungen, insbesondere, da durch die aktuelle höchstgerichtliche Judikatur (OGH 29.8.2019, 3 Ob 139/195) weitere Rechtsunsicherheit geschaffen worden ist. Zur Herstellung von Rechtssicherheit sind die Mindestvorgaben für die Allgemeinen Geschäftsbedingungen in § 80 Abs. 2 EIWOG zu ergänzen und klare Vorgaben zu schaffen, wie die Geschäftsbedingungen der Lieferanten beim Thema Preisänderungen zu gestalten sind. Vorgeschlagen wird, die Ergänzung in § 80 Abs. 2 EIWOG in Anlehnung an § 25 Abs. 2,3 und 6 TKG auszugestalten.

Wir schlagen daher folgende – auf § 25 TKG 2003 aufbauende, jedoch Art 10 Abs. 4 EBMRL_neu und die Judikatur des EuGH berücksichtigende – Formulierung des § 80 Abs. 2 EIWOG 2010 (als unmittelbares Bundesrecht) vor. Der derzeitige § 80 Abs. 5 EIWOG 2010 müsste zudem jedenfalls entfallen:

„Vertragsbedingungen und Entgelte**§ 80. (1) (...)**

(2) Versorger sind berechtigt, Vertragsbedingungen und Entgelte zu ändern. Kunden müssen über eine beabsichtigte Änderung der Vertragsbedingungen und über eine beabsichtigte Änderung der Entgelte sowie über Anlass, Voraussetzungen und Umfang der Entgeltänderung direkt auf transparente und verständliche Weise mindestens ein Monat vor Inkrafttreten der Änderungen schriftlich in einem persönlich an sie gerichteten Schreiben oder auf ihren Wunsch elektronisch unterrichtet werden. Gleichzeitig sind Kunden auf den Zeitpunkt des Inkrafttretens der Änderungen hinzuweisen sowie auch darauf, dass sie berechtigt sind, die Kündigung des Vertrags mit dem Versorger binnen 14 Tagen nach Zustellung der Unterrichtung zu diesem Zeitpunkt kostenlos und ungeachtet allfälliger vertraglicher Bindungen zu erklären. Wenn der Vertrag vom Kunden in einem solchen Fall gekündigt wird, endet der Vertrag und die damit verbundene Belieferung zu den bisherigen Vertragsbedingungen und Entgelten nach dem Ablauf von zwei Monaten nach Inkrafttreten der Änderungen, sofern der Kunde nicht zu einem früheren Zeitpunkt

einen neuen Lieferanten (Versorger) namhaft macht und von diesem unter Belieferung genommen wird. Der Volltext der Änderungen ist den Kunden auf deren Verlangen zuzusenden. Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung die Form der Unterrichtung der Kunden festlegen; dabei ist darauf Bedacht zu nehmen, dass die Unterrichtung für den Kunden transparent erfolgt. Änderungen von Vertragsbedingungen und Änderungen der Entgelte, die Kunden ausschließlich begünstigen oder infolge von Entscheidungen von Behörden oder auf Grund der Änderung der Rechtslage zwingend und unmittelbar erforderlich werden und die Kunden nicht ausschließlich begünstigen, berechtigen die Kunden nicht zur kostenlosen Kündigung des Vertrags. Im Übrigen bleiben die Bestimmungen des Konsumentenschutzgesetzes, Nr. 140/1979, (KSchG), sowie des Allgemeinen Bürgerlichen Gesetzbuches unberührt.“

Zu § 84 (Messdaten von intelligenten Messgeräten):

Leider fehlen Adaptionen der Regeln für intelligente Messgeräte, insbesondere digitale Messgeräte (Opt-Out), bzw. für die Verwendung von Verbrauchs- und Spannungsqualitätsdaten für die Netzplanung. Dazu haben wir schon im Vorfeld mehrfach folgende Änderungen vorgeschlagen:

„§7 Z 31. „intelligentes Messgerät“ eine technische Einrichtung die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah (viertelstündlich bzw. täglich) misst und über eine Abschaltfunktion und Leistungsbegrenzungsfunktion sowie über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt.

§ 7 Z 31a „digitales Messgerät“ eine technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch misst, wobei keine Tages- und Viertelstunden-Verbrauchswerte (Zählerstände) gespeichert werden und die Abschaltfunktion sowie Leistungsbegrenzungsfunktion deaktiviert sind, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt. Die Speicherung und Auslesung des für Abrechnungszwecke oder für Verbrauchsabgrenzungen notwendigen Zählerstandes und, soweit das Messgerät technisch dazu in der Lage ist, die höchste einviertelstündliche Durchschnittsbelastung (Leistung) aller Monate des aktuellen Abrechnungsjahres muss möglich sein. Diese Konfiguration muss für den Endverbraucher am Messgerät ersichtlich sein.

„§ 83 Abs. 1 Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie kann [...] Im Rahmen der durch die Verordnung bestimmten Vorgaben für die Installation intelligenter Messgeräte hat der Netzbetreiber den Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, zu berücksichtigen, wobei der Netzbetreiber jedenfalls berechtigt ist, ein digitales Messgerät zu installieren. Die Regulierungsbehörde hat die Aufgabe, die Endverbraucher über allgemeine Aspekte der Einführung von intelligenten Messgeräten zu informieren und über die Einführung von intelligenten Messgeräten, insbesondere auch über die Kostensituation, die Netzsituation, Datenschutz und Datensicherheit, soweit bekannt, den Stand der Entwicklungen auf

europäischer Ebene und über die Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern, jährlich einen Bericht zu erstatten.“

Zu § 84a Abs. 1:

„(1) Eine Auslesung samt Verwendung von Viertelstundenwerten der Endverbraucher durch den Netzbetreiber ist nur bei ausdrücklicher Zustimmung des Endverbrauchers oder zur Erfüllung von Pflichten aus einem vom Kunden gewählten, auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag zulässig.

[...]

Daten dürfen aus einem intelligenten Messgerät für Zwecke der Statistik nur dann ausgelesen werden, wenn bei Netzbetreibern die hierfür erforderlichen statistischen Daten nicht vorhanden sind. Der Endverbraucher ist im Falle einer Auslesung der Viertelstundenwerte nach diesem Absatz ohne Einwilligung zeitnah darüber zu informieren.“

§ 84a ist dringend zu ergänzen durch Abs. 1a.

„Abs. 1a Viertelstundenwerte dürfen für Zwecke des Verteilernetzausbaus und der Lastprognose aus dem intelligenten Messgerät ausgelesen werden, sofern sie unmittelbar nach der Auslesung mit den Daten anderer Endverbraucher aggregiert und anonymisiert werden und nur in dieser anonymisierten Form verwendet werden.“

Die Netzbetreiber unterstützen vehement die Energiewende. Gleichzeitig stehen sie damit vor großen Herausforderungen, was die Optimierung, Ertüchtigung und Planung der Netze betrifft. Auch werden nicht zuletzt in diesem Gesetz Transparenzregeln gefordert, wonach Netzbetreiber freie Kapazitäten veröffentlichen und laufend auf Stand halten müssen. Ohne detaillierte Last- und Spannungsdaten aus dem Netz werden diese Anforderungen nicht erfüllbar sein. Intelligente Messgeräte stellen eine sinnvolle Möglichkeit dar, solche Daten für Netzplanungszwecke zu erhalten.

Zur Unterstützung der politisch forcierten Energiewende durch die Netzbetreiber sollten die o.a. gesetzlichen Rahmenbedingungen mit der aktuellen Gesetzesnovelle umgesetzt werden.

Zu § 84a Abs. 2 (Zwecke der gemessenen Verbrauchswerte eines intelligenten Messgeräts):

Um eine zeitgemäße, ressourcenschonendere und effizientere Verrechnung der gemessenen Verbrauchswerte zu ermöglichen sollen die Voraussetzungen einer periodischen aber nicht kalendermonatsscharfen Verrechnung bereits im Gesetz geschaffen werden. Wie in anderen Branchen auch üblich, soll die periodische Verrechnung im Monatsrhythmus ab dem Tag des Vertragsbeginns ermöglicht werden und der Absatz wie folgt ergänzt werden:

*„(2) Netzbetreiber sind verpflichtet, [...] sowie zu Zwecken der **periodischen** Verrechnung zu übermitteln; [...] vom Endverbraucher bevollmächtigte Dritte festlegen. **Die periodische***

Verrechnung im Monatsrhythmus ist ab dem Tag des Vertragsbeginns zu ermöglichen.“

**Zu § 109 (Inkrafttreten und Aufhebung von Rechtsvorschriften des Bundes)
Zu § 111 (Übergangsbestimmungen):**

Im aktuellen Gesetzesentwurf fehlen ausreichende Übergangsfristen für die Implementierung der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften sowie Transparenzvorgaben, diese sind jedenfalls aufzunehmen. Es bedarf ausreichender Vorlaufzeiten von zumindest einem Jahr ab Inkrafttreten des Gesetzes damit die generelle Umsetzung durchgeführt und der notwendige Informationsaustausch (Datenaustausch, Marktkommunikation etc.) in den Systemen entwickelt und implementiert werden kann.

Zu § 111 Abs.3 (Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder -kälte):

Um die Wasserstoffproduktion in Österreich zu ermöglichen, sollte der Strombezug für die Wasserstoffproduktion wie bisher von Netzgebühren befreit werden. Die bislang als Zwischenlösung geltenden Übergangsbestimmung im EIWOG zur Befreiung sollte somit verlängert werden. Das im Begutachtungsentwurf vorgeschlagene Ausmaß der Befreiung um nur 50% ist gerade bei Beginn der Hochlaufphase zu gering. Aus Gründe der Gleichbehandlung sollten auch Anlagen zur Umwandlung von Strom in synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder -kälte, die bei der Integration von volatilen Energieträgern einen wesentlichen Beitrag leisten können, ab Inbetriebnahme für die Dauer von 20 Jahren von der Entrichtung der Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte ausgenommen werden. Daher schlagen wir folgende Änderung von §111 Abs. 3 EIWOG vor:

*„(3) Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas **oder Fernwärme und/oder -kälte**, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, haben ab Inbetriebnahme für ~~10-20 Jahre bei Teilnahme der Anlage am Regenergiemarkt oder am Engpassmanagement~~ für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie ~~50%~~ **keine** Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.“*

Zu § 111 Abs. 4 (Doppelbelastung von Pumpspeicherkraftwerken und Stromspeichern):

Pumpspeicherkraftwerken kommt bei der Integration von volatilen Energieträgern eine zentrale Rolle als Ausgleichsträger zur Bereitstellung von Spitzenlast zu. Im derzeitigen Entwurf zum EIWOG ist eine Ausnahme jedoch nur für PSKW, welche erstmals nach 1.1.2019 in Betrieb gegangen sind, vorgesehen. Die wirtschaftlich schwierige Marktposition von davor in Betrieb genommenen Pumpspeicherwerken ist ident mit der von nach 1.1.2019 in Betrieb genommen. Eine Nichtberücksichtigung dieser Anlagen würde eine nicht begründbare Ungleichbehandlung mit entsprechender Wettbewerbsverzerrung bedeuten. Wir fordern deshalb zusätzlich zu den Neuanlagen auch derzeit von NNE und NVE befreite Anlagen (s. BGBl. I Nr. 174/2013 vom 06. August 2013) zu entlasten und eine Verlängerung der bestehenden Frist auf 20 Jahre. Die Frist für Neuanlagen soll ebenso von 15 auf 20

Jahre angepasst werden (entspricht Förderzeitraum). Auch andere Stromspeicher sollten ab Inbetriebnahme für die Dauer von 20 Jahren von der Entrichtung der Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte ausgenommen werden.

Vorgeschlagen wird folgende Ergänzung in Abs. 4:

„Pumpspeicherkraftwerke, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, haben ab Inbetriebnahme für 20 Jahre keine der für den Bezug elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.

Pumpspeicherkraftwerke und Stromspeicher, die erstmals ab dem 07. August 2013 in Betrieb genommen wurden, haben ab Inbetriebnahme für 20 Jahre keine der für den Bezug elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.“

Artikel 4: Gaswirtschaftsgesetzes 2011

Zu § 22 Abs. 5a (Langfristige Planung):

„§ 22. (5a) Vor Einbringung des Antrags auf Genehmigung der langfristigen Planung hat der Verteilungsmanager alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation des ~~Netzentwicklungsplans gemäß § 37 Abs. 5 EIWOG 2010 und der Konsultation des~~ koordinierten Netzentwicklungsplans gemäß § 63 Abs. 2 GWG 2011 durchzuführen. Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.“

Zu § 63 Abs. 2 (Koordinierter Netzentwicklungsplan):

„§ 63. (2) Die Fernleitungsnetzbetreiber in einem Marktgebiet legen der Regulierungsbehörde den koordinierten Netzentwicklungsplan gemeinsam zur Genehmigung vor. Der Marktgebietsmanager hat im Genehmigungsverfahren Parteistellung. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Marktgebietsmanager den Netzentwicklungsplan mit allen relevanten Marktteilnehmern zu konsultieren. Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation ~~des~~ ~~Netzentwicklungsplans gemäß § 37 Abs. 5 EIWOG 2010 und der~~ Konsultation der langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 5a GWG 2011 durchzuführen. Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.“

Grundsätzlich begrüßen wir die gesetzliche Verankerung einer verstärkten Verschränkung und gegenseitiger Berücksichtigung der Infrastrukturplanung im Strom- und Gasbereich. Eine intensive Abstimmung der Energie-Netzentwicklung ist angesichts der Herausforderungen, die ein klimaneutrales, dekarbonisiertes Energiesystem für den Betrieb versorgungssicherer und stabiler Netze mit sich bringt, eine Notwendigkeit. Mit einer verstärkten Verschränkung der Planungen ist auch gewährleistet, dass die Möglichkeiten, die sich durch die Kopplung der Sektoren bieten, genutzt und ein wesentlicher Beitrag zu einem energie- und kosteneffizienten Energiesystem geleistet werden können.

Der Entwurf zu § 37 Abs. 5 EIWOG 2010 sowie den §§ 22 Abs. 5a und 63 Abs. 2 GWG 2011 sehen neben der inhaltlichen Berücksichtigung auch vor, dass die Konsultationen hinsichtlich

der Infrastrukturpläne im Strom- und Gasbereich gemeinsam stattfinden sollen. Dies würde bedingen, dass die Zeitpläne für die Erstellung dieser Pläne harmonisiert werden können. Die Möglichkeiten diesbezüglich eine Harmonisierung herbeizuführen, stößt allerdings auf enge Grenzen, die im Unionsrecht begründet sind.

Einerseits hat der Netzentwicklungsplan gem. § 37 EIWOG 2010 (NEP) den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/714/EG (TYNDP von ENTSO-E) als Basis, andererseits haben der koordinierte Netzentwicklungsplan gem. § 63 GWG 2011 (KNEP) sowie die Langfristige Planung gem. § 22 GWG 2011 den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/715/EG (TYNDP von ENTSO-G) zu berücksichtigen. Diese gemeinschaftsweiten Pläne werden von ENTSO-E bzw. ENTSG alternierend in geraden und ungeraden Jahren erstellt, damit eine gegenseitige Berücksichtigung des jeweils aktuellsten Planes aus dem anderen Sektor möglich wird. Würde man nunmehr auf nationaler Ebene die Strom- und Gasinfrastrukturpläne im gleichen Jahr erstellen müssen, was für eine gemeinsame Konsultation eine Voraussetzung wäre, wäre es entweder für den NEP oder für KNEP nicht möglich, auf der aktuellsten Fassung des Planes auf unionsebene und dessen Simulationen aufzusetzen.

Es wird daher dringend angeregt, von dem Erfordernis der gemeinsamen Konsultation abzusehen. Diese zeitliche Trennung der nationalen Planerstellung soll jedoch keinesfalls zu einer Schwächung der Koordinierung und Abstimmung der nationalen Pläne aus dem Strom- und Gasbereich führen. Vielmehr würde dies ermöglichen, dass die nationalen Pläne jeweils auf die aktuellsten TYNDPs auf unionsebene als auch auf dem aktuellsten nationalen Plan des anderen Sektors aufgesetzt werden können.

Artikel 6: Energie-Control-Gesetz

Aufnahme von Oesterreichs Energie in energiewirtschaftliche Beiräte:

Oesterreichs Energie als Interessenvertretung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft ist als vollwertiges Mitglied in die energiewirtschaftlichen Beiräte, d.h. in den Regulierungsbeirat (§ 19 Energie-Control-Gesetz) und den Energiebeirat (§ 20 Energie-Control-Gesetz), aufzunehmen. § 19 Abs. 3 und § 20 Abs. 3 Energie-Control-Gesetz sind entsprechend zu ergänzen.

Artikel 7: Änderung des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe

Erleichterungen im Wohnrecht für die Errichtung privater Ladestationen:

Zur weiteren Forcierung von E-Mobilität sind weitergehende Maßnahmen erforderlich, als sie im Entwurf vorgesehen sind. Insbesondere die wohn- und zivilrechtlichen Rahmenbedingungen (MRG, WEG, WGG, Landes-Bauordnungen) für die Errichtung privater Ladestationen sind sowohl für Neubauten als auch für Bestandsgebäude so zu adaptieren, dass die derzeitigen Erschwernisse und Verzögerungen für die Errichtung beseitigt werden.

Die erforderliche Zustimmung aller Miteigentümer nach WEG stellt eine massive Hürde für den raschen Ausbau an privater Ladeinfrastruktur dar.

Konkret sind folgende rechtliche Anpassungen vorzunehmen:

- § 16 WEG: Die Errichtung und der Betrieb von Ladesystemen sollen zum Katalog privilegierter Maßnahmen hinzugefügt werden.
- § 28 WEG: Die Errichtung und der Betrieb von Ladesystemen sollen zu einer Angelegenheit der ordentlichen Verwaltung nach § 28 (1) WEG werden.

Ziel sollte sein, den Zugang zur Ladestation so einfach wie einen Internetzugang möglich zu machen.

Zu § 4 Abs. 2 (Identifikationsnummer):

Grundsätzlich begrüßt werden die Bestrebungen, für alle E-Ladestellen eine eindeutige Identifikationsnummer zu vergeben und diese im Ladestellenverzeichnis der E-Control anzugeben. Identifikationsnummern sind ein wichtiges Element des Roaming-Systems, um die Eindeutigkeit von Ladestationen unternehmensübergreifend koordinieren zu können und den Endkunden damit zu ermöglichen, jede Ladestation zu nutzen. Im Fall einer Änderung der Vergabestelle ist jedenfalls darauf zu achten, dass das **bisher etablierte Nummernsystem beibehalten** und entsprechende Kontinuität gewährleistet wird. Zudem ist sicherzustellen, dass im Hinblick auf die IT-technische Abwicklung in den Bereichen Automatisierung, IT-Security sowie Servicequalität zu keinen Verschlechterungen im Vergleich zum bestehenden System kommt.

Zu § 4 Abs. 3 (Preisauszeichnung):

Begrüßt werden die Bestrebungen, die Transparenz für die Endkunden beim Laden von Elektroautos weiter zu erhöhen. Die Ausweisung der Ad-hoc-Preise im Laderegister kann, unter den richtigen Voraussetzungen, die Kundenfreundlichkeit verbessern. Aus diesem Grund ist die Meldung der Ad-hoc-Preise im Ladestellenregister positiv einzustufen. Gleichzeitig ist zu bedenken, dass die Meldung der Preise im Ladestellenregister nur mit einer entsprechenden Softwarelösung bzw. einer technischen Schnittstelle umgesetzt werden kann. Die Umsetzung dieser technischen Lösung nimmt einige Zeit in Anspruch. Daher muss den Ladestellenbetreibern in der angedachten Regelung eine entsprechende Übergangsfrist eingeräumt werden. Nur so kann sichergestellt werden, dass die gemeldeten Ad-hoc-Preise im Ladestellenregister so aktuell wie möglich sind und damit ein Transparenzgewinn für die Kunden und Kundinnen erzielt wird.

Folgende Änderung für § 4a Abs.3 wird vorgeschlagen:

„(3) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat die von Betreibern öffentlich zugänglichen Ladepunkte zu meldenden Angaben gemäß Abs. 1 sowie Form und Umfang der Meldungen durch Verordnung näher festzulegen. Die Verordnung hat insbesondere die Bekanntgabe von Ortsangaben, Angaben zur technischen Ausstattung von öffentlich zugänglichen Ladepunkten und die Bekanntgabe des verrechneten Preises für das punktuelle Aufladen eines Elektrofahrzeuges gemäß § 3

*Abs. 4 und weitere für die Nutzung des Ladestellenverzeichnisses relevante Informationen zu regeln. **Die verrechneten Preise für das punktuelle Aufladen gemäß § 3 Abs.4 müssen binnen eines Jahres ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes gemeldet werden.***

Artikel 8: Änderung des Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetzes (WKLG)

Zu § 3 Abs. 1 Z 1:

Klarstellung bei der Begriffsbestimmung für „Abwärme“.

Folgende Änderung von § 3 Abs. 1 Z 1 wird vorgeschlagen:

*„**Abwärme und -kälte**“ **unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde** ~~der bei der Kraft- oder Wärmeerzeugung oder bei chemischen Prozessen anfallende Anteil an Wärmeenergie;~~“*

Zu § 4 Abs. 1a:

Ein Anteil von 60% bis 2030 bzw. 80% bis 2035 erneuerbarer Energie ist speziell in den großen urbanen Fernwärmenetzen realistisch betrachtet nicht erreichbar. Die Konsequenz des damit verbundenen Förderausschlusses wäre, dass vor allem in großen Städten mit Fernwärmeversorgung kein oder nur ein stark eingeschränkter Fernwärmeausbau stattfindet.

Folgende Änderung von § 4 Abs. 1a wird vorgeschlagen:

*„(1a) Für die Gewährung einer Förderung nach diesem Bundesgesetz muss dem Förderansuchen ein Umstellungsplan (Dekarbonisierungspfad) beigelegt werden, aus welchem hervorgeht, wie **zum Zeitpunkt der Einreichung des Förderansuchens** bei bestehenden Verteilernetzen **eine durchschnittliche jährliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Energie, Abwärme und hocheffizienter KWK-Wärme in der Fernwärme- oder Fernkältebereitstellung um durchschnittlich 1,5% pro Jahr bis zu einem Maximalwert von 80% bis 2030 ein Anteil von 60% und bis 2035 ein Anteil von 80% erneuerbarer Energie in der Fernwärme- oder Fernkältebereitstellung erreicht werden soll.** Der Umstellungsplan hat jedenfalls Angaben zum Zielzustand des Netzes und zur Mindestreduktion der eingespeisten Wärme aus fossilen Energieträgern und des Primärenergieeinsatzes zu enthalten. Weitere Inhalte sind in den Förderrichtlinien gemäß § 10 Abs. 4 festzulegen. Dieser Absatz findet auf Projekte gemäß § 6 Abs. 1 Z 6 keine Anwendung.“*

Zu § 4 Abs. 2:

Bei einer Kombination von Energie werden nur noch 50% gefordert, es sollte aber eine gewichtete Kombination sein. Zudem bedarf es der Klarstellung, dass Wärme aus Müllverbrennungsanlagen Abwärme ist.

Folgende Änderung von § 4 Abs. 2 wird vorgeschlagen:

*„Energieeffiziente Fernwärme oder Fernkälte gemäß Z 1 lit. b und Z 2 erfüllen die unionsrechtlichen Vorgaben jedenfalls dann, wenn ein Fernwärme- oder Fernkältesystem mindestens 50 % erneuerbare Energien, 50 % Abwärme (**z.B. aus Industrie oder Müllverbrennungsanlagen**), 75 % KWK-Wärme oder **eine gewichtete 50%-einer Kombination dieser Energien und dieser Wärme nutzt.**“*

Zu § 4 Abs. 8:

Diese Bestimmung verhindert einen bedarfsgerechten Fernwärme-Ausbau und damit rasch umgesetzte CO₂-Einsparungen. Das Förderkriterium würde dazu führen, dass, im Vertrauen auf eine spätere Förderung, entsprechend dem Bedarf bereits verwirklichte Fernwärmeausbauprojekte nicht gefördert und damit Millionen an Investitionen frustriert werden. Dies würde die Planungs- und Rechtssicherheit ruinieren. Des Weiteren würde ein bedarfsgerechter Fernwärmeausbau in Zukunft nicht mehr möglich sein, da Projektumsetzungen nicht mehr vom Bedarf, sondern von einer Förderzusage abhängig wären.

Folgende Änderung von § 4 Abs. 8 wird vorgeschlagen:

*„Förderfähig sind ausschließlich Projekte, **für die gemäß § 11 Abs. 2 iVm Abs. 3 die Gewährung der Förderung ausgesprochen wurde und deren bauliche Verwirklichung zum Zeitpunkt der Gewährung der Förderung Förderzusage noch nicht abgeschlossen ist.**“*

Zu § 7 Abs. 1:

Bei der geplanten Änderung des Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetzes (WKLG) fehlen Bestimmungen für eine gesicherte und ausreichende jährliche Dotierung der Förderungen nach diesem Gesetz. Eine ausreichende Dotierung im WKLG ist neben der Gewährleistung von Rechtssicherheit eine notwendige Voraussetzung für den erforderlichen und geplanten Ausbau der Fernwärmesysteme als ein zentraler Bestandteil der Erreichung der klimapolitischen Ziele Österreichs. In § 7 Abs. 1 bleibt vorgesehen, dass aus Bundesmitteln bis zu 60 Millionen Euro jährlich zur Verfügung zu stellen sind. Ein weiterer Fernwärmeausbau kann in hohem Maße nur erfolgen, wenn das Vertrauen in die Förderung besteht und auch der Planungshorizont durch eine jährliche Förderbudgetdotierung von mindestens 30 Millionen Euro pro Jahr (20 Millionen Euro für Neuanträge, 10 Millionen Euro zum kontinuierlichen Abbau des Rückstaus über 6 Jahre) sichergestellt wird.

Wir schlagen daher folgende Anpassung vor:

*In § 7 Abs. 1 wird die Wortfolge „bis zu 60 Millionen“ durch die Wortfolge „**zumindest 30 Millionen**“ ersetzt.*

Zu § 11 Abs. 2:

Das Kriterium der Reihung der Förderansuchen nach der Höhe des im Ansuchen angegebenen Anteils erneuerbarer Energie wird als sehr problematisch gesehen, denn es widerspricht massiv der Fiskalgeltung der Grundrechte. Förderungen müssen in

gleichheitskonformer Weise und nach sachlichen Kriterien für alle Förderwerber gewährt werden. Gerade die rückwirkende und zudem überfallsartige Regelung ohne Übergangsbestimmung würde dazu führen, dass Dispositionen und Millionen an Investitionen in Fernwärmeprojekte frustriert werden.

Folgende Änderung von § 11 Abs. 2 wird vorgeschlagen:

„Förderansuchen sind unverzüglich nach ihrem Einlangen zu behandeln, unabhängig davon, ob Mittel zur Bedeckung der Förderung gemäß § 7 zur Verfügung stehen. Erfüllt ein Förderansuchen sämtliche Fördervoraussetzungen mit Ausnahme der zur Verfügung stehenden Mittel, so ist die Gewährung der Förderung gemäß Abs. 3 auszusprechen. Ein Rechtsanspruch auf die Förderung entsteht jedoch erst mit Abschluss eines Fördervertrages. Jedes Kalenderjahr sind Förderansuchen nach Maßgabe der dadurch bewirkten spezifischen Einsparung von CO₂-Emissionen Höhe des im Ansuchen angegebenen Anteils erneuerbarer Energie im Energiemix des Fernwärme- oder Fernkältesystems innerhalb dieses Kalenderjahres zu reihen, wobei eine höhere spezifische Einsparung von CO₂-Emissionen ein höherer Anteil zu einer Vorreihung innerhalb dieses Kalenderjahres führt. Bei gleichem Rang entscheidet der Zeitpunkt des Einlangens des Förderansuchens zu reihen. Der im Antrag angegebene Anteil an erneuerbarer Energie und Abwärme ist über die Mindestnutzungsdauer von zehn Jahren einzuhalten und über das Jahr gemittelt auf Anforderung der Abwicklungsstelle nachzuweisen. Als Bemessungsgrundlage dienen die jeweiligen Durchschnittswerte eines Kalenderjahres.“

Artikel 9: Starkstromwegegesetz 1968

Zu § 3 Abs. 2 (Bewilligung elektrischer Leitungsanlagen):

Die Bewilligungsfreistellung für elektrische Leitungsanlagen bis 45 kV wird grundsätzlich als sinnvolle Maßnahme begrüßt, da dies zu einer erheblichen Erleichterung im Verwaltungsverfahren und zu reduzierten Kosten führt. Die Möglichkeit der Einräumung von Zwangsrechten gemäß § 11 bzw. § 18 bleibt durch das vorgesehene Antragsrecht des Projektwerbers gewahrt. Weiters können Netz- und Kundenprojekte schneller beauftragt und umgesetzt werden. Dadurch wird den Praxisanforderungen nach Bürokratieabbau entsprochen und kann die Realisierung von Investitionen zum Ausbau und der Modernisierung des Leitungsnetzes erleichtert werden. Insbesondere kann mit dieser Verfahrenserleichterung auch zukünftigen Anforderungen an die Stromnetze, wie z.B. dem Ausbau zum Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) oder der Herstellung „Intelligenter Netze“ besser entsprochen werden.

Die derzeitige Regelung sieht vor, dass „elektrische Leitungsanlagen bis 1.000 Volt“ von der Bewilligungspflicht ausgenommen sind. Im neuen § 3 Abs. 2 Z 1 ist ausschließlich beabsichtigt, dass „elektrische Leitungsanlagen bis 45.000 Volt, jedoch nicht Freileitungen“, von der Bewilligungspflicht ausgenommen sind. **Dies bedeutet im Ergebnis somit, dass auch Freileitungen im Niederspannungsbereich, die bisher bewilligungsfrei waren, der Bewilligungspflicht unterliegen würden und kann vom Gesetzgeber in dieser Form nicht beabsichtigt gewesen sein.** Eine solche Bewilligungspflicht für

Niederspannungsfreileitungen ist aus Sicherheitsüberlegungen – wie schon bisher – nicht erforderlich und würde dem der Novelle zugrundeliegenden Ziel der Verwaltungsvereinfachung klar widersprechen. Dementsprechend ist auch künftig für Freileitungen im Niederspannungsbereich die Bewilligungsfreiheit vorzusehen. **Die Bestimmung ist entsprechend umzuformulieren und klarzustellen.**

Kritisch betrachtet wird in diesem Zusammenhang auch die in den Erläuternden Bemerkungen nicht näher begründete bzw. definierte pauschale Ausnahme aller Freileitungen von der Bewilligungsfreiheit. **Aus unserer Sicht sollte die Bewilligungsfreiheit für sämtliche Leitungsanlagen bis zu 45 kV gelten.** Nachdem auch für Freileitungen nach den „Erfahrungswerten aus der Praxis und nach dem gewöhnlichen Lauf der Dinge keine sicherheitstechnisch komplexen Fragestellungen zu besorgen sind“ (s. Erläuternde Bemerkungen), sodass die Verteilernetzbetreiber die Errichtung solcher Anlagen nicht zuletzt aufgrund einer Vielzahl in anderen Gesetzen normierter Vorschriften bzw. Ö-Normen auch ohne behördliche Bewilligung bewerkstelligen können.

Sollte eine generelle Bewilligungsfreiheit für Freileitungen nicht umgesetzt werden können, so sollte zumindest eine Einschränkung auf den Neubau solcher Anlagen normiert werden, sodass Umbau oder Sanierungsarbeiten sowie die Änderung der Betriebsspannung jedenfalls ohne behördliche Bewilligung erfolgen können. Nicht zuletzt wäre zur Vermeidung von Missverständnissen auch eine Klarstellung für Grenzfälle (wie z.B. den Anschluss eines Erdkabels an eine bestehende Freileitung) eine Regelung einzufügen, sodass diese von der Bewilligungsfreistellung ausdrücklich mitumfasst sind.

Essentiell wichtig ist es auch, dass die notwendigen Verbindungen zw. Kabel- und Freileitung (z.B. Errichtung eines Kabelüberführungsmastes oder die Herstellung einer Kabelaufführung auf einer bestehenden Masttrafostation), sowie die Kabelleitung von der Bewilligungspflicht befreit ist.

Weiters sollte die Regelung aus § 3 Abs. 1 des Niederösterreichischen StWG bezüglich der Änderung und Erweiterungen von bestehenden Leitungsanlagen übernommen werden: *„Änderungen, die der Instandhaltung, dem Funktionserhalt oder der Ertüchtigung der Leitungsanlage im Hinblick auf den Stand der Technik dienen, gehen jedenfalls nicht über den Rahmen der erteilten Bewilligung hinaus, wenn durch sie fremde Rechte nicht beeinträchtigt werden.“*

Zu § 20a (Sachverständigen und Verfahrenskosten):

Vorgeschlagen wird von Oesterreichs Energie die Ergänzung von Abs. 1 (gegebenenfalls Einfügung eines weiteren Absatzes), um einen Rechtsanspruch des Konsenswerbers auf Bestellung eines nichtamtlichen Sachverständigen zu begründen: **„[...] Auf Antrag desjenigen, über dessen Ansuchen das Verfahren eingeleitet wurde, hat die Behörde jedenfalls einen nichtamtlichen Sachverständigen zu bestellen und dem Verfahren beizuziehen.“**

Zu § 28 Abs. 5 (Übergangsbestimmungen):

Die angeführte Übergangsregelung sieht vor, dass anhängige Verfahren am Tage des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes nach den bisher geltenden Bestimmungen zu beenden sind. Die Übergangsregelung gibt jedoch keine Auskunft darüber, wie mit bestehenden im Zuge der Bauausführung zwangsläufig erfolgten Abänderungen zum ursprünglich bewilligten Leitungsbauvorhaben und bis dato noch nicht behördlich genehmigten Anlagenteilen bzw. Leitungsabschnitten umzugehen ist. Die Erfahrung zeigt, dass es in der Vergangenheit selbst bei gewissenhafter Planung im Zuge der Realisierung von Leitungsprojekten gelegentlich zu Abweichungen, z.B. vom durch die Behörde bewilligten Leitungsverlauf, gekommen ist. Um für jene Fälle, in denen eine solche Abweichung einer nachträglichen Bewilligung durch die Behörde nicht zugeführt wurde, Unklarheiten zu vermeiden, sollte in den Übergangsbestimmungen festgehalten werden, dass sämtliche Anlagen, welche vor Inkrafttreten der Novelle errichtet wurden, nach der künftigen Gesetzeslage keiner Bewilligungspflicht mehr unterliegen und somit eine nachträgliche Bewilligung nicht erforderlich ist.

Sonstige Themen**Änderung der Förderungsberechnung des Klima- und Energiefonds:**

Abschließend erlauben wir uns, noch auf eine Problematik im Rahmen der Umweltförderung von PV-Anlagen, Wärmepumpen etc. des Klima- und Energiefonds hinzuweisen. Auf der Grundlage von § 35 Allgemeine Rahmenrichtlinien für die Gewährung von Förderungen aus Bundesmitteln (ARR) wird die bisherige Berechnung der Förderungen angepasst, sodass künftig im Bereich der Investitionsförderung nur mehr die bis zum Zeitpunkt der Einreichung des Förderungsantrages tatsächlich getätigten Zahlungen gefördert werden. Dies betrifft nach der Richtlinie in erster Linie leasingfinanzierte Investitionsgüter, wird jedoch von der Förderstelle vertragstypenunabhängig auf alle ähnlichen Vertragstypen, wie Mietkauf, Contracting aber auch Kaufverträge mit Ratenzahlungen, angewendet. Damit würde ein Förderwerber, der eine PV-Anlage mittels Kaufvertrag mit Ratenzahlungsvereinbarung erwerben möchte, eine Förderung nur auf jene bis zum Zeitpunkt des Förderantrages tatsächlich geleisteten Zahlungen erhalten. Den vollen Förderbetrag könnte er nur erhalten, wenn er den gesamten (förderwürdigen) Investitionsbetrag bis zum Zeitpunkt des Förderantrages bezahlt hätte. Eine derartige Vorgehensweise wird den Erhalt von Förderungen für Erzeugungsanlagen oder Wärmepumpen wesentlich erschweren und damit die Erreichung des Erneuerbaren-Energie-Ausbauziels gefährden.

Wir ersuchen daher in der Allgemeinen Rahmenrichtlinie klarzustellen, welche Vertragstypen konkret von § 35 ARR umfasst sind und insbesondere die Klarstellung, dass auch bei Leasing bzw. ähnlichen Vertragstypen, wie Kaufverträge mit Ratenzahlungsvereinbarungen oder Anlagencontractingverträge, Anspruch auf den vollen Förderbetrag besteht.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung. Wir stehen für Rückfragen sehr gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,



Mag. Dr. Michael Strugl
Präsident



Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin

Über Oesterreichs Energie

Oesterreichs Energie vertritt seit 1953 die gemeinsam erarbeiteten Brancheninteressen der E-Wirtschaft gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle in Energiefragen arbeiten wir eng mit politischen Institutionen, Behörden und Verbänden zusammen und informieren die Öffentlichkeit über Themen der Elektrizitätsbranche. Die rund 140 Mitgliedsunternehmen erzeugen mit rund 20.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mehr als 90 Prozent des österreichischen Stroms mit einer Engpassleistung von über 25.000 MW und einer Erzeugung von rund 68 TWh jährlich, davon 72 Prozent aus erneuerbaren Quellen.