

Herr
SL Dr. Benedikt Ennser
Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus
Stubenring 1
1010 Wien

Per E-Mail an: benedikt.ennser@bmwet.gv.at, post.v3-25@bmwet.gv.at

Kontakt
Pius Ségur-Eltz

DW
225

Unser Zeichen
PS- 09/2025

Ihr Zeichen
2025-0.384.632

Datum
12.08.2025

EWG-Begutachtungsentwurf - Stellungnahme von Oesterreichs Energie

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir bedanken uns für die Übermittlung des aktuellen Entwurfs zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EWG), dem Entwurf eines Energiearmuts-Definitions-Gesetzes (EnDG) und dem Entwurf einer Novelle des E-Control Gesetzes sowie für die Möglichkeit, zu diesem Gesetzespaket Stellung zu nehmen.

Die Herausforderungen des Umbaus des Energiesystems zur sicheren Erreichung der Energie- und Klimaziele, der Digitalisierung und der Ausweitung der Marktteilnehmerinnen und Marktteilnehmer benötigen klare Rahmenbedingungen.

Wir begrüßen, dass der vorliegende Entwurf die breitgefächerten Anforderungen der sicheren, sauberen und leistbaren Stromversorgung und die Umsetzung der europarechtlichen Vorgaben abbildet und bringen uns aktiv und lösungsorientiert ein, damit dieses Gesetzespaket zeitnah umgesetzt werden kann.

Wir machen darauf aufmerksam, dass einige Regelungen (Direktleitungen, geschlossene Verteilernetze, Erweiterung der Energiegemeinschaften mit Sonderrechten, etc.) dazu führen, dass die Anzahl jener, die Netztarife zu entrichten haben, reduziert wird und andere Kundinnen und Kunden höhere Kosten zu tragen haben.

Einige Punkte sind im Interesse der praktischen Durchführbarkeit und zur Herstellung von Rechtssicherheit demnach jedenfalls noch zu überarbeiten.

Unsere wesentlichen Kritikpunkte und Forderungen sind:

- **Kein Netznutzungsentgelt für Einspeiser (§ 120)**
Eine generelle Einbeziehung von Einspeisern wird abgelehnt, da Anlagen ab 5 MW bereits heute spezifische Entgelte zahlen. Zusätzliche Belastungen würden die heimische Stromproduktion verteuern und die internationale Wettbewerbsfähigkeit erheblich beeinträchtigen.
- **Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelte (§ 21)**
Änderungen der Allgemeinen Lieferbedingungen und Preisanpassungen müssen im Sinne der Kund:innen und Lieferanten rechtssicher durchführbar sein und brauchen fundierte Rahmenbedingungen. Positiv ist, dass im Gesetz ein gesetzliches Preisänderungsrecht verankert wird, wobei die Regelung auf Grund der aktuellen höchstgerichtlichen Judikatur anzupassen ist. Es muss weiterhin für Kund:innen möglich sein langfristige Fixpreisverträge abzuschließen. Daher ist das gesetzliche Preisanpassungsrecht so zu gestalten, dass in vertraglich vereinbarten Fixpreisphasen keine Preissenkung vorgenommen werden muss, die aktuellen Entwicklungen an Börsen stehen in keinem direkten Zusammenhang mit der Beschaffung für Fixpreise. Die vorgesehene Übergangsbestimmung in § 181 Abs. 13 ist kritisch und stellt eine unverhältnismäßig starke Beschränkung der Privatautonomie der Stromlieferanten dar.
- **Auffangversorgung (§§ 31, 32, 33)**
Die Ausgestaltung der Auffangversorgung wird kritisch gesehen. Sie birgt erhebliche Preis- und Mengenrisiken und verursacht hohen administrativen Aufwand. Ihr Einsatz sollte eindeutig definierten Ausnahmefällen vorbehalten bleiben und vereinfacht werden. Dafür braucht es klare rechtliche Vorgaben zu Preisänderungen (§ 21 EIWG) sowie eine eindeutige gesetzliche Definition solcher Fälle.
- **Gestützter Preis für begünstigte Haushalte (§§ 36, 37, 37a, 37b)**
Die Unterstützung von begünstigten Haushalten wird grundsätzlich begrüßt, aber primär als Aufgabe der öffentlichen Hand gesehen. Die Branche engagiert sich bereits jetzt freiwillig und bietet vielfältige Unterstützungsleistungen gemeinsam mit den Sozialeinrichtungen für Härtefälle an. Zudem werden mit dem Energiekrisenbeitrag jährlich 200 Mio. Euro von der Branche an die öffentliche Hand abgeliefert, diese Mittel sollen den Stromkund:innen zugutekommen. Eine Belastung der Lieferanten mit den Kosten des gestützten Preises und seiner Abwicklung sehen wir kritisch. Die vorgesehene Kostentragung im Ausmaß der im Inland abgegebenen Gesamtmenge würde dazu führen, dass Lieferanten, die wenig oder keine Haushaltskund:innen versorgen, zusätzlich belastet werden und diese Kosten zu Mehrbelastungen bei Unternehmen zur Folge haben können.

- **Risikomanagement (§§ 43a und b)**

Die geplante Regelung verursacht hohen Verwaltungs- und IT-Aufwand und ist nicht mit bestehenden Unternehmensstrukturen vereinbar. Wir schlagen daher eine integrierte Lösung vor, die aus einer Dokumentation, einem Bericht des Steuerberaters bzw. Wirtschaftsprüfers nach E-Control-Vorgaben besteht, ohne de-minimis-Regel, ohne Veröffentlichung außer bei Fristversäumnis und ohne zusätzliche Bescheidkompetenz der E-Control.

- **Auslesung von intelligenten Messgeräten (§ 49 iZm § 12 und § 107)**

Wir begrüßen die gesetzlich geregelte, verpflichtende Auslesung von Viertelstundenwerten. Besonders hervorheben möchten wir den positiven Effekt der derzeit vorliegenden Regelung auf die verursachungsgerechte Zuweisung von Lasten und Risiken aus der Endkundenbelieferung. An der ehestmöglichen Umsetzung der flächendeckenden Zurverfügungstellung der Viertelstundenwerte wird mit Hochdruck gearbeitet. In der Übergangszeit ist eine Lösung für die aktuelle einseitige Belastung der Local Player dringend erforderlich. Ein entsprechender Vorschlag zur Ergänzung von § 12 und § 107 ist in der Stellungnahme formuliert.

Dies ändert nichts an der Wichtigkeit der Datenübermittlung. Der Stufenplan muss jedenfalls beibehalten werden, allerdings sind die Fristen gemäß § 49 Abs. 3 zu knapp und sollten verlängert werden.

- **Diskriminierungsverbot durch Lieferanten (§ 68)**

Das Diskriminierungsverbot ist dahingehend zu präzisieren, dass eine unterschiedliche Behandlung von Endkund:innen nur dann als diskriminierend gilt, wenn sie ohne sachliche Rechtfertigung erfolgt.

- **Spitzenkappung bei PV und Wind und Ansteuerbarkeit neuer PV-Anlagen (§§ 94a, 70b)**

Das Ziel einer verursachergerechten Netzkostenverteilung wird unterstützt, aktuell existieren jedoch erhebliche Umsetzungsprobleme. Die Frist in § 70b ist unrealistisch, da ein verbindlicher technischer Standard fehlt und Hersteller die Anforderungen derzeit nicht erfüllen können. Zudem bestehen inhaltliche und zeitliche Widersprüche zwischen §§ 70b und 94a. Kritisch sind auch die vorgesehenen Pönalezahlungen, da unklar bleibt, wie Pflichtverstöße festgestellt und zugeordnet werden sollen, ebenso wie die Ausnahmen von der Spitzenkappung im Zusammenhang mit Direktleitungen.

- **Möglichkeit des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs im Übertragungsnetz (§ 97)**

Die geltende Regelung führt dazu, dass Verteilernetzbetreiber Begrenzungen des Netzzugangs nicht im gleichen Ausmaß wie Übertragungsnetzbetreiber an ihre Kund:innen weitergeben dürfen. Das erschwert ein einheitliches und effizientes Engpassmanagement und benachteiligt Verteilernetze trotz gleicher betrieblicher Betroffenheit. Die Kosten und Risiken verbleiben damit bei den Verteilernetzbetreibern und ihren Kund:innen, was zu einer überproportionalen Belastung führt und langfristig auch die Netz- und Versorgungssicherheit gefährdet.

Eine Harmonisierung der Regelung würde faire Bedingungen schaffen und die Handlungsfähigkeit der Netzbetreiber stärken.

▪ **Abrechnungspunkte und Messkonzepte (§ 103 und § 103a)**

Diese Regelung muss noch intensiv auf ihre Praxistauglichkeit hin geprüft werden. Kritisch ist insbesondere die vorgesehene Zuständigkeit der E-Control für die Erstellung von Messkonzepten. Diese sollten in enger Abstimmung mit der E-Wirtschaft erarbeitet werden. Auch sollten Netznutzer nicht nur für zusätzliche Messeinrichtungen, sondern für das gesamte Messsystem die Kosten tragen.

▪ **Geschlossene Verteilernetze (§ 113)**

Bei Artikel 38 der EU-Strombinnenmarkt-Richtlinie handelt es sich um eine Kann-Bestimmung, eine Umsetzung in innerstaatliches Recht ist daher nicht notwendig. Die Schaffung „geschlossener Verteilernetze“ würde bedeuten, dass innerhalb eines bestehenden Konzessionsgebietes eines Verteilernetzbetreibers eine weitere Konzession erteilt und eine parallele Infrastruktur zum bestehenden Netz errichtet werden würde.

▪ **Entgeltbefreiung für Speicher (§ 119)**

Die Bestimmung ist grundsätzlich positiv zu bewerten, jedoch muss, um Investitionssicherheit beim Speicherausbau zu gewährleisten, die künftige Belastung mit Netzentgelten von den Investoren vorab verlässlich abschätzbar und ohne zu hohen bürokratischen Aufwand feststellbar sein. Die Kriterien sind zu eng definiert, denn auch ein marktbasierter, systemdienlicher Betrieb sollte als Beitrag zur Systemstabilität bei der Integration Erneuerbarer berücksichtigt werden. Sichertgestellt werden muss jedenfalls ein Bestandsschutz für jene Anlagen, die im Vertrauen auf die Entgeltbefreiung gem. § 111 EIWOG 2010 errichtet werden.

▪ **Netzreserve (§ 135 ff)**

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit muss die Netzreserve auch nach 2025 noch zur Verfügung stehen. Es braucht daher dringend (noch 2025) die Notifikation an und die Genehmigung durch die EU-Kommission und die nationale rechtliche Umsetzung der Netzreserve im EIWG.

▪ **Generell: Praktikable Fristen**

Für eine sachgerechte und praktikable Umsetzung des Gesetzespakets ist die Einführung realistischer, gesetzlich verankerter Übergangsfristen unabdingbar. Zahlreiche Bestimmungen erfordern umfangreiche technische, organisatorische und rechtliche Anpassungen und machen angemessene Übergangsfristen erforderlich. Nur so kann eine rechtssichere und effektive Umsetzung gewährleistet werden.

Zu den einzelnen Bestimmungen des Entwurfs nehmen wir wie folgt Stellung:

Zu Artikel 1 – Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG):

Zu § 6 (Begriffsbestimmungen)

Zu Abs. 1

Z 49: Flexibilitätsleistung

Vorgeschlagene Ergänzung der Z 49:

*„Flexibilitätsleistung“ entweder eine vom Netzbetreiber als Systemdienstleistung oder im Rahmen des Engpassmanagements angeforderte **oder** eine von **einer Energiespeicheranlage** durchgeführte Veränderung der Einspeisung oder Entnahme.*

Z 75: Kleinunternehmen

Betreffend die Definition des Begriffs "Kleinunternehmen" halten wir fest, dass in der Praxis eine Wahrnehmung der Mitarbeiteranzahl und oder von Jahresumsatz/Jahresbilanzsumme nicht administriert werden kann. Eine Kürzung der Definition des „Kleinunternehmen“ bloß auf eine genannte Verbrauchsgrenze (100.000 kWh/Jahr) wäre wünschenswert. Zur Klarstellung sollte jedenfalls der Zeitraum der normierten Verbrauchsgrenze ergänzt werden („pro Jahr“). Außerdem sollte die angesetzte Grenze von 100.000 kWh/Jahr auch überdacht werden, europarechtlich ist diese in dieser Form nicht geboten. Es sollte die Grenze herabgesetzt werden, da es angemessen wäre, auch mit kleineren Unternehmen längere als einjährige Verträge (inklusive Bindung) abschließen zu können. In der Praxis werden derartige Verträge von kleineren Unternehmen auch nachgefragt und längere Bindungsfristen liegen in beiderseitigem Interesse (Stichwort Planungssicherheit).

Z 128: Restlast

Die Legaldefinition ist zur Klarstellung jedenfalls wie folgt neu aufzunehmen:

„Restlast“ die Aufteilung und Zuweisung der sich auf Grund der Verwendung von standardisierten Lastprofilen ergebenden Differenz auf die am Netz eines Netzbetreibers angeschlossenen Marktteilnehmer nach Vorliegen der Messwerte nach transparenten Kriterien.

Z 142: Systemdienlicher Betrieb

Die Frage der Bestimmung der Systemdienlichkeit hat sehr große Bedeutung. In der Fassung des Begutachtungsentwurfs ist für die Projektentwicklung keine Rechtssicherheit gegeben, weil der Begriff in § 6 Abs. 1 Z 142 zu unklar formuliert ist. Hier ist eine Überarbeitung unbedingt erforderlich. Das Ziel müsste es sein, dass Systemdienlichkeit im Gesetz so definiert wird, dass Energiespeicher netz-, markt- oder kundendienlich eingesetzt werden und sich in Form niedriger Systemkosten manifestieren lässt.

Folgende Adaption wird vorgeschlagen:

„systemdienlicher Betrieb“ die Betriebsart einer Stromerzeugungs-, Verbrauchs- oder Energiespeicheranlage, bei der systemdienlicher Nutzen erbracht wird, insbesondere durch die Erbringung einer Flexibilitätsleistung, den Betrieb an einem bestimmten, im

*Netzentwicklungsplan für das Verteiler- oder Übertragungsnetz ausgewiesenen Standort oder nach den Anforderungen des Netzbetreibers. **Der systemdienliche Betrieb umfasst insbesondere eine für die Aufrechterhaltung der ausgewogenen Energiebilanz günstige Betriebsweise unabhängig vom Standort sowie eine gezielte standortabhängige günstige Beeinflussung des Zustands der Übertragungs- und/oder Verteilernetze.***

Zu § 7 (Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen)

Zu Abs. 2 und Abs. 4

Die neu eingeführte Verpflichtung für „die Gewährleistung einer wirtschaftlichen, sicheren, leistbaren und ökologisch nachhaltigen Energieversorgung“ des § 7 Abs. 2 Z 3 sehen wir insbesondere in Verbindung mit der zusätzlichen neuen Verpflichtung an „Elektrizitätsunternehmen, die sich mehrheitlich mittelbar oder unmittelbar im Eigentum von Gebietskörperschaften befinden, haben die ihnen gemäß Abs. 1 und 2 im öffentlichen Interesse auferlegten Verpflichtungen als eines der vorrangigen Unternehmensziele in ihren Satzungen bzw. Statuten zu verankern“ des § 7 Abs. 4 in Bezug auf die Vorgaben des § 70 Abs. 1 AktG und dessen vorgegebene Reihung zum „Wohl des Unternehmens unter Berücksichtigung der Interessen der Aktionäre und der Arbeitnehmer sowie des öffentlichen Interesses“ sehr kritisch.

Es werden hier nicht sachgerechte Unterschiede zu Elektrizitätsunternehmen in privater Hand gezogen, insbesondere solchen, die börsennotierte Gesellschaften sind. Daraus können nicht gerechtfertigte Verzerrungen entstehen, daher sind **§ 7 Abs. 2 Z 3 und Abs. 4 zu streichen.**

Zu § 12 (Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators)

Zu Abs. 1

Wir begrüßen die im Gesetz geregelte, verpflichtende Auslesung von Viertelstundenwerten. Besonders hervorheben möchten wir den positiven Effekt der derzeit vorliegenden Regelung auf die verursachungsgerechte Zuweisung von Lasten und Risiken aus der Endkundenbelieferung. Insbesondere die Festlegung, dass Kund:innen, auf welche die Ausschlusskriterien gemäß § 49 Abs. 2 und Abs. 3. zutreffen, der Viertelstundenauslesung nicht widersprechen dürfen und die Viertelstundenauslesung für diese Kundengruppe auch ohne Übergangsfristen unmittelbar anzuwenden ist, unterstützt diese gerechtere Verteilung. Jedoch stellt die aktuelle Praxis, etwaige Differenzmengen (zwischen tatsächlichen Verbrauchs- und Produktionswerten gegenüber den standardisierten Lastprofilen) den jeweils größten Lieferanten eines Netzgebietes (Local Player) zuzuordnen, eine Ungleichbehandlung und Wettbewerbsverzerrung dar. Hier ist es dringend geboten eine klare diskriminierungsfreie Regelung in das Gesetz aufzunehmen. Ein Vorschlag dazu erfolgt bei § 12 Abs. 1 Z 11 und 13 sowie bei § 107 Z 12.

Die Methodik der diskriminierungsfreien Aufteilung der Restlast (§ 6 Abs. 1 Z 128, Vorschlag für die Einführung einer Begriffsbestimmung siehe oben) auf alle betroffenen Lieferanten innerhalb eines Netzgebietes ist in den sonstigen Marktregeln durch die Regulierungsbehörde festzulegen.

Die Pflicht für den Bilanzgruppenkoordinator für eine diskriminierungsfreie Verrechnung und Aufteilung der Ausgleichsenergie zu sorgen, ist zu begrüßen und der erste Schritt zur

Entlastung des Local Players. Somit ist der BKO in der Verantwortung für ein transparentes und faires System der Ausgleichsenergieverrechnung zu sorgen. Die ersten Vorarbeiten (Grobkonzept) wurden in der entsprechenden Arbeitsgruppe bei Oesterreichs Energie gemeinsam von Netz- und Marktseite bereits getätigt.

Zu § 12 Abs. 1 Z 11

Diesbezüglich ist folgende Ergänzung erforderlich:

„die Aufteilung und Zuweisung der sich auf Grund der Verwendung von standardisierten Lastprofilen ergebenden Differenz auf die am Netz eines Netzbetreibers angeschlossenen Marktteilnehmer (= Restlast) nach Vorliegen der Messwerte nach transparenten Kriterien; die Methodik der diskriminierungsfreien Aufteilung auf alle betroffenen Lieferanten innerhalb eines Netzgebietes ist in den sonstigen Marktregeln durch die Regulierungsbehörde bis längstens 01.04.2026 festzulegen.“

Zu § 12 Abs. 1 Z 13

Diesbezüglich ist folgende Ergänzung erforderlich:

„die Berechnung und Zuordnung der Ausgleichsenergie nach für betroffene Lieferanten gleichen und diskriminierungsfreien Methoden erfolgen.“

IZm § 107 (Pflichten der Verteilernetzbetreiber)

Zu § 107 Z 12

Die aktuelle Praxis etwaige Differenzmengen (zwischen tatsächlichen Verbrauchs- und Produktionswerten gegenüber den standardisierten Lastprofilen) den jeweils größten Lieferanten eines Netzgebietes (Local Player) zuzuordnen, führt zu einer massiven Ungleichbehandlung von Lieferanten innerhalb eines Verteilernetzgebietes.

Oesterreichs Energie plädiert für eine zielführende Ergänzung von § 107 Z 12, um in den weiteren Diskussionen zu Änderungen der Marktregeln und Auflösung der Ungleichbehandlung darauf referenzieren zu können:

„die zur Durchführung der Berechnung und Zuordnung der Ausgleichsenergie erforderlichen Daten, nach für alle betroffenen Lieferanten gleichen und diskriminierungsfreien Methoden gem. § 12 Z 11 zu ermitteln und zur Verfügung zu stellen, wobei insbesondere jene Energiewerte zu übermitteln sind, die für die Berechnung der Fahrplanabweichungen und der Abweichung vom Lastprofil jeder Bilanzgruppe benötigt werden“

Zu § 12 Abs. 2

Die Bilanzierung der Erzeugungsdaten mittels Benutzerkategorien, wie gemäß Abs. 2 vorgesehen, ist als sehr kritisch zu sehen. Technische und finanzielle Informationen sollen gegenüber der Regulierungsbehörde ausschließlich regulatorischen Zwecken dienen und keinesfalls für eine darüberhinausgehende Nutzung wie volkswirtschaftliche Analysen oder statistischen Auswertungen insbesondere im Sinne einer aggregierten Darstellung sektoraler, betriebswirtschaftlicher oder investitionsbezogener Kennzahlen verwendet werden. Hierzu müsste eine Vielzahl an komplexen Kombinationen für die Bilanzierung

gebildet werden (400.000 – 600.000), deren Umsetzung mit einem massiven Aufwand verbunden wäre.

Zudem ist anzumerken, dass für das Clearing ausschließlich die Ein- und Ausspeisemenge relevant sind. Eine Ausdehnung auf unterschiedliche Netzbenutzerkategorien bringt für das Clearing keinerlei Mehrwert. Vielmehr würde das zu unnötig hohem Aufwand führen, der zudem mit den bestehenden Systemen so nicht abgebildet werden kann und auch keinen korrespondierenden Nutzen mit sich bringt.

Somit sollte iZm der aktuellen Diskussion der Miteinbeziehung von Netzbenutzerkategorien (VO) beim Clearing der Erzeuger **§ 12 Abs. 2 ersatzlos gestrichen werden:**

~~„(2) Bei der Übernahme und Auswertung der Messdaten gemäß Abs. 1 Z 6 ist eine getrennte Bilanzierung der Erzeugungsdaten in von der Regulierungsbehörde mit Verordnung gemäß § 102 Abs. 3 festzulegende Netzbenutzerkategorien vorzunehmen. Verteilernetzbetreiber haben dazu bei der Erfüllung ihrer Pflichten gemäß § 107 Z 1 die für die unterschiedliche Kategorisierung und Bilanzierung der erzeugten Einspeisemengen erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen. Der Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus sowie die Regulierungsbehörde sind ermächtigt, auf die gemäß dem ersten Satz ausgewerteten Daten zuzugreifen.“~~

Zu § 17 (Marktkommunikation und Datenverwaltung)

Zu Abs. 6

Zu Erfüllung der Aufgaben gemäß § 17 kann sich der Netzbetreiber einer dritten Person oder Stelle bedienen. Um allein den beschriebenen Aufgaben im Gesetz nachzukommen (§ 134 Flexibilität, § 109 Internetplattform, etc.) bzw. z.B. die Aufgaben des Network Code on Demand Response zu erfüllen wird es verschiedene Dritte benötigen, da die Kompetenz zum Betrieb einer Beschaffungsplattform eine andere als jene für den Betrieb einer Infrastruktur für den Datenaustausch oder der Entwicklung von Geschäftsprozessen.

Daher schlagen wir folgende Abänderung in Abs. 6 vor:

„(6) Zur Erfüllung ihrer Aufgaben gemäß Abs. 1 sind die Netzbetreiber berechtigt, gemeinsam ~~eine dritte Personen~~ bzw. Stellen mit der Datenverwaltung zu beauftragen. Machen die Netzbetreiber von ihrem Recht auf Beauftragung Gebrauch, haben sie jedenfalls sicherzustellen, dass ~~die dritte Personen~~ bzw. Stellen in der Lage ~~sind ist~~, die zu übertragenden Aufgaben unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zu erfüllen.“

Zu § 20 (Allgemeine Lieferbedingungen)

Zu Abs. 3

Für Haushaltskund:innen ist die Vorgabe redundant. Diese Kundengruppe wird bereits jetzt basierend auf Konsumentenschutzgesetz (KSchG), E-Commerce Gesetz (ECG) und Fern- und Auswärtsgeschäfte-Gesetz (FAGG) umfassend vor Vertragsabschluss informiert. Mit den neuen Vorgaben wird der Vertragsabschluss für Haushaltskund:innen noch unübersichtlicher, da die Informationspflichten gemäß ECG und FAGG weiterhin bestehen und nebenbei erfüllt werden müssen.

Die genannten Informationen sind Haushaltskund:innen und Kleinunternehmern „in Form eines knappen, leicht verständlichen und als Zusammenfassung gekennzeichneten Informationsblattes zur Verfügung zu stellen“. Damit bekommen Kund:innen neben dem § 4 FAGG-Informationsblatt nunmehr ein weiteres Informationsblatt, das wiederum ein solch hohes Ausmaß an Informationen enthält, dass es nahezu unmöglich ist, der Forderung nach Knappheit nachzukommen. Woran die „*leichte Verständlichkeit*“ zu messen ist bleibt unklar, zumal die Komplexität der Produktwelt wächst (siehe Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen, § 22).

Aus dem gegenwärtigen Wortlaut des Gesetzes folgen die weitere Überfrachtung der Kund:innen mit redundanten Informationen sowie die Verkomplizierung des Vertragsabschlussprozesses ohne erkennbaren Mehrwert für die Kund:innen. **Die Regelung ist zu streichen.**

Zudem sollte eine **generelle Überarbeitung der Anzeige- und Meldepflichten**, die gegenüber der Regulierungsbehörde vorgesehen sind, erfolgen. Das Ziel sollte sein, praxistaugliche Regelungen zu schaffen und unnötige bürokratische Belastungen zu vermeiden.

Zu Abs. 4

Eine verpflichtende Darstellung der Energiepreise über ein Kundenportal wird als kritisch gesehen. Zum einen erfordert dies die Pflichtregistrierung von Kund:innen mit dynamischen Tarifen in einem Kundenportal, was als nicht realistisch erscheint. Zum anderen ist die Darstellung von dynamischen Energiepreisen in einem Kundenportal mit hohem Aufwand verbunden. Die Darstellung auf der Website des Lieferanten ist ausreichend.

Es wird demnach folgende Ergänzung in Abs. 4 vorgeschlagen:

*„(4) [...] Bei Verträgen mit dynamischen Energiepreisen (§ 22) muss der Energiepreis in dem im zugrundeliegenden Vertrag vereinbarten Intervall tagesaktuell **über eine Website oder das Web-Portal** abrufbar sein.“*

Zu § 21 (Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelte) iZm § 182 Abs. 13 (Allgemeine Übergangsbestimmungen)

Änderungen der Allgemeinen Lieferbedingungen (ALB) und Preisanpassungen müssen im Sinne der Kund:innen und Lieferanten **rechtssicher** durchführbar sein und brauchen fundierte Rahmenbedingungen. Die Alternative zu Anpassungen laufender Verträge wäre der Abschluss befristeter Verträge oder die Kündigung der Verträge. Das ist insbesondere aus Kundensicht nicht wünschenswert. Vielmehr sollten Endkund:innen weiterhin die Möglichkeit haben, Lieferverträge mit langfristiger Geltung abzuschließen.

Positiv ist, dass im Gesetz ein **gesetzliches Preisänderungsrecht** verankert wird. Der Entwurf regelt **gute Ansätze** für die Vorgangsweise bei Änderungen der Entgelte und Lieferbedingungen, gleichzeitig besteht zur Herstellung von Rechtssicherheit v.a. durch das jüngste OGH-Urteil noch **Änderungsbedarf**.

Zu Abs. 1

Es ist die Klarstellung erforderlich, dass sich die Regelung auf Änderung von Entgelten zur Belieferung mit elektrischer Energie bezieht. Weiters ist es wesentlich im Gesetz ausdrücklich festzuhalten, dass die Bestimmungen aller Absätze des § 21 auf für aus Entgeltgleitklauseln resultierenden Änderungen des Entgelts, bei welchen das Entgelt bei Veränderung der vereinbarten Bezugsgröße automatisch angepasst wird, nicht anwendbar sind.

Daher ist die in den Erläuterungen enthaltene **Klarstellung, dass „§ 21 ein Gestaltungsrecht ist, welches auf vertraglich vereinbarte Preisgleitklauseln bzw. Indexklauseln nicht anwendbar ist“, in den Gesetzestext zu integrieren.**

Erfolgt dies nicht, wäre der Rechtsanwender insbesondere in Zusammenschau mit Abs. 7 mit der Frage konfrontiert, was der Gesetzgeber genau unter den Begriffen „*Entgeltfindungs- bzw. Entgeltanpassungsrechten*“ versteht und ob Entgeltgleitklauseln darunter zu subsumieren sind. Eine Klarstellung in den Erläuterungen reicht – wie die jüngste Judikatur gezeigt hat (siehe so insbesondere OGH 28.3.2025, 8 Ob 115/24f Rz 26) – nicht aus. Aus denselben Gründen ist auch die in den Erläuterungen aufgenommene **Klarstellung, dass „das einseitige Gewähren sowie das Auslaufen eines befristeten Rabattes keine Preisänderung darstellt“** ausdrücklich in den Gesetzestext aufzunehmen.

Wir schlagen folgende Änderungen von Abs. 1 samt Überschrift des § 21 vor:

*„Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen **und Entgelte***

- (1) *Lieferanten kommt nach Maßgabe dieser Bestimmung ein unmittelbares gesetzliches Recht auf Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelte **für die Belieferung mit elektrischer Energie zu. Dieses Recht kann vertraglich konkretisiert oder abbedungen werden. Die Möglichkeit, zwischen Lieferanten und Endkundinnen und Endkunden Entgeltfindungs- bzw. Entgeltanpassungsmechanismen zu vereinbaren sowie das Recht zur Kündigung nach § 24 bleiben unberührt. § 21 ist ein Gestaltungsrecht, welches auf vertraglich vereinbarte Preisgleitklauseln bzw. Indexklauseln nicht anwendbar ist und diese unberührt lässt. Das einseitige Gewähren sowie das Auslaufen eines befristeten Rabattes stellt keine Preisänderung dar.***

Zu Abs. 2

Abs. 2 ist mit erheblicher Rechtsunsicherheit behaftet, da die Aufschlüsselung der für die Entgeltänderung maßgeblichen Gründe komplett offengelassen wird. Der Begriff „*Aufschlüsselung*“ wird im Gesetzestext nicht spezifiziert und lässt den notwendigen Grad unbestimmt. Der Satz könnte zudem entfallen, weil bereits der Satz davor bestimmt, dass die Gründe der Entgeltänderung in der Mitteilung genannt werden müssen. Der zweite Satz erweckt den Eindruck, als wäre eine Nennung der Gründe zu wenig (obwohl in den Erläuterungen gerade die Nennung als ausreichend angeführt wird). Es findet sich nur mehr in den Erläuterungen der Hinweis, dass keine Offenlegung der Preiskalkulation geschuldet

ist. Hinweise in den Erläuterungen sind jedoch laut aktueller OGH-Judikatur nicht ausreichend.

Zudem geht Österreich mit der vorgesehenen Informationspflicht über die EU-Vorgaben hinaus: Nach der Rechtsprechung in Deutschland ist wesentlich, dass die Kund:innen erkennen können, wie sich die Preise ändern. Eine Aufschlüsselung der insgesamt dazu führenden Gründe ist nicht erforderlich. So hält der BGH in seiner Entscheidung vom 21.12.2022, VIII ZR 199/20, fest: Für Kundinnen und Kunden ist es „*im Falle einer angekündigten Preiserhöhung von wesentlicher Bedeutung, bereits anhand der Unterrichtung beurteilen zu können, ob der angekündigte höhere Gesamtpreis auf der Veränderung eines von seinem Energieversorger beeinflussbaren Preisbestandteils beruht.*“ In diesem Sinne entschied auch das OLG Düsseldorf mit Entscheidung vom 21.9.2023, 5 U 4/22: Die Formulierung, dass die Preiserhöhung aufgrund von "außergewöhnlich stark angestiegenen Großhandelspreisen an den Energiemärkten" erforderlich sei, ist eine hinreichende Beschreibung des Anlasses. Die **Offenlegung** von Beschaffungsstrategie im Sinne der Nutzung von Spotmarktpreisen oder einer langfristigen Preisplanung ist **nicht erforderlich**: „*Diese Informationen braucht der Kunde nicht und sie bringen ihn letztlich auch nicht weiter, da er die Beschaffungsstrategien der anderen Energieversorger am Markt nicht kennt, er sie somit auch nicht mit derjenigen der Beklagten vergleichen kann.*“

Nach der Rechtsprechung der deutschen Gerichte ist daher die Information über die Preisänderung sowie eine grobe Bezeichnung der Gründe ausreichend. Ein gesondert normiertes Erfordernis der Angemessenheit, ein Symmetriegebot oder eine Pflicht zur Senkung existiert im EnWG nicht, da derartiges auch in der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL nicht vorgegeben ist.

Obwohl die Pflicht zur „Aufschlüsselung“ nur wenig Nutzen bietet, führt sie zu großer Rechtsunsicherheit. Nach Abs. 5 gilt, dass, sollte „*die Mitteilung über die Änderung der vertraglich vereinbarten Entgelte gemäß Abs. 2 keine Information über Anlass, Voraussetzungen, Umfang oder erstmalige Wirksamkeit (enthalten), ist die Entgeltänderung unwirksam.*“ Unklar ist, was gilt, wenn die Aufschlüsselung, aus welchen Gründen auch immer, mangelhaft, ist.

Das Gesetz enthält keine Determinanten, wie bzw. in welchem Detailgrad die Aufschlüsselung zu erfolgen hat. Gleichzeitig ist unklar, welche Rechtsfolgen bei Fehlern eintreten würden. **Es wird daher wieder eine Situation geschaffen, in welcher Preise nicht ohne erhebliches rechtliches Risiko geändert werden können.**

Wir schlagen folgende Adaption in Abs. 2 vor:

„(2) [...] „*Änderungen der Allgemeinen Lieferbedingungen und der vertraglich vereinbarten Entgelte sind den Endkundinnen und Endkunden mindestens einen Monat vor Wirksamkeit der Änderungen schriftlich im Wege der gemäß § 18 vereinbarten Kommunikation mitzuteilen. ~~Im Falle einer Rechnungslegung in diesem Zeitraum hat die Information zusätzlich im Rahmen der Rechnung gemäß § 39 zu erfolgen.~~ In dieser Mitteilung sind die Änderungen der Allgemeinen Lieferbedingungen sowie Anlass, Voraussetzung, Umfang und erstmalige Wirksamkeit der Entgeltänderungen transparent und verständlich wiederzugeben,*

wobei unter „Anlass“ der Grund der Entgeltänderung und unter „Voraussetzungen“ die gesetzlichen oder dazu allfällig konkretisierend vertraglich vereinbarten Grundlagen der Entgeltänderung zu verstehen sind. ~~Die Mitteilung hat eine Eine~~ Aufschlüsselung der ~~für die~~ Entgeltänderung auf einzelne ~~maßgebliche~~ Gründe ist ~~nicht erforderlich. zu enthalten [...]~~

Zu Abs. 3

Höchst problematisch ist die Senkungsverpflichtung in Abs. 3 („Nach Abschluss des Vertrags ist eine Entgeltsenkung spätestens nach sechs Monaten vorzunehmen.“).

Die Senkungsverpflichtung widerspricht § 6 Abs. 1 Z. 97 iVm 22 Abs. 5 EIWG und den diesbezüglichen **EU-rechtlichen Vorgaben** in Artikel 2 Nummer 15a iVm Artikel 11 Abs 1 der überarbeiteten Strombinnenmarkt-RL (EU) 2024/1711, wonach Lieferverträge mit fester Laufzeit und Festpreis (Preisgarantie) frühestens nach einem Jahr einseitig geändert oder gekündigt werden dürfen.

Außerdem geht die vorgesehene Preissenkungsverpflichtung erheblich über das Symmetriegebot hinaus und es mangelt an einer Bezugsgröße. Die Senkungsverpflichtung in Abs. 3 lässt völlig offen, nach welchem Anlass eine Entgeltänderung überhaupt möglich ist. Folgt man streng dem Wortlaut könnte dies bedeuten, dass (spätestens) nach sechs Monaten die Preise definitiv (unter den Ausgangspreis!) zu sinken haben, auch wenn sich aus dem „Anlass“ etwas anderes ergibt (z.B. bei steigenden Großhandelspreisen, Beschaffungskosten, etc.).

Dies würde eine **versteckte Preisregulierung** und einen massiven **Eingriff in die Erwerbsfreiheit der Lieferanten** bedeuten. Im Endeffekt wird durch die 6-monatige Senkungsverpflichtung jeder Vertrag zum „Floater“ umgewandelt, die Volatilität 1:1 weitergegeben und der **Wettbewerbsmarkt** vollends zum Erliegen gebracht, da es sehr fraglich wird, wo der Anreiz für einen Kunden besteht, seinen Lieferanten zu wechseln.

Für die direkte Weitergabe von Großhandelspreisen an die Kunden wurden auf EU-Ebene ausdrücklich Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen gemäß § 22 normiert. Stromlieferanten kaufen ihren Strom auf sehr schwankenden Märkten ein. Damit sie trotzdem langfristige Verträge mit stabilen Preisen für ihre Kunden anbieten können, brauchen sie selbst für mindestens 12 Monate stabile Bedingungen. Nur dann können sie wirtschaftlich beschaffen – das liegt auch im Interesse der Kunden. Eine einseitige Verpflichtung, die Preise bereits nach 6 Monaten zu senken, greift daher stark in das Geschäftsmodell der Lieferanten ein. Dieses zusätzliche Marktrisiko müssen sie einkalkulieren. Ob das am Ende tatsächlich zu günstigeren Einstiegspreisen für Kunden führt, ist sehr fraglich.

Letztendlich völlig unklar bleibt auch, wie und ob sich eine – nach § 21 Abs. 1 ausdrücklich zulässige – vertragliche Konkretisierung und/oder insbesondere ein vertraglicher Ausschluss des gesetzlichen Änderungsrechts auf die Entgeltsenkungsverpflichtung auswirkt. Aus dogmatischer Sicht schlagen wir daher eine Trennung zwischen Entgeltänderungen bei bestehenden Verträgen unter Anwendung des Symmetriegebots einerseits und der

Senkungsverpflichtung nach Abschluss eines Neuvertrages andererseits vor, anstatt diese zu vermischen und für erhebliche Unsicherheit zu sorgen.

Besonders kritisch ist auch die Bestimmung, dass „*bei Veränderung oder Wegfall des Anlasses für den ursprünglich vereinbarten Preis oder für eine Entgelterhöhung*“ eine „*entsprechende Entgeltsenkung zu erfolgen*“ hat. Was aber der „**Anlass**“, also offenbar der Grund, für den „*ursprünglich vereinbarten Preis*“, sein soll, ist nicht erkennbar. Es ist in der Praxis schlicht nicht möglich, einen solchen „Anlass“ für den ursprünglich vereinbarten Preis objektiv (und überprüfbar) festzustellen, wenn dieser nicht vertraglich definiert wurde. Soll dieser außerdem etwa (auch) die Marktlage am Tag des Vertragsabschlusses miteinbeziehen? Wie sollen hier spezielle Neukundenaktion Berücksichtigung finden? Wie fließt die sonstige (aber ebenso nicht bekannte) Kostenstruktur eines Lieferanten in diese Beurteilung ein? Die Regelung erzeugt somit lediglich eine fiktive, nicht überprüfbare und undefinierte neue Referenzgröße.

Der Anknüpfungspunkt „nach Abschluss des Vertrages“ erscheint unsachgemäß. Preise sollen für alle Kundinnen und Kunden im selben Tarif gleich gelten, unabhängig vom Zeitpunkt des Vertragsabschlusses. Die Angemessenheit ist über alle Kunden im Tarif zu bestimmen. Der Abschluss des Vertrages gilt individuell, sodass nach dieser Vorgabe jeder Kunde einen eigenen Preis haben würde, was faktisch nicht umsetzbar wäre.

Der Satz „*Nach Abschluss des Vertrags ist eine Entgeltsenkung spätestens nach sechs Monaten vorzunehmen*“ ist zu streichen, da er suggeriert, dass Lieferanten jedenfalls nach Vertragsabschluss, d.h. selbst bei gleichbleibendem Preis, im vorgesehenen Zeitfenster eine Entgeltsenkung vorzunehmen haben. Zwar relativieren die Erläuterungen dieses Verständnis, da dort ausgeführt wird, dass die Senkung „*nach vorhergehender Änderung*“ zu erfolgen hat, aber auch hier gilt, dass selbst für den Fall, dass man eine Klarstellung im Gesetzestext vornähme, **eine kategorische, die Marktbewegungen nicht berücksichtigende Entgeltsenkungsverpflichtung den ökonomischen Bestand von Stromlieferanten grob gefährden würde und zweifelsfrei verfassungswidrig wäre** (VwSlgNF 10.491 A/1981; VwGH 29.4.1992, 89/17/0166; VfSlg 12.564/1990; OGH 26.4.1989, 1 Ob 1/89).

Sollte dieser Satz nicht gestrichen werden, wäre jedenfalls gesetzlich klarzustellen, dass in vertraglich vereinbarten Fixpreisphasen in keinem Fall eine Preissenkung vorgenommen werden muss, da die aktuellen Entwicklungen an Börsen mit der Beschaffung für Fixpreise nichts zu tun haben. Wenn mit dem Kunden ein Entgeltfindungs- und Anpassungsmechanismus vereinbart ist, darf es für die Zeiträume, die davon erfasst sind, keine Anpassungsverpflichtung geben.

Unklar ist auch das Verhältnis der vorgesehen 6 Monats Float-Verpflichtung zu vertraglichen Vereinbarungen. Gilt die Senkungspflicht auch in diesem Fall oder, wie man aus den Erläuterungen erkennen könnte, hier nicht? Zum Beispiel: Ist es zulässig, eine Preisanpassungsmodalität zu vereinbaren, die eine Periode von länger als einem halben Jahr aufweist, da in diesem Fall nach einem halben Jahr keine Senkung erfolgen würde, sondern gegebenenfalls erst nach einem Jahr?

Weiters ist das Wort „*spätestens*“ in Abs. 3 fünfter Satz durch das Wort „*frühestens*“ zu ersetzen. Die Verpflichtung zur Entgeltsenkung spätestens sechs Monate nach Vertragsabschluss oder nach Wirksamkeit der vergangenen Entgeltänderung ist sinn- und systemwidrig. Eine Senkung soll nur dann erfolgen, wenn der Anlass auch weggefallen ist.

Hier zeigen sich massive Rechtsunsicherheiten, die dem rechtsicheren Vollzug des § 21 bzw. dessen Umsetzung entgegenstehen dürften.

Wir schlagen daher folgende Änderung in Abs. 3 vor:

*„(3) Eine Entgeltänderung nach Abs. 1 erster Satz ist bei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen nur bei unbefristeten Verträgen zulässig. Entgeltänderungen bei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen gemäß Abs. 1 erster Satz müssen in einem angemessenen Verhältnis zu dem für die Änderung maßgebenden Anlass stehen. Das Verhältnis ist jedenfalls angemessen, wenn es im Zeitpunkt der Änderung in Ansehung des Anlasses nicht offenbar unbillig ist. **Eine Entgeltänderung, die in einem angemessenen Verhältnis zur Änderung der Großhandelspreise für elektrische Energie steht, ist jedenfalls nicht unbillig.** Bei Veränderung oder Wegfall des Anlasses für ~~für den ursprünglich vereinbarten Preis oder~~ eine Entgelterhöhung hat eine entsprechende Entgeltsenkung zu erfolgen. ~~Nach Abschluss des Vertrags ist eine Entgeltsenkung spätestens nach sechs Monaten vorzunehmen.~~ Nach einer Entgeltänderung nach diesem Absatz ist eine Entgeltsenkung gemäß dieser Bestimmung **frühestens** sechs Monate nach Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung vorzunehmen; eine Entgelterhöhung kann **spätestens-frühestens** sechs Monate nach Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung wirksam werden.“*

Zu Abs. 4

Die Beendigungsfrist soll laut Erläuterungen von drei auf zwei Monate verkürzt werden, während im Begutachtungsentwurf weiterhin drei Monate vorgesehen sind. Die Verkürzung auf zwei Monate wird begrüßt. Sollte es bei der längeren Frist bleiben, wird eine Anpassung der Erläuterungen vorgeschlagen.

Zu Abs. 5

Positiv ist die Klarstellung, dass bei einer unangemessenen Entgeltänderung nicht die komplette Unwirksamkeit, sondern an deren Stelle der Ersatz des dadurch entstandenen Schadens tritt. Grundsätzlich zu begrüßen ist auch die Klarstellung, dass eine bestimmte Verjährungsfrist Anwendung finden soll. Die gesetzlichen Verjährungsfristen sind in § 1479 und § 1486 ABGB geregelt. Warum hier sektorspezifisch eine eigene Verjährungsfrist in der Länge von fünf Jahren eingeführt werden soll, ist nicht nachvollziehbar. Die Frist sollte entsprechend der allgemeinen Verjährungsfrist auf drei Jahre angepasst werden. Auch die Judikatur des deutschen BGH stellt auf eine Frist von drei Jahren ab (BGH 6.7.22, VIII ZR 28/21: Geltendmachung der Ungültigkeit einer Preisanpassung nur binnen drei Jahren).

Der letzte Satz ist zudem unvollständig. Abgestellt wird nur auf die Unangemessenheit, nicht jedoch auf die Unwirksamkeit. **Auch für die Geltendmachung der Unwirksamkeit ist die Verjährungsfrist mit drei Jahren ausdrücklich zu regeln.**

Abs. 5 sollte wie folgt lauten:

*„(5) Enthält die Mitteilung über die Änderung der vertraglich vereinbarten Entgelte gemäß Abs. 2 keine Information über Anlass, Voraussetzungen, Umfang oder erstmalige Wirksamkeit ist die Entgeltänderung unwirksam. Sollte eine Entgeltänderung im Verhältnis zum genannten Anlass im Sinne des Abs. 3 unangemessen sein, tritt an deren Stelle eine angemessene Entgeltänderung. **Die Unwirksamkeit und Unangemessenheit von Entgeltänderungen kann nur innerhalb eines Zeitraums von fünf-drei Jahren nach dem angekündigten Datum der Entgeltänderung geltend gemacht werden.**“*

Zu Abs. 7

Die Abs. 2, 4 und 5 sollen nach Abs. 7 auch bei vertraglich vereinbarten Entgeltanpassungsrechten gelten. Die Einführung dieser Regelung ist zu befürworten, soweit präzisiert wird, dass Produkte mit automatischer Preisanpassung, bei denen sich der Preis aufgrund der Entwicklung bestimmter bereits bei Vertragsabschluss bekannter Parameter ändert, nicht erfasst sind. In den Erläuterungen ist zwar festgehalten, dass § 21 nicht auf vertraglich vereinbarte Preisgleit- bzw. Indexklauseln anwendbar ist und diese unberührt lässt, aber ist **diese Klarstellung zur Vermeidung von Rechtsunsicherheit auch im Gesetzeswortlaut** wiederzugeben. Entscheiden sich Endkundinnen und Endkunden für den Abschluss eines Liefervertrages mit automatischer Preisanpassungsklausel, muss ihnen kein Sonderkündigungsrecht eingeräumt werden und ist auch die Einhaltung inhaltlicher oder formeller Vorgaben, die die Zustimmung der Endkundinnen und Endkunden substituieren, nicht erforderlich.

Folgende Ergänzung wird vorgeschlagen:

*(7) „Die Abs. 2, 4, 5 und 6 gelten auch bei vertraglich vereinbarten Entgeltanpassungsrechten. **Für aus Entgeltgleitklauseln resultierenden Änderungen des Entgelts, bei welchen das Entgelt bei Veränderung der vereinbarten Bezugsgröße automatisch angepasst wird (Spotmarkt-Produkte oder andere Produkte mit automatischer Preisänderung), gelten die Abs. 2, 4 und 5 nicht.**“*

Zu Abs. 8

Die Monitoring-Verpflichtung in Abs. 8 ist in dieser Form entbehrlich, zumal der Regulierungsbehörde ohnehin eine weitergehende Wettbewerbsaufsicht obliegt (§ 24 E-ControlG). Diese Bestimmung erhöht daher lediglich erneut und je nach tatsächlicher Ausgestaltung der Verwaltungspraxis auch durchaus erheblich den bürokratischen und administrativen Aufwand für Lieferanten, ohne dabei einen korrespondierenden Nutzen für Kundinnen und Kunden zu schaffen. Im Sinne des Ziels des Regierungsprogramms, für Entbürokratisierung zu sorgen, ist diese **Bestimmung** daher zu **streichen**.

Die Übergangsbestimmungen in § 181 Abs. 13 sehen sehr kurze Umstiegsfristen von derzeit vereinbarten vertraglichen Preisanpassungsmechanismen auf das gesetzliche Preisänderungsrecht vor. Daraus könnte geschlossen werden, dass sich das gesetzliche Preisänderungsrecht und das vertragliche Preisänderungsrecht ausschließen. In § 21 sollte diese Trennung wie ausgeführt (gesetzliches – vertragliches Preisänderungsrecht) eindeutig klargestellt werden.

Die vorgesehene Übergangsbestimmung in § 181 Abs. 13 stellt eine unverhältnismäßig starke Beschränkung der Privatautonomie der Energielieferanten dar. Die Regelung würde bedeuten, dass ein „*Umstieg*“ von den bisherigen vertraglichen Preisänderungsrechten auf das neue gesetzliche Preisänderungsrecht nur einmalig (!) binnen einer sehr kurzen Frist möglich ist. Sofern eine vorherige Mitteilung an die Kunden gesetzlich vorgesehen werden soll, könnte beispielsweise eine verpflichtende Mitteilung an die Kunden vor der erstmaligen Berufung auf das gesetzliche Preisänderungsrecht vorgesehen werden.

Unklar ist auch, ob und wie etwa bisher vertraglich vereinbarte Indexanpassungen und ein gesetzliches Änderungsrecht quasi „parallel“ bestehen können (siehe § 21 Abs. 1) und ob auch ohne eine solche Mitteilung das gesetzliche Änderungsrecht überhaupt angewendet werden kann, wenn keine „Änderung vom vertraglich vereinbarten Recht auf Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelte auf das gesetzliche Recht auf Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelte“ vorliegt. Unscharf bleibt dabei auch, was ein solches „*vertraglich vereinbartes Recht auf Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelte*“ überhaupt ist.

Da sowohl für Haushaltskunden sowie für Kleinunternehmen als auch für Lieferanten ein rechtssicherer Rahmen zur Anpassung der Entgelte und Bedingungen von erheblichem Interesse ist, sollte die Übergangsregelung so ausgestaltet werden, dass Lieferanten ab Inkrafttreten des § 21 **ohne zeitliche Beschränkung berechtigt** sind, ein vertraglich vereinbartes Recht auf Änderung auf das gesetzliche Recht auf Änderung zu überführen. Eine rechtzeitige Mitteilung ist jedoch jedenfalls Voraussetzung für zukünftige Änderungen von Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelten auf Grundlage des § 21 Abs. 1.

Es wird folgende Änderung in § 181 Abs. 13 vorgeschlagen:

„(13) Bei im Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes bestehenden Verträgen bedarf die Änderung vom vertraglich vereinbarten Recht auf Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelte auf das gesetzliche Recht auf Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelte einer Mitteilung gemäß § 21 Abs. 2 erster Satz. Diese Mitteilung ~~hat binnen vier Wochen nach Inkrafttreten des § 21 zu erfolgen.~~ muss spätestens einen Monat vor dem Versenden der Information gemäß § 21 Abs. 2 über eine Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen oder der vertraglich vereinbarten Entgelte zugehen. Endkundinnen und Endkunden sind berechtigt, der Änderung binnen vier Wochen ab Zustellung der Mitteilung kostenlos und ungeachtet allfälliger vertraglicher Bindungen zu widersprechen. Im Fall des Widerspruchs gilt § 21 Abs. 4. Gerichtliche und außergerichtliche Verfahren, die im Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes bereits anhängig waren, werden durch § 21 nicht berührt.“

Zu § 22 (Recht auf Lieferverträge mit dynamischen und festen Energiepreisen)**Zu Abs. 1 und Abs. 5**

Es ist anzumerken, dass im Begutachtungsentwurf 2024 die Werte mit 50 000 Zählpunkten angeführt waren und es nicht nachvollziehbar ist, dass die Grenzen mit der neuerlichen Begutachtung derart massiv gesenkt werden sollen.

Die Strombinnenmarktrichtlinie sieht z.B. für dynamische Verträge eine Grenze von 200.000 Endkunden vor. Auch bei Pflicht zur Erstellung von Netzentwicklungsplänen ist durch die Absenkung kein Mehrwert für Kundinnen und Kunden erkennbar. Mit einer Senkung auf 25.000 Zählpunkte wird lediglich ein Gold Plating durchgeführt, das im Endeffekt dem Aufwand und den Kosten bei kleinen Lieferanten und Netzbetreibern kein messbarer Mehrwert gegenübersteht.

Deshalb gilt es folgenden Satz in Abs. 1 und Abs. 5 zu adaptieren:

*„(1) Lieferanten, die mehr als ~~25-000~~ **50 000** Zählpunkte beliefern, müssen jedenfalls auch Lieferverträge mit festen Energiepreisen anbieten. [...]“*

...

*(5) Lieferanten, die mehr als ~~25-000~~ **50 000** Zählpunkte [...]“*

Wesentlich ist daher auch, dass diese Werte auch in den Bestimmungen **§ 107 (Pflichten der Verteilernetzbetreiber)** und in **§ 110 (Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz)** anzupassen sind:

Bei § 107 Z 7 wird daher folgende Änderung vorgeschlagen:

*Z 7 “einen Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz gemäß § 110 zu erstellen und bei der Regulierungsbehörde anzuzeigen, wenn an das Netz mindestens ~~25-000~~ **50 000** Zählpunkte angeschlossen sind”*

Bei § 110 Abs. 1 wird daher folgende Änderung vorgeschlagen:

*(1) „Verteilernetzbetreiber, an deren Netz mindestens ~~25-000~~ **50 000** Zählpunkte angeschlossen sind, haben in jedem geraden Kalenderjahr einen Netzentwicklungsplan zu erstellen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt. Der Planungshorizont beträgt zehn Jahre.“*

Zu § 23 (Recht auf einen Aggregierungsvertrag)

Es ist sicherzustellen, dass Lieferanten von Endkund:innen nach Abschluss eines Aggregierungsvertrags unverzüglich, umfassend und rechtzeitig – insbesondere über konkrete Änderungen im Abnahmeverhalten – informiert werden. Dies ist zwingend erforderlich, da solche Vertragsabschlüsse erhebliche Auswirkungen auf das Abnahmeverhalten, die Prognoseerstellung, die Fahrplanplanung sowie die Bepreisung des Lastgangs haben können. Nur durch eine derart transparente Informationsweitergabe kann ein signifikanter Anstieg des Regel- und Ausgleichsenergiebedarfs vermieden werden.

Zu Abs. 2

Die neu eingeführte Pflicht des Abs. 2 für die Aggregatoren, den betroffenen Lieferanten über die Zuordnung eines Zählpunkts zu informieren, begrüßen wir ausdrücklich.

Zu Abs. 5

Folgende Anpassung in Abs. 5 wird vorgeschlagen:

*„(5) Schließt eine Endkundin oder ein Endkunde einen Aggregierungsvertrag mit einem unabhängigen Aggregator ab, so ist es dem Lieferanten untersagt, diskriminierende Anforderungen, Verfahren oder Entgelte vorzusehen. **Der Aggregator trägt dafür Sorge, dass dem Lieferanten und dem Bilanzgruppenverantwortlichen der angemeldete Fahrplan sowie entsprechende Fast-Echtzeit-Daten kostenlos zur Verfügung gestellt werden.**“*

Siehe dazu auch die Ausführungen zu § 68.

Zu Abs. 7

Aggregatoren sollen den gleichen Pflichten wie Lieferanten unterliegen, d.h. insbesondere auch jenen Pflichten gemäß §§ 20 ff.

Insgesamt sind für die mit den in § 23 festgelegten Regelungen zusammenhängenden Systemänderungen, Implementierungen etc. ausreichende Übergangsfristen notwendig, um auch entsprechende Marktspezifikationen vornehmen zu können.

Zu § 25 (Recht auf Wechsel des Lieferanten und des Aggregators)**Zu Abs. 2**

Um eine praktische Umsetzung der Verkürzung des technischen Wechsels auf 24 Stunden zu ermöglichen **ist der zweite Satz folgt zu ändern:**

*„[...] Ab ~~1. Jänner~~ **2026** darf der technische Vorgang des Wechsels des Lieferanten oder Aggregators 24 Stunden nicht überschreiten [...]“*

Das entspricht auch den europäischen Vorgaben, in denen eine Umsetzung ebenfalls im Lauf des Jahres 2026 vorgesehen ist. Diese Präzisierung könnte zusätzlich auch in den Erläuterungen vorgenommen werden.

Zu § 26 (Verfahrensbestimmungen für Lieferanten- und Aggregatorenwechsel)**Zu Abs. 2**

§ 26 Abs. 2 beschreibt, dass Lieferanten oder Aggregatoren mit der Zustimmung der Endkund:innen zur Abgabe von für die Einleitung und Durchführung des Wechsels relevante Willenserklärungen gegenüber Netzbetreibern und anderen Lieferanten bzw. Aggregatoren berechtigt sind.

Grundsätzlich sieht der Entwurf des EIWG identische Wechselbestimmungen für Lieferanten und Aggregatoren vor. Die Einführung analoger Prozesse wird dabei weder als zielführend noch sinnvoll erachtet. Vielmehr orientieren sich die vorgesehenen Abläufe an jenen, wie sie bereits bei der Abwicklung von Energiegemeinschaften oder der Teilnahme am Regelreservemarkt etabliert sind. Dabei kommt das Customer Consent Management (CCM-

Prozesse) zum Einsatz. Dieser Prozess gewährleistet gemäß DSGVO die Einhaltung zentraler Datenschutzprinzipien wie Transparenz, Zweckbindung, Datenminimierung und Integrität gegenüber dem Endkunden. Durch die Anwendung der CCM-Prozesse wird zudem die Wahrscheinlichkeit von Fehlzuordnungen bei Zählpunkten deutlich reduziert. Gleichzeitig entspricht dieser Ablauf der Implementing Regulation on Interoperability for Demand Response.

Dazu dürfen wir auf die Stellungnahme von Knyrim Trieb Rechtsanwälte OG betreffend „EIWG / § 26 Verfahrensbestimmungen für Lieferanten- und Aggregatorenwechsel - Willenserklärung“ verweisen:

Knyrim Trieb Rechtsanwälte OG:

„Zunächst ist darauf hinzuweisen, dass § 26 Abs 2 EIWG vom bisher aus dem EIWOG 2010 wie auch aus den ersten beiden Entwürfen zum EIWG vom 19.5.2023 und 10.1.2024 bekannten Konzept abgeht, wonach an Messwerten interessierte Dritte (z.B. Lieferant oder Energiegemeinschaft) eine Bevollmächtigung zur Abgabe von Willenserklärungen gegenüber Netzbetreibern glaubhaft zu machen haben. Die neue Bestimmung in § 26 Abs 2 EIWG hält demgegenüber (im Grunde zutreffend fest) fest, dass „Lieferanten oder Aggregatoren [...] mit Zustimmung der Endkundinnen und Endkunden zur Abgabe von für die Einleitung und Durchführung des Wechsels relevante[n] Willenserklärungen gegenüber Netzbetreibern [...] beziehungsweise Aggregatoren berechtigt [sind].“

Neu ist an den Entwürfen zum EIWG im Vergleich zur bestehende Rechtslage nach EIWOG auch, dass zur betreffenden Bestimmung über den Wechsel von Lieferanten auch die Beauftragung und der Wechsel von Aggregatoren hinzugekommen ist, an die jedoch (ähnlich wie bei Energiegemeinschaften) Informationen zu den Endkunden in weitaus höherem Umfang übermittelt werden als (notwendigerweise) an Lieferanten. Dass aus diesem Grund eine Unterscheidung erforderlich ist, dürfte der Gesetzgeber bereits erkannt haben, weil § 26 Abs 6 EIWG nicht mehr (wie noch in den Vorentwürfen zum EIWG) eine Bezugnahme auf die „Wechselverordnung“ enthält, sondern es ausdrücklich zulässt, dass die Regulierungsbehörde (e-Control) unterschiedliche Regelungen zu Lieferanten und Aggregatoren erlässt. Allerdings begründen die Erläuterungen zu § 26 EIWG diese Notwendigkeit (ohne nähere diesbezügliche Ausführungen) mit der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 sowie einem „Netzkodex für Lastensteuerungsdienste“, der derzeit auf EU-Ebene verhandelt werde.

*Abgesehen davon ist aber § 26 Abs 2 EIWG in Zusammenhalt mit dem neuen § 53 Abs 3 EIWG zu lesen, nach dem „Netzbetreiber [...] den Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen sowie Aggregatoren **auf deren Verlagen** die von intelligenten Messgeräten erhobenen Daten, insbesondere sämtliche gemessene Viertelstunden Werte am Folgetag bis spätestens 15.00 Uhr über eine Programmierschnittstelle und ein kundenfreundliches Web-Portal kostenlos zur Verfügung [stellen].“ Demnach könnte die Rechtsansicht vertreten werden, dass Aggregatoren bei Vorliegen einer Zustimmung der Endkunden die Zurverfügungstellung von Viertelstundenenergiewerten dieser Endkunden von Netzbetreibern verlangen könnten, ohne dass weitere Voraussetzungen gegeben sein*

müssten; nicht einmal eine Glaubhaftmachung der Bevollmächtigung – wie nach aktueller Rechtslage und den Vorentwürfen zum EIWG – wäre mehr nötig.

Dies steht jedoch in einem Spannungsverhältnis zum datenschutzrechtlichen Rechenschaftsprinzip nach Art 5 Abs 2 DSGVO, nach dem Netzbetreiber in gegebenem Zusammenhang nachweisen können müssen, dass sie Messwerte nur an dazu Berechtigte übermitteln. Zudem steht dies auch in Widerspruch zu den Anforderungen, die an Netzbetreiber für die Übermittlung entsprechender Daten nach der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 bestehen. Art 5 Abs 5 lit d dieser Durchführungsverordnung hält fest, dass der Datenerfassungsadministrator „zur Gewährleistung eines reibungslosen Datenzugangs von Endkunden und berechtigten Parteien [Anm: das sind gemäß Art 2 Z 6 dieser Durchführungsverordnung unter anderem auch Aggregatoren] [...] bei der Übermittlung von Daten an berechtigte Parteien unter Einhaltung der einschlägigen Rechtsvorschriften zum Schutz personenbezogener Daten, gegebenenfalls in Zusammenarbeit mit dem Genehmigungsadministrator sicherstellen [muss], dass eine aktive Genehmigung oder andere Rechtsgrundlage für die rechtmäßige Übermittlung oder Verarbeitung der Daten vorliegt, gegebenenfalls auch gemäß Verordnung (EU) 2016/679 (Anm: Das ist die DSGVO).“ Mit einer „aktiven Genehmigung“ wird laut Art 2 Z 9 der Durchführungsverordnung eine Genehmigung bezeichnet, die nicht widerrufen wurde und nicht abgelaufen, also aufrecht ist. Unter einer Genehmigung wiederum wird nach Art 2 Z 8 dieser Durchführungsverordnung die Genehmigung bezeichnet, die ein Endkunde einer berechtigten Partei auf der Grundlage einer mit diesem geschlossenen vertraglichen Vereinbarung erteilt und die die Berechtigung betrifft, für die Erbringung eines bestimmten Dienstes auf seine (Anm: gemeint des Endkunden) vom Datenerfassungsadministrator verwalteten Mess- und Verbrauchsdaten zuzugreifen.

Diesbezüglich hält § 53 Abs 1 EIWG (wohl zutreffend) fest, dass „Netzbetreiber [...] Datenerfassungsadministrator, Messstellenadministrator, Datenzugangsanbieter und Genehmigungsadministrator im Sinne der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 sind.“ Den oben angeführten unionsrechtlichen Vorgaben, die nationalen Regelungen vorgehen, könnte der neue § 55 EIWG („Datenhoheit der Endkundinnen und Endkunden“) jedoch Rechnung zollen wollen. Er lautet wie folgt:

„(1) Endkundinnen und Endkunden können dem Netzbetreiber (im Web-Portal) die Erlaubnis geben, Messdaten an berechtigte Dritte weiterzugeben und diese Erlaubnis jederzeit widerrufen.

(2) Netzbetreiber haben Endkundinnen und Endkunden auf Nachfrage Auskunft über aktuell berechtigte Dritte zu geben, denen Messdaten gemäß Abs. 1 weitergegeben werden, und Einsicht in das Protokoll bisheriger Genehmigungen und Widerrufe zu gewähren.

(3) Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung die Anforderungen an Genehmigung und Widerruf der Messdatenweitergabe, das darüber geführte Protokoll und die Auskunft über aktuell berechtigte Dritte festlegen.“

Mit der im Abs 1 dieser Bestimmung angesprochenen „Erlaubnis“ des Endkunden könnte genau jene „Zustimmung“ oder „Bestätigung“ des Endkunden angesprochen sein, wie sie nach im sogenannten „Customer Consent Management“ von Netzbetreibern von Endkunden eingeholt wird, bevor Messwerte (wie etwa Viertelstundenenergiewerte) an „berechtigte Parteien“ wie Energiegemeinschaften oder zukünftig auch Aggregatoren übermittelt werden. Dies ungeachtet dessen, dass § 55 Abs 1 EIWG von „können“ spricht und Netzbetreiber eine entsprechende Bestätigung von Endkunden aktuell im Customer Consent Management-Prozess zur zwingenden Voraussetzung für eine entsprechende Datenübermittlung machen. § 55 Abs 2 EIWG kann nämlich nur so verstanden werden, dass die nach dieser Bestimmung von Endkunden gegenüber dem Netzbetreiber einforderbare Auskunft über aktuell zum Erhalt der Daten berechtigte Dritte (sowie über bisher erteilte Genehmigungen und Widerrufe des Endkunden) eine Übersicht über alle entsprechenden Übermittlungen von Daten zu den Endkunden durch den Netzbetreiber enthält. Der Verweis auf Abs 1 in Abs 2 macht dabei klar, dass nur bei Vorliegen einer entsprechenden „Erlaubnis“ des Endkunden gegenüber dem Netzbetreiber übermittelt werden darf, was zur Folge hätte, dass die im Rahmen des „Customer Consent Management“ erteilte Genehmigung des Endkunden gegenüber dem Netzbetreiber, Daten an einen konkret bezeichneten Dritten (der gegenüber dem Netzbetreiber auch allenfalls angefragt hat) zu übermitteln, notwendige Voraussetzung für eine entsprechende Datenübermittlung wäre.

Ungeachtet dieses möglichen Auslegungsergebnisses von § 55 Abs 1 und 2 EIWG, das die Erforderlichkeit des Durchlaufens des „Customer Consent Management-Prozesses“ durch Aggregator und Endkunde sieht, mangelt es den entsprechenden, angeführten Regelungen jedoch an der notwendigen Klarheit und Rechtssicherheit für Netzbetreiber (wie auch Aggregatoren und Endkunden) dahingehend, welche Anforderungen für die Übermittlung bzw. den Erhalt von Messwerten zu den Endkunden erforderlich sind bzw. wann eine entsprechende Verpflichtung für Netzbetreiber zur Datenübermittlung besteht. Ungeachtet der in § 55 EIWG zum Ausdruck kommenden Datenhoheit des Endkunden ist auch der oben zitierte § 53 Abs 3 EIWG zu beachten, der die Übermittlung entsprechender Werte unter anderem an Aggregatoren bloß an deren Verlangen knüpft. Zudem ist zu bemängeln, dass der Gesetzgeber in § 55 Abs 1 und 2 EIWG ohne ersichtlichen Grund unterschiedliche Termini für die Willenserklärung des Endkunden gegenüber dem Netzbetreiber verwendet, mit der dieser bestätigt, dass eine Berechtigung des Aggregators vorliegt, Messwerte zum Endkunden zu erhalten. Während § 55 Abs 1 von einer „Erlaubnis“ spricht, wird in Abs 2 auf „Genehmigungen“ abgestellt. Unklar und zu bezweifeln ist dabei auch, ob dem Begriff der „Genehmigung“ nach EIWG die gleiche Bedeutung zukommt (oder zukommen soll), wie nach der Durchführungsverordnung der EU-Kommission, weil die Genehmigung nach EIWG wohl auch Einwilligungen iSd DSGVO erfassen muss, was jedoch nach der Durchführungsverordnung nicht der Fall ist. Eine entsprechende Divergenz sollte jedoch tunlichst vermieden werden.

Vor diesem Hintergrund und weil es Intention des § 55 EIWG sein dürfte, sowohl „Genehmigungen“ zur Datenübermittlung auf Vertragsgrundlage als auch auf Basis von Einwilligungen zu erfassen (siehe dazu auch den bestehenden § 84a Abs 2 2. Halbsatz EIWOG, der genau auf diese beiden Rechtsgrundlagen für eine Übermittlung abstellt), sollte jedoch einheitlich von einer Erlaubnis, besser noch „Berechtigung“ gesprochen werden.

Darunter könnten sowohl die Übermittlung auf Grundlage eines Vertrags zwischen dem Endkunden und dem Aggregator wie auch die Einwilligung (oder auch eine andere Rechtsgrundlage für die Datenübermittlung nach DSGVO) verstanden werden.

*Da – wie auch bereits jetzt – Grundlage für Übermittlungen von Messwerten der Endkunden an Lieferanten oder Energiegemeinschaften bzw. sonstige Energiedienstleister im Customer Consent Management nicht nur Einwilligungen / Zustimmungen („Consent“) der Endkunden sind / wären, die Freigabe der Daten durch den Endkunden in diesem Prozess vielmehr tatsächlich eine **Bestätigung** des Vorliegens einer Rechtsgrundlage für die Übermittlung der Messwerte an den jeweiligen Dritten ist, könnte folglich überlegt werden, in Zukunft vom „Customer Authorization Management“ zu sprechen.“*

Insgesamt sind für die mit den in § 26 festgelegten Regelungen zusammenhängenden Systemänderungen, Implementierungen etc. ausreichende Übergangsfristen notwendig, um auch entsprechende Marktspezifikationen vornehmen zu können.

Zu § 28 (Recht auf Ratenzahlung)

Zu Abs. 1

Es ist sachgerecht bei Monatsabrechnungen kürzere Ratenzahlungszeiträume als bei Jahresabrechnungen vorzusehen. Zugleich muss klargestellt werden, dass Kund:innen bei Zahlungsverzug aus einer Monatsrechnung gemahnt und gekündigt werden können – auch wenn sie parallel eine Ratenzahlung zu einer anderen Monatsrechnung erfüllen.

Bei Schlussabrechnungen erscheint eine Laufzeit von 12 Monaten zu lang, da Kund:innen nach einem Lieferantenwechsel schwer erreichbar sind und das Insolvenzrisiko steigt. Eine Begrenzung auf 3 bis 6 Monate ist angemessen.

Ratenzahlungen bei Monatsabrechnungen erfordern präzise Regelungen. Es ist zu definieren, worauf sich die Einjahresfrist bezieht und ob bestehende Ratenzahlungen aus Jahresabrechnungen Auswirkungen auf Fristen bei einem Wechsel zur Monatsabrechnung haben.

Ein Anspruch auf Ratenzahlung darf erst nach erfolgter Mahnung oder Zahlungserinnerung bestehen, da ansonsten das Forderungsmanagement unzumutbar verzögert wird. Eine Verpflichtung zur Ratenzahlung bei Zwischenabrechnungen ist abzulehnen, da dies zu mehreren parallelen Rückzahlungsverpflichtungen führen kann.

Laufzeiten über 18 Monate sind abzulehnen. Sie überschreiten das Vertragsjahr und erhöhen das Risiko, dass Rückstände über mehrere Jahre aufgestaut werden.

Zu Abs. 2

Mit der Aufhebung der Fälligkeit wird die Möglichkeit gemäß ABGB gerechtfertigte Verzugszinsen zu verrechnen verunmöglicht und ist daher abzulehnen und zu streichen.

Zu § 29 (Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers)

Es gibt keinen Vorauszahlungszähler am Markt im Bereich intelligente Messgeräte. Intelligente Messgeräte, die das Guthaben des Kunden anzeigen sind nicht verfügbar.

Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:

*„Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen haben unbeschadet der §§ 30 und 34 das Recht auf Nutzung **einer eines Zählgeräts mit Vorauszahlungsfunktion (Prepaymentfunktion ~~mittels Marktkommunikation und Schaltfunktion des Zählgeräts oder Schaltfunktion vor Ort~~**).“*

Generell dürfen wir anmerken, dass weder das Thema Prepayment-Zähler im Gesetzesentwurf ausreichend ausgeführt wird noch, dass die Einräumung eines Rechts auf Prepayment-Zähler in Hinblick auf Smart Meter sinnvoll ist.

Grundsätzlich stellt sich die Frage, was unter Prepayment zu verstehen ist. Aus Smart Metering-Sicht werden vom Smart Meter täglich Messwerte geliefert. Ein zentrales System beim Netzbetreiber und/oder parallel beim Lieferanten ermittelt daraus den aktuellen Saldo. Ist das Guthaben verbraucht, schickt der Lieferant oder der Netzbetreiber einen Abschaltbefehl an den Smart Meter.

Je nach Ausprägung führt diese Regelung zu Verwirrung und Missverständnissen bzw. passiert die Abschaltung erst Tage nach dem Erreichen des Endes des Guthabens z.B. am 5. morgens ist die vorab bezahlte Energie aufgebraucht; der Netzbetreiber liest diesen Wert am 6. aus und übermittelt diesen Wert bestenfalls noch am 6. an den Lieferanten; der Lieferant bilanziert am 7., dass das Guthaben aufgebraucht ist und schickt die Abschalteanforderung an den Netzbetreiber; die Abschaltung erfolgt dann am 8. Tag; noch komplexer wird es, wenn der Kunde nach Übermittlung der Abschalteanforderung Geld beim Lieferanten einzahlt, weil es in diesem Fall aufgrund von Prozessabläufen vorkommen kann, dass er zwischenzeitlich dennoch abgeschaltet wird bzw. mehrere Tage zwischen Einzahlen und Wiedereinschaltung vergehen. Des Weiteren ist auch unklar, wie dies bei dem dzt. Marktmodell funktioniert. Wer hebt für wen die Vorauszahlung in welcher Höhe ein (Stichwort: Vorleistungsmodell und Netzbetreiber als Betreiber der Zähleinrichtungen). Bei Prepayment ist zudem jedenfalls kein Opt-Out (Verbot der Nutzung der Abschaltvorrichtung) möglich.

Zu § 31ff (§ 31 Auffangversorgung, § 32 Besondere Bestimmungen für die Auffangversorgung nach Lieferantenausfall, § 33 Ernennung des Auffangversorgers) Wir unterstützen das Ziel, eine **stabile Versorgung** der Endkund:innen sicherzustellen und **Abschaltungen** zu minimieren. Die im Rahmen der Auffangversorgung vorgesehene **automatische Zuweisung** von Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen an einen Auffangversorger nach „Vertragsende“ wirft jedoch erhebliche Bedenken hinsichtlich **Marktstabilität, Versorgungssicherheit** und **Wettbewerb** auf. Zudem bleibt die Regelung in einigen Punkten unklar.

Die automatische Zuweisung würde zu einem erheblichen **Mengenrisiko** führen. Die Zahl der Kund:innen ist für den Auffangversorger kaum abschätzbar. Kurzfristige Mengenschwankungen erschweren eine effiziente Beschaffung und treiben die Kosten. Hinzu kommt ein **Preisrisiko** durch zeitversetzte Beschaffung (z. B. Quartalsfixierungen), das zu systematischen **Preisprämien** gegenüber marktüblichen Tarifen führt. Die Folge sind regelmäßig **höhere Preise** in der Auffangversorgung, die Kund:innen zusätzlich belasten.

Zudem ist die Regelung, dass im Fall fehlender Bewerber als Auffangversorger automatisch der „Local Player“ als Auffangversorger bestimmt wird abzulehnen.

Der vorgesehene Anwendungsbereich („nach Vertragsende“) ist **überbordend** und strikt abzulehnen. Die Sicherstellung einer stabilen Versorgung für Kund:innen und Kleinunternehmen iSd. § 32 ist ausreichend, um einen unverschuldeten „**vertragslosen Zustand**“ und damit eine unverschuldete Abschaltung zu verhindern.

Die im Zusammenhang mit Preisfindung in der Auffangversorgung genannten „**Referenzwerte**“ zur Prüfung der Preisaufschläge durch die E-Control sind nicht nachvollziehbar, da es keine belastbare Markt-Referenz für die Auffangversorgung gibt.

Diese Risiken wirken insgesamt abschreckend auf Anbieter und können die Teilnahme an Ausschreibungen reduzieren – mit negativen Folgen für den **Wettbewerb**. Gleichzeitig steigt das Risiko **strategischen Verhaltens**. Kund:innen könnten die Auffangversorgung gezielt als günstigere Zwischenlösung nutzen und damit die Systemlogik unterlaufen.

Folgende Klarstellungen sind zu berücksichtigen:

- **Berücksichtigung systematischer Zusammenhänge:** Die Auffangversorgung steht in engem Zusammenhang mit den Preisanpassungsregelungen (§ 21 EIWG bzw. § 80 Abs. 2a EIWOG). Eine rechtssichere und praxistaugliche Lösung dieser Problematik könnte zahlreiche Fälle vermeiden, in denen die Auffangversorgung notwendig wird und so zu Stabilität der regulären Versorgung beitragen.
- **Gesetzliche Beschränkung auf unverschuldete und unfreiwillige Vertragslosigkeit:** Die Auffangversorgung soll nur bei Lieferantenausfall oder bei Änderungskündigung durch den Lieferanten greifen. Der Ablauf von befristeten Verträgen sollte – ebenso wie die Eigenkündigung - dezidiert vom Anwendungsbereich der AV ausgenommen werden. **Alle Fälle, die ein Verschulden der Kund:innen beinhalten, sind klar von der Auffangversorgung auszuschließen.**
- **Überarbeitung der Ausgestaltung der Preisfindung:** Ein regulierter Preis ist abzulehnen. Stattdessen sollte die Auffangversorgung – analog zur Grundversorgung – zu den geltenden Allgemeinen Lieferbedingungen und Preisen für Neukund:innen des jeweiligen Lieferanten erfolgen.
- **Abschaffung des Zuweisungsautomatismus:** Statt automatischer Zuweisung sollen Kund:innen aktiv die Aufnahme in die Auffangversorgung beantragen müssen.
- **Rechtssichere Ausgestaltung des Schuldverhältnisses:** Es fehlt eine klare gesetzliche Grundlage für Zahlungsansprüche des Auffangversorgers. Zur rechtssicheren Durchsetzung ist festzulegen, dass ein gesetzliches Schuldverhältnis mit Zahlungspflicht entsteht.
- **Klare Regelungen für Versorgung von Kund:innen nach Ablauf der zwei Jahre:** Unklar bleibt, wie nach Ablauf der 24 Monate mit bestehenden Kund:innen zu verfahren ist. Müssen diese über den Zeitraum der zwei Jahre, bis zu maximal sechs Monaten weiter versorgt werden oder erfolgt ein kollektiver Wechsel zum neuen Auffangversorger.

Zu § 31 Abs. 2

Die Regelung bleibt hinsichtlich des Zeitpunkts der Kundeninformation über das Widerspruchsrecht unklar. Es fehlt eine konkrete Frist, bis wann die Information zu erfolgen hat. Unklar ist auch, ob eben dieses Zeitfenster für eine wirksame Ausübung des Widerspruchs ausreichend ist. Ebenso offen bleibt, welche Schritte der Auffangversorger im Fall eines Widerspruchs zu setzen hat – etwa die Information des Netzbetreibers oder eine erneute Zuweisung.

Zu § 31 Abs. 3

Es fehlt eine Regelung für den Fall, dass ein Auffangversorger einen zugewiesenen Kunden nachträglich ablehnt. Dies betrifft insbesondere Fälle mit **bestehenden Zahlungsrückständen**, wobei der Auffangversorger mangels Datenzugriffs nur eigene „Altkunden“ identifizieren kann. Es besteht somit ein **Missbrauchspotenzial**, da sich zahlungssäumige Kunden anderer Lieferanten in der Auffangversorgung sammeln könnten.

Zu § 31 Abs. 5

Wir verweisen auf die Ausführungen zu § 33 Abs. 3.

Sollte die Regelung dennoch beibehalten werden, ist das Wording an die Regelung in § 22 Abs. 2 anzugleichen und ein Abstellen der Preisinformationen im Web-Portal auch als „in geeigneter Weise“ zulässig ist.

Im Fall der Beibehaltung schlagen wir demnach folgende Änderungen in Abs 5 vor:

*„§ 31 (5) Der Auffangversorger hat die ihm gemäß Abs. 2 zugeordneten Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen unverzüglich über das Bestehen, die Dauer und die wesentlichen Inhalte des neuen Vertragsverhältnisses sowie darüber, dass die Haushaltskundin oder der Haushaltskunde jederzeit zu einem Lieferanten ihrer bzw. seiner Wahl wechseln kann, zu informieren. Für diese Information ist eine von der Regulierungsbehörde zur Verfügung gestellte Musterformulierung zu verwenden. Während der Vertragslaufzeit hat der Lieferant Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen **in geeigneter Weise bzw. ein kundenfreundliches Kundenportal** über die Preisentwicklungen ~~und insbesondere über nachteilige Preiserwartungen~~ **rechtzeitig und auf verständliche Weise zu informieren.**“*

Zu § 32 Abs. 2

Es ist unklar, was unter dem Begriff „Marktpreis“ zu verstehen ist. Auch die Erläuterungen treffen keine näheren Feststellungen dazu.

Daher schlagen wir folgende Änderung vor:

„(2) [...] Wird über einen Zählpunkt eingespeist, übernimmt der Auffangversorger die eingespeiste Energie ~~Marktpreisen zu den jeweils aktuell für die jeweilige Kundengruppe gültigen Einspeisepreisen des Lieferanten~~ abzüglich der aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie für die eingespeiste Energie. [...].“

Zu § 33 Abs. 1

Die Erfüllung der Pflichten als Auffangversorger ab 1.12.2025 ist in der Praxis nicht

umsetzbar. Es ist vor dem Inkrafttreten dieser Bestimmung sicherzustellen, dass ein Marktprozess für die elektronische Übermittlung der Daten umgesetzt wurde. Die Implementierung des neuen Marktprozess ist frühestens mit Oktober 2026 möglich. Insbesondere die Übermittlung der Daten *"zum Zeitpunkt des Vertragsende"* führen andernfalls zu einem manuellen Aufwand, wonach ohne Marktprozess eine rechtzeitige und lückenlose Versorgung nicht gewährleistet werden kann.

Zu § 33 Abs. 3

Ein regulierter Preis ist abzulehnen. Stattdessen sollte die Auffangversorgung – analog zur Grundversorgung – zu den geltenden ALB und Preisen für Neukunden des jeweiligen Lieferanten erfolgen. Folgerichtig kann die in § 31 Abs. 5 festgelegte Informationsverpflichtung *„über **Preisentwicklungen** und insbesondere **nachteilige Preiserwartungen**“* entfallen.

Zu § 33 Abs. 6

Die Anmerkungen zu Abs. 3 haben auch Auswirkungen auf Abs. 6. Sollte in einer Ausschreibung gem. § 33 Abs. 1 kein Lieferant gefunden werden, so würde jener Lieferant unfreiwillig Auffangversorger, der bis zum 31.12. des Vorjahres über die größte Anzahl an Haushaltskund:innen verfügte. In diesem Augenblick befände sich der Local Player in der untragbaren Situation, entweder i) eine Kundengruppe bedienen zu müssen, die in aller Regel ob vorhersehbarer Ausfälle und/oder nicht darstellbarer Referenzwerte/Aufschläge unwirtschaftlich sind (reguläre Auffangversorgung gem. § 31) bzw. ii) jederzeit und durch unmittelbare, spontane Zuordnung Neukunden versorgen zu müssen, die er nicht in seiner Beschaffung berücksichtigen konnte, womit er einem unkontrollierbaren Ausgleichsenergieisiko ausgesetzt wird, das er sich nicht ausgesucht hat und das auch nicht in den Referenzwerten berücksichtigt wird oder gar werden kann (Auffangversorgung bei Lieferantenausfall). Dieses Konzept der zwangsweisen Auffangversorgung kann folglich den ökonomischen Bestand von Stromlieferanten als Local Player grob gefährden und wäre zweifelsfrei verfassungswidrig (VwSlgNF 10.491 A/1981; VwGH 29.4.1992, 89/17/0166; VfSlg 12.564/1990; OGH 26.4.1989, 1 Ob 1/89). Gemeinschaftsrechtlich ist dies darüber hinaus als unzulässige Preisregulierung zu betrachten [vgl insb Art 5 Abs 6 ElektrizitätsbinnenmarktRL (EU) 2019/944].

Zu § 36ff (§ 36 Gestützter Preis für begünstigte Haushalte, § 37 Besondere Bestimmungen für Lieferverträge mit gestütztem Preis, § 37a Betrauung einer Abwicklungsstelle für den gestützten Preis)

Zu § 36ff - Generell

Eine zielgerichtete Unterstützung mit einem klar definierten engen Kreis der Anspruchsberechtigten wird grundsätzlich begrüßt.

Gleichzeitig ist eine Belastung der Lieferanten mit den Kosten des gestützten Preises abzulehnen: Die Auferlegung dieser relevanten Pflicht für die Energiewirtschaft belastet den Wirtschaftsstandort und ist – mangels Befristung – als gleichheits- und somit als verfassungswidrig anzusehen.

Die Entlastung einkommensschwacher Haushalte sollte im Rahmen der Sozialpolitik erfolgen. Dies legt auch die Strombinnenmarkt-RL in Art 5 Abs 2 grundsätzlich so fest: *„Die*

Mitgliedstaaten sorgen durch sozialpolitische Maßnahmen oder auf andere Weise als durch Eingriffe in die Festsetzung der Stromversorgungspreise für den Schutz der von Energiearmut betroffenen und der schutzbedürftigen Haushaltskunden im Sinne der Artikel 28 und 29.“

Die Energieunternehmen haben zudem österreichweit zahlreiche Kooperationen mit allen großen Sozialeinrichtungen und bieten umfangreiche finanzielle Unterstützungsleistungen an. Diese finanzielle Unterstützung auf Basis bewährter Strukturen darf nicht durch zusätzliche finanzielle Anforderungen an die Energieunternehmen gefährdet werden. Durch den bereits im Regierungsprogramm verankerten Beitrag der Energiewirtschaft in der Höhe von jährlich 200 Mio. Euro. über die gesamte Legislaturperiode hindurch, leistet die Branche bereits durch den Energiekrisenbeitrag finanzielle Unterstützung zur Budgetsanierung.

Zur Risikominimierung sollte entweder eine **klare zeitliche Befristung** oder zumindest eine gesetzlich verankerte Pflicht zur regelmäßigen Evaluierung eingeführt werden. Dies würde nicht nur die Vereinbarkeit mit europäischem Recht stärken, sondern auch die Nachvollziehbarkeit und Legitimation des Instruments im politischen und regulatorischen Kontext erhöhen.

Folgende Fragestellungen sind durch gesetzliche Vorgaben klarzustellen:

- Es ist unklar, wie groß der Kreis der Bezugsberechtigten tatsächlich ist, daher kann die Kostenbelastung nicht ermittelt werden.
- Aufgrund der massiven Ausweitung des erwarteten Begünstigtenkreises (dem Vernehmen nach 250.000 Begünstigte) ist eine Quersubventionierung und damit potenziell eine Mehrbelastung anderer Kundengruppen gegeben. Dies wirkt dem erklärten Ziel, die Strompreise für die gesamte Bevölkerung und Wirtschaft günstiger zu machen, diametral entgegen. Bei der Festlegung des Begünstigtenkreises sollten im Hinblick auf dieses Spannungsfeld möglichst enge Kriterien angewendet werden.
- Es ergeben sich zahlreiche Fragestellungen im Hinblick auf den Aufbringungsmechanismus: Bis zu 50 Mio. Euro sind jährlich von den Lieferanten aufzubringen und gemäß einem **Verteilungsschlüssel** (Umlagesystem) zu zahlen. Gleichzeitig ist der Verteilungsschlüssel im Sinne der öffentlich abgegebenen Menge nicht definiert („Gesamtstrommenge“).
- Der im Entwurf vorgesehene Prozess ist komplexer als die Abwicklung des Stromkostenzuschussgesetzes. Es gibt eine neue Schnittstelle zu OBS (ORF Beitrags Service GmbH), einen Abgleich für Mehrpersonenhaushalte und medizinische Geräte sowie die Anrechnung von Mengen aus Energiegemeinschaften etc. (komplexer Informationsfluss, Einhaltung Datenschutz).

Im Detail sind folgende Punkte kritisch einzustufen und machen Anpassungen erforderlich:

- Problematisch erscheint der „Aufbringungsmechanismus“ für die Kosten aus verfassungsrechtlicher Sicht. Hierzu wird nicht nur eine neue, privatrechtlich zu konstituierende Abwicklungsstelle (§§ 37a, b) eingerichtet. Der Rechtsschutz in Bezug auf die Abwicklungsstelle muss sicherstellt sein.
- Realistische Übergangsfristen für die technische Umsetzung der neuen Regelungen sind erforderlich und eine Umsetzung kann **frühestens April 2026** erfolgen.

- Deutliche Vereinfachung des Prozesses gefordert:
 - Zentrale Erfassung der betroffenen Kundengruppen
 - Zentrale Schnittstelle zu Lieferanten
 - Die Prozesse zur Information über die Dauer der Befreiung vom ORF-Beitrag sind in einen einheitlichen Standard zu bringen
 - Abweichend zur Formulierung nach § 36 Abs. 4 muss ein verpflichtender Datenaustausch im Zuge des Lieferantenwechsels zur Information des neuen Lieferanten durch die OBS sichergestellt werden.

Zu § 36 Abs. 6

Z 3 ist unklar und müsste bei Aufrechterhaltung wie folgt ergänzt werden:

*“3. Der obere Referenzwert ermittelt sich als mengengewichteter Durchschnitt der von der European Energy Exchange (EEX) festgelegten Abrechnungspreise für den nächsten darauffolgenden Quartalsfuture für Grundlast- und Spitzenlastenergie für **die für Österreich relevante Gebotszone** in einem Verhältnis von 80 % (Baseload Quarter Future) zu 20 % (Peakload Quarter Future). Für die Ermittlung sind die entsprechenden Notierungen der letzten fünf Börsenhandelstage des unmittelbar vorangegangenen Quartals heranzuziehen. Sollten diese von der EEX nicht mehr veröffentlicht werden, oder sollte die Regulierungsbehörde feststellen, dass den Notierungen nicht ausreichend Liquidität zugrunde liegt, so hat sie vergleichbare Notierungen der EEX oder einer anderen relevanten Strombörse heranzuziehen. Der obere Referenzwert ist von der Regulierungsbehörde am Ende eines jeden Quartals **für das darauffolgende Quartal** zu berechnen und zu veröffentlichen.”*

Zu § 36 Abs. 7

Analog der Definition im Stromkostenzuschussgesetz ist in den Erläuterungen festzulegen, wie das jährliche Verbrauchskontingent berechnet wird: „[...] das jährliche Verbrauchskontingent ist durch 365 zu dividieren, um den Wert des anteilig zu gewährenden Verbrauchskontingent pro Tag in kWh zu ermitteln[...].“

Analog der Definition im Stromkostenzuschussgesetz ist in den Erläuterungen die Umsetzung der Änderung des Referenzwertes durch getrennt betrachtete Berechnungsabschnitte festzulegen und eine Regelung für den Umgang mit Schaltjahren vorzusehen,

Zu § 36 Abs. 9

Erforderlich ist eine gesetzlich festgelegte Stichtagsregelung für die Ermittlung der Personen, die im ZMR als Hauptwohnsitz gemeldet sind (analog Stromkostenzuschussgesetz).

Zu § 37 Abs. 2

Die Rückabwicklung sollte zum Monatsersten erfolgen (analog mit der EAG-Befreiungsverordnung: „ab dem der Genehmigung folgenden Monatsersten“). Dies ist auch in Bezug auf Vorgehensweise bei Wegfall der Voraussetzungen für die Befreiung relevant.

Zu § 37 Abs. 4

Wir weisen darauf hin, dass eine Kostentragung im Ausmaß des Anteils, der im letzten Kalenderjahr im Inland abgegebenen Gesamtmenge dazu führen muss, dass Lieferanten, die wenig oder gar **keine Haushaltskunden** versorgen, nach Maßgabe ihrer an

Unternehmen verkauften **Energiemengen** sehr stark belastet werden und diese Kosten eingepreist werden müssen. Dies kann zu erheblichen **Mehrbelastungen** für österreichische Unternehmen führen.

Zu § 37a Abs. 3

Die Befristung der Betrauung der Abwicklungsstelle ist zu lange und läuft dem Willen der Strombinnenmarkt-RL, möglichst bald ein Auslaufen regulierter Preise und einen Übergang zu marktgestützten Preisen unionsweit zu erreichen, entgegen.

Wir schlagen folgende Änderung in Abs 3. vor:

*„(3) Der Vertrag gemäß Abs. 2 ist befristet auf eine Dauer von **fünf drei** Jahren abzuschließen. Eine einmalige Verlängerung des Vertrages durch den Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus um bis zu **fünf drei** Jahre ist **ausnahmsweise, im Falle von besonders schwerwiegenden Gründen**, zulässig [...]“*

Zu § 38 (Sicherstellung der Versorgung von Endkundinnen und Endkunden, die keine Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen sind)

Es liegt keine Notwendigkeit für eine solche gesetzliche Bestimmung vor. Jene Faktoren, die dazu führen, dass Kunden, die keine angemessenen Angebote erhalten, liegen in aller Regel im bisherigen Kundenverhalten, mangelnder Bonität und/oder aufgrund unzutreffender Einschätzung des Marktes. Diese Bestimmung ist insofern fehlgeleitet, als dass sie gesetzlich nicht kontrollierbar Abschwünge der Volkswirtschaft und Verwerfungen am Strommarkt auf dem Rücken der Lieferanten zu regeln versucht.

§ 38 sollte gestrichen werden.

Sollte dennoch an dieser Bestimmung festgehalten werden, ist zumindest sicherzustellen, dass den Lieferanten alle Nachteile erstattet werden, die ihnen durch den Kontrahierungszwang gegenüber dieser Kundengruppe erwachsen.

Zu Abs. 2

Es ist nicht ersichtlich, zu welchem Zeitpunkt die festgelegte Frist von zwei Wochen zu laufen beginnen soll. In der Praxis gestalten sich die Verhandlungen in diesem Kundensegment regelmäßig langwierig, da dem Lieferanten zur Angebotserstellung zunächst Informationen über die anfragenden Endkund:innen übermittelt werden müssen (z.B. Anschlusssituation, Lastverhalten, Bedarf, Bonität). Die Festlegung einer kurzen Frist ohne klare Definition ihres Beginns und ohne Berücksichtigung des erforderlichen Zeitaufwands zur Informationsbeschaffung ist sachlich unangemessen. Die Regelung ist daher entweder zu streichen oder unter Berücksichtigung des tatsächlichen Ablaufs der Informationsbeschaffung präzise zu fassen.

Zu Abs. 3

In Abs. 3 ist jedenfalls der zusätzliche Grund einer nicht gerechtfertigten Ausschlagung eines angemessenen Angebots seitens der Endkund:innen aufzunehmen.

Zu Abs. 4

Es ist nicht nachvollziehbar, welchen rechtlichen Mehrwert der Lieferant aus einer „eidesstattlichen Erklärung“ ziehen soll, zumal die Vornahme von Falschangaben im Rahmen

dieser Erklärung rechtlich ohne jegliche Konsequenzen verbliebe. Der Gesetzgeber müsste die wahrheitsgetreue Abgabe dieser Erklärung mit einer Verwaltungsstrafe verknüpfen, um den intendierten Zweck zu erfüllen.

Zu Abs. 5

Zur Frage der „Diskriminierung“ von Bestands- und Neukunden ist festzuhalten, dass bei Änderung der Marktgegebenheiten (welches am auf- und absteigenden Preisaufschlag immer der Fall ist) Bestands- und Neukunden dennotwendigerweise anders behandelt werden müssen, schlichtweg weil sich die ökonomische Grundlage verändert hat. Demgemäß liegt bei Änderung der Marktgegebenheiten einer ökonomisch unabdingbaren Ungleichbehandlung zw. Bestands- und Neukunden immer eine sachliche Rechtfertigung zugrunde, die das Vorhandensein einer „Diskriminierung“ ausschließen. Dies ist vom Gesetzgeber ausdrücklich festzuhalten.

Zu § 39 (Mindestanforderungen an Rechnungen)

Die in § 39 als auch in § 43 vorgesehenen umfangreichen Informationspflichten führen zu einer erheblichen Überfrachtung der Rechnung, wonach Übersichtlichkeit und Verständlichkeit verloren gehen. Die vielfach geforderten Vereinfachungen und Reduktionen werden untergraben. Eine praxisnahe Differenzierung nach Kundengruppen (Haushaltskund:innen/ Kleinunternehmen vs. Industrie/ B2B) fehlt weitgehend und sollte gesetzlich klar geregelt werden.

Abs. 2

Die Forderung, zu erläutern, „wie die Rechnung zustande gekommen ist“, ist zu unbestimmt. Es braucht eine klarere Definition, was unter dieser Erläuterung konkret zu verstehen ist.

Abs. 3 Z 2

Die Pflicht zur Angabe einer Hotline für Störfälle ist bei reinen Lieferrechnungen nicht sachgerecht, da ausschließlich der Netzbetreiber hierfür zuständig ist. Eine generelle Verpflichtung ist daher nicht nachvollziehbar.

Abs. 3 Z 4 und Z 5

Die Pflichtangaben zu Vertragsabschluss, Kündigungszeitpunkt und Lieferantenwechsel sind redundant und überbordend. Informationen müssen bereits gemäß § 25 Abs. 4 und 5 bereitgestellt werden. Eine Mehrfachkommunikation führt zu Verwirrung. Es bedarf einer klaren gesetzlichen Regelung, wie diese Informationen zu übermitteln sind (z. B. auf der Rechnung selbst, als Rechnungsbeilage oder gesondert).

Zu Abs. 5

Unklar ist, wie lange Kund:innen das Recht auf Beibehaltung der aktuellen Höhe der Teilzahlungsbeträge haben. Es sollte im Gesetz jedenfalls klar festgehalten werden, dass das Recht des Lieferanten auf eine sachlich gerechtfertigte Anpassung (auch Erhöhung) der Teilzahlungsbeträge nach Ende des jeweiligen Abrechnungszeitraumes bzw. einmal jährlich davon unberührt bleibt.

Zu Abs. 6

Die Anforderungen an die Rechnungslegung sind praktisch unterschiedlich zwischen B2C (Haushalt und Kleinunternehmen) und B2B (Industrie, Weiterverarbeiter, Handel).

Entsprechend der unterschiedlichen Anforderung der Kundengruppen sollte auch im Gesetz und in weiterführenden Definitionen diese Unterscheidung konsequent umgesetzt werden. Im B2B-Bereich sind die Anforderungen von Kund:innen oft auch vertraglich (bilateral) geregelt. Eine Trennung der Rechnungslegungspflichten zwischen B2C und B2B, bzw. die Einschränkung von § 39 auf Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen wird empfohlen.

Demnach schlagen wir vor folgenden Abs. 6 in § 39 neu einzufügen:

NEU „(6) Endkundinnen und Endkunden, die keine Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen sind, können in Abstimmung zwischen gewerblichem Kunden sowie dem Lieferanten andere, für den spezifischen Bedarf des gewerblicher Kunde passende Regelungen vorsehen.“

Zu § 40 (Abrechnungszeitraum)

Zu Abs. 1

Das Wahlrecht der Kund:innen zwischen einer Jahres- und einer Monatsabrechnung wird begrüßt. § 18 Abs. 3 erlaubt die elektronische Übermittlung über ein kundenfreundliches Web-Portal, sofern dies im 3. Teil des EIWG vorgesehen ist. Daher sollte in § 40 Abs. 1 die Übermittlung per Web-Portal als Alternative zur E-Mail ausdrücklich aufgenommen werden.

Zu Abs. 3

Für bestehenden Floater-Verträgen mit Jahresabrechnung sollte in Abs. 3 eine Übergangsfrist von 6 Monaten für die Umstellung auf monatliche Abrechnung gewährt werden.

Zu § 42 (Verbrauchs- und Abrechnungsinformation)

Ausdrücklich begrüßt wird, dass die Verbrauchs- und Abrechnungsinformation auf Verlangen der Kund:innen mit einer Jahresabrechnung zu übermitteln ist.

Zu Abs. 3

§ 18 Abs. 3 erlaubt die elektronische Übermittlung über ein kundenfreundliches Web-Portal, sofern dies im 3. Teil des EIWG vorgesehen ist. Daher sollte in § 42 Abs. 1 und Abs. 2 die Übermittlung per Web-Portal als Alternative zur E-Mail ausdrücklich aufgenommen werden.

Zu § 43 (Sonstige Informationen)

Wir verweisen auf die Ausführungen zu § 39. Darüber hinaus haben wir noch ergänzende Anmerkungen zu den Bestimmungen im Detail.

Zu Abs. 1

Z 4 kann gestrichen, da die Energiewertermittlung Teil der Rechnung gemäß § 39 Abs. 3 ist.

Zu Abs. 2 und 4

Die Informationspflichten gemäß Abs. 2 und 4 sind – analog zu Abs. 1 und 3 - auf Haushaltskund:innen und Kleinunternehmen einzuschränken.

Zu §§ 43a und b (Risikomanagement)

Mit der gegenständlichen Regelung soll Art 18a EU-Strom-BMRL umgesetzt werden, wonach den Mitgliedstaaten die konkrete Ausgestaltung zur nationalen Umsetzung obliegt. Der

aktuelle Vorschlag im EIWG würde sowohl einen enormen administrativen Zusatzaufwand schaffen als auch erhebliche IT-Implementierungskosten (SAP-Systeme) bei den Unternehmen verursachen, da die vorgeschlagenen Regelungen nicht kompatibel sind mit den bestehenden in den Unternehmen aufgesetzten Dokumentations- und Reportingstrukturen. Vor diesem Hintergrund wird vorgeschlagen das Risikomanagement des Lieferanten in bestehenden Prüfroutinen zu integrieren:

- Dokumentation der Absicherung nach Vorgaben
- Statt Datenübermittlung Bericht des Steuerberaters bzw. Wirtschaftsprüfers auf Basis von Standardprüfszenarien (von ECA jährlich festzulegen) an die Regulierungsbehörde (E-Control)
- Kein Naming and Shaming (max. Bekanntgabe bei Fristversäumnis)
- Keine zusätzliche Bescheidkompetenz der Regulierungsbehörde (E-Control)

Mit Blick auf die Umsetzung der EU-Vorgabe in anderen Ländern ist z.B. Deutschland zu erwähnen. Die Umsetzung in Deutschland ist sehr nah am Richtlinien text in der Minimalversion und die Bundesnetzagentur kann vom Stromlieferanten zwar die Vorlage der Absicherungsstrategien verlangen, es ist aber – anders als im EIWG – Entwurf keine automatische Übermittlung vorgesehen und es sind keine Vorgaben zur Darstellung vorgesehen.

Wir schlagen daher folgende Änderungen in § 43a und § 43b vor:

„Risikomanagement des Lieferanten

§ 43a. (1) *Lieferanten, die Endkundinnen und Endkunden beliefern, sind verpflichtet:*

- 1. über angemessene Absicherungsstrategien zu verfügen und diese umzusetzen, um das Risiko von Auswirkungen allfälliger Änderungen des Stromangebots auf Großhandelsebene auf die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kundinnen und Kunden zu begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an den Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten,*
- 2. alle angemessenen Maßnahmen zu ergreifen, um das Risiko eines Versorgungsausfalls zu begrenzen.*

(2) *Lieferanten sind verpflichtet, **gegenüber** der Regulierungsbehörde jährlich ~~bis 1. September~~ mit Ende des Geschäftsjahres ihre Absicherungsstrategien gemäß § 43a Abs. 1 zu **übermitteln**-belegen.*

(3) *Zur Erfüllung der Pflichten aus § 43a Abs. 2 haben die Lieferanten ~~der Regulierungsbehörde eine Darstellung~~ ihrer Lieferverpflichtungen, die darin enthaltenen, den Endkundinnen und Endkunden gegenüber abgegebenen Preiszusagen und -garantien sowie die korrespondierenden Energiebeschaffung auf Großhandelsebene, jeweils getrennt nach angebotenen Produkten, **vorzulegen zu dokumentieren**. Darüber hinaus haben die Lieferanten eine Liquiditätsvorschau **vorzulegen zu erstellen**, welche die wirtschaftliche Tragfähigkeit der Geschäftsmodelle zur Belieferung von Endkundinnen und Endkunden belegt. Diese hat auch allfällige Verpflichtungen und Prognosen über die im Rahmen der Handels- oder Abwicklungssysteme vorgesehenen Sicherheiten und Kautionen zur Deckung von Verbindlichkeiten zu umfassen **und die von der Regulierungsbehörde festgelegten Standardprüfszenarien für Preisveränderungen zu berücksichtigen. Die Vorlage dieser***

~~Daten und Informationen hat gemäß einem von der Regulierungsbehörde vorgegebenen Datenformat zu erfolgen.~~

(4) Die Pflichten aus § 43a. Abs. 2 sind erfüllt, wenn der Regulierungsbehörde ein Bericht über die Erfüllung des § 43a. Abs. 1 eines Steuerberaters bzw. Wirtschaftsprüfers inklusive einer summarischen Darstellung der Lieferverpflichtungen sowie der Liquiditätsvorschau nach § 43a. Abs. 3 jährlich bis 120 Tage nach Ende des Geschäftsjahres vorgelegt wird.

Überwachung des Risikomanagements

§ 43b. (1) Die Regulierungsbehörde hat sicherzustellen, dass die Lieferanten ihren Pflichten gemäß § 43a nachkommen. Zu diesem Zweck ~~kann~~ wird die Regulierungsbehörde mit Verordnung Standardprüfszenarien für Preisveränderungen am Großhandelsmarkt (Stresstest) jährlich bis 1. April festlegen, die zur Prüfung der Pflichten gemäß § 43a Abs. 1 herangezogen werden.

(2) Die Regulierungsbehörde kann von Lieferanten jederzeit die Vorlage der Absicherungsstrategien nach § 43a Abs. 1 Z 1 und sonstiger relevanter Informationen zur Überprüfung der Verpflichtungen nach § 43a Abs. 1 und, ~~sofern die Absicherungsstrategien und die Maßnahmen gemäß § 43a Abs. 1 Z 2 nicht geeignet sind, die in § 43a Abs. 1 Z 1 genannten Ziele zu erreichen, mit Bescheid Anpassungen~~ verlangen.

(3) Die Regulierungsbehörde hat auf ihrer Website binnen 147 Tagen ab Feststellung, dass keine fristgerechte Vorlage nach ~~der Nichterfüllung der Vorgaben des § 43a Abs. 2~~ erfolgt ist, bzw. ab Vorliegen eines rechtskräftigen Bescheides gem. § 24 Abs. 2 E-ControlG in Verbindung mit § 43a Abs 1, die Firmennamen der betroffenen Lieferanten zu veröffentlichen.“

Zu § 44 (Ausstattung mit einem Intelligenten Messgerät)

Um Lastprofilzähler (LPZ) mit Smart Meter auszustatten, sind diese zu Beschaffen und danach in den Systemen zu implementieren. Eine Einbindung in die Systeme unterscheidet sich in der Komplexität zu den Haushaltszählern, da Systemänderungen und zusätzliche Schnittstellen notwendig sind (z.B. Clearing), welche bei Haushaltszählern nicht umzusetzen waren. Danach müssen die Zähler ausgerollt werden. Viele Vorteile eines Smart Meters (z.B. 15-Minuten Lastprofil, Darstellung der Verbrauchswerte im Webportal) ist bei Kunden bereits jetzt durch LPZ gegeben und der Kunde selbst hat somit durch die Umstellung keinen entscheidenden Mehrwert.

Für bereits im Netzbetrieb eingesetzte und beschaffte intelligente Messgeräte sowie Lastprofilzähler samt deren Übertragungstechnologie muss mit Inkrafttreten des EIWG ein Bestandsschutz analog zu IME-VO § 1 Abs. 2 für deren technische Lebensdauer sichergestellt werden, sofern diese nicht auf die Anforderungen des EIWG aktualisiert werden können.

Es gibt Funktionen, die nicht über die Ferne geändert werden können und/oder eine neue eichrechtliche Zulassung erfordern. Ohne Bestandsschutz würde ein akuter flächendeckender Rollout nötig sein, welcher mit hohen Kosten verbunden wäre.

Demnach schlagen wir folgende Änderungen in den Abs. 1, 2 und 3 vor:

„(1) Die Netzbetreiber haben die Zählpunkte der ~~Endkundinnen und Endkunden~~ **Netzbenutzer** mit intelligenten Messgeräten auszustatten. **Netzbenutzer, deren Verbrauch über einen Lastprofilzähler gemessen wird, sind bis 31.12.2030 mit einem intelligenten Messgerät auszustatten.** Nähere Bestimmungen zur Einführung und Ausrollung von intelligenten Messgeräten sind durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Energie und Tourismus festzulegen. Vor Erlassung der Verordnung sind die Regulierungsbehörde sowie Vertreterinnen und Vertreter des Konsumentenschutzes und Österreichs E-Wirtschaft anzuhören.

(2) Die Netzbetreiber haben, ungeachtet ihrer Projektpläne über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten nach den Vorgaben der Verordnung gemäß Abs. 1, ~~Endkundinnen und Endkunden~~ **Netzbenutzer, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, auf Wunsch mit einem intelligenten Messgerät auszustatten.** Die Installation hat ab Äußerung des Wunsches der ~~Endkundinnen und Endkunden~~ **Netzbenutzer** ehestmöglich, spätestens binnen zwei Monaten, zu erfolgen.

(3) Netzbetreiber haben dafür zu sorgen, dass ehestmöglich, spätestens zwei Monate ab dem Zeitpunkt der Installation eines intelligenten Messgeräts bei ~~dem der jeweiligen Endkundin oder beim jeweiligen Endkunden~~ **Netzbenutzer, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, sämtliche Werte gemäß § 49 im intelligenten Messgerät erfasst und zur Verfügbarkeit für die Endkundin oder den Endkunden Netzbenutzer 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät für die in § 52 genannten Zwecke gespeichert werden.**“

Zu § 49 (Auslesung von intelligenten Messgeräten)

Die bestehenden Systeme basieren auf den zum damaligen Beschaffungszeitpunkt geltenden, rechtlichen Anforderungen, die bislang keine 100 %-ige Auslesung von Viertelstundenwerten vorsah. Für bestehende Systeme ist zumindest seitens des Herstellers zum Teil eine Übertragung von bspw. 40 % der Viertelstundenwerte vertraglich zugesichert; darüber hinaus ist die Auslesung von Tageswerten möglich. Damit wurde bislang auch absolut das Auslangen gefunden, da derzeit nur ca. 25 % der Marktteilnehmer Viertelstundenwerte (IME) benötigt.

Die Herstellung und Weiterentwicklung von Smart Meter-Bestandssystemen wurden seitens der Hersteller zum Teil eingestellt, sodass eine Anpassung bzw. Erweiterung der bestehenden Systeme nicht möglich ist. Aus den bisherigen Erfahrungen aus Österreich ergibt sich für Anschaffung, Integration und Rollout neuer Smart Meter Systeme eine Zeitdauer von ca. 8 Jahren. Daher ist es erforderlich, dass die Fristen in § 49 Abs. 3 in begründeten Fällen zu verlängern sind.

Hinzu kommt, dass die österreichischen Netzbetreiber an einem einheitlichen Smart Meter Standard („Companion Standard“) arbeiten, um eine nachhaltige Weiterentwicklung der Smart Meter-Systeme zu gewährleisten. Eine Vorabbeschaffung vor Fertigstellung des

Companion Standards – voraussichtlich im Jahr 2026 – ist daher lediglich eine Übergangslösung und würde zu zusätzlichen Kosten führen.

Zudem können mit den bestehenden Systemen teilweise auch nicht alle elektronischen Zähler kommunikativ angebunden werden (ca. 2 % der Zähler). Eine vollständige Umsetzung der Viertelstundenwertauslesung ist daher nicht möglich. Auch für neue Smart Meter-Systeme wird es Zähler geben, die aus technischen Gründen und aufgrund wirtschaftlicher Vertretbarkeit nicht angebunden werden können.

Zu Abs. 2

Für die Einführung eines leistungsorientierten Netztarifes für alle Netzbenutzer ist zur Abrechnung der höchste monatliche Viertelstundenleistungswert erforderlich. Es sollte daher klargestellt werden, dass der höchste monatliche Viertelstundenleistungswert sowie die Monatsenergiewerte (= Zählerstände) in jedem Fall im Zähler gespeichert und übertragen werden können.

Zudem ist zur Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs (z.B. um nicht gemeldete Einspeiser bei Opt-Out zu erkennen) die Speicherung und Auslesung von Zählerständen und Leistungswerten erforderlich.

Wir regen daher folgende Änderungen in Abs. 2 an:

*„(2) Haushaltskundinnen [...] wird. Der Netzbetreiber hat im Fall eines berechtigten Widerspruchs das Messgerät derart zu konfigurieren, dass keine Tages- und Viertelstundenenergiewerte gespeichert und übertragen werden. Eine Auslesung und Übertragung des für Abrechnungszwecke oder für Verbrauchsabgrenzungen notwendigen Zählerstandes, sowie soweit technisch möglich **der Monatswerte monatlichen Energiewerte und der höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerte, muss jedenfalls möglich sein. Die Monatswerte monatliche Energiewerte- und, soweit technisch möglich, der höchste monatliche Viertelstundenleistungswert bleiben für 15 Monate am Gerät gespeichert.**“*

Zu Abs. 3

Der Passus in Abs. 3 zu Gründen, die außerhalb des Einflussbereichs des Netzbetreibers liegen, wirft aus Sicht der Praxis einige Bedenken auf. In letzter Konsequenz könnte dies dazu führen, dass die Voraussetzungen für eine Verlängerung in vielen Fällen nicht gegeben sind. Beispielhaft sei ein PLC-Störer genannt, der vom Kunden nicht behoben wird: In einem solchen Fall stellt sich die Frage, ob der Netzbetreiber verpflichtet ist, einen Zähler mit alternativem Kommunikationsweg zu installieren – oder ob dies bereits als außerhalb seines Einflussbereichs anzusehen ist.

Zu Abs. 3 Z 1 ist zudem festzuhalten, dass die Summierung von Kunden aufgrund der Datenlage und des unverhältnismäßigen Aufwandes nicht durchführbar ist. Hier muss auf den Zählpunkt abgestellt werden. Weiters sind die Fristen zur Umsetzung nicht realistisch.

Es werden daher Adaptierungen in Abs. 3 und ein zusätzlicher Abs. 4 vorgeschlagen:

*„(3) Sofern eine Endkundin oder ein Endkunde keine Übermittlung von Viertelstundenwertenwünscht, [...], ist abweichend von Abs. 1, jedoch unter Berücksichtigung eines berechtigten Widerspruchs gemäß Abs. 2, **neben der Speicherung und Übermittlung der höchsten monatlichen Viertelstundenleistungswerte**, die Übermittlung von Tageswerten nach Maßgabe der folgenden Bestimmungen zulässig:*

- „1. bis **längstens 1. Oktober 2026 2027** bei Endkundinnen und Endkunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 5 000 kWh **pro Zählpunkt**.*
- 2. ab **längstens 31. Dezember 2027 2028** sind bei allen Endkundinnen und Endkunden unbeschadet des Abs. 2 die Viertelstundenenergiewerte auszulesen und zu übertragen.*

Die Fristen verlängern sich jeweils um sechs Monate, sofern die notwendigen Voraussetzungen für die Übermittlung von Viertelstundenwerten ~~aus Gründen, die nicht im Einflussbereich des Verteilernetzbetreibers liegen~~, nicht gegeben sind. Die Gründe sind gegenüber den betroffenen Endkundinnen und Endkunden transparent und leicht nachvollziehbar darzustellen.“

NEU „(4) Die Regulierungsbehörde hat die in Abs. 3 Z 1 und 2 vorgesehenen Fristen auf Antrag des Netzbetreibers bis zur Einführung neuer intelligenter Messgeräte und entsprechender zentraler IT-Systeme zu verlängern, sofern unter Berücksichtigung von § 5 die technische oder wirtschaftliche Unverhältnismäßigkeit vorliegt. Dies ist insbesondere der Fall, wenn

- **das Bestandsystem den rechtlichen Vorgaben zum Einführungszeitpunkt des Systems entsprochen hat und**
- **eine bloße Nachrüstung oder Erweiterung des Bestandsystems nicht möglich oder unverhältnismäßig ist, etwa wenn zur Umsetzung der in Abs. 1 bis 3 genannten Anforderungen Nachfolgesysteme, beispielsweise zentrale IT-Systeme oder die Zähler ersetzt werden müssen.“**

Zur Klarstellung und um Interpretationsspielraum zu vermeiden, sollte in den Erläuterungen die Umsetzung jedenfalls **nochmals ausgeführt werden:**

„Endkund:innen mit einem Jahresverbrauch von mehr als 5.000 kWh sind bis 1.10.2027 Tageswerte erlaubt, Endkund:innen mit weniger oder gleich 5.000 kWh sind bis 31.12.2028 Tageswerte erlaubt“.

Zu § 50 (Ersatzwertbildung)

Zu Abs. 1

Es ist auszuführen, dass die eingesetzten Zähler über unidirektionale Kundenschnittstellen verfügen, die **nicht vom Eichumfang** umfasst sind. Zudem geben die Schnittstellen z.B. aktuelle Leistungs- und Spannungswerte in kurzen Intervallen (bis Sekundenbereich) aus, jedoch keine Zählerstände oder vollständige 15-Minuten-Profilwerte. Die derzeitige Formulierung in § 50 Abs. 1 EIWG legt nahe, dass über die unidirektionale

Kundenschnittstelle eine Ersatzwertbildung entfallen könne. Diese Annahme ist technisch jedoch nicht umsetzbar und rechtlich nicht zulässig (Maß- und Eichgesetz).

Daher fordern wir die ersatzlose Streichung letzter Satz in § 50 Abs. 1:

„(1) Können aus technischen Gründen zum notwendigen Zeitpunkt vereinzelt keine Viertelstundenenergiewerte an den Netzbetreiber übermittelt werden, sind Ersatzwerte zu bilden. ~~Solange eine alternative Datenübertragung über die unidirektionale Kommunikationsschnittstelle mithilfe einer technischen Alternative möglich ist, liegt kein technischer Grund für eine Ersatzwertbildung vor.~~“

Im Oktober 2024 wurde eine standardisierte Branchenlösung für die Ersatzwertbildung und die Fristen für die Behebung von Störungen in Österreich umgesetzt. Entsprechend den Vorgaben der Sonstigen Marktregeln wurde die Branchenlösung öffentlich breit konsultiert. Die einheitliche Branchenlösung wird angewendet, ist etabliert und anerkannt und spiegelt somit den Konsens sämtlicher Marktteilnehmer wider.

Die Bildung der Ersatzwerte entspricht zudem den in Abs. 2 gelisteten Methoden.

Zu Abs. 3 und 4

Wird von der E-Control ein neues Verfahren verordnet, kommt das einer unnötigen Neuimplementierung gleich. Hierzu müssen neben den Prozessabläufen auch die IT-Systeme angepasst werden. Eine zusätzliche Verordnungsermächtigung für die E-Control ist nicht erforderlich, da die Implementierung über ebUtilities eine bewährte, transparente und marktgetragene Lösung darstellt. Anpassungen oder Weiterentwicklungen können auch künftig über ebUtilities erfolgen, wodurch einheitliche Marktprozesse gewährleistet sind.

Daher wird die ersatzlose Streichung der neuen VO-Ermächtigung der E-Control gefordert:

„(3) ~~Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung für die Ersatzwertbildung weitere Methoden und Verfahren sowie Fristen für die Behebung von Störungen, die die Übermittlung der Viertelstundenenergiewerte verhindern, festlegen.~~“

(4)(3) ~~Bis zur Erlassung der Verordnung gemäß Abs. 3 sind Ddie in den Sonstigen Marktregeln enthaltenen Branchenregelungen für das Qualitätsmanagement der Smart-Meter Kommunikation und die unter Berücksichtigung des Abs. 2 näher konkretisierten Methoden zur Ersatzwertbildung sind anzuwenden.~~

Zu § 57 (Strombezugsverträge)

Die vorgeschlagene Regelung zu Strombezugsverträgen bildet die faktischen Gegebenheiten derartiger Stromlieferungen unzureichend ab. Um eine rechtssichere, transparente und nachvollziehbare Abwicklung von Herkunftsnachweisen aus PPA-Lieferungen sicherzustellen, wird demnach die **Einführung eines Treuhandkontos** vorgeschlagen. Dieser Ansatz schafft klare einheitliche Strukturen und Abläufe, erleichtert

die Nachweisführung und gewährt der E-Control eine zentrale Übersicht – dies schafft eine effiziente Integration in das bestehende Herkunftsnachweissystem.

Bereits die Definition des Begriffs „Strombezugsvertrag“ in § 6 Abs. 1 Z 135 EIWG erscheint problematisch. Die Formulierung, wonach der Endkunde Strom „unmittelbar“ vom Erzeuger bezieht, steht im Widerspruch zur geltenden Rechtslage. Gemäß dem Erlass des BMWFJ vom 15.10.2009 sowie der Rechtsprechung des VwGH (Ro 2018/04/0010 vom 18.09.2019) setzt ein Strombezug eine Belieferung über einen Zählpunkt im öffentlichen Netz voraus. In der Praxis erfolgt die Lieferung im Rahmen von Power Purchase Agreements (PPA) durch Einlieferung in die Bilanzgruppe des Lieferanten des Endkunden. Eine „unmittelbare Belieferung“ liegt somit nicht vor. Die Definition greift daher ins Leere und bildet die tatsächlichen und rechtlichen Gegebenheiten nicht sachgerecht ab.

Die „ehestmögliche“ Übertragungspflicht der Herkunftsnachweise (HKN) ist in keinem Fall ausreichend, da der Lieferant selbst Labelingverpflichtungen unterliegt, deren Nichteinhaltung mit einer Verwaltungsstrafe sanktioniert werden kann. Demgemäß muss eine **klare Frist zur Übertragung** vorgesehen werden, die zeitlich ausreichend vor Fristende für die Erfüllung der Labelingverpflichtungen angesetzt ist.

Daher ist zur Lösung der Abwicklung von HKN aus PPA-Lieferungen eine Neureglung mit der Einführung eines Treuhandkontos erforderlich.

Eine Abwicklung über ein Treuhandkonto bietet eine praktikable und transparente Lösung, um die im aktuellen EIWG-Entwurf identifizierten Herausforderungen (insbesondere Kundenmix, UZ46, Periodenabgrenzung, Rechnungslegung) zu adressieren. Sie ermöglicht eine nachvollziehbare und handhabbare Abwicklung von HKN aus PPA-Lieferungen.

Endkunden, die ein PPA mit einem Erzeuger abgeschlossen haben, können direkt und zeitlich korrekt von der jeweiligen Lieferung profitieren. Dies erleichtert die Nachweisführung für Nachhaltigkeitsberichte und Marketingzwecke und reduziert den administrativen Aufwand auch auf Seiten der Lieferanten.

Die E-Control erhält durch die Treuhandlösung einen zentralen und transparenten Überblick über die Verwendung und Entwertung von HKN aus PPA-Lieferungen, analog zur bisherigen Praxis bei Speichern.

Daher werden folgende Änderungen in § 57 vorgeschlagen:

„(1) Erzeuger können mit Endkundinnen oder Endkunden, mit Ausnahme von Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen, Strombezugsverträge abschließen. ~~Der Bezug von Strom im Rahmen des Strombezugsvertrages begründet keine Lieferung, solange die Endkundin oder der Endkunde über einen aufrechten Liefervertrag mit einem Lieferanten verfügt.~~ (2) Die ~~Herkunftsnachweise betreffend die~~ im Strombezugsvertrag vereinbarten Strommengen ~~sind vom Erzeuger~~ werden Teil der Liefermenge, wenn der Lieferant diese an die Endkundin oder den Endkunden im Bilanzgruppensystem liefert. Hierfür hat der Erzeuger die aus dem abgeschlossenen Strombezugsvertrag zu liefernden Mengen dem an den

Lieferanten, dem der Zählpunkt der Endkundin oder des Endkunden in der betrachteten Periode zugeordnet ist, unentgeltlich zur Verfügung ehestmöglich zu ~~übertragen~~ stellen. Die Zurverfügungstellung erfolgt durch Einlieferung in die Bilanzgruppe, in welcher der Lieferant Mitglied ist. ~~aus dem Strombezugsvertrag stammenden Strommengen sind vom Lieferanten der Endkundin oder des Endkunden in seinem Lieferantenmix gemäß § 80 darzustellen, wobei der Lieferant die Herkunftsnachweise aus dem Strombezugsvertrag oder sonstige Herkunftsnachweise aus erneuerbaren Quellen verwenden kann.~~

NEU „(2) Die Erzeuger haben jährlich bis 15.2. die im Vorjahr mittels Strombezugsvertrag an Endkundinnen oder Endkunden verkauften und gemäß Abs. 1 der Bilanzgruppe des Lieferanten zur Verfügung gestellten Strommengen in der Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde, jeweils gruppiert auf Ebene der Endkundinnen oder Endkunden, zu erfassen und die korrespondierende Menge an generierten Herkunftsnachweisen aus den von den Endkundinnen oder Endkunden kontrahierten Erzeugungsanlagen in der Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde auf die Konten jener Lieferanten, denen die Zählpunkte gemäß Abs. 1 zugeordnet sind, zu übertragen. Zum Zwecke der stichprobenartigen Überprüfung haben die Erzeuger die mit Endkundinnen oder Endkunden abgeschlossenen Strombezugsverträge über Aufforderung der Regulierungsbehörde offenzulegen.“

(3) ~~Lieferanten, die Strommengen aus einem Strombezugsvertrag in ihrem Lieferantenmix darstellen, haben die Art, die Anzahl und den Umfang der Strombezugsverträge unverzüglich in die Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde einzumelden. Zum Zweck der Entwertung der gemäß Abs. 2 übertragenen Herkunftsnachweise hat die Regulierungsbehörde Treuhandkonten zugunsten der von Strombezugsverträgen betroffenen Lieferanten in der Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde einzurichten. Die von Strombezugsverträgen betroffenen Lieferanten haben jährlich bis 31.3. die gemäß Abs. 2 erhaltenen Mengen an Herkunftsnachweisen auf ihre Treuhandkonten zu übertragen, wobei eine Gruppierung auf Ebene der Endkundinnen oder Endkunden zu erfolgen hat. Im Zuge dieser Übertragung sind die Herkunftsnachweise automatisch in der Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde zu entwerten. Unmittelbar nach der Entwertung der Herkunftsnachweise für die gesamten gemäß Abs. 2 erfassten Strommengen haben die betroffenen Endkundinnen oder Endkunden darüber eine elektronische Bestätigung durch die Regulierungsbehörde zu erhalten. Die Regulierungsbehörde hat die aus Strombezugsverträgen resultierende Entwertung von Herkunftsnachweisen im Rahmen des jährlichen Berichts gemäß § 81 Abs. 9 getrennt statistisch zu erfassen.~~

(4) Sofern ein von Strombezugsverträgen betroffener Lieferant sich gegenüber dem Erzeuger sowie der Endkundin oder dem Endkunden bereit erklärt, die gemäß Abs. 1 der Bilanzgruppe des Lieferanten zur Verfügung gestellten Strommengen in die Stromkennzeichnung gemäß § 80 mitaufzunehmen, entfallen für diese Strommengen die Pflichten gemäß Abs. 2 und Abs. 3. Der Lieferant darf allfällige Mehraufwendungen, welche ihm ~~durch die Darstellung der Herkunftsnachweise aus dem Strombezugsvertrag in seinem Lieferantenmix~~ dadurch nachweisbar entstanden sind, an die Endkundin oder den Endkunden weitergeben.

Da es bereits heute von Endkunden Beistellungen im Rahmen von Strombezugsverträgen mit Stromerzeugungsanlagen im österreichischen Strommarkt gibt, sollte eine klare Abgrenzung zur von uns vorgeschlagenen Neuregelung mittels einer Übergangsbestimmung erfolgen.

Daher sollte § 181 wie folgt ergänzt werden:

NEU “(x) Die Regelungen zu Strombezugsverträgen gemäß § 57 Abs. 2 bis 4 sind erstmalig im Jahr 2027 für die im Kalenderjahr 2026 gelieferten Strommengen anzuwenden.

Zu § 58 (Last- und Einspeisesteuerung)

Die Einführung der neuen Marktrolle des Aggregators hat diskriminierungsfrei für diesen zu erfolgen. Allerdings darf es durch die Markttrolleneinführung zu keiner Diskriminierung bestehender Marktteilnehmer durch den Aggregator kommen. Die einseitige Schaffung von Arbitrierungsmöglichkeiten von Aggregatoren auf Kosten der Lieferanten ist abzulehnen. Der Lieferant muss jedenfalls die Möglichkeit haben, auf Änderungen der Geschäftsgrundlage bzw. auf Änderungen des Verbrauchs- und/oder Erzeugungsverhaltens zu reagieren. Um sicherzustellen, dass eine Regelung zum finanziellen Ausgleich vorhanden ist, muss in **Absatz 4 von „kann“ auf „hat“ geändert werden.**

Zu § 61 (Gemeinsame Energienutzung)

Zentral ist die Schaffung eines Level Playing Fields für alle Marktteilnehmer bei Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, Erneuerbaren Energie Gemeinschaften, Bürger-Energiegemeinschaften und Peer-to-Peer-Verträgen (GEA, EEG, BEG, P2P). Gesetzlich zu verankern ist, dass die Kosten für Ausgleichsenergie von den Lieferanten weitergegeben werden können. Große Unternehmen sollten analog zur Teilnahme an EEG vom Abschluss von P2P Verträgen ausgenommen werden, da aufgrund der Größenordnung das Ausgleichsenergieisiko exorbitant steigen würde.

Zu hinterfragen ist jedoch, dass für aktive Kunden etwa Energiegemeinschaften, nicht von vornherein vorhersehbar ist, ab welchem Zeitpunkt für sie die Lieferantenverpflichtungen gelten. Handelt etwa eine Energiegemeinschaft zunächst mit einer Anlage, die kleiner als 100 kW ist, kommen jedoch Anlagen hinzu und wird die Schwelle in weiterer Folge überschritten, muss die Rechtsperson plötzlich die Lieferantenverpflichtung einhalten, was sich auf einzelne Vertragsverhältnisse auswirken wird.

Weiters ist im Rahmen der EIWG-Materialien nicht klargestellt, dass die derzeit in § 16c Abs 2 EIWOG 2010 enthaltenen Anforderungen an die Netzanbindung innerhalb von Energiegemeinschaften (ausgenommen BEG) weiterhin gelten. Dies betrifft insbesondere die Bestimmungen über die zulässige Netzinfrastruktur iZm gemeinsamer Energienutzung (§ 61) sowie mit EEG (§ 64). Die derzeitige Fassung von § 61 Abs 5 Z 4 lässt den Schluss zu, dass konzessionsgebietsüberschreitende EEGs im Regionalbereich über die Mittelspannungsebene möglich wären. Dies widerspricht jedoch dem bisherigen gesetzlichen Verständnis und führt zu rechtlicher Unsicherheit. Eine klare Abgrenzung – wie bisher in § 16c Abs 2 EIWOG 2010 – ist dringend erforderlich. Wir ersuchen daher um Prüfung und Klarstellung, dass die bisher in § 16c EIWOG normierten Vorgaben auch in § 61 und § 64 EIWG inhaltlich weitergelten. Andernfalls wird angeregt, die Bestimmung des § 16c Abs. 2 entsprechend in § 61 und 64 zu ergänzen.

Zu § 68 und § 19 Abs. 5 (Diskriminierungsverbot für Lieferanten)

Die E-Wirtschaft steht der Einführung neuer Markttrollen grundsätzlich positiv gegenüber, doch darf dies nicht zu einer einseitigen Risiko- und Kostenüberwälzung auf die derzeitigen Lieferanten erfolgen. Eine derartige Überwälzung energiewirtschaftlicher Mengen sowie Preisrisiken – etwa durch Peer-to-Peer-Verträge, Eigenversorger oder Energiegemeinschaften ist sachlich nicht gerechtfertigt.

Die Etablierung (weiterer) neuer Marktakteure führt allerdings zu erheblichen Mengen- und Preisrisiken sowie zu Mehrkosten (z. B. Ausgleichsenergie), insbesondere durch die deutlich erschwerte Last- und Verbrauchsprognose.

Das **Diskriminierungsverbot** gemäß § 68 ist dahingehend zu **präzisieren**, dass eine unterschiedliche Behandlung von Endkund:innen nur dann als diskriminierend gilt, wenn sie **ohne sachliche Rechtfertigung** erfolgt. Eine zentrale Herausforderung dieser Regelung ergibt sich zudem darin, dass (bisher) für größere Businesskunden große Energiemengen back2back mit vertraglich geregelter Mehr-/ Mindermengenabrechnung beschafft werden. Wenn ein Kunde also weniger verbraucht hat, dann wurde ihm dies verrechnet, da der Lieferant ansonsten die Kosten der nicht bezogenen Energie selbst tragen müsste. Mit der geplanten Regelung ist nicht klar, ob die Verluste eines Verkaufs der aufgrund des Vertragsabschlusses besorgten und nicht abgenommenen Mengen auf dem Spotmarkt an die Kunden weitergegeben werden dürfen. Ist dies ausgeschlossen, könnten mangels für den Lieferanten vertretbaren Risikos keine back2back Fixpreisverträge mehr abgeschlossen werden. Dies kann nicht im Sinne der Kunden sein.

Es bedarf daher einer Klarstellung in den Erläuterungen, dass die Lieferanten zumindest bei Verträgen mit Businesskunden derartigen tatsächlichen Kosten weitergeben dürfen.

Ferner muss hinsichtlich des Diskriminierungsverbots klargestellt werden, dass beispielsweise Kosten für den Lieferanten, die sich auf Grund der schwierigeren und aufwändigeren Prognosen durch die neuen Marktakteure (EEG, BEG, P2P) ergeben, verursachergerecht weiterverrechnet werden können.

Folgende Anpassung in § 68 Z 2 wird vorgeschlagen:

„[...] keine diskriminierenden Anforderungen, Verfahren oder Entgelte vorsehen. ~~Der Lieferant darf insbesondere keine Mindeststromlieferungsmenge festlegen. Die freie Preisgestaltung des Lieferanten bleibt hiervon unberührt.~~“

Hintergrund dafür ist, dass ohne eine entsprechende Mindestmenge das gesamte energiewirtschaftliche Risiko auf den Lieferanten übergeht. Dies ist nicht sachgerecht und es werden folglich bestimmte Kundengruppen (insbesondere Energiegemeinschaften) gegenüber den anderen Kunden bessergestellt (Ungleichbehandlung). Die daraus entstehenden Mehrkosten müssten auch an den Kunden weiterverrechnet werden können.

Zu § 69 (Errichtung und Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen)

Grundsätzlich wird die angestrebte Klarstellung im Gesetzestext und in den Erläuterungen begrüßt. Allerdings greift die in Begutachtung befindliche Regelung leider zu kurz, weil sie nur auf Betriebsanlagen gemäß GewO Bezug nimmt. Damit mag zwar der Großteil der Betriebsanlagen abgedeckt sein, aber es gibt zahlreiche Projekte bei Betrieben, deren Anlagen nach MINROG, AWG, EisbG oder anderen bundesrechtlichen Anlagenregimen genehmigt sind. Dort stellen sich dieselben rechtlichen Abgrenzungsfragen hinsichtlich des Anlagen-Genehmigungsregimes. Auch lässt die derzeitige Formulierung des 2. Satzes Raum für Interpretationen, weil dieser keine Regelung hinsichtlich der elektrizitätsrechtlichen Bewilligungspflicht für genehmigungsfreie Anlagen nach GewO trifft. Dies ist besonders kritisch, zumal es einen Erlass des Bundesministeriums für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (Gewerbesektion) mit der GZ: 2021-0.118.512 zur Genehmigungsfreiheit von PV-Anlagen bei Erfüllung gewisser Voraussetzungen gibt.

Außerdem ist in der derzeitigen Fassung des § 69 nicht eindeutig festgehalten, dass Energiespeicheranlagen nach den Ausführungsgesetzen zu genehmigen sind. Das ergibt sich erst nach Lektüre der diesbezüglichen Erläuterungen.

Daher wird folgende Ergänzung in § 69 vorgeschlagen:**Änderung des Titels der Bestimmung**

*„§ 69 (Grundsatzbestimmung) Die Ausführungsgesetze haben die für die Errichtung und die Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen **und Energiespeicheranlagen** [...]“*

Abs. 1 und Abs. 2 (neu)

*(1) Die Ausführungsgesetze haben die für die Errichtung und die Inbetriebnahme von Stromerzeugungs- **und Energiespeicheranlagen** sowie die für die Vornahme von diesbezüglichen Vorarbeiten geltenden Voraussetzungen auf Grundlage objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien im Sinne des Art. 8 der Richtlinie (EU) 2019/944 festzulegen. ~~Anlagen, die nach den Bestimmungen der GewO 1994 bewilligungs- oder anzeigepflichtig sind, sind jedenfalls von einer Bewilligungspflicht auszunehmen.~~*

- (2) Eigenversorgungsanlagen gemäß § 6 Abs 1 Z 23 ElWG und Energiespeicheranlagen, die auch der Eigenversorgung eines Endkunden dienen, sind in den Ausführungsgesetzen jedenfalls von einer Bewilligungspflicht explizit auszunehmen. Allfällige Anzeige- oder Genehmigungspflichten nach anderen Bundes- oder Landesgesetzen bleiben hievon unberührt.**

Damit sollte eine zweifelsfreie Klarstellung aller Konstellationen von Stromerzeugungs- und Speicheranlagen sichergestellt sein, die dann in den jeweiligen Ausführungsgesetzen noch zeitnah umzusetzen wäre. Der Ergänzung im 2. Satz von Absatz 2 soll den Rechtsanwender darauf hinweisen, dass durch die Genehmigungsfreiheit nach Elektrizitätsrecht für die angeführten Konstellationen, nicht automatisch von einer allgemeinen Genehmigungsfreiheit der jeweiligen Anlage auszugehen ist, weil die jeweils anwendbaren anderen Anlagengenehmigungsregime und auf Landesebene insbesondere baurechtliche Genehmigungspflichten vorgesehen sein können.

Zu § 70b (Ansteuerbarkeit neuer Photovoltaikanlagen)

Die Pflicht zur Herstellung einer technischen Steuerbarkeit für neue Anlagen ist zu begrüßen. Die Umsetzung sollte nicht nur für Photovoltaik, sondern technologieneutral für alle Stromerzeugungsanlagen, elektrische Energiespeicher und ggf. auch Ladeeinrichtungen für Elektromobilität bzw. Klima- und Kältegeräte, gelten. Die Notwendigkeit zur Steuerbarkeit von Stromerzeugungsanlagen gilt unabhängig vom Primärenergieträger und ist daher auch im RfG Network Code und den TOR nur anhand der Anlagengröße vorgegeben. In den Erläuterungen soll klarstellend aufgenommen werden, dass der Netzbetreiber nur für die Signalgebung verantwortlich ist (vgl. Regelungen TOR).

Ein beträchtlicher Anteil der (bereits) installierten Leistung bzw. neu hinzukommender Stromerzeugungsanlagen liegt im Leistungsbereich ≤ 5 kW (v.a. PV-Anlagen). Im Zusammenhang mit der aktuell vorgeschlagenen Grenze von 7 kW besteht somit das Risiko, dass ein Großteil der neu hinzukommenden Anlagen nicht steuerbar ist und damit die Netzsicherheit gefährdet werden kann. Der Leistungswert sollte daher auf 3,68 kW geändert werden. Dieser (ebenfalls in den TOR-Stromerzeugungsanlagen langjährig etablierte) Leistungswert wird bereits jetzt durch die Ausführungsrichtlinien der Verteilernetzbetreiber als Vorgabe für die Nutzbarmachung der Steuerbarkeit herangezogen bzw. umgesetzt.

Zum Titel der Bestimmung

Es wird folgende Adaption des Titels vorgeschlagen:

*„Ansteuerbarkeit von Anlagen **neuer Photovoltaikanlagen**“*

Zu Abs. 1

Es wird folgende Änderung vorgeschlagen:

- (1) „Betreiber von neuen oder erweiterten Photovoltaikanlagen Stromerzeugungs- und Energiespeicheranlagen mit einer netzwirksamen Leistung von mindestens 3,68 kW oder Speicheranlagen von mindestens ~~7 kW~~ sind ab dem 1. Juni 2026 verpflichtet, ihre Anlagen mit einer technischen**

Einrichtung zur Steuerbarkeit auszustatten. Die technische Einrichtung hat über eine in den Sonstigen Marktregeln näher zu definierende standardisierte Schnittstelle zu verfügen. Die bei der Herstellung der technischen Steuerbarkeit anfallenden Kosten sind vom Betreiber zu tragen.“

Zu § 74 Besondere Bestimmungen über Herkunftsnachweise für Strom aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung

Hiermit werden die aktuellen Randbedingungen, die als Voraussetzung gelten um eine KWK-Anlage als „hocheffizient“ zu klassifizieren, festgelegt. Die Änderungen beziehen sich dabei auf die aktualisierten Wirkungsgradreferenzwerte gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2015/2402, wobei die Berechnungsmethodik gemäß Richtlinie 2012/27/EU nach wie vor unverändert gültig ist.

Auf Basis dieser Berechnungsmethodik der Richtlinie 2012/27/EU wurden bereits KWK - Anlagen als hocheffiziente KWK-Anlagen eingestuft, die auch mit Anwendung der aktuellen Wirkungsgradreferenzwerte gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2015/2402 nach wie vor hocheffiziente KWK-Anlagen sind.

Um für diese Anlagen den Status weiterhin aufrecht zu erhalten, sind geeignete Übergangsregelungen zu schaffen.

Deshalb wird ein ergänzenden Abs. 2 vorgeschlagen:

NEU (2) Anlagen die bereits auf Basis der jeweiligen Landesausführungsgesetze basierend auf dem EIWOG 2010 mit Bescheid als hocheffiziente Anlage genannt wurden und die ihre Nachweise der Menge an erzeugter Energie aus hocheffizienter KWK bereits auf Basis der harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte gemäß der Delegierten Verordnung (EU) 2015/2402 nachweisen, gelten weiterhin als hocheffiziente KWK gemäß diesem Bundesgesetz.“

Sofern die Ergänzung nicht in dieser Form umgesetzt wird, sind jedenfalls Übergangsfristen für eine erneute Bescheiderlassung zu schaffen bzw. ist zu gewährleisten, dass die bestehenden KWK-Bescheide bis zum Neuerlass weiterhin ihre Gültigkeit haben.

Zu § 80 (Verpflichtende Stromkennzeichnung)

Zu Abs. 4

Soweit eine Produktdifferenzierung durch einen Lieferanten im Rahmen der Stromkennzeichnung erfolgt, bedarf die Einbeziehung eines Restmixes und dessen Darstellung einer expliziten gesetzlichen Regelung.

Mit der nachfolgend vorgeschlagenen Ergänzung in § 80 Abs. 4 sollen das EIWG und die in Begutachtung befindliche KenV 2025 der E-Control miteinander in Einklang gebracht werden:

„§ 80 (4) Sofern ein Lieferant im Rahmen des Verkaufs an Endkundinnen und Endkunden eine ergänzende Produktdifferenzierung mit unterschiedlichem Energiemix vornimmt, muss der Produktmix der Endkundin bzw. dem Endkunden, die

bzw. der ihn bezieht, dargestellt werden. **Sollte die Summe der in den Produktmixen dargestellten Energiemengen nicht jener des Lieferantenmix entsprechen, muss der sich aus den verbleibenden Energiemengen ergebende Restmix den Endkundinnen und Endkunden, welche keinen Produktmix haben, dargestellt werden.** Für die Produkte **und den Restmix** gelten die Abs. 1 bis 3.“

Zu Abs. 7

Zur Klarstellung sollte analog zu § 81 Abs. 4 auch hier das Wort „**gültige**“ Herkunftsnachweise ergänzt werden.

Folgende Ergänzung wird vorgeschlagen:

„(7) Abweichend von Abs. 1 bis 6 und § 81 hat der Lieferant **gültige** Herkunftsnachweise für jene Strommengen, die von **Energiespeicheranlagen** entnommen und nicht in Form anderer Energieträger genutzt werden, dem Betreiber dieser **Energiespeicheranlagen** in der Herkunftsnachweisdatenbank zu übertragen [...]“

Zu § 83 (Voraussetzungen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber)

Die **Energiespeicherung mittels Batterie und Elektrolyse durch Netzbetreiber** ist ein zentrales Element zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Sie bietet die Möglichkeit, Stromüberschüsse zu speichern und bei Bedarf wieder bereitzustellen. Dies ist insbesondere aufgrund der diskontinuierlichen Erzeugungsprofile bei der **Nutzung erneuerbarer Quellen wie Wind- und Solarenergie** unerlässlich.

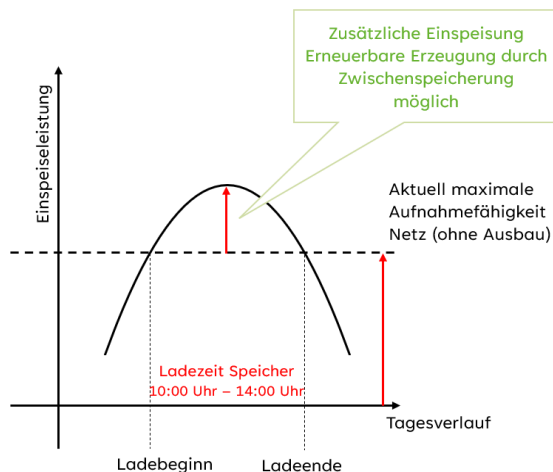


Abbildung: schematische Darstellung der Einspeiseleistung im zeitlichen Verlauf

§ 83 EIWG sieht vor, dass es Netzbetreibern grundsätzlich nicht gestattet ist, Eigentümer von Energiespeicheranlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten und zu betreiben. Die Regulierungsbehörde hat aber eine Ausnahmegenehmigung zu erteilen, wenn die Energiespeicheranlage eine **vollständig integrierte Netzkomponente gemäß § 6 Abs. 1 Z 168 EIWG** darstellt. Gemäß Legaldefinition des § 6 EIWG handelt es sich bei vollständig integrierte Netzkomponenten um „*Netzkomponenten, einschließlich Energiespeicheranlagen,*

die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen und deren Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen“.

Das Tatbestandsmerkmal gemäß § 6 Abs. 1 Z 168 EIWG, dass Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls (15 Minuten) liegen müssen, verhindert jedoch den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch den Netzbetreiber als potenziell günstigere Option zum Netzausbau, da Leistungsspitzen aus erneuerbarer Erzeugung generell über die Dauer eines Marktintervalls (15 Minuten) auftreten.

Die derzeitige Definition des Begriffs „vollständig integrierte Netzkomponenten“ gemäß § 6 Abs. 1 Z 168 stellt ein Gold Plating dar und widerspricht der unionsrechtlichen Vorgabe des Art. 2 Z 51 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Die Einschränkung, dass Lade- und Entladezeiten „im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen“ müssen, ist sachlich nicht erforderlich und führt **de facto zur Unanwendbarkeit des § 83 EIWG für den effektiven Einsatz von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber für netzdienliche Zwecke.**

Damit die Energiespeicheranlagen von Netzbetreibern tatsächlich für Netzdienstleistungen genutzt werden können, ist analog zur Definition gem. Artikel 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 die Legaldefinition im EIWG anzupassen und der Passus zu Lade- und Entladezeiten in § 6 Abs. 1 Z 168 EIWG – wie auch die entsprechenden Ausführungen in den Gesetzeserläuterungen zum Begutachtungsentwurf – **unbedingt zu streichen:**

*„vollständig integrierte Netzkomponenten“ Netzkomponenten, einschließlich Energiespeicheranlagen, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement **mit der Ausnahme von Spannungsregelung und Leitungsentlastung dienen und deren Lade- und Entladezeiten im regulären Betrieb deutlich unter der Dauer eines Marktintervalls liegen; dienen;**“*

Zu § 83 (Voraussetzungen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber / Prüfung möglicher Alternativmaßnahmen)

Der zukünftige Betrieb von Energiespeicheranlagen als vollständig integrierte Netzkomponente ist für Netzbetreiber wesentlich iZm der Realisierung der Zielsetzung gem. EAG, für die Erreichung der Klimaziele 2040 und für die Sektorenkopplung. Die Bedingung für eine vollständig integrierte Netzkomponente in Form einer Energiespeicheranlage ist u.a. dann erfüllt, wenn die Errichtung gegenüber dem Netzausbau oder der Netzverstärkung die kosteneffizientere Maßnahme darstellt, die Effizienz beim Betrieb des Verteilernetzes dadurch verbessert wird und Verzögerungen bei neuen Netzzugängen dadurch wirtschaftlich effizient vermieden werden.

In diesen Fällen ist, wie im aktuellen Begutachtungsentwurf zum EIWG bereits vorgesehen, kein weiteres Ausschreibungsverfahren im Sinne eines kosteneffizienten Netzbetriebes und der Vermeidung weiterer administrativer Aufwendungen erforderlich.

Die Prüfung möglicher Alternativmaßnahmen ist ein überflüssiges Gold Plating / eine Übererfüllung des Art. 54 der Richtlinie (EU) 2019/944, weil ohnehin nur „angemessene Kosten“ (vgl. § 71 Abs. 4 EIWOG 2010) anerkannt werden. Eine unterlassene Evaluierung von möglichen Alternativmaßnahmen zum Betrieb/zur Errichtung von Energiespeicheranlagen würde regelmäßig dazu führen, dass die Angemessenheit und damit die Anerkennung der mit dem Betrieb bzw. der Errichtung der Energiespeicheranlage verbundenen Kosten mit einem Fragezeichen versehen wäre, was dem Sorgfaltsmaßstab ordentlicher Unternehmensführung widersprechen würde. Das in § 83 Abs. 3 EIWG enthaltene Gold Plating ist damit entbehrlich, weil es über § 83 Abs. 5 EIWG hinausgehend keinen Mehrwert bietet.

Im Falle, dass einem Dritten der Zuschlag für die Energiespeicheranlage erteilt wird und der Netzbetreiber die darauf gerichteten Tätigkeiten einzustellen hat, soll Rechtssicherheit betreffend einen angemessenen Ausgleich für den Restbuchwert der Investition bestehen.

Wenn die Netzbetreiber eine Anlage aus gesetzlichen Gründen verkaufen müssen, darf daraus kein finanzieller Nachteil entstehen. Die Kapitalkosten sind in diesem Fall - analog wie für andere Netzanlagen - vollständig anzuerkennen.

Daher wird die folgende Streichung bzw. Adaptierung des Gesetzestextes vorgeschlagen:

~~„(3) Vor der Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens gemäß Abs. 2 Z 2 hat der Netzbetreiber zu definieren, für welche technischen Zwecke die Energiespeicheranlage verwendet werden soll und den Einsatz von anderen für den definierten Einsatzzweck geeigneten Maßnahmen, einschließlich der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsleistungen gemäß § 131, zu prüfen, die günstiger oder schneller verfügbar sind als die Errichtung und der Betrieb von Energiespeicheranlagen (Alternativenprüfung). Sofern günstigere Alternativen vorhanden sind, ist die Errichtung, der Betrieb und die Verwaltung von Energiespeicheranlagen durch den Netzbetreiber jedenfalls unzulässig. Der Netzbetreiber hat die Prüfung von Alternativen der Regulierungsbehörde im Rahmen der Genehmigung der Ausschreibungsbedingungen nachzuweisen.~~

~~(5)(4) Die Regulierungsbehörde hat in den Fällen des Abs. 1 Z 2 fünf Jahre nach der Inbetriebnahme der Energiespeicheranlage und danach in regelmäßigen Abständen von höchstens fünf Jahren eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Energiespeicheranlagen durchzuführen, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht und Dritte in der Lage sind, Eigentümer dieser Energiespeicheranlagen zu sein, diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Stellt die Regulierungsbehörde dies fest, so hat sie den Netzbetreiber mit Bescheid aufzufordern, die Energiespeicheranlage in einem offenen, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren auszuschreiben und~~

*nach Erteilung des Zuschlags an einen Dritten die darauf gerichteten Tätigkeiten spätestens binnen 18 Monaten einzustellen, sofern die Versorgungssicherheit dadurch nicht gefährdet wird. Die Regulierungsbehörde ~~kann dem Netzbetreiber gestatten, einen angemessenen Ausgleich~~ hat sicherzustellen, dass für den Restbuchwert der Investitionen **die Netzbetreiber einen vollen Ausgleich zu erhalten. Mit der Übertragung des Eigentums erlischt die Genehmigung gemäß Abs. 2. Die Übertragung ist der Regulierungsbehörde vom Netzbetreiber anzuzeigen.***

Zudem ist Klarheit im Zusammenhang mit der erforderlichen Kostenanerkennung bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte zu schaffen.

Daher ist der vorliegende Gesetzestext wie folgt zu ergänzen:

*„(6) Die mit dem Betrieb von Energiespeichereinrichtungen verbundenen, angemessenen Kosten **(Betriebs- und Kapitalkosten, einschließlich aller Kosten und Erlöse iZm der Einrichtung und dem Betrieb der Bilanzgruppe)** sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 10. Teils anzuerkennen. Allfällige Erlöse der Netzbetreiber aus dem Betrieb solcher Anlagen sind bei der Entgeltbestimmung zugrunde zu legen.“*

Zu § 90 (Vereinfachter Netzanschluss für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger und hocheffiziente KWK-Anlagen)

Zu Abs. 5 und 6

Abs. 5 sieht wie bisher eine Begünstigung von PV-Anlagen bis 20kW vor, Abs. 6 bezieht sich auf Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger der NE 5 bis NE 7 ohne Leistungsgrenze, weshalb die Anwendung der zwei Bestimmungen unklar ist, insbesondere da die offensichtlich allgemeine Regelung hinsichtlich aller erneuerbarer Anlagen in Abs. 6 nach der Regelung der PV-Anlagen angeordnet ist.

Die vorgesehene Ausweitung des Einspeiserechts für alle Energieträger und ohne Leistungsgrenze auf 20 kW ist entschieden abzulehnen. Einspeisung und Verbrauch sind technisch wie systemisch nicht gleichzusetzen. Die Netzinfrastruktur wird kapazitiv auf Basis der Verbrauchsanlagen dimensioniert. Verfügbare Netzkapazitäten wurden im Rahmen des bestehenden Netzzugangsregimes nach dem Grundsatz „first come, first served“ bereits an andere Netzkunden vergeben. Eine rückwirkende Umwidmung dieser Kapazitäten für Einspeisung würde in bestehende Zuteilungen eingreifen, zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führen und stellt einen systemwidrigen Eingriff in das bestehende Netzzugangsmodell dar. Netzkapazitäten für Einspeisung müssen grundsätzlich eigenständig bewertet und zugewiesen werden – eine Gleichstellung mit dem Verbrauchsanschluss ist weder technisch noch rechtlich tragfähig.

Zudem sollte bei PV-Anlagen das vereinbarte und bezahlte Ausmaß der Netznutzung als Basis gelten. Es sollte klargestellt werden, dass das vereinbarte und bezahlte Ausmaß der Netznutzung die Grundlage für die Berechnung eines allfälligen pauschalen Netzanschlussentgeltes bildet.

Folgende Ergänzungen in Abs. 5 und Abs. 6 schaffen Klarheit und eine faire Behandlung aller Netzkunden.

„(5) Photovoltaikanlagen mit einer netzwirksamen Leistung bis 20 kW, die über einen bestehenden Anschluss eines Netzbenutzers an das Netz angeschlossen werden, sind zu 100 % des vereinbarten **und bezahlten** Ausmaßes der **netzwirksamen Leistung Netznutzung** für die Entnahme, maximal jedoch 20 kW, an das Verteilernetz anzuschließen, ohne dass dafür ein zusätzliches Netzanschlussentgelt anfällt. Diese Anlagen haben – unbeschadet der geltenden Marktregeln – ein Recht auf Einspeisung der eigenerzeugten Energie in das Netz im Ausmaß von bis zu 100 % des vereinbarten **und bezahlten** Ausmaßes der **netzwirksamen Leistung Netznutzung** für die Entnahme, maximal jedoch 20 kW, wobei das Recht auf Spitzenkappung des Netzbetreibers gemäß § 94a Abs. 2 **und § 96** bestehen bleibt.

(6) Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger **mit einer netzwirksamen Leistung bis 20 kW**, die über einen bestehenden Anschluss eines Netzbenutzers auf den Netzebenen 5 bis 7 an das Netz angeschlossen werden und auf die Abs. 5 nicht anwendbar ist, sind zu 100 % des vereinbarten **und bezahlten** Ausmaßes der **netzwirksamen Leistung Netznutzung** für die Entnahme an das Verteilernetz anzuschließen, ohne dass dafür ein zusätzliches Netzanschlussentgelt anfällt.“ Diese Anlagen haben – unbeschadet der geltenden Marktregeln – ein Recht auf Einspeisung der eigenerzeugten Energie in das Netz im Ausmaß von bis zu ~~70~~ **60% der Maximalleistung des vereinbarten Ausmaßes der netzwirksamen Leistung** für die Entnahme, wobei das Recht auf Spitzenkappung des Netzbetreibers gemäß § 94a Abs. 1 und 2 **und § 96** bestehen bleibt.“

Diese Ergänzung „und bezahlten“ ist insbesondere für Verteilernetzbetreiber relevant, bei welchen die Ermittlung des Netzbereitstellungsentgeltes anhand der sogenannten „Mindestleistungsregelung“ erfolgt. Diese Ergänzung schafft Klarheit und eine faire Behandlung aller Netzkunden.

Daher wird dringend vorgeschlagen, § 90 Abs. 5 und Abs. 6 entsprechend anzupassen und den Begriff „und bezahlten“ zu ergänzen.

Ergänzend darf § 90 nicht in Widerspruch zu § 122 stehen.

Zu § 93 (Transparenz und Reservierung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten)

Die Netzbetreiber haben in den vergangenen Jahren in konstruktiver Zusammenarbeit eine transparente und leicht zugängliche Darstellung der verfügbaren und gebuchten Netzkapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) geschaffen. Die vorgesehene Ausweitung dieser Verpflichtung auch auf Transformatorstationen (Netzebene 6) wäre mit einem hohen technischen und organisatorischen Aufwand verbunden, der in keiner Relation zum beabsichtigten Nutzen steht. Die Bereitstellung und Aktualisierung der Daten auf Netzebene 6 bringt für die Netzkunden faktisch keinen Mehrwert, verursacht bei den Netzbetreibern jedoch einen exorbitanten Zusatzaufwand, dessen Kosten nicht in der Kostenbasis der 5. Regulierungsperiode abgebildet sind.

Zudem ist festzuhalten, dass in den Erläuterungen zum EIWG-Entwurf auf Art. 31 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 verwiesen wird. Dort finden sich allerdings keine näheren Angaben, für welche und bis zu welcher Netzebene eine derartige Bestimmung umzusetzen ist. In den

Abstimmungsgesprächen zwischen Oesterreichs Energie und der Regulierungsbehörde wurde bei der Umsetzung des bisherigen § 20 EIWOG 2010 bereits mehrfach auf diese Umstände hingewiesen.

In der aktuellen Fassung des § 20 EIWOG 2010 zur Kapazitätsbestimmung und der Umsetzung dieser Verpflichtung werden die verfügbare und gebuchte Netzanschlusskapazität bestimmt und ausgewiesen. Die zulässige Kapazität ist nicht Teil der bisherigen Meldeverpflichtung und steht in Widerspruch zu § 109 Abs. 3 Z 2 EIWG.

Die Erweiterung der Kapazitätsbestimmung auf Energiespeicheranlagen stellt eine erhebliche Erweiterung und deutlichen Mehraufwand zum bisherigen Verfahren dar und erfordert zusätzliche Festlegungen in der Methodik, da diese derzeit nur für Stromerzeugungsanlagen erstellt wurde. Die Kapazitätsberechnungsmethoden-Verordnung 2022 – KBM-V 2022 wäre entsprechend anzupassen.

Die in § 20 Abs. 1 EIWOG enthaltene Formulierung ist beizubehalten und § 93 Abs. 1 EIWG wie folgt anzupassen:

*„(1) Die Netzbetreiber haben **zulässige**, verfügbare und gebuchte Netzanschlusskapazitäten für Stromerzeugungsanlagen und Energiespeicheranlagen je Umspannwerk (Netzebene 4) ~~und so rasch wie möglich, längstens binnen drei Jahren ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes, je Transformatorstation (Netzebene 6)~~ auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 109 zu veröffentlichen und quartalsweise zu aktualisieren. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der veröffentlichten Netzanschlusskapazitäten besteht kein Rechtsanspruch. Die Netzbetreiber haben der Regulierungsbehörde die erstmalige Veröffentlichung anzuzeigen.*

Auch ins Abs 2 schlagen wir folgende Änderung vor:

*(2) Die begehrte Netzanschlusskapazität kann innerhalb eines Monats ab Beantwortung des Netzanschlussbegehrens durch den Netzbetreiber durch Leistung einer Anzahlung (Reugeld) auf das (voraussichtliche) Netzanschlusssentgelt reserviert werden. Weitere Festlegungen zur Anzahlung können in den Allgemeinen Netzbedingungen gemäß § 86 erfolgen. Die Reservierung erlischt und die Anzahlung verfällt, wenn die begehrte Netzanschlusskapazität nicht innerhalb von zwölf Monaten ab Reservierung in Anspruch genommen wird, es sei denn, der Netzanschlusswerber kann glaubhaft machen, dass die Ursache für die Nichtinanspruchnahme außerhalb seines Einflussbereichs liegt und das Vorhaben innerhalb angemessener Frist abgeschlossen werden kann. Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen, fließen **betreffend Reservierungen für Stromerzeugungsanlagen** dem im Rahmen der EAG Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 77 EAG zu; **im Übrigen dem Netzbetreiber.***

Hinsichtlich Absatz 4 ist festzuhalten, dass der Netzbetreiber keinen Einblick über allfällige Genehmigungsverfahren der Netzkunden hat und die Angaben des Netzkunden nur bedingt überprüfen kann. Insofern kann der VNB den im Begutachtungsentwurf gesetzlich geforderten frühestmöglichen Zeitpunkt des Vorliegens alle erforderlichen Genehmigungen

und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörden nicht feststellen. Diese Regelung ist in der vorliegenden Form für den VNB nicht umsetzbar. **Als entscheidendes Kriterium muss generell der Zeitpunkt der Antragstellung gelten.**

Daher wird vorgeschlagen Abs. 4 wie folgt anzupassen:

(4) Als Reihungskriterium für Netzanschlussbegehren bei Verteilernetzbetreibern ~~gilt der frühestmögliche Zeitpunkt des Vorliegens aller erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörden. Im Fall von Anlagen, für deren Errichtung keine behördliche Genehmigung erforderlich ist, gilt bei Anlagen bis 20kW netzwirksame Leistung der Zeitpunkt der vollständigen Antragstellung an den Netzbetreiber, bei Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung über 20kW der Zeitpunkt der vollständigen Antragstellung an den Netzbetreiber sowie – falls dies vom Netzbetreiber verlangt wird – die Leistung einer Anzahlung als Reihungszeitpunkt. Zudem kann bei Anlagen mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als 20 kW vom Netzbetreiber ein Nachweis der erforderlichen Flächenwidmung sowie für den Fall, dass die~~ sofern die Antragstellerin oder der Antragsteller für den Fall, dass sie oder er nicht selbst Eigentümer des Grundstücks ist, einen Nachweis über die Zustimmung der Eigentümerin oder des Eigentümers des Grundstücks, auf dem die Stromerzeugungsanlage errichtet wird, ~~erbringt~~ verlangt werden.

NEU „(5) Für Netzanschlussbegehren für Stromverbrauchsanlagen mit Netzanschluss auf NE5 und höher hat die Regulierungsbehörde Reihungskriterien mit Verordnung für die Verteilernetzbetreiber festzulegen und dabei insbesondere zu berücksichtigen:

- **Standort inklusive Netztopologie,**
- **Volkswirtschaftliche Auswirkung der Nutzung beanspruchten Kapazitäten.“**

NEU „(6) Als Reihungskriterien für Netzanschlussbegehren bei Übertragungsnetzbetreibern sind iZm § 86 Abs. 2 Z 15 neben dem Zeitpunkt der Antragstellung weitere Kriterien wie insbesondere die Systemdienlichkeit des Netzanschlussbegehrens, die Realisierungsmöglichkeit und die übergeordneten Ziele dieses Gesetzes zu berücksichtigen.

Wir sprechen uns dafür aus, die konkrete Ausgestaltung der Reihungskriterien nicht im Gesetz selbst festzuschreiben, sondern schlagen vor, diese in den Allgemeinen Netzbedingungen festzulegen.

Zu Abs. 4, 5 und 6 (beide neu) dürfen wir anmerken, dass der aktuelle Gesetzesentwurf vorsieht, dass für die Reihung von Netzanschlussbegehren der frühestmögliche Zeitpunkt des Vorliegens aller erforderlichen Genehmigungen maßgeblich sein soll. Für das Übertragungsnetz ist ausschließlich dieses rein formale Kriterium zukünftig kein sinnvoller Anknüpfungspunkt. Es würde vielmehr weiterhin dazu führen, dass volkswirtschaftlich sinnvolle und systemdienliche Projekte verzögert werden könnten. Die vorgeschlagene Änderung soll die Flexibilität für Anschlüsse an das Übertragungsnetz verbessern und die

Möglichkeit zur Berücksichtigung zusätzlicher Kriterien – neben dem Zeitpunkt der Antragstellung jedenfalls auch die tatsächliche Realisierungsmöglichkeit in Zusammenschau mit anderen NEP-Projekten, die Realisierungschance hinsichtlich Genehmigungen, die Systemdienlichkeit des Netzan Anschlussbegehrens und die übergeordneten Ziele dieses Gesetzes – schaffen.

Zu § 94a (Spitzenkappung)

Es muss für Photovoltaik dauerhaft die Möglichkeit einer Spitzenkappung bestehen, losgelöst von einer temporären Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs gemäß § 96. Dies ist notwendig, um mehr Erzeugungsanlagen an das Verteilernetz anschließen zu können um dadurch die Kosten für den Netzausbau so gering wie möglich zu halten.

Zu Abs. 3 Z 3

Abs. 3 soll hinsichtlich der Regelung, dass ein Pönale eingehoben wird und den zu vereinnahmenden Systemnutzungsentgelten hinzuzurechnen ist, gestrichen werden. Im Hinblick auf die in Abs. 3 vorgesehenen Pönale stellt sich generell die Frage nach der Intension – insbesondere dahingehend, wer die Pönale erhalten soll? Soll sie dem einzelnen Netzbenutzer verursachungsgerecht bei der Verrechnung der Netznutzungsentgelte gegengerechnet werden? Dies wäre grundsätzlich ein Thema der Regulierungsbehörde, welche aber nicht (mehr) an konkrete gesetzliche Vorgaben gebunden sein darf. Eine solche Regelung in einer Verordnung gemäß § 101 leg. cit. vorzusehen wäre systemimmanent.

Deshalb wird folgende Änderung in Abs. 3 Z 3 vorgeschlagen:

*(3) Der Netzbetreiber hat die Ansteuerbarkeit **zumindest für neue oder geänderte Anlagen** spätestens bis zum*

[...]

*3. 1. Jänner 2030 für Photovoltaikanlagen mit einer netzwirksamen Leistung von mehr als ~~0,8~~ **3,68** kW bis einschließlich 7 kW auf Verlangen des Anlagenbetreibers, sofern diese mit einer technischen Einrichtung zur Steuerbarkeit gemäß § 70b ausgestattet sind,*

herzustellen. [...] ~~Hat der Netzbetreiber eine Fristverzögerung zu vertreten, hat er für jedes angefangene Jahr des Verzugs ein Pönale in Höhe von 100 Euro zu entrichten, das den zu vereinnahmenden Systemnutzungsentgelten hinzuzurechnen ist.~~

Zu Abs. 5

Da der bloße Umstand, dass Strom über eine Direktleitung abgegeben wird (in welchem Ausmaß?), nichts an dem Umstand ändert, was das öffentliche Netz verträgt, ist in Abs. 5 die Z 2 zu streichen. Durch die Schaffung einer Direktleitung dürfen nicht die Möglichkeiten zur Einschränkung von Netzzugängen für die Netzbetreiber zur Gewährleistung der Netzsicherheit ausgehebelt werden.

Deshalb wird die Streichung des Abs. 5 Z 2 vorgeschlagen:

(5) Das Recht auf Spitzenkappung gemäß Abs. 1 und 2 besteht nicht, wenn der einspeisende Netzbenutzer

[...]

~~**2. zusätzlich zum Anschluss an das öffentliche Netz auch an eine Direktleitung angeschlossen ist, über die er Strom abgibt und bei Photovoltaikanlagen die netzwirksame Leistung dadurch 60% der Modulspitzenleistung nicht überschreitet.**~~

Um Rechtssicherheit für Investitionen zu schaffen, ist zudem eine **Ausnahme für Hybridkraftwerke hinzuzufügen**. Diese wurden in den Erläuterungen ohnehin schon aufgenommen und sollten sich somit auch im Gesetzestext wiederfinden.

Zu § 95 (Verweigerung des Netzzugangs)

Zu Abs. 6 (neu)

Deshalb wird ein neuer Abs 6 vorgeschlagen:

NEU „(6) Im Falle der Verweigerung des Netzzugangs gemäß Abs. 1 im Verteilernetz der Netzebenen 3 und 4 hat der Netzzugangsberechtigte die Möglichkeit, einen Antrag auf Kapazitätserweiterung zu stellen. Der diesem Antrag zugrunde liegende Kapazitätsbedarf ist bei der Erstellung des V-NEP zu berücksichtigen. Dem Antrag ist unter Einhaltung nachstehender Grundsätze stattzugeben:

1. allenfalls erforderliche Verträge der betroffenen Netzbetreiber wurden hinsichtlich der Umsetzung der in dem V-NEP vorgesehenen Maßnahmen abgeschlossen;

2. die Stattgebung des Antrages auf Kapazitätserweiterung kann unter allfälligen Bedingungen erfolgen, insbesondere auch einem Kapazitätserweiterungsverträge zwischen dem Netzzugangsberechtigten und dem Anschlussnetzbetreiber. Nähere Regelung zur Kapazitätserweiterung sind in den Allgemeinen Netzbedingungen für das Verteilernetz gemäß § 87 aufzunehmen.“

Zu § 96 (Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs für Einspeiser)

Grundsätzlich wird die Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs begrüßt. Die vorliegende Regelung ist allerdings nicht ausreichend. Die Beschränkung der maximalen netzwirksamen Leistung muss dauerhaft möglich sein. Der Gesetzgeber scheint von der Annahme auszugehen, dass der Netzausbau mit einer Kapazität für eine unbeschränkte Einspeisung das Ziel sein muss. Dabei wird die Dauer, mit der die maximale Leistung erzeugerseitig zur Verfügung steht, nicht berücksichtigt und damit ein volkswirtschaftliches Optimum verfehlt. Durch eine dauerhafte Leistungsbegrenzung können bei gleicher Netzkapazität eine größere Anzahl an dezentrale Erzeugungsanlagen angeschlossen, höhere Volllaststunden und damit eine bessere Ausnutzung des Netzes erzielt werden. An das bestehende Netz können nur so lange Netzbenutzer angeschlossen werden, bis eine Grenzwertverletzung auftritt (Spannung

oder Strom). Danach ist, bis zur Umsetzung eines Netzausbaus, kein weiterer Anschluss von Anlagen mehr möglich.

Aus den genannten Gründen sind die in Abs. 2 angeführten Fristen zu knapp bemessen, erfüllen keinen Zweck und sollten gestrichen werden. Sollte ein zwingender Bedarf an der Festsetzung von Fristen bestehen, kann dies mittels Verordnung der Regulierungsbehörde erfolgen.

Die gegenständliche Regelung sollte für sämtliche Netzbenutzer gleichermaßen gelten. Grundsätzlich ist die Umsetzung von flexiblen Netzzugängen entsprechend EMDR gefordert. Das wäre in § 96 zu berücksichtigen der bisher nur auf Einspeiser abzielt und entgegen der Richtlinie sehr knappe zeitliche Beschränkungen vorsieht (Gold Plating). Flexible Netzanschlussverträge ermöglichen dem Netzbetreiber, eine statische oder dynamische Begrenzung der Netzanschlussleistung für Einspeiser und Entnehmer vorzunehmen. Insbesondere kann durch dynamische Begrenzungen sichergestellt werden, dass in kritischen Netzsituationen das Netz nicht zusätzlich belastet wird und zugleich die netzwirksame Leistung nicht dauerhaft eingeschränkt werden muss.

Die in § 96 vorgesehenen Fristen sind nicht erfüllbar und zu kurzgehalten. Sie stehen in einem klaren Widerspruch zu einer tatsächlichen und realistischen Projektierungs-, Genehmigungs- und Realisierungsdauer von Netz-Projekten. Eine finale, generell gültige Frist für den Ausbau des Verteilernetzes kann nicht festgelegt werden, da es eine große Anzahl von Einflussfaktoren im Zuge eines Projektes zum Netzausbau gibt, die nicht im Einflussbereich des Verteilernetzbetreibers liegen, insbesondere die Dauer von Genehmigungsverfahren, Zwangsrechtsverfahren, Lieferzeiten für Komponenten, Maßnahmen im Übertragungsnetz, usw.

Die gegenständliche Regelung sollte für sämtliche Netzbenutzer gleichermaßen gelten. Die vorgesehenen Fristen sind nicht erfüllbar und zu kurzgehalten. Sie stehen in einem klaren Widerspruch zu einer tatsächlichen und realistischen Projektierungs-, Genehmigungs- und Realisierungsdauer von Netz-Projekten. Eine finale, generell gültige Frist für den Ausbau des Verteilernetzes kann nicht festgelegt werden, da es eine große Anzahl von Einflussfaktoren im Zuge eines Projektes zum Netzausbau gibt, die nicht im Einflussbereich des Verteilernetzbetreibers liegen, insbesondere die Dauer von Genehmigungsverfahren, Zwangsrechtsverfahren, Lieferzeiten für Komponenten, Maßnahmen im Übertragungsnetz, ...) usw.

Gerade bei dem oftmals erforderlichen Neubau von Umspannwerken sind die Suche und der Erwerb der erforderlichen Grundstücke eine erste große Hürde, die sehr zeit- und kostenintensiv ist. Dann erst können ein Umspannwerk und die erforderlichen Leitungsverbindungen tatsächlich geplant, für die notwendigen Genehmigungen eingereicht (Verfahrensdauer), ausgeschrieben, vergeben und schlussendlich gebaut werden. Manche Schritte können parallel verlaufen, manche Schritte nicht. Und wenn allein die Lieferfristen von 110 kV Transformatoren - die nebenbei bemerkt in den letzten Jahren eklatante Preisanstiege zu verzeichnen haben - bei 3,5 Jahren, oder von Umspanner bei 24 Monate

liegen, ist es bereits jetzt unrealistisch, dass die gesetzlichen Fristen eingehalten werden könnten.

Diese Bestimmung soll dauerhaft eingeführt werden.

Es soll ein flexibler Netzzugang jederzeit einvernehmlich vereinbart werden können.

Zum Titel der Bestimmung

Die folgende Änderung des Titels der Bestimmung wird vorgeschlagen:

„Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs ~~für Einspeiser~~“

Zu Abs. 1

Die folgende Änderung des Abs 1 wird vorgeschlagen:

(1) Im Fall eines neuen Netzzugangs eines ~~einspeisenden~~ Netzbenutzers oder einer Änderung der netzwirksamen Leistung beim Netzzugang eines ~~einspeisenden~~ Netzbenutzers kann vertraglich vorgesehen werden, dass der Verteilernetzbetreiber aufgrund mangelnder Netzkapazitäten die maximale netzwirksame Leistung statisch oder dynamisch vorgibt.

Zu Abs. 2

Es wird folgende Änderung vorgeschlagen:

(2) Die Möglichkeit des Verteilernetzbetreibers gemäß Abs. 1 besteht ~~nur~~, solange der Netzzugang für die beantragte netzwirksame Leistung noch nicht in vollem Umfang gewährt werden kann, je nach Netzebene gelten ab Vertragsabschluss folgende Fristen für die Gewährung des Netzzugangs in vollem Umfang:

- | | |
|---------------------------|------------|
| 1. Netzebene 3..... | 24 Monate |
| 2. Netzebene 4 und 5..... | 18 Monate |
| 3. Netzebene 6 und 7..... | 12 Monate. |

Die Fristen gemäß Z 1 bis Z 3 verlängern sich um die Dauer der nachweislichen Verzögerung, höchstens jedoch um insgesamt 36 Monate, sofern die notwendigen Verstärkungen oder Ausbauten des Netzes innerhalb dieser Fristen aus Gründen, die ~~nicht~~ im Einflussbereich des Verteilernetzbetreibers liegen, nicht erfolgen können.

Die Vereinbarung von dauerhaft flexiblen Netzzugängen im Einvernehmen von Netzbenutzern und Netzbetreiber ist zulässig.

Zu Abs. 6

Es wird folgende Änderung vorgeschlagen:

*„(6) Im Fall mangelnder Netzkapazitäten sind Netzbetreiber ab dem 1. Juni ~~2026~~ **2027** zu einer dynamischen Vorgabe der netzwirksamen Leistung für Stromerzeugungsanlagen mit einer Maximalkapazität von mehr als 1 MW verpflichtet, wenn der Netzzugangsberechtigte dies verlangt. Die netzwirksame Leistung ist diesfalls dynamisch auf Basis der tatsächlichen Netzauslastung vorzugeben.“*

Zu § 97 (Möglichkeit des begrenzten oder beschränkten Netzzugangs im Übertragungsnetz)

Gemäß Abs. 1 kann der Übertragungsnetzbetreiber **unbeschadet § 94a Abs. 1 und 2** den Netzzugang begrenzen und beschränken. Gemäß Abs. 4 können Verteilernetzbetreiber jedoch Begrenzungen und Beschränkungen gemäß Abs. 1 **ausschließlich nach Maßgabe des § 94a Abs. 1 und 2 sowie des § 96** an einspeisende Netzbenutzer weitergeben. Dies führt zu dem sachlich nicht nachvollziehbaren Umstand, dass eine Ungleichbehandlung zwischen Übertragungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber gegeben ist, obwohl beide gleichermaßen mit betrieblichen Einschränkungen oder Begrenzungen aufgrund Netzengpässe im Übertragungsnetz konfrontiert sein können.

Darüber hinaus belasten die steigenden Netzkosten die Netzkunden der betroffenen Netzbetreiber überproportional und lassen dadurch die Akzeptanz der Bevölkerung am Ausbau erneuerbarer Erzeugungsanlagen á la longue massiv sinken. Insbesondere der Verweis auf § 96 (Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs) ist systematisch nicht mit der Zielrichtung von § 97, welcher sich explizit auf das garantierte Ausmaß des Netzzugangs und die Weitergabe von Beschränkungen und Begrenzungen bei bestehenden Anschlussverhältnissen bezieht, vereinbar.

Die gegenwärtige Regelung verhindert eine gänzliche Durchleitung von notwendigen Begrenzungen und Beschränkungen durch den Verteilernetzbetreiber und führt dazu, dass die schon in den Zielen des EIWG gesetzlich verpflichtend vorgegebene Gewährleistung und Erhöhung der Netz- und Versorgungssicherheit massiv gefährdet ist.

Aus diesem Grund wird vorgeschlagen, die Formulierungen „einspeisenden“ und „ausschließlich nach Maßgabe des § 94a Abs. 1 und 2 sowie des § 96“ im Abs. 4 zu streichen und in Abs. 4 ebenfalls entsprechend Abs. „unbeschadet des § 94a Abs. 1 und 2“ zu ergänzen.

Damit würde eine harmonische und diskriminierungsfreie Anwendbarkeit von § 97 auf alle Netzebenen ermöglicht und die Handlungsmöglichkeiten der Verteilernetzbetreiber mit jenen der Übertragungsnetzbetreiber gleichgestellt werden.

*„(4) Verteilernetzbetreiber, die von Begrenzungen und Beschränkungen gemäß Abs. 1 betroffen sind, können diese ohne Abgeltung von wirtschaftlichen Nachteilen und Kosten an die in ihrem Netzgebiet angeschlossenen **einspeisenden Netzbenutzer Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und nachgelagerten Verteilernetzbetreiber ausschließlich nach Maßgabe des § 94a Abs. 1 und 2 sowie des § 96** unbeschadet des § 94a Abs. 1 und 2 sowie des § 96 weiterreichen. Für diese Maßnahme erfolgt keine Abgeltung von wirtschaftlichen Nachteilen und Kosten seitens des Verteilernetzbetreibers oder Übertragungsnetzbetreibers.“*

*„§ 97 (1) Unbeschadet des § 94a Abs. 1 und 2 können Übertragungsnetzbetreiber das garantierte Ausmaß des Netzzugangs von **einspeisenden Netzbenutzern Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und Verteilernetzbetreibern im Hinblick auf deren angeschlossenen Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und deren nachgelagerte Verteilernetzbetreiber** begrenzen*

oder den Netzzugang vorbehaltlich betrieblicher Beschränkungen anbieten, sofern diese Begrenzungen oder Beschränkungen von der Regulierungsbehörde nach Maßgabe des Abs. 3 mit Bescheid genehmigt wurden.“

Weiters muss die Möglichkeit für flexible Netzanschlussverträge für alle Netzbenutzer (Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und nachgelagerte Verteilernetzbetreiber) gem. Art. 6a (1) der geltenden Fassung der Elektrizitätsbinnenmarkts Richtlinie (EU) 2019/944 auch für Übertragungsnetzbetreiber gegeben sein (aktuell nur für Verteilernetzbetreiber vorgesehen). Daher schlagen wir vor den Paragraphen umzubenennen und weiter zu fassen.

Zu § 103 und 103a (Abrechnungspunkte und Messkonzepte)

Der Entwurf sieht vor, die bisherigen „virtuellen Zählpunkte“ durch „Abrechnungspunkte“ zu ersetzen und im neu geschaffenen § 103 zu regeln. Ergänzend dazu wird mit § 103a ein Rahmen für Messkonzepte geschaffen. Diese Regelung muss noch intensiv auf ihre Praxistauglichkeit hin geprüft werden.

Zu Abs. 3

Kritisch ist insbesondere die vorgesehene Zuständigkeit der ECA für die Erstellung von Messkonzepten. Diese sollten in enger Abstimmung mit der E-Wirtschaft erarbeitet werden.

Zu Abs. 4

Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass Netznutzer nicht nur für zusätzliche Messeinrichtungen, sondern für das gesamte Messsystem die Kosten tragen – was klare und faire Abrechnungsregeln erfordert.

Zu § 108 (Recht zum Netzanschluss)

Zu Abs. 1

Es bedarf einer klarstellenden, korrespondierende Regelung zu § 89 Abs. 1

Daher ist § 89 Abs. 1 und § 108 Abs. 1 wie folgt zu ergänzen:

§ 89 Abs. 1

*„Verteilernetzbetreiber sind verpflichtet, **innerhalb des von ihrem Verteilernetz abgedeckten Konzessionsgebietes** mit Endkundinnen und Endkunden, Betreibern von Energiespeicheranlagen, Erzeugern und Netzbetreibern privatrechtliche Verträge über den Anschluss abzuschließen (Allgemeine Anschlusspflicht). Den Verträgen sind die Allgemeinen Netzbedingungen gemäß § 87 zugrunde zu legen.“*

§ 108 Abs. 1

*„Der Verteilernetzbetreiber ist – unbeschadet der Bestimmungen betreffend Direktleitungen, geschlossener Verteilernetze sowie bestehender Netzanschlussverhältnisse – berechtigt, innerhalb des von seinem Verteilernetz abgedeckten **Konzessionsg**ebietes alle Endkundinnen und Endkunden, Betreiber von Energiespeicheranlagen, **sowie Erzeuger sowie Netzbetreiber** an sein Netz anzuschließen (Recht zum Netzanschluss).“*

Begründung: Anschlusspflicht und Anschlussrecht müssen korrespondierende Regelungen sein.

Zu § 110 (Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz)

Die Erstellung eines Netzentwicklungsplans ist jedenfalls auf die Netzebene 3 und 4 einzuschränken. In den Netzebenen 6, 7 und auch 5 erfolgt der Netzausbau sehr oft durch nicht konkret vorhersehbarer (kurzfristigen) Kundenprojekte. Damit ist die Aufnahme von Projekten in diesen Netzebenen in einen mittel- bzw. langfristigen Netzentwicklungsplan nicht möglich.

Die generelle Verpflichtung zur Verkabelung von 110-kV Hochspannungsleitungen, sofern ein Mehrkostenfaktor (Errichtung & Betrieb für Erdkabeln) von 1,8 nicht überschritten wird, ist sowohl aus netztechnischer, wirtschaftlicher sowie netztariflicher Hinsicht kategorisch abzulehnen. Dies würde durch die massiven Mehrkosten einer durchgängigen Verkabelung von 110-kV Hochspannungsleitungen (Mehrkostenfaktor von 1,8!) zu einer - für die Realisierung der Energiesystemwende in den Verteilernetzen nicht erforderlichen - weiteren Erhöhung der Kostenbasis und somit der Netzentgelte für Netzbenutzer führen. Zudem würde sich daraus eine zusätzliche Finanzierungs- sowie Eigenkapitallücke für Verteilernetzbetreiber ergeben, welche die zukünftigen Netzkosten zusätzlich erhöhen würde.

Aus Betriebssicht ist es zudem keinesfalls nur der höhere monetäre Aufwand von Kabeln gegenüber Freileitungen; Fehlersuche und Reparaturarbeiten bei 110kV Erdkabeln sind deutlich aufwendiger und zeitintensiver, da die Leitungen zunächst geortet und anschließend freigelegt werden müssen. Derartige Arbeiten können nur von wenigen Fremdfirmen durchgeführt werden, die meist nicht kurzfristig verfügbar sind, um 110-kV Muffen errichten zu können (hier sind Zeiträume von mehreren Wochen durchaus üblich). Lange Ausfallzeiten sind die Folge. Freileitungen bieten hingegen höhere Übertragungsfähigkeit. In der Praxis werden häufig mehrere Systeme auf einem Gestänge geführt, was eine kompakte und leistungsstarke Netzstruktur ermöglicht. Weiters verursachen Erdkabel physikalisch bedingt höhere Erdschlussrestströme, was insbesondere bei gelöschten Netzen (Standard in Mitteleuropa) zu Problemen führt. Gelöschte Netze tragen aber wesentlich zur Versorgungssicherheit bei. D.h. bei forciertem Kabelbau in der 110kV-Ebene ist die derzeitige Betriebsweise für einen Verteilernetzbetreiber nicht mehr aufrechtzuerhalten und es müsste eine Netztrennung in mehrere Segmente durchgeführt werden, sowie zusätzlich Kompensationsspulen für diese dann deutlich höheren Erdschlussrestströme installiert werden. Die Kosten hierfür liegen jeweils im Mio. Euro Bereich, was in den „Mehrkostenfaktor“ einbezogen werden muss.

Daher wird die ersatzlose Streichung des Abs. 3 Z 3 gefordert:

~~„3. Zur Möglichkeit der Verkabelung von Hochspannungsleitungen mit einer Nennspannung von 110kV“~~

Zudem wird folgende Änderung in Abs. 3 Z 11 vorgeschlagen:

*„11. zu geeigneten Standorten für einen systemdienlichen Betrieb von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen zu enthalten. **Maßnahmen auf den Netzebenen 5 bis 7 können zusammengefasst dargestellt werden. Die Verkabelung gemäß Z 3 ist umzusetzen, wenn ein Mehrkostenfaktor für die Errichtung und den Betrieb von Erdkabeln von 1,8 nicht überschritten wird. Der Mehrkostenfaktor ist nach einer von der Regulierungsbehörde festgelegten Methode zu ermitteln.**“*

Zu § 111 (Anzeige des Netzentwicklungsplans für das Verteilernetz)
Es werden folgende Änderungen in Abs. 1, 2 und 3 vorgeschlagen:

*„§ 111. (1) Die Verteilernetzbetreiber haben den jeweiligen Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz bis zum 30. September eines jeden geraden Kalenderjahres der Regulierungsbehörde **betreffend die Projekte der Netzebene 3 und 4 zur Genehmigung vorzulegen, im Übrigen** anzuzeigen und binnen acht Wochen nach erfolgter **Genehmigung Anzeige** auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 109 zu veröffentlichen. Vor **Einreichung Anzeige** des Netzentwicklungsplans **zur Genehmigung** haben die Verteilernetzbetreiber alle relevanten Marktteilnehmer sowie die betroffenen Bundesländer über die gemeinsame Internetplattform zu konsultieren und das Ergebnis der Konsultation dort zu veröffentlichen. Das Ergebnis des Konsultationsverfahrens ist der Regulierungsbehörde gemeinsam mit **dem Antrag auf Genehmigung bzw. der Anzeige der Anzeige** des Netzentwicklungsplans vorzulegen.*

*(2) Die Regulierungsbehörde hat eine Verordnung zu erlassen, in der detailliertere, nach Netzebenen differenzierte Vorgaben zu den Angaben gemäß § 110 Abs. 3, ein einheitliches Format für die Einreichung und Darstellung des Netzentwicklungsplans für das Verteilernetz sowie genauere Vorgaben zum **Genehmigungs- sowie** Anzeigeverfahren festgesetzt werden.*

*(3) **Entspricht ein Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz nicht den Vorgaben des § 110 und der Verordnung gemäß Abs. 2, kann die Regulierungsbehörde den Verteilernetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt mit Bescheid zur Änderung seines Netzentwicklungsplans auffordern. Der Verteilernetzbetreiber hat dieser Aufforderung Folge zu leisten. Die Regulierungsbehörde genehmigt den Netzentwicklungsplan betreffend die Projekte der Netzebene 3 und 4 für das Verteilernetz, wenn dieser den Vorgaben des § 110 und der Verordnung gemäß Abs. 2 entspricht. Entspricht ein Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz diesen Vorgaben nicht, kann die Regulierungsbehörde den Verteilernetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt zur Änderung seines bereits vorgelegten und noch nicht genehmigten Netzentwicklungsplans auffordern. Der Verteilernetzbetreiber hat dieser Aufforderung Folge zu leisten. Sollte keine derartige Aufforderung binnen acht Wochen nach Einreichung des Netzentwicklungsplans für das Verteilernetz erfolgen, gilt dieser zu diesem Zeitpunkt als genehmigt, worüber die***

Regulierungsbehörde dem betroffenen Verteilernetzbetreiber auf Antrag eine entsprechende Bestätigung auszustellen hat.“

Zu § 113 (Geschlossene Verteilernetze) iZm 181 Abs. 5 (Allgemeine Übergangsbestimmungen)

Das Prinzip der geschlossenen Verteilernetze widerspricht der Konzessionspflicht und ist daher strikt abzulehnen.

Bei Artikel 38 der EU-Strombinnenmarkttrichtlinie handelt es sich um eine Kann-Bestimmung. Es ist nicht ersichtlich, aus welchem Grund eine Umsetzung in innerstaatliches Recht notwendig ist.

Das Eigentum bzw. der Betrieb eines Verteilernetzes ist nur unter Einhaltung der allgemeinen und besonderen Konzessionsvoraussetzungen gemäß den landesgesetzlichen Ausführungsregelungen möglich. Die Schaffung „geschlossener Verteilernetze“ würde bedeuten, dass innerhalb eines bestehenden Konzessionsgebietes eines Verteilernetzbetreibers eine weitere Konzession erteilt und somit 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 die von den „geschlossenen Verteilernetzen“ abgedeckten Gebiete aus dem Konzessionsgebiet des bisherigen Netzbetreibers „herausgelöst“ werden müssen.

Offen bleibt auch, ob Betreiber „geschlossener Verteilernetze“ ihre Infrastruktur parallel zu der bestehenden Infrastruktur des bisherigen Netzbetreibers aufbauen oder dieser seine Netzbetriebsmittel gar an sie abtreten muss.

Sehr kritisch ist die hierzu vorgesehene Übergangsbestimmung des § 181 Abs. 5, wonach alle bestehenden Netzanschlussverhältnisse als geschlossene Verteilernetze gelten sollen. Diese pauschale gesetzliche Fiktion ist jedenfalls abzulehnen, zumal es – insb. ohne vorherige Konzessionsbewilligung – dem Legalitätsprinzip und dem Schutz öffentlicher Interessen widerspricht, eine rückwirkende „Umwidmung“ in bestehende Rechte und Pflichten des bestehenden Netzbetreibers eingreift und verfassungsrechtlich bedenklich ist. Vielmehr entsteht eine massive Rechtsunsicherheit.

Bedeutet dies eine automatische Qualifikation von aus der Vergangenheit bestehender Netzanschlussverhältnisse wie beispielsweise bei Einkaufszentren als geschlossenes Verteilernetz?

Aus Gründen der Netzstabilität und der Versorgungssicherheit ist die Etablierung „geschlossener Verteilernetze“ jedenfalls sehr kritisch zu sehen.

§ 113 ist daher zu streichen.

Jedenfalls bei Genehmigungsverfahren nach § 113 ist dem konzessionierten Verteilernetzbetreiber unbedingt Parteistellung einzuräumen.

Der in § 181 Abs. 5 verwendete Begriff „bestehenden Netzanschlussverhältnisse“ ist nicht definiert. Ein Automatismus wie in Abs. 5 iZm § 113 (Geschlossene Verteilernetze) vorgesehen, wird abgelehnt.

Der folgende Abs. 5 ist ersatzlos zu streichen:

~~„(5) Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes bereits bestehende Netzanschlussverhältnisse gemäß § 44 Abs. 1 EIWOG 2010, die die Voraussetzungen des § 113 Abs. 1 erfüllen, gelten als geschlossene Verteilernetze im Sinne des § 113.“~~

Zu § 115 (Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz)

Der Gesetzesentwurf enthält in Zusammenhang mit dem NEP für Übertragungsnetzbetreiber lediglich eine Berücksichtigungspflicht. Nachdem die Begriffsdefinition des „systemdienlichen Betriebs“ jedoch eindeutig die Ausweisung geeigneter Standorte für einen systemdienlichen Betrieb vorsieht und auch die spiegelbildliche Bestimmung für die Netzentwicklungspläne für das Verteilernetz (VNEP) regelt, dass der VNEP „Angaben zu geeigneten Standorten für einen systemdienlichen Betrieb [...] zu enthalten“ hat, wird die Formulierung in § 115 dieser Zielsetzung nicht gerecht.

Die Möglichkeit zur Identifikation und transparenten Darstellung geeigneter Standorte für einen systemdienlichen Betrieb ist ein zentrales Steuerungsinstrument und muss gerade Übertragungsnetzbetreibern möglich sein. Wir ersuchen daher um eine entsprechende Anpassung des § 115 Abs 4.

Da die Begriffsdefinition Stromerzeugungs-, Energiespeicher und Verbrauchsanlagen umfasst, ist die entsprechende Ausweisung auf Verbrauchsanlagen auszuweiten.

Die jeweiligen Verweise auf die Verordnung, mit der die Kriterien für eine systemdienliche Betriebsweise festgelegt werden, dienen der Klarstellung, dass die nähere Definition in der Verordnung Voraussetzung dafür ist, dass den Netzbetreiber hier eine Verpflichtung treffen kann.

Daher wird folgende Änderung in Abs. 4 vorgeschlagen:

„(4) Der Netzentwicklungsplan hat wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) sowie Angaben zu geeigneten Standorten für einen systemdienlichen Betrieb gemäß § xx [VO Kriterien systemdienlicher Betrieb] von Energiespeichereinrichtungen, Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen zu enthalten. [...]“

Ergänzend sind in § 110 Abs. 3 Z 11 und § 115 Abs. 3 Z 4 iZm dem Änderungsvorschlag zu § 127 (Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte) folgende Adaptionen notwendig:

Für § 110 (Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz) wird daher vorgeschlagen:

„(3) Der Netzentwicklungsplan hat insbesondere Angaben
[...]

11. zu geeigneten Standorten für einen systemdienlichen Betrieb **gemäß § xx [VO Kriterien systemdienlicher Betrieb]** von Energiespeicheranlagen **und**,
Stromerzeugungsanlagen **und Verbrauchsanlagen** zu enthalten. [...]“

§ 115 Abs. 3

„(3) Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans haben
Übertragungsnetzbetreiber
[...]

4. das Potenzial der Nutzung von Laststeuerungs- und Energiespeicheranlagen oder
anderen Ressourcen als Alternative zum Netzausbau sowie geeignete Standorte für
einen systemdienlichen Betrieb **gemäß § xx [VO Kriterien systemdienlicher
Betrieb]** von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen [...] zu
berücksichtigen.“

Weiters ist § 115 Abs. 3 Ziffer 5 zu löschen

~~„5. die Möglichkeit der Verkabelung von Hochspannungsleitungen mit einer
Nennspannung von 110 kV“~~

und in § 115 Abs. 3 der letzte Satz

~~„Die Verkabelung gemäß Z 5 ist umzusetzen, wenn ein Mehrkostenfaktor für die
Errichtung und den Betrieb von Erdkabeln von 1,8 nicht überschritten wird. Der
Mehrkostenfaktor ist nach einer von der Regierungsbehörde festgelegten
Methode zu ermitteln.“~~

Im Übertragungsnetz (380 kV) ist eine Verkabelung im Vergleich zu einer Freileitung unverhältnismäßig kostenintensiv (je nach Bodenbeschaffenheit Mehrkosten-Faktor 6 bis 8 und auch deutlich mehr z.B. Bei Hangstabilisierungen und Querungen von Bächen, etc. im Gebirge).

Zudem bestehen technische Risiken betreffend Netzbetrieb und im Fehlerfall lange Reparaturdauern und Nichtverfügbarkeit der Anlagen.

Aus ökologischer Sicht führt der intensive Bodeneingriff mit Trassenbreiten von über 20 m zu einer negativen Beurteilung im Vergleich zur Freileitung.

Die Regelung im § 118 ist ebenfalls zu streichen.

Zu § 114 (Pflichten des Übertragungsnetzbetreibers iZm § 118 (Pilotprojekte für Erdkabel)

Die vorgesehene Verpflichtung für Übertragungsnetzbetreiber, einen Forschungsbericht und ein Pilotprojekt zur Erdverkabelung im Bereich des Höchstspannungsnetzes (ab 380 kV) zu erstellen, erscheint angesichts zahlreicher, fundierter Forschungsergebnisse – insbesondere aus Deutschland – überholt und sachlich nicht gerechtfertigt.

Die vorhandenen Erkenntnisse sind weitgehend auf österreichische Gegebenheiten übertragbar, wonach Erdverkabelungen im Höchstspannungsbereich etwa das Zehnfache der Kosten von Freileitungen verursachen. Diese wirtschaftliche Dimension belegt u.a. auch das Beispiel des österreichische NEP-Projekts 23-3 (Netzraum Burgenland Nord – Sarasdorf/Großraum südöstl. Wien), wofür die Kosten für eine Verkabelung auf rund 100 Mio. Euro geschätzt wurden – gegenüber rund 6 Mio. Euro Mehrkosten für eine leistungstärkere Freileitung.

Die gesetzlich vorgesehene Forschungspflicht verursacht erhebliche, letztlich von den Netznutzer:innen zu tragende Kosten, ohne erkennbaren Mehrwert für Technik, Wissenschaft und Öffentlichkeit. Eine effiziente Ressourcennutzung erfordert die Nutzung bestehender Studien und internationaler Erkenntnisse statt redundanter nationaler Projekte.

Es wird daher angeregt, die Verpflichtung zur Entwicklung eigener Forschungsprojekte zu Erdverkabelungen zu überdenken und wir schlagen die **Streichung der §§ 114 Abs. 3 sowie 118 EIWG** vor.

Wir regen folgende textliche Änderungen an:

Option 1:

„§ 114. [...]

„(3) Betreiber von Übertragungsnetzen mit einer Nennspannung ab 380 kV sind zur Forschung und Entwicklung im Bereich alternativer Leitungstechnologien ~~in großtechnischer Anwendung~~ verpflichtet. Die Ergebnisse dieser Forschung und Entwicklung sind im Rahmen von Variantenuntersuchungen unter Bedachtnahme einer besonderen wirtschaftlichen Bewertung für neue Netzverbindungen zu berücksichtigen. ~~Ihre Anwendbarkeit ist in ausgewählten Pilotprojekten gemäß § 118, die im Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz zu kennzeichnen sind, zu erproben.~~ [...]“

Option 2:

§ 114. [...]

*„(3) Betreiber von Übertragungsnetzen mit einer Nennspannung ab 380 kV sind zur Forschung und Entwicklung im Bereich alternativer Leitungstechnologien, **insbesondere unter Bedachtnahme auf internationalen Erfahrungen in großtechnischer Anwendung**, verpflichtet. Die Ergebnisse dieser Forschung und Entwicklung sind im Rahmen von Variantenuntersuchungen unter Bedachtnahme einer besonderen wirtschaftlichen Bewertung für neue Netzverbindungen zu berücksichtigen. ~~Ihre Anwendbarkeit ist in ausgewählten Pilotprojekten gemäß § 118, die im Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz zu kennzeichnen sind, zu erproben.~~ [...]*“

Zu § 118 (Pilotprojekte für Erdkabel) iZm mit § 114

Wir regen folgende Änderung des Titels der Bestimmung an:

~~„Pilotprojekte für Erdkabel-Forschungs- und Entwicklungsbericht~~

Weiters werden folgende Adaptionen in Abs. 1 und Abs 2 vorgeschlagen:

~~§ 118-(1) Der Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus hat die Übertragungsnetzbetreiber aufzufordern, über die Ergebnisse der Forschung und Entwicklung sowie die dazu durchgeführten Pilotprojekte gemäß § 114 Abs. 3 regelmäßig zu berichten. Ein solcher Bericht ist jedenfalls innerhalb von fünf Jahren zu erstatten.~~

~~(2) Erweist sich nach sachverständiger Beurteilung der gemäß Abs. 1 bekanntgegebene Forschungs- und Entwicklungsstand als ungenügend, kann der Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus einen fachlich geeigneten Dritten mit der Ausarbeitung eines Pilotprojektes nach vorheriger Ankündigung und unter Setzung einer angemessenen Nachfrist beauftragen. Dieses Pilotprojekt ist in den Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz gemäß § 115 aufzunehmen.“~~

Zu § 119 (Entgeltbefreiung für Speicher)

In einem stark von volatilen, dargebotsabhängigen Erneuerbaren geprägten Erzeugungsumfeld nehmen Speicher einen zentralen Stellenwert ein. Sie müssen daher forciert bzw. beanreizt werden und sollten keinesfalls doppelt mit Netzentgelten belastet werden. Die in §111 Abs. 3 EIWOG 2010 verankerte Befreiung von Pumpspeicherkraftwerken (und seit dem EAG-Paket 2021 auch Elektrolysen) von Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für den Bezug von elektrischer Energie soll genau dies gewährleisten. Die nunmehr vorgesehene Abschaffung dieser Bestimmung (ohne Übergangsregelung) und das geplante Abstellen auf einen aus Sicht von Österreichs Energie zu engen Systemdienlichkeitsbegriff ist sowohl im Hinblick auf die dringend notwendigen Beanreizungen von Speicher-Investitionen als auch im Hinblick auf den möglichst effizienten Einsatz bestehender und neuer Speicherkapazitäten äußerst hinterfragenswert.

Die EU Kommission selbst hat in zahlreichen Mitteilungen auf die Bedeutung von Energiespeichern für das System hingewiesen und mehrfach betont, dass eine Doppelbelastung von Speichern mit Netzentgelten im Tarifierungsrahmen vermieden werden soll.

Energiespeicheranlagen sind für die kosteneffiziente Integration von volatilen Erneuerbaren zentral. Fehlende Stromspeicher verschärfen Preisspitzen und führen zu einer ineffizienten Nutzung der verfügbaren Stromerzeugung. Um eine Stromspeicheranlage wirtschaftlich betreiben zu können, müssen die Investitionen, Betriebskosten und Netzentgelte durch die Einnahmen aus dem Strombezug und -verkauf gedeckt sein. In Zeiten niedriger Einnahmen und überproportional hoher Netzentgelte werden Stromspeicheranlagen aufgrund absehbarer wirtschaftlicher Verluste – trotz ihrer Verfügbarkeit – nicht eingesetzt.

Dies hat nachteilige Auswirkungen auf den Strompreis:

- a) In Zeiten hoher Stromnachfrage führt das Fehlen von Speicheranlagen zu einer Verschärfung der Preisspitzen;
- b) In Zeiten eines großen Stromangebots führt das Fehlen von Speicheranlagen zu einem Preisverfall – in manchen Fällen sogar in den negativen Bereich. Dies hat zur Folge,

dass Erzeugungsanlagen abgeregelt werden müssen und wertvoller Strom ungenutzt bleibt.

Die nun vorgeschlagene Regelung in § 119 Abs. 3 zur Befreiung von Entgeltkomponenten für Energiespeicheranlagen berücksichtigt zwar einen systemdienlichen Betrieb, jedoch greifen die Definitionen in § 6 Abs. 1 Z 142 „systemdienlicher Betrieb“ und Z 49 „Flexibilitätsleistung“ zu kurz. Der systemdienliche Nutzen, den Speicher erbringen, würde durch diese Definition nur bedingt gewürdigt und in den meisten Betriebsstunden wäre eine Doppelbelastung mit Netzentgelten gegeben. Dies hätte zur Folge, dass der Einsatz dieser Anlagen aufgrund der zu erwartenden wirtschaftlichen Verluste reduziert wird und wiederum die zuvor erwähnten negativen Auswirkungen auf die Strompreisspitzen sowie die Nutzung überschüssiger Stromerzeugung verstärkt gegeben wären.

Auch die von ENTSO-E und der EU DSO Entity entwickelte und von ACER gebilligte EU-weite Methodik zur Bewertung des nationalen Stromflexibilitätsbedarfs zur Festlegung von indikativen Zielen für nicht-fossile Flexibilität definiert – neben dem Netzbedarf für Flexibilität – auch den Systembedarf für Flexibilität. Damit hat ACER eindeutig klargestellt, dass auch ein marktgetriebener Speichereinsatz, der derzeit von den Definitionen nicht rechtssicher als systemdienlich klassifiziert wäre und somit nicht rechtssicher von entnehmerseitigen Netzentgelten befreit wäre, sich positiv auf den systemischen Flexibilitätsbedarf auswirkt und klar von einer Systemdienlichkeitsdefinition umfasst sein muss.

‘system flexibility needs’ means the flexibility needed by the electricity system to adjust to the variability of generation and consumption patterns, across relevant market timeframe;

Um diesen Systemnutzen von Speichern entsprechend umfassend abzubilden und die der E-Control gemäß § 127 Abs 1 eingeräumten Verordnungsermächtigung zur Festlegung von Kriterien **eine systemdienliche Betriebsweise näher zu determinieren, schlägt Österreichs Energie Ergänzungen in den Begriffsbestimmungen vor, wie unter § 6 Z 49 und Z 142 angeführt.**

Die Einschränkung der Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelt auf den systemdienlichen Betrieb, für den noch entsprechende Determinierungen durch die E-Control vorzunehmen sind, stellt insbesondere für bereits bestehende Projekte, die von der bestehenden Entgeltbefreiung profitieren, eine gravierende nachträgliche Änderung der Rahmenbedingungen und der Investitionsgrundlage dar. Für jene Anlagen, die im Vertrauen auf die Entgeltbefreiung in § 111 Abs. 3 EIWOG 2010 errichtet wurden und aktuell werden, ist daher eine Bestandsschutz-Regelung unabdingbar.

Folgende Übergangsregelung in § 181 Abs. 16 (NEU) ist daher unabdingbar:

NEU „(16) Energiespeicheranlagen iS von § 111 Abs 3 EIWOG 2010 idF BGBl. I 150/2021 sind von der Entrichtung der für den Bezug von elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte (§ 120 EIWG) und Netzverlustentgelte (§ 121 EIWG) für einen Zeitraum von 15 Jahren ab Inbetriebnahme ausgenommen, sofern die Inbetriebnahme oder der der Baubehörde angezeigte Baubeginn der betreffenden Energiespeicheranlage bereits vor Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes erfolgt ist.“

Ergänzend zu den untenstehenden Anmerkungen zu §120 (geplantes Netznutzungsentgelt für Einspeiser) ist anzumerken, dass auch Stromspeicher Einspeiser im Sinne des EIWG wären und somit einer weiteren tariflichen Belastung unterworfen wären. Damit wären Speicher nicht nur im Hinblick auf die Entnahme, sondern auch auf die Einspeisung tariflich belastet, was die Wirtschaftlichkeit des Speichereinsatzes nochmals stark verschlechtern würde.

Abschließend ist anzumerken, dass mit dem EAG-Paket 2021 für Elektrolysen – neben Netznutzungs- und Netzverlustentgelt für den Bezug elektrischer Energie – noch weitere Befreiungen, nämlich die von Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelt, vorgesehen waren. Diese Entgeltkomponenten finden sich in der nunmehr vorgelegten Entgeltstruktur allerdings nicht mehr. Die Rücknahme bzw. Reduktion von Entgeltbefreiungen für Elektrolysen wirkt sich äußerst nachteilig auf den Business Case von Wasserstoffprojekten aus, wodurch sich der Förderbedarf dieser Projekte vergrößert. Im Hinblick auf die Planungssicherheit für Wasserstoffprojekte stellt dieser Eingriff eine rückwirkende Änderung der Rahmenbedingungen dar, der sich jedenfalls nachteilig auf den Hochlauf von Wasserstoffprojekten in Österreich auswirken wird.

Zu § 120 (Netznutzungsentgelt)

Im § 120 Abs. 2 wird der Regulierungsbehörde die Möglichkeit eingeräumt, künftig auch Einspeiser zur Zahlung von Netznutzungsentgelten zu verpflichten. Oesterreichs Energie lehnt die vorgesehene Erweiterung der Aufbringungsbasis entschieden ab, weil es dadurch jedenfalls zu einer weiteren massiven Mehrbelastung der rein heimischen Stromerzeugung kommt, die – je nach Ausgestaltung – komplexe und nicht intendierte Auswirkungen auf den heimischen Strommarkt, die Verbraucher und den Wirtschaftsstandort in seiner Gesamtheit nach sich zieht.

Eine generelle Einbeziehung von Einspeisern beim Netznutzungsentgelt wird abgelehnt, weil Anlagen ab 5 MW bereits jetzt andere Entgelte (Netzverlustentgelt & Regelleistungsentgelt) tragen müssen. Damit würde Einspeisern größer 5 MW neben bestehendem Netzverlust- und Regelleistungsentgelt eine weitere SNE-Komponente auferlegt werden.

Eine stärkere Belastung der heimischen Erzeuger durch zusätzliche Netzentgelte würde nochmals massiv investitionshemmend im Hinblick auf die (erneuerbare) Stromerzeugung in Österreich wirken. Der Ausbau der Erneuerbaren in Österreich würde verlangsamt. In der aktuellen Lage, in der wir einen weiteren Ausbau der heimischen Stromerzeugung allein schon aus Gründen der Standortresilienz im Hinblick auf die Energieversorgung brauchen, wäre dies eine kontraproduktive Maßnahme:

- Es ist von einer strompreistreibenden Wirkung der Maßnahme auszugehen. Damit würde die Intention des Vorhabens – die Entlastung der Verbraucher – konterkariert.
- Eine verstärkte Netzkostenbelastung der Stromerzeugung würde erzeugungsmindernd wirken, weil sich die verpflichteten Anlagen mit steigender Netzkostenbelastung zunehmend selbst aus dem Markt preisen.
- Die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Stromerzeugung würde durch die Maßnahme gegenüber ausländischen Erzeugern geschwächt.

- Die Importabhängigkeit bei Strom würde daher steigen, wodurch die Versorgungssicherheit tendenziell verschlechtert und die Standortresilienz gefährdet würde.
- Der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke wird deinceptiviert statt beanreizt, was wiederum negative Auswirkungen auf die Strompreise in Österreich hätte.
- Zudem würden durch die Verteuerung der heimischen Stromerzeugung die Kosten für die Erneuerbaren-Förderung sowie für die Netzreserve steigen, die wiederum sozialisiert werden.
- Erzeugungsanlagen ab einer Nennleistung von 5 MW sind in Österreich bereits zur Zahlung von Netzverlust- und Systemdienstleistungsentgelt verpflichtet – und werden damit stärker zur Netzfinanzierung herangezogen als in vielen anderen europäischen Ländern.

Es ist somit mit hoher Wahrscheinlichkeit zu erwarten, dass eine verstärkte Netzkostentragung der Erzeuger zu einer zusätzlichen Belastung von Verbrauchern führt, weil die Wirkungen aufgrund der unabdingbaren Einpreisung der Kosten in Gebote am Strommarkt vielschichtig sind. Komplexe Anreiz- und Verteileffekte wirken sich jedenfalls nachteilig auf den Standort Österreich in seiner Gesamtheit aus. Erzeuger in Österreich sind bereits heute stärker mit Netzentgelten belastet als Erzeuger in Nachbarstaaten. Aufgrund der starken Integration Österreichs in den EU-Strombinnenmarkt wirkt die Wettbewerbsverzerrung zu Lasten der österreichischen Erzeuger noch stärker.

Eine derartig massive, langfristige und nachhaltige Schwächung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft ist angesichts der dringend notwendigen Standortinvestitionen nicht vertretbar. Die Investitionsfähigkeit der Unternehmen wird massiv unterwandert. Eine verstärkte Belastung der heimischen Stromerzeugung mit Netzentgelten ist daher entschieden abzulehnen.

Der § 120 Abs. 2 EIWG sollte daher wie folgt lauten:

„Das Netznutzungsentgelt ist von Entnehmern ~~und Einspeisern~~ pro Zählpunkt zu entrichten.“

Zu § 122 (Netzanschlussentgelt)

Das künftige Netzanschlussentgelt soll das bisherige Netzzutritt- und Netzbereitstellungsentgelt ersetzen und offenbar eine leistungsabhängige Einmalzahlung (solange es zu keiner Erhöhung kommt) in Höhe der netzwirksamen Leistung darstellen. § 122 Abs. 2. sieht zwar vor, dass das Netzanschlussentgelt bei einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung zu bezahlen ist, die Regelungen des Abs. 1 sehen (unter praktisch wortgleicher Übernahme der bestehenden Regelungen zum Netzzutrittentgelt des § 54 Abs. 1 EIWOG) jedoch vor, dass das Netzanschlussentgelt „nur“ bei der erstmaligen Herstellung des Anschlusses oder der Abänderung eines Anschlusses infolge einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung zu bezahlen ist.

Die derzeit vorliegenden Gerichtsentscheidungen im Zusammenhang mit dem pauschalen Netzzutrittentgelt für Erzeugungsanlagen des § 54 Abs. 3 und 4 EIWOG stützen sich allesamt auf die Regelung des § 54 Abs. 1 EIWOG und verneinen die Zulässigkeit der

Verrechnung eines Netzzutrittsentgelts nach § 54 Abs. 3 und 4, wenn die Voraussetzungen des § 54 Abs. 1 (erstmalige Herstellung oder Abänderung eines Anschlusses) nicht erfüllt sind.

Durch die praktisch wortgleiche Übernahme in § 122 Abs. 1, besteht die große Gefahr, dass das leistungsbezogene Netzanschlussentgelt in vielen Fällen nicht verrechnet werden kann, weil keine unmittelbare Änderung des Anschlusses erforderlich ist.

Beispiel (unter Heranziehung der derzeitigen Preise des § 54 EIWOG):

- Errichtung einer 500 kW Einspeiseanlage und Bezahlung des Netzzutrittsentgelts gemäß § 54 Abs. 3 EIWOG in Höhe von 17.500 (500 × 35) Euro.
- Herstellung eines Netzanschlusses in der Netzebene 5. Ein solcher kann (ohne Berücksichtigung anderer Anlagen) bis zu 2,5 MW Einspeiseleistung bewältigen.
- Darauf Erweiterung der Anlage um 1.500 kW auf 2.000 kW unter Nutzung des bestehenden Mittelspannungsanschlusses.
- Bei strenger Auslegung der Judikatur dürfte trotz Leistungserhöhung kein Netzanschlussentgelt verrechnet werden, da die Voraussetzungen des Abs. 1 nicht gegeben sind.

Folgende Adaptierungen sind aus unserer Sicht erforderlich:

*„§ 122. (1) Durch das Netzanschlussentgelt werden dem Netzbetreiber **sowohl** alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Netzanschlusskosten **abgegolten**, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der netzwirksamen Leistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind, **als auch anteilige Kosten für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Herstellung oder Abänderung des Anschlusses bzw. Netzzugangs infolge Erhöhung der netzwirksamen Leistung eines Netzbenutzers – sofern diese von der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 3 verordnet werden – abgegolten**. Der Netzbetreiber hat dem Netzbenutzer die damit verbundenen Kosten auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen.“*

Eine Klarstellung ist unbedingt erforderlich, dass unabhängig der Voraussetzungen des Abs. 1 das leistungsabhängige Netzanschlussentgelt bei einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung neu zu bemessen ist.

Der 1. Satz des § 122 Abs. 2 EIWG sollte wie folgt lauten:

*„(2) Im Falle einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung ist **auch ohne Vorliegen der Voraussetzungen des Abs. 1** das Netzanschlussentgelt nur im Ausmaß der Erhöhung zu entrichten.“*

Ansonsten ist davon auszugehen, dass künftig bei derartigen Projekten grundsätzlich nur ein 1. Ausbauschnitt in Höhe von 500 kW angemeldet wird und nachträgliche Leistungserhöhungen nicht dem verrechnet werden dürfen, der davon profitiert, was dazu führt, dass die diesbezüglichen Kosten endgültig vom Verbraucherkollektiv zu tragen sind.

Weiters fordern wir folgende Adaptierungen in Abs. 3 und Abs. 4:

*„(3) Bei der Festlegung des Netzanlassentgelts kann die Regulierungsbehörde **außerdem** anteilige Kosten für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses einbeziehen.*

*„(4) Das Netzanlassentgelt ist von Entnehmern und Einspeisern pro **Anlage eines Netzbenutzers Netzanlass** einmalig zu entrichten. Sofern die Kosten für den Netzanlass ganz oder teilweise vom Netzbenutzer selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzanlassentgelts entsprechend zu vermindern.“*

Um eine missbräuchliche Verwendung der Möglichkeit des pauschalen Netzanlassentgeltes auf Basis erneuerbarer Energieträger zu verhindern, ist in **Anlage V** klarzustellen, dass bei einer Erweiterung einer Erzeugungsanlage um eine Verbrauchsanlage die Differenz auf ein Netzanlassentgelt gemäß § 122 durch den Netzbetreiber zu verrechnen ist. **Anlage V** ist daher um die nachfolgende Formulierung zu ergänzen:

„Wird ein Netzanlass von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger um einen Verbrauchsanschluss ergänzt oder erweitert, so ist die Differenz auf einen Netzanlass gemäß § 122 EIWG durch den Verteilernetzbetreiber in Rechnung zu stellen.“

Weiters müssen im § 122 bzw. § 181 klare Übergangsbestimmungen definiert werden in denen festgelegt wird, in welchem Umfang und bis wann das Netzbereitstellungsentgelt bzw. das Ausmaß der Netznutzung an das Netzanlassentgelt und die damit verbunden netzwirksame Leistung angerechnet wird.

In diesem Zusammenhang ist auch die Notwendigkeit von Abs. 6 zu diskutieren:

„(6) Solange die Regulierungsbehörde keine Festlegungen gemäß Abs. 5 Z 2 für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger trifft, gelten die Pauschalen gemäß Anlage V, sofern die Regulierungsbehörde deren Geltung nicht in den Verordnungen gemäß Abs. 5 ausgeschlossen hat.“

Zu § 130 (Grundsätze der Kosten- und Mengenermittlung)

Zu Abs. 1 und Abs. 2

Im Vergleich zu den bisherigen korrespondierenden § 59 „Kostenermittlung“ und § 60 „Finanzierungskosten“ gemäß EIWOG 2010 sind im nunmehr vorliegenden EIWG wesentliche Grundsätze der Kostenermittlung von der bisherigen gesetzlichen Verankerung in eine „Festlegungsermächtigung“ der Regulierungsbehörde verlagert worden (siehe § 130 Abs. 2 – „Die Regulierungsbehörde hat für die Feststellung der Kostenbasis gemäß § 126 Abs. 1 nähere Festlegungen über die Regulierungssystematik der Kosten- und Mengenermittlung zu treffen, ...“).

Dies ist äußerst kritisch zu sehen, zumal damit, aufgrund einer fehlenden gesetzlichen Verankerung wesentlicher Grundsätze der Kostenermittlung, eine zukünftige Rechts- und somit Planungssicherheit für Netzbetreiber nicht mehr im bisherigen Umfang gegeben ist. Demnach sind, insbesondere auch unter Berücksichtigung der massiven zukünftigen Investitionsanforderungen für Netzbetreiber iZm den EAG-Zielsetzungen, zumindest nachfolgende Grundsätze der Kostenermittlung ergänzend in den §130 EIWG aufzunehmen, um

die iZm der Energiesystemwende in den Verteiler- und Übertragungsnetzen erforderlichen Investitionen auch tatsächlich realisieren zu können.

Die **Sicherstellung der langfristigen Werthaltigkeit der Netze** ist eine wesentliche Bedingung, damit das für den Netzausbau erforderliche Eigen- und Fremdkapital für Netzbetreiber am Kapitalmarkt auch tatsächlich bereitgestellt wird.

Weiters ist auszuführen, dass der massive Investitionsbedarf für Verteilernetzbetreiber iZm den EAG-Zielsetzungen dazu führt, dass sich die Eigenkapitalquoten der Netzbetreiber sukzessive reduzieren werden, wodurch eine Anpassung der unternehmensindividuellen Abweichung der Eigenkapitalquote von der definierten Normkapitalstruktur (Unterschreiten um mehr als 20%) erforderlich ist. Ungeachtet dessen sind, bei einer Berücksichtigung von signifikanten unternehmensindividuellen Faktoren (z.B. bei einer Unterschreitung der Eigenkapitalquote um 20%), für eine ökonomisch sachgerechte Ermittlung des gewichteten Kapitalkostensatz die **Auswirkungen einer geänderten unternehmensindividuellen Eigenkapitalquote auf den Eigen- und Fremdkapitalzinssatz jedenfalls zu berücksichtigen.**

Des Weiteren sind **Prozesskostenvergleiche** zwischen Netzbetreibern und somit in Folge Anpassungen im Rahmen der Kostenermittlung unzulässig, sofern diese in Kombination mit einem nachgelagerten Effizienzvergleich (Benchmarking) angewandt werden („Doppelbenchmarking“ von Prozesskosten im Zuge der Kostenermittlung und in Folge im regulatorischen Effizienzvergleich). Das aktuell implementierte regulatorische Benchmarking versucht definitionsgemäß sicherzustellen, dass Gesamtkosten (TOTEX) je Netzbetreiber und somit nicht „nichtvergleichbare Prozesskosten“ im Rahmen der Benchmarkingsystematik einem Effizienzvergleich unterzogen werden. Gemäß gültiger Anreizregulierungssystematik haben Netzbetreiber somit bei gegebenen mehrdimensionalen Leistungs- und Strukturvariablen die TOTEX und somit die Gesamtkosten über sämtliche Leistungsbereiche („Netzbetreiber-Prozesse“) zu minimieren.

Sohin ergeben sich nachfolgende erforderliche Änderungen:

§ 130 Abs. 1

*„(1) Die Regulierungsbehörde hat die den Entgelten zugrunde liegenden Kosten der Netzbetreiber für alle Netzebenen zu ermitteln, wobei sie bei der Ermittlung der Kosten die in Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943 genannten Grundsätze, jene des § 5 sowie jene des § 4 E-ControlG zu berücksichtigen und insbesondere Anreize gemäß Art. 18 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2019/943 zu setzen hat. Bei der Kostenermittlung hat die Regulierungsbehörde sicherzustellen, dass Quersubventionierungen verhindert werden und dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, die die Lebens- und Leistungsfähigkeit **sowie die langfristige Werthaltigkeit** der Netze gewährleistet, und die zur Erhöhung der Widerstandsfähigkeit und Flexibilität der Netze beiträgt. Weiters hat die Regulierungsbehörde die den Entgelten zugrunde liegenden Mengen der Netzbetreiber zu ermitteln.“*

§ 130 Abs. 2 Z 1 und Z 2

*„1. über die zu berücksichtigenden Kosten, insbesondere Investitions-, und Betriebskosten, über Finanzierungskosten für die angemessene **marktübliche** Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital und über nicht beeinflussbare Kosten. **Der Finanzierungssatz ist aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer zu bestimmen und die Normkapitalstruktur hat sowohl generelle branchenübergreifende als auch signifikant unternehmensindividuelle Faktoren zu berücksichtigen, wobei bei einem Unterschreiten des Eigenkapitalanteils gemäß der branchenweiten Normkapitalstruktur um mehr als 20 % die Finanzierungskosten (WACC) mit der unternehmensindividuellen Kapitalstruktur neu zu bestimmen sind (Eigen- und Fremdkapitalzinssatz).***

Investitionen von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern iZm der Integration der erneuerbaren Erzeugung, einschließlich von Netzinvestitionen zur Bedienung der Erfordernisse der Elektromobilität, sind zur unterstützenden Umsetzung der Energiewende in den Verteil- und Übertragungsnetzen und somit der Erreichung der Zielsetzungen gemäß EAG als Anzeilelement durch einen Zuschlag auf den Finanzierungssatz entsprechend zu fördern.

Zudem sind Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber zur Nutzung geförderter Finanzierungen für Investitionen im Zusammenhang mit den Zielen gemäß § 5 Abs. 1 Z 1 und 2 sicherzustellen.“

„2. zur Ermittlung und zum Nachweis der Kosten durch den Netzbetreiber oder deren Angemessenheit, gegebenenfalls unter Heranziehung von Unternehmensbüchern, Kostenträgerrechnungen, ~~Prozesskosten~~ und Drittvergleichen zur Gewährleistung der Marktüblichkeit,“

Zu den Erläuterungen:

- I. Der Zuschlag auf den Finanzierungssatz (WACC) für Netzinvestitionen iZm der Umsetzung der Energiewende in den Verteiler- und Übertragungsnetzen ist damit zu begründen, dass sich
 - ein gesamtwirtschaftlicher Wohlfahrtsgewinn bei Sicherstellung der erforderlichen Netzkapazitäten bei einem „beschleunigten“ Anschluss der erneuerbaren Erzeugung ergibt,
 - sich ein höheres Risiko bei komplexen Neubauprojekten und unerprobten Technologien ergibt und sich
 - eine Unterdimensionierung der Verteil- und Übertragungsnetze stärker negativ auf Netzbenutzer und die gesamte Volkswirtschaft als eine Überdimensionierung der Verteiler- und Übertragungsnetze, auswirkt („asymmetrisches Risiko der Netzdimensionierung“).
- II. Geförderte Finanzierungen im Zusammenhang mit dem erforderlichen Netzausbau zur Zielerreichung der Klimaneutralität in Österreichs bis 2040 gemäß EAG, sind im Sinne einer Anreizwirkung (d.h. um für Netzbetreiber Anreize zu schaffen, derartige

Investitionsförderungen auch tatsächlich anzustreben) in dieser Form zu berücksichtigen, dass der gegebene Finanzierungsvorteil im Vergleich zur konventionellen Marktfinanzierung zum „überwiegenden Anteil“ beim Netzbetreiber zu verbleiben hat.

Zu Abs. 3

Durch die Ergänzung in Ziffer 2 sollte ermöglicht werden, dass im Lichte der nationalen und europäischen Klimaziele die Möglichkeit zur Festsetzung von Zuschlägen auf den Finanzierungskostensatz für den effizienten Netzausbau umsetzbar sind. Weiters sollte die Möglichkeit zur Festlegung einer Verzinsung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens im Hinblick auf die Bindung signifikanter Geldbeträge betont werden.

*„2. zu den einzelnen Parametern der Regulierungssystematik wie generelle und individuelle Zielvorgaben für die Netzbetreiber, Anreize für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, einschließlich möglicher Anreize zur Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen, zur Nutzung geförderter Finanzierungen, Abgeltung der Teuerung, **für den effizienten Netzausbau durch Zuschläge auf den Finanzierungskostensatz, einer möglichen Verzinsung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens** und der Berechnung und Berücksichtigung des Regulierungskontos;“*

Zudem wird eine **Verlängerung der Abschreibungsdauer** gemäß Abs. 3 als **kontraproduktiv** iZm den EAG-Zielsetzungen und der Realisierung der Energiesystemwende in den Verteiler- und Übertragungsnetzen erachtet. Dies insofern, zumal es bei einer Verlängerung der Abschreibungsdauer zwar zu einer kurzfristig geringfügigen Dämpfung der Netztarifentwicklung kommt, diese allerdings nachweislich zu höheren Gesamtkosten für Netzbenutzer führt und die Belastung auf spätere Generationen verschoben wird. Darüber hinaus hätte eine Verlängerung der Abschreibungsdauer negative Auswirkungen auf den Cash-Flow, das Eigenkapital, auf ratingrelevante Kennzahlen und auf den hohen Finanzierungsbedarf für Netzbetreiber, welche zu einer weiteren Erhöhung der Netzkosten und somit der Netzentgeltentwicklung für Netzbenutzer führen. Darüber hinaus hätte die Verlängerung der Abschreibungsdauer durch die längere Kapitalbindung und somit der Erhöhung der Duration im risikolosen Zinssatz eine Erhöhung des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC) zur Folge.

§ 130 Abs. 3 Z 4 ist sohin gänzlich zu streichen:

~~**„4. zur Abschreibungsmethode und -dauer bei Neuinvestitionen ad: Erläuterungen: Abs. 3 Z 4 ermächtigt die Regulierungsbehörde dazu, die Abschreibungsdauer für Neuinvestitionen zu verlängern. Dadurch können Netzkosten auf einen längeren Zeitraum verteilt und die Kostenentwicklungskurve geglättet werden.“**~~

Ergänzend ist auszuführen, dass ein Wechsel der Abschreibungsmethode grundsätzlich nur von degressiver auf lineare Abschreibung zulässig ist, ein Wechsel von linear auf degressiv ist grundsätzlich nicht zulässig. Die Entscheidung für die Abschreibungsmethode muss weiters im Jahr der erstmaligen Berücksichtigung (Inbetriebnahme/ Nutzungsbeginn)

getroffen werden. Zu beachten ist, dass manche Wirtschaftsgüter in den ersten Jahren überproportional an Nutzungspotential und Wert verlieren. Die degressive Abschreibung bildet diesen tatsächlichen Wert- und Potentialverzehr sachgerechter ab, führt aber zu einem höheren Aufwand und wirkt tarifierhöhend.

Ebenso ist es unzumutbar und widerspricht dem Grundsatz der Kosteneffizienz eine Parallel-Buchhaltung zum UGB durchzuführen.

Weiters regen wir eine **Anpassung der Erläuterungen zu § 130 EIWG** an:

*Unter die in Abs. 2 Z 1 genannten Kosten fallen unter anderem Kosten für die Ausrollung von intelligenten Messgeräten (siehe Art. 19 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2019/944). Finanzierungskosten haben insbesondere eine **marktübliche angemessene** und risikoadäquate Verzinsung des eingesetzten Kapitals zu umfassen, die **auch** die Verhältnisse des Kapitalmarktes berücksichtigt. Die Höhe des Gewinns und das unternehmerische Risiko haben in einem angemessenen Verhältnis zueinander zu stehen.*

Zu § 135 (Anzeigepflicht und Systemanalyse) / Netzreserve

Hintergrund

- Österreich ist eine kleine Gebotszone mit einem sehr hohen Anteil an grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen. **Der grenzüberschreitende Stromhandel** (insb. von NW-Europa nach Österreich und weiter nach SE-Europa), führt zu grenzüberschreitenden physikalischen Flüssen, die die Netzkapazitäten teilweise übersteigen, und zu **Netzengpässen in West-Ost-Richtung** führen. Um diese Netzengpässe zu beseitigen und so die Systemstabilität zu gewährleisten, werden Kraftwerke (Gas, Hydro) in Österreich eingesetzt („Redispatch“).
- Seit einigen Jahren ist die Wirtschaftlichkeit der **Gas-Kraftwerke nicht mehr gegeben** und diese **liegen ganzjährig oder bei KWK-Anlagen zum Teil auch saisonal still**. Sie werden jedoch für den **Redispatch-Einsatz** und die **Versorgungssicherheit** unbedingt benötigt. **Diese Kraftwerke werden jährlich als Netzreserve gesondert** (d.h. außerhalb des Energiemarktes) **für die Leistungsvorhaltung kontrahiert**.
- Die Reservierung von Kraftwerken als Netzreserve außerhalb des liberalisierten Binnenmarkts stellt **eine staatliche Beihilfe** dar, die der Genehmigung durch die EU-Kommission bedarf. Die aktuelle Netzreserve wurde von der EU-Kommission **bis 2025 genehmigt**.

Dringende nächste Schritte: Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit muss ist die Netzreserve auch nach 2025 noch zur Verfügung stehen. Es braucht daher dringend (noch 2025) die Notifikation an und die Genehmigung durch die EU-Kommission und die nationale rechtliche Umsetzung der Netzreserve im neuen EIWG.

- Die Vorbereitung der nationalen Umsetzung und der Notifizierung wurden 2023 vom BMK in enger Abstimmung mit der APG und ECA eingeleitet. Der Prozess ist bereits weit fortgeschritten, jedoch aufgrund des Nicht-Inkrafttretens des EIWG in der vorherigen Legislaturperiode **stark verzögert und muss nun abgeschlossen werden**.

- Sollte die Netzreserve nicht oder verspätet national umgesetzt werden, kann die APG keine Netzreserve kontrahieren. In der Konsequenz stehen der APG keine Kraftwerke für die Beseitigung von Netzengpässen mehr zur Verfügung und die Versorgungssicherheit ist ggf. nicht mehr zu 100% sichergestellt. Dies könnte im schlimmsten Fall zu schweren Konsequenzen wie z.B. Lastabwürfen oder einer vorübergehenden Trennung Österreichs vom EU-Strommarkt führen.
- Die in § 135 Abs. 2 zweiter Satz ElWG enthaltene Ausweisung der Netzreserve als Mittel zur Zielerreichung der in § 5 Abs. 1 Z 6 ElWG enthaltenen Zielbestimmung zur Gewährleistung und Erhöhung der Versorgungssicherheit wird im Sinne einer Kontextualisierung der Systemanalyse als Modus der Bedarfsfestsetzung für die Netzreserve begrüßt und sollte unbedingt beibehalten werden.

Zu § 138 (Änderungen)

Abs. 4

§ 138 Abs. 4 bestimmt, dass die Regulierungsbehörde im Falle einer geplanten Änderung vorab eine Stellungnahme des Regelzonenführers im Hinblick auf die Sicherstellung der operativen Durchführbarkeit der Netzreserve einholen muss. Die Einholung einer Stellungnahme sollte nicht nur bei einer Änderung der Verordnung, sondern auch bei der erstmaligen Inanspruchnahme der Verordnung verpflichtend sein. Andernfalls könnten wichtige Aspekte, die die Sicherstellung der operativen Durchführbarkeit der Netzreserve betreffen, unberücksichtigt bleiben.

In den Erläuterungen zur Regierungsvorlage der Novelle des ElWOG die die Netzreserve implementiert hat (ErlRV 471 BlgNR 27. GP 2), wurde zusammengefasst ausgeführt, dass es sich bei den mittels der Netzreserveausschreibung vergebenen Verträge um Dienstleistungsaufträge über nichtwirtschaftliche Dienstleistungen von allgemeinem Interesse handelt. Solche Dienstleistungsaufträge sind gemäß § 178 Abs. 1 Z 18 BVergG 2018 von der Anwendung des BVergG ausgeschlossen. An der grundlegenden Funktion der Netzreserve für die Versorgungssicherheit ändert sich in Folge der beihilferechtlichen Neunotifikation der Netzreserve an die Europäische Kommission nichts. Dementsprechend gibt es keine Gründe, warum der in § 178 Abs. 1 Z 18 BVergG enthaltene Ausnahmetatbestand nicht mehr anwendbar wäre. Weiters würde die Anwendung des BVergG die Komplexität des Ausschreibungsverfahrens erhöhen und die Detailprüfung sowie umfangreiche Anpassung des bisher zwischen BMWET/E-Control/APG ausgearbeiteten, adaptierten Ausschreibungsverfahrens bedingen. Dieser zusätzliche Aufwand würde zu einer zusätzlichen Verzögerung der Implementierung des überarbeiteten Netzreserve-Mechanismus führen.

Aus den vorangehenden Gründen wird die Streichung des § 138 Abs. 4 letzter Satz ElWG vorgeschlagen.

„§ 138. (4) (**Verfassungsbestimmung**) [...] Im Falle einer geplanten Änderung hat die Regulierungsbehörde vorab **Erlassung der Verordnung und im Falle einer geplanten Änderung der Verordnung** eine Stellungnahme des Regelzonenführers einzuholen und diese insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Sicherstellung der operativen Durchführbarkeit der für die Netzreserve notwendigen Prozesse zu berücksichtigen. **Änderungen in Bezug auf das Beschaffungsverfahren sind**

~~jedenfalls nur unter gleichzeitiger Beachtung der unionsrechtlichen Vergaberegelungen zulässig.~~

Zu § 140 (Versorgungssicherheitsstrategie)

Abs. 4

In der Aufzählung der Markttrollen in Abs. 4 fehlen die gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen und die Bürgerenergiegemeinschaften. Diese sind entsprechend zu ergänzen:

*„(4) Marktteilnehmer, insbesondere der Regelzonenführer, Verteilernetzbetreiber, Bilanzgruppenkoordinatoren, Bilanzgruppenverantwortliche, Betreiber von Stromerzeugungsanlagen oder Energiespeicheranlagen, **gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen, Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften** sowie Stromhändler haben auf Verlangen der Regulierungsbehörde sowie des Bundesministers für Wirtschaft, Energie und Tourismus die zur Beobachtung und Bewertung der Versorgungssicherheit notwendigen Daten zu übermitteln. Die Regulierungsbehörde hat dem Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus auf Verlangen die zur Beobachtung und Bewertung der Versorgungssicherheit notwendigen Daten zu übermitteln.“*

Zu § 173 (Strafbestimmungen gegen Marktmissbrauch) und § 174 (Strafbarkeit juristischer Personen)

Die Strafbestimmungen zu REMIT-Verstößen und Sanktionen wegen Marktmissbrauch sind strenger geregelt als bisher und dies unabhängig davon, ob es nach der REMIT-VO gefordert wird oder nicht. Die Verordnung (EU) 2024/1106 (REMIT II) hat nach Artikel 18 Sanktionen für Verstöße gegen die Artikel 8 und 9 eine Strafhöhe von 1% des Gesamtumsatzes vorgesehen.

Zu § 174 Abs. 3

In Z 3 sind 2% des im vorangegangenen Geschäftsjahr erzielten Gesamtumsatzes genannt. Außerdem wird im Entwurf im Vergleich zur REMIT II zusätzlich der Verstoß gegen Artikel 5a für Algorithmischen Handel und Artikel 7c zur Übermittlung von LNG-Marktdaten an die Agentur mit aufgenommen.

Wir fordern demnach folgende Anpassung in Abs. 3:

„(3) Die Geldstrafe gemäß beträgt

[...]

3. bei einem Verstoß gegen die Art. 8 und, 9, ~~5a und 7c~~ der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 bis zu ~~1%~~2% des im vorangegangenen Geschäftsjahr erzielten Gesamtumsatzes;

[...]“

Zu § 181 (Allgemeine Übergangsbestimmungen)

Nach wie vor ist das geplante Inkrafttreten für einen nicht unerheblichen Teil der Bestimmungen als zu kurzfristig anzusehen. Bei nachstehenden Themen ist eine Übergangsfrist von **zumindest 12 Monaten** erforderlich:

- Allgemeine Lieferbedingungen (§ 20),
- Änderungen der Allgemeine Lieferbedingungen (§ 21),
- Recht auf Lieferverträge mit dynamischen und festen Energiepreisen (§ 22),
- Teile der Bestimmung bzgl. Verfahrensbestimmungen für Lieferanten- und Aggregatorenwechsel (§ 26 Abs. 1 S 2)
- Teile der Bestimmung betreffend das Instrument für den Vergleich von Angeboten für die Lieferung und Abnahme von Strom (§ 27 Abs. 4 Z 3),
- Auffangversorger (§§ 31 - 33)
- Anlauf- und Beratungsstellen (§ 35),
- Gestützter Preis für schutzbedürftige Haushalte (§ 36),
- Besondere Bestimmungen für Lieferverträge mit schutzbedürftigen Haushalten (§ 37)
- Sicherstellung der Versorgung von Endkundinnen und Endkunden, die keine Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen sind (§ 38),
- Mindestanforderungen an Rechnungen (§ 39),
- Abrechnungszeitraum (§ 40 Abs. 3)
- Strombezugsverträge (§ 57)

Zu Abs. 8

Die Systemanalyse soll in Zukunft auf Basis von einer durch die Regulierungsbehörde genehmigten Methode und genehmigten Eingangsdaten erfolgen. Für die erstmalige Antragstellung zur Genehmigung der Methode und der Eingangsdaten sind in § 181 Abs. 8 jeweils Fristen festgelegt. Die Genehmigung der Methode ist durch den Regelzonenführer bis zum 1. August zu beantragen. Die Genehmigung der Eingangsdaten ist durch den Regelzonenführer bis zum 30. September zu beantragen. Aufgrund der noch ausstehenden Schritte im Gesetzgebungsprozess ist eine Erlassung des EIWG nicht vor September zu erwarten. Dementsprechend sollte die Frist für die Antragstellung zur Genehmigung der Methode angepasst werden. Auch hinsichtlich der Eingangsdaten sollte eine angemessene Frist für die Antragstellung sichergestellt werden. Für die Antragstellung zur Genehmigung der Methode, als auch Eingangsdaten, sollte zur Gewährleistung einer angemessenen Frist, eine Frist von sechs Wochen ab Inkrafttreten des EIWG festgelegt werden.

Es werden folgende Änderungen in § 181 Abs. 8 vorgeschlagen:

(8) Für die erstmalige Durchführung der Systemanalyse gemäß § 135 gelten folgende Fristen:

- 1 Der Entwurf einer Methode sowie die Art der notwendigen Eingangsdaten und Annahmen für Szenarien gemäß § 135 Abs. 3 ist bis **1. August 2025 sechs Wochen nach Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes** bei der Regulierungsbehörde zur Genehmigung einzureichen.*
- 2. Der Entwurf für sämtliche in der Methode festgelegten sowie technisch sinnvollen Eingangsdaten bzw. Annahmen für Szenarien nach § 135 Abs. 4 ist bis **30. September***

**2025 sechs Wochen nach Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes bei der
Regulierungsbehörde einzureichen.“**

Zu Artikel 3 – Änderung des E-Control Gesetzes:

Zu § 20 (Energiebeirat)

Zu Abs. 3

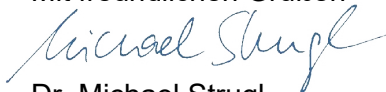
Als Interessenvertretung der österreichischen Stromwirtschaft ist Oesterreichs Energie in den Energiebeirat aufzunehmen. § 20 Abs. 3 Energie-Control-Gesetz ist entsprechend zu ergänzen.

Zu § 25b (Durchsuchung von Orten und Gegenständen)

Kritisch sehen wir die Erweiterung der Befugnisse der E-Control gemäß § 25b, wonach diese mit der Durchführung einer Durchsuchung von Orten und Gegenständen bei Vorliegen des begründeten Verdachts einer Zuwiderhandlung gegen die Art. 3, 4, 5, 5a, 7c, 8, 9 oder 15 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 beauftragt werden kann. Die Regelung im E-Control-Gesetz geht über die EU-Vorgaben hinaus, sieht diese doch vor, dass die ESMA in enger Zusammenarbeit mit der nationalen Regulierungsbehörde eine Durchsuchung bei begründetem Verdacht durchführen kann. Die nationale Umsetzung sollte die EU-Verordnung nicht überschreiten und die Befugnis der E-Control-Durchsuchungen durchzuführen aus dem Gesetz gestrichen werden.

Wir danken für die Kenntnissnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen



Dr. Michael Strugl
Präsident



Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin