

Bundesministerium für Wirtschaft,
Energie und Tourismus
Abt. V/3 - Rechtskoordination und Energie
Rechtsangelegenheiten
zH Frau Mag. Sarah Sophie Oberreiter
Stubenring 1
1010 Wien

Per E-Mail: post.v3-25@bmwet.gv.at

Abteilung für Umwelt- und Energiepolitik
Wiedner Hauptstraße 63 | 1045 Wien
T 05 90 900-DW | F 05 90 900-269
E up@wko.at
W wko.at/up

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom
2025-0.384.632
4.7.2025

Unser Zeichen, Sachbearbeiter
Up/0114-2/25/Hü-RK
DI Claudia Hübsch/DI Renate Kepplinger

Durchwahl
3007/3451

Datum
6.8.2025

Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts-Definitionsgesetz sowie Änderung Energie Control Gesetz; Stellungnahme

Sehr geehrte Frau Mag. Oberreiter,

die Wirtschaftskammer Österreich dankt für die Übermittlung der Begutachtungsunterlagen zum Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Energiearmuts-Definitionsgesetz und zur Änderung des Energie Control Gesetzes und nimmt dazu wie folgt Stellung.

I. Allgemeines

Wir sehen den vorliegenden Begutachtungsentwurf des neuen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) grundsätzlich positiv und betrachten ihn als einen wichtigen Schritt in Richtung einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieversorgung.

Besonders hervorzuheben ist die Bedeutung eines raschen Beschlusses und Implementierung des ElWG. Angesichts der Herausforderungen durch Klimawandel, Versorgungssicherheit und Netzintegration erneuerbarer Energien ist ein zeitgemäßer und klar strukturierter Rechtsrahmen längst überfällig und seine Umsetzung duldet keinen weiteren Aufschub. Der vorliegende Entwurf bietet eine insgesamt gelungene Grundlage für die Weiterentwicklung des österreichischen Energiemarktes.

Explizit zu begrüßen ist der mehrjährige Ausblick im neu eingeführten Monitoring der Entwicklung des Systemnutzungsentgelte. Die jüngst starken Steigerungen der Netzentgelte mit geringer Vorwarnzeit (ca. 2 Monate vor Inkrafttreten) stellen Verbraucher vor budgetäre Herausforderungen. Diese geplante Maßnahme würde daher eine Erleichterung darstellen.

Im Entwurf des ElWG ist durchaus positiv, dass eine gemeinsame Energienutzung im Nahbereich, an der sich auch Großunternehmen beteiligen können, ergänzend zu Erneuerbaren-

Energie-Gemeinschaften vorgesehen werden soll. Dieses Instrument schafft Anreize für den Vollausbau von lokalen Potentialen (zB PV auf vorhandenen Dachflächen) über die Eigenbedarfsnutzung hinaus.

Weiters sei festgehalten, dass wir alle vorgeschlagenen Maßnahmen, die dazu beitragen werden, dass die Energiekosten sinken (zB mögliche Streckung der Abschreibedauern, Anreize zu netzdienlichem Verhalten) und die Netze entlastet werden (wie zB Spitzenkappung) und der kostenintensive Netzausbau möglichst hintangehalten wird, begrüßen. Positiv ist zu sehen, dass die praktische Umsetzbarkeit von Direktleitungen erleichtert wird und geschlossene Verteilnetze in den Rechtsbestand aufgenommen werden.

Wir sehen eine Zukunftsausrichtung des ElWG insbesondere im Hinblick auf die Digitalisierung, weisen jedoch darauf hin, dass diese Entwicklungen unbedingt von einem entsprechenden Rechtsrahmen im Hinblick auf Cybersecurity begleitet werden müssen.

Das neue Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) bringt weitreichende Vorgaben und Neuerungen zum Umgang mit Daten in der Stromwirtschaft. Der Fokus liegt auf Transparenz, Digitalisierung, effizientem Datenaustausch und dem Schutz der Kundenrechte. Die zentrale Datenplattform muss noch vor in Kraft treten praxisgerecht funktionieren. Alle Anwendungen sowohl Elektronische Daten Transfer (EDA) als auch eutilities sollten darin neu aufgesetzt werden. Netzbetreiber sind schon jetzt verpflichtet Daten an die E-Control zu melden. Statt neuer Meldeverpflichtungen sollten die vorhandenen Daten auch tatsächlich sinnvoll genutzt werden. Marktteilnehmern ist der Zugang zu den Daten jedenfalls im erforderlichen Umfang zur gewähren, um die energetische Sanierung voranzutreiben. Die Datenauslesung soll über ein standardisiertes Verfahren erfolgen.

Im 4. Teil des ElWG (Dezentrale Versorgung und Bürgerenergie) werden sehr detaillierte Vorgaben an die Netzbetreiber, Regulierungsbehörde und an die aktiven Kunden, Energiegemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften, Organisatoren erstellt, ebenso für den Betrieb von Speicheranlagen oder Ladepunkten in Ausnahmefällen durch Netzbetreiber. Die Regulierungsbehörde hat entsprechende Verordnungen, Vorgaben u. dgl. zu erlassen. Unverständlich ist allerdings, dass ähnliche Präzisierungen für den Teil 10 (Systemnutzungsentgelte), insbesondere für das 2. Hauptstück (Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte) nicht erkennbar sind.

Bei dieser Gelegenheit wird auf die Notwendigkeit eines strategischen Ansatzes zur Unterstützung von Speichern hingewiesen. Seit 2005 ist ein deutlicher Anstieg in der installierten Leistung der klimaneutralen Stromerzeugung in Österreich zu verzeichnen. Von 2005 bis 2022 erhöhte sich die Leistung der Windenergie jährlich um 9%, während die Photovoltaik eine jährliche Steigerung von 35% erreichte. In nur 15 Jahren wuchs die installierte Leistung der erneuerbaren Stromerzeugung von 16 GW im Jahr 2008 auf 23 GW im Jahr 2022. Um diese dynamische und notwendige Entwicklung auch zukünftig zu unterstützen, ist der Aufbau von Speicherkapazitäten erforderlich, die kurz-, mittel- und langfristig abgerufen werden können. Diese sind dringend notwendig, um die Schwankungen in der Stromerzeugung, insbesondere aus erneuerbaren Quellen, mit dem Verbrauchsanteil abzugleichen und eine kontinuierliche Energieversorgung zu gewährleisten.

Ziel muss es sein, dass der Eigenverbrauch von selbsterzeugter Energie optimiert werden muss. Um eine Optimierung im PV-Ausbau zu erreichen, muss dringend paralleler Speicherausbau (intelligente Systeme zur Vermeidung von Spitzenlasten) forciert werden. Es braucht Rahmenbedingungen für den umfangreichen und kosteneffizienten Einsatz von

Speicheroptionen zur Netzstabilisierung und Stärkung der Resilienz des Energiesystems. Das Nachrüsten von Speichern in der Kombination auch von schon bestehenden PV-Anlagen muss dringend forciert werden.

Es wird festgehalten, dass der Entwurf keinerlei Regelungen enthält, ob und wie eine Regierung zukünftig mit externen Energiekrisen umgehen will. Dies ist aus unserer Sicht zwingend erforderlich und im Regierungsprogramm verankert.

Die Elektrizitäts-Versorgungssicherheitsstrategie (E-VSS) zeigt Aktionsfelder und Maßnahmen für eine langfristige Resilienz des Stromsystems und eine klimaneutrale Zukunft auf. Die Strategie wurde auf Grundlage des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (ElWOG 2010) durch das BMK in Abstimmung mit E-Control und APG sowie in Zusammenarbeit mit allen relevanten Stakeholdern des österreichischen Elektrizitätsmarktes erstellt. Die E-VSS wird laufend aktualisiert. Leider werden die Bundesländer nicht einbezogen. Jedes Bundesland hat jedoch regionale Strategien, die sich auf die Versorgungssicherheit mittelbar und unmittelbar auswirken können und werden. Dies ist auch im ElWG zu verankern.

Das ElWG verwendet den Begriff der Versorgungssicherheit (Elektrizitätsversorgungssicherheit) mehrfach, definiert ihn jedoch nicht im Gesetz. Im Kern ist unter Elektrizitätsversorgungssicherheit die Sicherstellung der Funktionsfähigkeit des Elektrizitätssystems und der Elektrizitätsmärkte zu verstehen. Im Mittelpunkt der Strategie stehen ausreichende Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten, sowie betriebssichere Übertragungs- und Verteilernetze zu leistbaren Endkundenpreisen.

Die Wirtschaftskammer Österreich ist der Ansicht, dass der Begriff „Versorgungssicherheit“ im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheitsstrategie zu definieren ist.

Darüber hinaus ist im ElWG eine Meldepflicht über Abweichungen des Übertragungsnetzes vom Normalzustand vorzusehen. Die Austrian Power Grid AG (APG) hat die Landeshauptmänner bzw. Landeshauptfrauen über den Eintritt von Abweichungen des normalen Netzzustandes im Übertragungsnetz (Alarmstufe Gelb, gefährdeter Netzzustand oder Notzustand) und die Rückkehr zum Normalzustand zu informieren. Dies ist erforderlich, damit auf Seiten der Bundesländer das notwendige Personal über einen möglichen Einsatz vorinformiert werden kann.

II. Im Detail

Artikel 1: Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz - ElWG)

Zu § 5 Ziele und Grundsätze des Elektrizitätsmarktes

Das Ziel der erhöhten Transparenz für alle Marktteilnehmer gemäß Abs 1 Z 15 kommt materiell insbesondere in den §§ 91, 93, 109, 110 und 115 zum Ausdruck. Bei den Ermittlungsverfahren für die Netzkosten der Netzbetreiber durch die Regulierungsbehörden wäre ebenfalls volle Transparenz anzustreben.

Zu § 6 Begriffsbestimmungen

Es wird angeregt, in den Begriffsbestimmungen eine Definition „technischer Aggregator“ aufzunehmen, um diesen vom „Aggregator“ gemäß § 6 Abs 1 Z 4 rechtssicher abzugrenzen:

"technischer Aggregator"

eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die technische Möglichkeiten zur Ansteuerung verteilter Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen anbietet. Technische Aggregatoren handeln keine Energie und nehmen nicht am Energiemarkt teil.

In den Erläuterungen kann dies vertieft werden:

Wichtig ist die Unterscheidung der rein technischen von einer marktisierten Aggregation. Im Unterschied zu einem marktisierten Aggregator gemäß § 6 Abs 1 Z 4 handelt oder vertreibt ein technischer Aggregator keine Energie, sondern ist lediglich technischer Umsetzer der Aggregation. Die im ElWG vorgesehenen Pflichten gelten daher nicht für den technischen Aggregator. Der technische Aggregator soll die Befugnis (durch dezidierte Kundenzustimmung) haben, die Daten an Aggregatoren und Elektrizitätsunternehmen weiterleiten zu können und insbesondere Ansteuerbefehle von Marktteilnehmern, wie etwa Aggregatoren und sonstigen Elektrizitätsunternehmen für den Zweck der gezielten netzdienlichen oder marktisierten Ansteuerung entgegenzunehmen und auch ausführen zu können.

Zu § 6 Z 114 Begriffsbestimmung „nicht frequenzgebundene Systemdienstleistung“

Angemerkt wird, dass „Trägheit der lokalen Netzstabilität“ international als Momentanreserve bzw. Massenträgheit bezeichnet wird.

Zu § 6 Z 130 Begriffsbestimmung „Sicherheit“

Definiert wird sowohl die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und -bereitstellung als auch die Betriebssicherheit. Angemerkt wird, dass nach energiewirtschaftlichen Definitionen in Versorgungssicherheit (Sicherheit der Stromversorgung) und Zuverlässigkeit (technische Verfügbarkeit, Betriebssicherheit) unterschieden wird.

Zu § 6 Z 142 Begriffsbestimmung „Systemdienlichkeit“

Es ist nicht auf „Systemdienlichkeit“, sondern (auch) auf „Netzdienlichkeit“ abzustellen. Dies ist hier und an zahlreichen weiteren Stellen im Gesetz anzupassen. Die genauen Kriterien für System- bzw. Netzdienlichkeit sollten in einer Verordnung der E-Control festgelegt werden.

Zu § 6 Z 173 Begriffsbestimmung „witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb“

Jeder Betrieb einer Freileitungsanlage (selbstverständlich auch von Kabelanlagen, Umspannern etc.) unterliegt den jeweiligen Umgebungsbedingungen und Wetterbedingungen und ist daher prinzipiell witterungsabhängig. Dass die Belastungsgrenzen einer elektrischen Anlage wie Freileitungsanlage auch von den thermischen Umgebungsbedingungen abhängen, ist physikalisch richtig, aber im jeweiligen Netzbetrieb als witterungsdynamische Randbedingung für die Belastbarkeit in der Praxis bisher kaum realisiert. Das Herangehen an thermische Grenzleistungen ist wohl nur als vorübergehende Maßnahme zur Vermeidung von Netzentgleissen betrieblich sinnvoll, aber keinesfalls als dauerhafter Ersatz für Leitungsverstärkungen oder Neubauten. Thermische Abbilder von Kabel und Umspanner sind technisch möglich. Allerdings sind dynamische Selektivschutzeinstellungen hinsichtlich der zulässigen Strombelastungen für die Überlaststufen erforderlich.

Zu § 7 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen

Energieunternehmen sollen auch das öffentliche Interesse an leistbarer Energie ausreichend und angemessen wahrnehmen. Insbesondere Abs 4 verpflichtet die in mehrheitlich mittelbar oder unmittelbar im Eigentum von Gebietskörperschaften stehenden Elektrizitätsunternehmen die Verpflichtungen gemäß Abs 1 und Abs 2 in ihren Satzungen bzw. Statuten zu verankern. Dies wird ausdrücklich begrüßt. Allerdings fehlt eine Durchsetzungsmöglichkeit.

Zu § 20 Allgemeine Lieferbedingungen

Um Lieferunterbrechungen bei Lieferantenwechsel mit erheblichen Schäden in Kundenanlagen, wie in der Praxis bereits vorgekommen, zu vermeiden, ist folgende Einfügung erforderlich:

(4) Nach Vertragsabschluss haben die Lieferanten ihre Haushaltskundinnen und Haushaltkunden sowie Kleinunternehmen im Wege der gemäß § 18 vereinbarten Kommunikation über den tatsächlichen Vertrags- und Belieferungsbeginn (rechtzeitig vor Inbetriebnahme) zu informieren und die Informationen gemäß Abs 3 Z 2 und Z 4 bis 7 in aktualisierter Form über ein kundenfreundliches Web-Portal bereitzustellen.

Zu § 21 Änderung der allgemeinen Lieferbedingungen

Bei dem geplanten Preisänderungsrecht ist es positiv, dass der Versorger die einzelnen Gründe aufschlüsseln muss, womit der Kunde die Möglichkeit hat, die Preisänderung nachzuvollziehen (§21 Abs 3). Weiters positiv ist, dass Preisänderungen in beiden Richtungen weiterzugeben sind. Rechtliche Unsicherheiten sind dabei zu vermeiden.

Aus den Erläuterungen zu § 21 Abs 4 geht hervor, dass die Beendigungsfrist von bisher drei auf zwei Monate verkürzt werden soll. Im Begutachtungsentwurf ist wie bisher eine Frist von drei Monaten vorgesehen. Die kürzere Beendigungsfrist wird befürwortet.

Zu § 29 Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers

Es stellt sich die Frage, ob derartige Zähler in bestehende Smart-Meter-Systeme implementiert werden können.

Zu § 35 Anlauf- und Beratungsstellen

Es stellt sich die Frage, wie „gutes Kundenservice“ definiert ist und wie es überwacht wird; ebenso, was ein „einfaches, faires und zügiges Beschwerdemanagement“ ist.

Zu § 37 Besondere Bestimmungen für Lieferverträge mit gestütztem Preis

§ 37 Abs 4 sieht eine Beteiligung der Lieferanten an den Kosten vor. Dies wird abgelehnt. Hier werden Aufgaben der sozialen Absicherung der Haushalte unzulässigerweise auf die Lieferanten und damit auf das restliche Kundenkollektiv umgelegt. Dies noch dazu mit einem hohen bürokratischen Aufwand, der sogar eine eigene Abwicklungsstelle vorsieht. Derartige Sozialleistungen müssen vom Staat erbracht werden und aus dem öffentlichen Budget finanziert werden. Aufgrund der Erfahrung mit der Zurverfügungstellung der Bundesmittel bei den Netzverlustentgelten muss sichergestellt sein, dass es diesfalls keinen Zahlungsverzug des Bundes gibt bzw. falls doch, der Bund auch die Kosten für die Vorfinanzierung trägt.

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

Diese Regelung wird von der Wirtschaftskammer Österreich ausdrücklich begrüßt und muss unbedingt beibehalten werden.

Zu § 40 Abrechnungszeitraum

Eine monatliche Abrechnung sollte als Standard festgelegt werden mit Option auf Jahresrechnung. Damit kann erreicht werden, dass netz- und systemdienliche Anlagen unter Berücksichtigung aktueller Werte den Eigenverbrauch deutlich optimieren. Damit können Endkunden ihren Energieverbrauch zeitnah kontrollieren, besser steuern und unerwartete Nachzahlungen vermeiden. Gerade in der Energiekrise kam es durch verspätete Jahresabrechnungen der Energielieferanten immer wieder zu sehr hohen Nachzahlungen und Unverständnis darüber, wie diese zustande gekommen sind.

Zu § 44 Ausstattung mit einem intelligenten Messgerät

Im Gegensatz zum ElWOG 2010 soll das ElWG keine Regelungen mehr zu Lastprofilzählern haben. § 102 Abs 4 des vorliegenden Entwurfs regelt die Zuordnung standardisierter Lastprofile verständlich. Es bleibt aber unklar, ob vorhandene Lastprofilzähler als „intelligentes Messgerät“ gelten und daher hinsichtlich dieser gewerblichen/industriellen Stromkunden die Pflicht zur Ausstattung mit einem intelligenten Messgerät bereits erfüllt ist. Dies insbesondere auch, weil die Begriffsbestimmung „intelligentes Messgerät“ in § 6 Abs 1 Z 68 auf den Unterschied zu konventionellen Zählern abstellt und offenlässt, ob Lastprofilzählung konventionell ist. Keinesfalls darf es durch das ElWG dazu kommen, dass mit Lastprofilzählern gemessene Netzanschlüsse jetzt umgerüstet werden müssen. Es muss daher entweder

- in § 39 Abs 1 ein Satz ergänzt werden: „*Zählpunkte, die mit Lastprofilzählern ausgestattet sind, gelten als mit intelligenten Messgeräten ausgestattet.*“;
- oder
- in der Begriffsbestimmung „intelligentes Messgerät“ ergänzt werden:
„*Lastprofilzähler gelten als intelligente Messgeräte.*“

Zu § 45 Anforderungen an intelligente Messgeräte

Die Sichtanzeige am intelligenten Messgerät ist standardmäßig so zu konfigurieren, dass hinsichtlich der Energiewerte nur der aktuelle Zählerstand abgelesen werden kann. Dies ist mit der bestehenden Zählergeneration nicht umsetzbar, weil in der BEV (Battery Electric Vehicle)-Zulassung der Zähler die Anzeige von 2 Monatswerten festgelegt ist. Die Anzeige sämtlicher Messwerte am Zählerdisplay ist am Zähler beschrieben und nicht veränderbar (Laserbeschriftung am Gehäuse). Wir schlagen daher die Einführung eines Bestandsschutzes vor, so dass die Änderungen nur für neu ausgeschriebene Messgeräte gelten.

Zu § 52 Messdatenerhebung und Verarbeitungszwecke

Diese Regelung ist zu begrüßen, sind doch diese Daten für die Netzplanung und den kostenintensiven Netzausbau im Niederspannungs- und Mittelspannungsbereich der Verteilernetze erforderlich (bisher weitgehend unbekannt).

Die Ermittlung von Netzrückwirkungen (Oberschwingungen etc.) beim jeweiligen Zählpunkt des Kunden kann/wird zu entsprechenden kostenintensiven Maßnahmen zur Begrenzung der kundenseitigen Rückwirkungen führen.

Zu § 57 Strombezugsverträge

Die Klarstellungen hinsichtlich fossiler Energieträger und on-site Power Purchase Agreements (PPAs) in den Erläuterungen werden ausdrücklich begrüßt.

Zu § 69 Errichtung und Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen

Als sehr wertvoll und wichtig wird Satz 2 dieser Bestimmung zur Abgrenzung von gewerbe- und elektrizitätsrechtlichen Genehmigungen begrüßt. Es sollte aber unbedingt eine Berücksichtigung der anderen bundesgesetzlichen Genehmigungsgrundlagen erfolgen und daher ergänzt werden: „*Anlagen, die nach den Bestimmungen der GewO 1994 oder sonstiger bundesrechtlicher Bestimmungen bewilligungs- oder anzeigenpflichtig sind, sind jedenfalls von einer Bewilligungspflicht auszunehmen.*“

Ansonsten drohen insbesondere Abgrenzungsschwierigkeiten zu berg- oder abfallrechtlich zu genehmigenden Anlagen (oder künftigen bundesrechtlichen Vorgaben für Wasserstoffspeicher und Wasserstoffnetze). Damit soll auch Planungssicherheit in Hinblick auf die durchzuführenden Behördenverfahren erreicht werden, dass die Speicherung von umgewandeltem Strom als speicherbare Energieform - bspw. in Form von Wasserstoff - nur

dann dem ElWG unterliegt, wenn derartige Tätigkeiten nicht schon dem MinroG (oder einem anderen Bundesgesetz) unterliegen.

Im Zusammenhang mit der Aufnahme von Elektrolyseuren in den Begriff „Energiespeicheranlage“ (§ 6 Abs 1 Z 36) und der - über das „Betreiben eines Elektrolyseurs“ hinausgehende tätigkeitsbezogene Definition der „Energiespeicherung“ in § 6 Abs 1 Z 37 „Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als einen anderen Energieträger“ treten noch Abgrenzungsfragen auf, da Wasserstoff nicht nur energetisch genutzt wird, sondern auch (und in großem und zunehmendem Umfang) auch für stoffliche Verwendung (zB Direktreduktion zur Stahlherstellung, in der Metallbearbeitung und der chemischen Industrie wie zB der Ammoniakherstellung). Es darf nicht dazu kommen, dass in nach ElWG (bzw. den Landesgesetzen) genehmigten Elektrolyseuren produzierter Wasserstoff der energetischen Verwendung vorbehalten bleibt.

Da die Definition „Elektrizitätsunternehmen“ auf „Energiespeicherung“ abstellt, besteht dieses Risiko, weil die „Umwandlung von Strom in Wasserstoff“ nicht ausreicht, um ein Elektrizitätsunternehmen zu sein. „Energiespeicherung“ verlangt ja - wie oben gezeigt - zusätzlich die „Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als einen anderen Energieträger. Wenn daher Wasserstoff auf Basis einer elektrizitätsrechtlichen Genehmigung produziert werden soll, dann könnten Bewilligungsbehörden schon im Betriebskonzept verlangen müssen, dass mit dem Wasserstoff tatsächlich nur eine Rückumwandlung in Strom oder andere Energieträger geplant ist.

Diesbezüglich muss daher im Gesetz klargestellt werden, „Die Verwendung der aus der Umwandlung elektrischer Energie gewonnenen speicherbaren Energieform für nichtenergetische Zwecke ist zulässig.“

Weiters sollten die Erläuterungen zu § 69 (Seite 25) klarer gefasst werden. Insbesondere wirft folgender Passus Fragen auf: „*Im Ergebnis führt dies für Energiespeicheranlagen zu folgender anlagenrechtlicher Unterteilung: Volleinspeiser, welche den überschüssigen Strom für den Betrieb einer Energiespeicheranlage benutzen, fallen als Elektrizitätsunternehmen in den Anwendungsbereich des ElWG.*“

Während auf Seite 24 noch vom „Volleinspeiser“ und vom „Überschusseinspeiser“ im Zusammenhang mit der Eigenversorgungsanlage gesprochen wird, wird hier nun plötzlich vom „überschüssigen Strom“ für den Betrieb einer „Energiespeicheranlage“ gesprochen. Das kann aber in diesem Zusammenhang nur bedeuten, dass es um Strom geht, der nicht ins Netz eingespeist wird. Wenn diese Passage im Zusammenhang mit den delegierten RFNBO-Rechtsakten zu verstehen ist, bitten wir um Klarstellung.

Unzweifelhaft stark vereinfachen lassen sich die Abgrenzungsprobleme aber vor allem durch eine klare Zuordnung der Elektrolyseure (und sonstiger Konversionsanlagen) zum gewerblichen Bereich.

Zu § 70 Pflichten der Erzeuger

Z 8 sollte am Ende ergänzt werden: „auf Anordnung des Regelzonensführers haben Erzeuger mit technisch geeigneten Stromerzeugungsanlagen bei erfolglos verlaufener Ausschreibung gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen Regelreserve bereitzustellen und zu erbringen, wobei gemäß § 139 Abs 2 präqualifizierte Stromerzeugungsanlagen prioritär auszuwählen sind;“

In der Vergangenheit gab es Fälle, in denen - ohne ersichtlichen Grund - Erzeugungsanlagen auf Anforderung des Regelzonenführers präqualifiziert - und damit auch technisch aufgerüstet - werden mussten. Es sollte zur Vermeidung unnötigen Aufwands prioritär auf bereits präqualifizierte Anlagen zugegriffen werden, auf die sich dann auch die Abrufe konzentrieren, was kosteneffizient ist (Steigerung der Abrufe) und potentiell Anreize für eine Präqualifikation setzt.

Zu § 70b Ansteuerbarkeit neuer Photovoltaikanlagen

Es ist klarzustellen, dass die Regelung nur dann anzuwenden ist, wenn eine entsprechende genormte Schnittstelle vorhanden und bereits seitens der E-Control einheitlich in den Technisch Organisatorischen Richtlinien (TOR) vorgegeben ist. Dies ist dringend bei einer etwaigen Fristvorgabe zu berücksichtigen.

Außerdem sollte in Abs 1 die Schwelle für PV-Anlagen von 7 kW auf 10 kW erhöht werden, da dies mehr praxisrelevant ist (siehe auch Anmerkung zu § 94a).

Zu § 77 Herkunfts nachweise

Prägende Themen in der Industriepolitik sind unter anderem

- a. die **Schaffung grüner Leitmärkte**, die einen Anreiz für den Absatz emissionsarmer Produkte setzen sollen, sowie
- b. die **Stärkung der Eigenversorgung**.

Es sollten daher „**Grünzertifikate für Strom** zum Nachweis der Produktion von **nicht** in das öffentliche Netz eingespeistem erneuerbarem Strom, welcher im Endverbrauch eingesetzt oder gespeichert wird.“ eingeführt werden. Die konkrete Ausformung könnte sich an § 86 EAG (Grünzertifikate für Gas) orientieren, insbesondere mit einer Abwicklung in der HKN-Datenbank der Regulierungsbehörde. Um den Verwaltungsaufwand gering zu halten, sollten diese Grünzertifikate für Strom nur auf Antrag des Erzeugers ausgestellt werden, wodurch eine zielgerichtete Verwendung in den Sektoren der grünen Leitmärkte ermöglicht wird.

Weiters ist es in wichtigen Exportmärkten und für die Zuliefererindustrie beispielsweise im Automotive-Bereich wichtig, dass die HKNs und Grünzertifikate für Strom bei der Entwertung im Hinblick auf eine bestimmte Produktion gekennzeichnet werden können. Zum Beispiel: die Produktion der Charge A soll an den Automobilhersteller x, die Produktion der Charge B an den Automobilhersteller y erfolgen; der jeweils verwendete Strom sollte dann bei Entwertung des HKN als zusätzliche Information - auf Wunsch des Kunden - in die HKN-Datenbank aufgenommen werden.

Schließlich muss die Administration der von der Ökostromabwicklungsstelle zugewiesenen Strommengen verbessert werden. Es wird schnellere Klarheit über die Mengen an zugewiesenen Strom benötigt.

Zu § 80 Verpflichtende Stromkennzeichnung

Die Klarstellungen hinsichtlich fossiler Energieträger und on-site Power Purchase Agreements (PPAs) in den Erläuterungen werden ausdrücklich begrüßt.

Gemäß Abs 8 sind Speicher bis 250 kWh vom HKN-System ausgenommen. Dies ist für die Betreiber nicht nur von Vorteil, da damit auch der Nachweis der teils notwendigen Erneuerbaren-Nachweise nicht gelingen kann. Eine Befreiung bzw. ein Ausschluss vom HKN-System kann zu Problemen bei Förderansuchen und beim Nachweis, dass tatsächlich nur Strom

aus erneuerbaren Quellen verwendet wurde (zB im Nachhaltigkeits-Reporting), führen. Dies betrifft insbesondere den Speichereinsatz in gewerblichen Betriebsanlagen.

Hier sollte es daher für die Speicherbetreiber eine Opt-In Möglichkeit für stationäre Speicher ab 50 kWh Speichervolumen geben, um am HKN-System (und auch am Grünzertifikatesystem für Strom) teilnehmen zu können.

Wir sehen durch die notwendige und rasche Verbreitung von Stromspeichern eine doch beachtliche Ungenauigkeit für das Nachweissystem. Deshalb wäre ein möglichst genaues System von Vorteil, was durch die opt-in Möglichkeit bürokratiearm verwirklicht werden könnte, weil nur im Bedarfsfall Speicher kleiner 250 kWh am HKN-System (inkl. der Grünzertifikate für Strom) teilnehmen werden.

Zu § 81 Besondere Bestimmungen zur Stromkennzeichnung

Wir sprechen uns für eine Änderung des § 81 Abs 3 des Entwurfs aus, und zwar wie folgt (Änderungen in rot), da eine Einschränkung auf Ziviltechniker:innen nicht verständlich und nachvollziehbar ist:

„Die Dokumentation muss, sofern der Lieferant eine Gesamtabgabe an Endkundinnen und Endkunden von 100 GWh nicht unterschreitet, von einem Wirtschaftsprüfer, einem facheinschlägigen Ingenieurbüro oder Ingenieurkonsulenten oder Zivilingenieur für Elektrotechnik oder einem allgemein beeideten und gerichtlich zertifizierten Sachverständigen aus dem Gebiet der Elektrotechnik geprüft sein. Das Ergebnis ist in übersichtlicher Form und vom Prüforgan bestätigt in einem Anhang zum Geschäftsbericht des Lieferanten zu veröffentlichen.“

Wir fordern daher eindringlich, die Bestimmung des § 81 Abs 3 abzuändern und neben Ziviltechniker:innen/Ingenieurkonsulenten:innen auch facheinschlägige Ingenieurbüros anzuführen.

Ingenieurbüros sind gemäß § 134 Gewerbeordnung (GewO) zur Beratung, Verfassung von Plänen, Berechnungen und Studien, Durchführung von Untersuchungen, Überprüfungen und Messungen, Ausarbeitung von Projekten, Leitung von Projekten, Überwachung der Ausführung von Projekten, Abnahme von Projekten und Prüfung der projektgemäßen Ausführung einschließlich der Prüfung der projektbezogenen Rechnungen sowie zur Erstellung von Gutachten auf einschlägigen Fachgebieten und zur Vertretung des Auftraggebers vor Behörden oder Körperschaften öffentlichen Rechts im Rahmen ihres jeweiligen Fachgebietes berechtigt.

§ 32 GewO verankert die sonstigen Rechte, wie insbesondere das Recht zur Übernahme eines Gesamtauftrages, sofern ein wichtiger Teil des Auftrages ihrem Gewerbe zukommt, jedoch unter der Voraussetzung, dass sie die Arbeiten, für deren Ausführung sie keine Gewerbeberechtigung besitzen, durch befugte Gewerbetreibende ausführen lassen.

Analog zur Bestimmung von § 134 GewO legt § 3 Ziviltechnikergesetz (ZTG) nahezu wortgleich den Berechtigungsumfang des Ziviltechnikers im Rahmen des jeweiligen Fachgebietes fest.

Der hochqualifizierte Berufszugang und Befähigungsnachweis für das reglementierte Gewerbe Ingenieurbüros basiert auf drei Säulen. Die Ingenieurbüros-Zugangsvoraussetzungs-Verordnung verankert für die Ausübung des besonders verantwortungsvollen Gewerbes Ingenieurbüro mit einem exorbitant hohen Schwierigkeitsgrad einen hohen Qualifikationsstandard, wonach bei

Erfüllung folgender Voraussetzungen die erforderliche fachliche Befähigung als erfüllt anzusehen ist:

- Abgeschlossene theoretische Ausbildung (Uni/FH und/oder HTL)
- Mehrjährige Praxis (3 Jahre für Uni/FH und 6 Jahre für HTL)
- Befähigungsprüfung nach der Befähigungsprüfungsverordnung für das reglementierte Gewerbe Ingenieurbüros (Beratende Ingenieure)

Aufgrund dieser hohen Qualifikation (Universität/Fachhochschule oder HTL und mehrjährige Praxis sowie Befähigungsprüfung) und der Verpflichtung zur unabhängigen Berufsausübung (Standesregeln BGBL. 726/1990) - sind Ingenieurbüros für unabhängige Überprüfungs- und Überwachungstätigkeiten prädestiniert. Ingenieurbüros sind daher in vielen Materiengesetzen als Sachverständige ausdrücklich verankert, womit der Gesetzgeber bestätigt, dass Ingenieurbüros berechtigt sind, Überprüfungen durchzuführen, Befunde aufzunehmen, Bestätigungen auszustellen und Gutachten zu erstellen. Die Prüfungs-, Überwachungs-, Sachverständigen- und Gutachtertätigkeit (auch für Behörden), ist eine Kerntätigkeit der Ingenieurbüros.

Ingenieurbüros sind aufgrund ihrer fachlichen Kompetenz und auf Basis ihres Berufsrechts bereits in vielen Materiengesetzen als Sachverständige verankert, wie zB:

- § 36 Abs 1 Z 2 Gefahrgutbeförderungsgesetz
- §§ 19a Abs 2 Z 4, 31a Abs 2 Z 4, 40 Abs 5 Z 4 Eisenbahngesetz
- § 7 Abs 3 Z 4 ArbeitsmittelVO

Für eine Diskriminierung der Ingenieurbüros gibt es keine rechtliche und sachliche Rechtfertigung. Eine Ungleichbehandlung der Ingenieurbüros durch Vorbehalte oder Bevorzugung von Ziviltechniker:innen würde eine Missachtung des Gesetzes, des Berufsrechtes und eine unzulässige Diskriminierung der Ingenieurbüros darstellen.

Weiters sind in § 81 Abs 3 des Entwurfs die „*allgemein beeideten und gerichtlich zertifizierten Sachverständigen aus dem Gebiet der Elektrotechnik*“ ersatzlos zu streichen, da diese ohne gerichtlichen Auftrag am Markt ohne Gewerbeberechtigung keine entsprechenden Leistungen gegen Entgelt anbieten dürfen.

Zu § 83 Voraussetzungen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber
Die Regelung in Abs 5 „*Die Regulierungsbehörde kann dem Netzbetreiber gestatten, einen angemessenen Ausgleich für den Restbuchwert der Investitionen zu erhalten*“ ist sehr unbestimmt. Insbesondere sollte ein Ausgleich nur dann gewährt werden, wenn der Netzbetreiber - trotz nachweislichem Bemühen - die Energiespeicheranlage nicht zumindest zum Restbuchwert veräußern konnte oder diese vom Übernehmer des Speichers nicht zumindest zum Restbuchwert abgelöst wurde.

Zu § 87 Festlegung der Allgemeinen Netzbedingungen für das Verteilernetz

Die Festlegung einheitlicher Allgemeiner Netzbedingungen (ANB) für künftige Anschlüsse an die Verteilnetze durch Verordnung ist grundsätzlich zu begrüßen, um möglichst bundesweit einheitliche ANB für letztlich dieselbe Netz(dienst)leistung - allerdings zu unterschiedlichen Netzkosten - sicherzustellen. Derzeit werden für jeden einzelnen NB die ANB bescheidmäßig genehmigt. Es ist positiv, dass damit künftig eine Ungleichbehandlung der Endkund:innen durch verschiedene Netzbetreiber, u.a. bei Haftungsfragen, ein Ende nehmen wird. Vor diesem Hintergrund ist es wichtig, dass (i) die Verordnung der Regulierungsbehörde einer Begutachtung

unterzogen werden muss und (ii) ergänzende Bestimmungen, die Variationen der einheitlichen ANBs erlauben, auf ein notwendiges Minimum beschränkt werden.

Gleichzeitig dürfen bestehende Vereinbarungen mit Netzbennutzern nicht zulasten der Netzbennutzer per Verordnung abgeändert werden, da ansonsten Eingriffe in bestehende Verträge erfolgen würden, ohne dass der Netzbennutzer hierzu auch nur gehört werden müsste.¹ Gerade die Netzanschlussverhältnisse mit industriellen oder sonstigen komplexeren Anlagen können aber nicht über einen Kamm geschoren werden und daher in einer Verordnung für alle geregelt werden. Deshalb darf die Verordnung nur für künftig abzuschließende Netzanschlüsse gelten. Und für die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des ElWG bestehenden Netzanschlüsse ist für Netzbennutzer die Möglichkeit einzuräumen, vom Verteilernetzbetreiber die Einhaltung von der Verordnung abweichenden Einzelverträgen zu verlangen, die der Verteilernetzbetreiber dann - mit Parteistellung des Netzbennutzers - bei der Regulierungsbehörde zur Genehmigung einzureichen hat. Reicht der Verteilernetzbetreiber nicht ein, dann muss dem Netzbennutzer ein Antrag auf bescheidmäßige Ausnahmegenehmigung eingeräumt werden.

Zu § 89 Allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber

Um Planungssicherheit zu ermöglichen, ist in Abs 2 ist zu ergänzen: „... unverzüglich, auf jeden Fall spätestens nach vier Wochen an der geeigneten Stelle ...“

Die „geeignete Stelle“, der Netzanschlusspunkt, ist näher zu definieren, um nicht ganze vorgelagerte Netzabschnitte dem Anschlusswerber zu verrechnen.

Zu § 91 Abs 1 Netzanschlusspunkt und Netzebenenzuordnung

Anders als die geltende Rechtslage wird hier vorgeschrieben, dass Netzbetreiber beim Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, Energiespeicheranlagen und Verbrauchsanlagen den Netzanschlusspunkt auf Basis der netzwirksamen Leistung nach Größenklassen festzulegen hat.

In der Begutachtung sind berechtigte Zweifel hervorgekommen, ob diese Regelung nur für neue oder auch für bestehende Netzanschlüsse gilt. Es ist jedenfalls zu verhindern, dass bereits bezahlte Netzanschlusskapazität auf bestehenden Netzebenen verloren gehen können. Das wäre eine unerträgliche Rechtsunsicherheit für Netzbennutzer, die die Kosten ja ohnehin schon bezahlt haben.

Wir fordern daher eine gesetzliche Klarstellung, dass diese Leistungswerte nicht für bestehende Netzanschlüsse gelten, sondern nur für den erstmaligen Anschluss. Abs 1 sollte daher lauten: „Beim erstmaligen Anschluss von Stromerzeugungsanlagen,“.

In die gleiche Richtung geht im Übrigen auch das geltende Recht. § 54 Abs 1 ElWOG sagt „*Durch das Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbennutzers unmittelbar verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt ist einmalig zu entrichten ...*“

Korrespondierend sagt § 55 Abs 1 ElWOG „*Das Netzbereitstellungsentgelt wird Entnehmern bei Erstellung des Netzanschlusses oder bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses verrechnet.*“

¹ Vgl. dazu zu einer vergleichbaren Fragestellung VfGH 3.12.2014, G156/2014

Im Unterschied zu der im Entwurf vorgeschlagenen Lösung ist nach aktuellem Recht allerdings nur eine Verrechnung des Entgelts nach den Mindestleistungen vorgesehen: „*Jedenfalls ist das Netzbereitstellungsentgelt in Höhe der Mindestleistung gemäß Abs 7 zu verrechnen.*“

Da es nun sogar die Festlegung des Netzanschlusspunktes geht, ist die gesetzliche Feststellung umso mehr notwendig.

Zu § 91 Abs 5 Netzanschlusspunkt und Netzebenenzuordnung

Die Einschränkung auf Übertragungsnetzbetreiber ist nicht nachvollziehbar und wird abgelehnt. Abs 5 sollte daher lauten: „*Übertragungsnetzbetreiber haben weder das Recht, den Netzanschluss eines Netzbenutzers unter Berufung auf mögliche künftige Einschränkungen der verfügbaren Netzkapazitäten abzulehnen, ...*“.

Zu § 92 Anzeige neuer Betriebsmittel

Die Anzeige auch von Betriebsmitteln Dritter sollte vorgesehen werden, um dem Netzbetreiber die notwendigen Informationen zu verschaffen. § 92 Abs 1 sollte daher lauten „*Netzbenutzer sind verpflichtet, dem Netzbetreiber den Anschluss neuer Stromerzeugungsanlagen bzw. Stromerzeugungseinheiten, Energiespeicheranlagen und Verbrauchsanlagen bzw. Verbrauchseinheiten, auch soweit sie Abrechnungspunkten eines Dritten zugeordnet sind, sowie deren dauerhafte Außerbetriebnahme anzugeben, ...*“

Siehe auch weiter unten den Ergänzungsvorschlag zu § 103 zu den Abrechnungspunkten Dritter.

Zu § 93 Transparenz über verfügbare Netzanschlusskapazitäten

Diese an sich positive Bestimmung sollte folgendermaßen geändert und ergänzt werden: Die Frist in Abs 1 zur Veröffentlichung je Umspannwerk (Netzebene 4) sollte auf 2 Jahre festgesetzt werden. Die Planung von Großvorhaben der Erzeuger und Verbraucher sollte nicht durch überlange Fristen gehemmt werden. Gleichzeitig sollten die Netzkunden auf allen Netzebenen (3 bis 6) die Informationen über die verfügbaren Netzanschlusskapazitäten haben, nicht nur auf jene auf den Netzebenen 4 und 6. Weiters fordern wir, dass die Netzbetreiber die verfügbaren und gebuchte Netzanschlusskapazitäten auf allen Netzebenen (3 bis 6) auf der gemeinsamen Internetplattform veröffentlichen und aktualisieren müssen.

Abs 2 sieht ein Erlöschen einer Reservierung und einen Verfall der Anzahlung nach 12 Monaten ab Reservierung vor. Für große Anlagen werden 12 Monate regelmäßig zu kurz sein. Es sollte daher die Fristenlösung wie in § 96 Abs 2 nach Netzebenen (NE 3: 24 Monate, NE 4,5: 18 Monate; NE 6,7: 12 Monate) auch in § 93 Abs 2 übernommen werden. Die in § 93 Abs 2 vorgeschlagene Fristerstreckungsmöglichkeit ist wichtig und sollte wie vorgeschlagen bleiben.

Weiters sind die vorgesehenen Regelungen wie insbesondere die Möglichkeit zur Reservierung durch Anzahlung (Reugeld) auf das (voraussichtliche) Netzanschlussgeld zwar sinnvolle Ansätze zur Steuerung des Netzzugangs. Ohne zusätzliche Priorisierung besteht jedoch in der aktuell sehr günstigen Wirtschaftslage für Energiespeicher die Gefahr, dass große Energiespeicherprojekte mit unklarer Realisierungswahrscheinlichkeit Netzkapazitäten binden. Dies kann die Umsetzung anderer Vorhaben - etwa Betriebsansiedelungen oder Betriebserweiterungen - erheblich behindern. Angesichts der Besserstellung von Energiespeichern bei den Netznutzungsentgelten sollte hier daher eine Priorität sonstiger Unternehmen formuliert werden.

Zu § 94 Geregeltes Netzzugangssystem

Es sollte jedenfalls das vereinbarte Ausmaß der Netznutzung im Vertrag vorzusehen sein. Nur bei Aufnahme dieser wesentlichsten Bestimmungen kann langfristig Rechtssicherheit gewährleistet werden. Abs 3 sollte daher lauten:

„(3) Netzbetreiber sind verpflichtet, mit Netzzugangsberechtigten privatrechtliche Verträge über den Netzzugang abzuschließen und ihnen den Netzzugang zu den vertraglich vereinbarten Konditionen, den bestimmten bzw. genehmigten Allgemeinen Netzbedingungen und den im Vertrag vereinbarten Ausmaß der Netznutzung und den bestimmten Systemnutzungsentgelten zu gewähren.“

Zu § 94a Spitzenkappung

Das Konzept der Spitzenkappung wird - insbesondere aufgrund der akuten Netzkostenproblematik - unterstützt. Jedenfalls muss aber das Ausgleichsenergierisiko berücksichtigt werden und neben dem Netzzustand müssen auch sonstige Kriterien (vor allem für die dynamische Kappung) Relevanz haben. Daher muss der Netzbetreiber bei der Spitzenkappung dafür Sorge tragen, dass durch die Spitzenkappung keine Ausgleichsenergiestrukturen entstehen, sowie betroffenen Netzbewutzern keine Nachteile hinsichtlich Systemnutzungsentgelten und Steuern/Abgaben entstehen.

Überdies sollte aber auch immer darauf geachtet werden, dass erzeugter Strom möglichst auch genutzt wird, was die Bedeutung der Speicher (Stromspeicher und Power2Gas) hervorhebt. Die Branche berichtet, dass bei PV-Spitzenkappung auf 70 % rund 3 % Ertragseinbußen vorliegen sollten, währenddessen bei 60 % die Ertragseinbuße mit rund 8 % mehr als doppelt so hoch sein würde.

Gemäß Abs 1 hat der Netzbetreiber bei Windkraftanlagen „nach Maßgabe der Abs 5 und 6“ das Recht auf Spitzenkappung. Damit gilt - anders als für die PV, wo in Abs 2 steht „nach Maßgabe der Abs 3 bis 6“ - Abs 4 nicht für die Windkraft. Abs 4 scheint aber doch gerade eine optimale Nutzung der Netzkapazitäten vorzuschreiben, was auch für die Windkraft gelten sollte.

Außerdem sollte in Abs 3 die Schwelle für PV-Anlagen von 7 kW auf 10 kW erhöht werden, da dies mehr praxisrelevant ist (siehe auch Anmerkung zu § 70b).

Bei der Spitzenkappung könnte auch auf Anlagen, die durch PPAs und langfristige Lieferverträge den Strom vermarkten, Rücksicht genommen werden (Ausnahme von der Spitzenkappung).

Zu § 95 Verweigerung des Netzzugangs

Es reicht nicht aus, dass der Netzbetreiber gemäß Abs 2 im Falle der Verweigerung die Möglichkeit eines flexiblen Netzzugangs gemäß § 96 bzw. eines beschränkten Netzzugangs gemäß § 97 lediglich zu prüfen hat. Abs 2 ist am Ende zu ergänzen „... und bei positivem Ergebnis anzubieten, wobei jedenfalls die Möglichkeit zur Einspeisung nach § 96 angeboten werden muss.“

Der Netzbewutzer soll diesbezüglich auch ein Recht haben, den angebotenen flexiblen Netzzugang zu wählen. Verteilernetzbetreiber sollen überdies alle Möglichkeiten bei der Umsetzung des flexiblen Netzzugangs in Betracht ziehen müssen, wozu nicht nur herkömmliche physikalische Betrachtungen ausreichen, sondern auch digitale Möglichkeiten (Steuerungen u.dgl.) einzusetzen sind.

Weiters ist es für Netzkunden nicht zumutbar, lange im Ungewissen zu bleiben, wann der Netzzugang trotz temporärer Verweigerung möglich ist. Abs 4 sollte daher lauten: „*Im Fall der Verweigerung hat der Netzbetreiber dem Netzzugangsberechtigten binnen vier Wochen bekanntzugeben, bis wann welche Maßnahmen zur Optimierung, zur Verstärkung oder zum Ausbau des Netzes erforderlich sind, um dem Begehrten auf Netzzugang nachzukommen ...“.*

Zu § 96 Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs für Einspeiser

Die Fristen von bis zu 24 Monaten sind aus Sicht der Netzbenutzer lange und sollten möglichst gekürzt werden. Es sollte geprüft werden, ob ein flexibler Netzzugang auch für Speicherbetreiber und Großabnehmer möglich ist.

Zu § 103 Abrechnungspunkte

Zur Klarstellung sollte § 103 Abs 1 ergänzt werden: „*Auf Verlangen des Netzbenutzers ist für Betriebsmittel (§ 92) in der Anlage des Netzbenutzers jeweils ein zusätzlicher Zählpunkt zur Erfassung der von diesen erzeugten und verbrauchten Energiemengen vorzusehen, wobei jene Zählpunkte, denen aus dem Netz entnommene bzw. eingespeiste Energiewerte zuzuordnen ist, Bilanzgruppen zugeordnet sein müssen (Abrechnungspunkte). Abrechnungspunkte können dem Netzbetreuer oder einem Dritten zum Zwecke der Abrechnung zugeordnet werden.“*

Zu § 103a Messkonzepte

Im Zusammenhang mit der im ElWG grundsätzlich zu begrüßenden Möglichkeit der Zählpunkte für einzelne Betriebsmittel ist die exakte Abgrenzung zu Messgeräten, Messkonzepten und Messdaten der Netzbetreiber einerseits und der Netzbenutzer andererseits besonders wesentlich. Insbesondere bei komplexeren Werksnetzen darf es nicht dazu kommen, dass bestehende oder künftig zu entwickelnde Messkonzepte bzw. Zähler des Netzbewutzters durch Zähler des Netzbetreibers zu ersetzen sind. Wir zählen bei großen Industrie-Werken weit über 1.000 Messgeräte, die erhalten bleiben müssen. Wir fordern daher in Abs 1 folgende Ergänzungen:

„*§ 103a. (1) Sind in der Anlage eines Netzbewutzters mehrere Messeinrichtungen für die Abrechnung oder für die Festlegung von Herkunftsachweisen relevant, haben Netzbewutzer und Netzbetreiber ein ökonomisch angemessenes Messkonzept zu vereinbaren, welches insbesondere umfasst:*

- 1. eine Beschreibung der Gesamtanordnung der Anlage des Netzbewutzters,*
- 2. die Zuordnung von Messeinrichtungen zu Teilen der Anlage,*
- 3. die Zuordnung von Abrechnungspunkten zu Teilen der Anlage und*
- 4. Methoden und/oder Rechenregeln zur Zuweisung von Energie innerhalb der Anlage und*
- 5. soweit ein Netzbewutzer zur Messung innerhalb eines Werksnetzes oder in geschlossenen Verteilernetzen eigene Messwerte zur Verfügung stellt, eine Plausibilisierung der Messwerte.“*

Zu § 107 Pflichten der Verteilernetzbetreiber

Z4 sollte ergänzt werden: „*4. den Netzbewutztern die Allgemeinen Netzbedingungen, die geltenden Systemnutzungsentgelte, die nach Netzebenen gestaffelten Entgelte für Blindenergie bzw. Blindleistung sowie weitere Informationen zur Verfügung zu stellen, die diese für einen effizienten Netzanschluss und Netzzugang benötigen, sowie diese auf der gemeinsamen Internetplattform der Verteilernetzbetreiber gemäß § 109 zu veröffentlichen;*“ Diese Informationen werden insbesondere angesichts der zunehmend eingesetzten Wechselrichter u.dgl. immer wichtiger.

Z 5 formuliert: „Netzbenutzern Zählpunkte gemäß § 102, Abrechnungspunkte gemäß § 103 und Messkonzepte gemäß § 103a zuzuordnen; Zählpunkten sind gemäß § 102 Abs 4 standardisierte Lastprofile zuzuordnen;“ demgegenüber sieht § 103a richtigerweise vor, dass die Netzbetreiber mit den Netzbenutzern die Messkonzepte „zu vereinbaren“ hat, von einer einseitigen Zuordnung ist nicht die Rede. § 107 Z 4 sollte daher hinsichtlich der Messkonzepte von „zuordnen“ auf „mit dem Netzbewerter vereinbaren“ geändert werden.

Zu § 110 Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz

Der in § 115 neu eingeführte Abs 5 soll eine Stärkung des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) in der Netzplanung des Übertragungsnetzes zum Ausdruck bringen. Der Umsetzungszeitplan soll für den Fall, dass absehbar ist, dass nicht alle Projekte gleich schnell umgesetzt werden können, zu einer Priorisierung führen. Diese Bestimmung ist auch für die Netze der Verteilernetzbetreiber sinnvoll und demnach hier ebenfalls aufzunehmen.

Zu § 112 Voraussetzungen für den Betrieb von Ladepunkten durch Netzbetreiber

Die Regelung in Abs 4 „Die Regulierungsbehörde kann dem Netzbetreiber gestatten, einen angemessenen Ausgleich für den Restbuchwert der Investitionen zu erhalten.“ ist sehr unbestimmt. Insbesondere sollte ein Ausgleich nur dann gewährt werden, wenn der Netzbetreiber nachweisen kann, dass er - trotz nachweislichem Bemühen - die Investition nicht zumindest zum Restbuchwert veräußern konnte oder diese vom Übernehmer des Speichers nicht zumindest zum Restbuchwert abgelöst wurde.

Zu § 113 Geschlossene Verteilernetze

Wir unterstützen ausdrücklich die vorgeschlagene Formulierung. Gleichzeitig stellt sich jedoch die Frage, ob die Definition umfassend und weit genug ist. Hinsichtlich der freien Lieferantenwahl (§ 19) ersuchen wir um Prüfung, ob auch davon eine Ausnahme für geschlossene Verteilernetze eingeführt werden könnte und demnach § 113 dahingehend noch angepasst wird.

Zu § 114 Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber

Z4 sollte ergänzt werden: „4. den Netzbewertern die Allgemeinen Netzbedingungen, die geltenden Systemnutzungsentgelte, die nach Netzebenen gestaffelten Entgelte für Blindenergie bzw. Blindleistung sowie weitere Informationen zur Verfügung zu stellen, die jene für einen effizienten Netzanschluss und Netzzugang benötigen, sowie diese zu veröffentlichen;“.

Diese Informationen werden insbesondere angesichts der zunehmend eingesetzten Wechselrichter u. dgl. immer wichtiger.

Zu § 115 Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz

Bei neuen 110kV-Leitungen ist die Möglichkeit zur Verkabelung im Sinne des Abs 3 Z 5 dann zu prüfen, wenn bei Bestehen einer begründeten Notwendigkeit die Verkabelung technisch und wirtschaftlich effizient ausgeführt werden kann, der Mehraufwand der Kosten gegenüber einer Freileitung den Faktor 1,8 nicht überschreitet, die Bodenbeschaffenheit einen sicheren Betrieb zulässt und die elektrotechnische Realisierbarkeit gewährleistet ist. Der Mehrkostenfaktor ist nach einer von der Regulierungsbehörde festgelegten Methode zu berechnen.

Bei der Mehraufwandsermittlung sind nicht nur die unmittelbaren Investitionskosten für Kabel oder Freileitung, sondern auch die Instandhaltungskosten (lifecycle-costs) zu berücksichtigen. Die Festlegung des Faktors 1,8 sollte begründet werden.

Zu § 119 Bestimmung der Systemnutzungsentgelte

Einer Zusammenlegung von Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelt kann nur zustimmt werden, wenn im ElWG explizit festgehalten wird, dass bestehende Netzrechte durch die Zusammenlegung der Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgeltsregelungen nicht beeinträchtigt werden und erhalten bleiben.

Ohne eine derartige ausdrückliche gesetzliche Bestimmung kann in bestehende Netzrechte eingegriffen werden und damit ein Betrieb bestehender Anlagen gefährdet sein. Dass damit in den Eigentums- und Vertrauensschutz eingegriffen wird, ist offensichtlich.

Abs 1 verpflichtet Bilanzgruppenverantwortliche zur Entrichtung von Systemnutzungsentgelten. Es wird aber nicht festgelegt, für welche Komponenten die Bilanzgruppenverantwortlichen als Zahler in Frage kommen. Abgesehen von den grundsätzlichen Fragen einer Netzinanzierung durch Bilanzgruppenverantwortliche - die ja gar keine Netznutzer sind - könnte dies der VfGH Judikatur (hier zu § 25 ElWOG in alter Fassung: [G3/11 ua](#)) widersprechen, wonach zumindest die Zahler der Entgeltkomponenten im Gesetz festzulegen sind.

Um Bedenken hinsichtlich der rezenten Entscheidung des EuGH zur deutschen Regulierungsbehörde zu entkräften, könnte im Gesetz auch explizit festgehalten werden, dass der Ermessensspielraum der E-Control so weit geht, dass für einzelne Gruppen keine Entgelte zu zahlen sind. Das würde der E-Control und den Marktteilnehmern auch ermöglichen, die Auswirkungen von Änderungen bei Festlegung der Systemnutzungsentgelte zu prüfen.

Abs 3 sollte durch einen neuen Satz ergänzt werden, um insbesondere den Speicherbetreibern und Netzbetreibern die notwendige Rechtssicherheit zu geben: „*Energiespeicheranlagen sind unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgeltkomponenten gemäß § 120 (Netznutzungsentgelt) und § 121 (Netzverlustentgelt) freigestellt. Die Freistellung ist auf Antrag mit Bescheid festzustellen.*“ Damit können Auslegungsschwierigkeiten des ElWG vermieden werden.

Zu § 120 Netznutzungsentgelt

Laut Abs 2 wird neu eingeführt, dass das Netznutzungsentgelt auch von Einspeisern zu zahlen ist. Vor dem Hintergrund steigender Netztarife ist es aus unserer Sicht notwendig, dass alle Netznutzer ihre Beiträge leisten, um eine verursachergerechte Kostentragung herzustellen und damit die Strompreise zu senken. Denn die Ursache für den kostenintensiven Netzausbau stellt die zeitgleich erfolgende Überschusseinspeisung dar. Durch die Einführung von Netznutzungsentgelten für Einspeiser besteht ein Anreiz, Erzeugungsanlagen so auszulegen, dass die erzeugte Energiemenge selbst verbraucht wird. Diese Änderung wird daher ausdrücklich begrüßt, weil damit Haushalte und Unternehmen entlastet werden. Über die genaue Ausgestaltung, wie zB Höhe der Beteiligung oder allfällige Ausnahmen wird die E-Control entscheiden. Dabei sollten „kleine“ Erzeugungsanlagen bis zu einem bestimmten Leistungsschwellenwert von der Entrichtung von Netznutzungsentgelten für die eingespeiste Energie befreit werden.

Zu § 121 Netzverlustentgelt

Nach wie vor fehlt die von uns schon seit vielen Jahren eingeforderte systemische Lösung für die Beschaffung der Netzverlustmengen.

Zu § 125 Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte

Eine Befreiung von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte darf nicht durch überbordende Kriterien verunmöglicht werden; die Definition als „völlig neue Technologie“ bzw. „weit über dem Stand der Technik“ ist ein derartiges Hemmnis. Jedenfalls sollte es kein Erfordernis sein, dass sich das Forschungs- bzw. Demonstrationsprojekt (auch) mit Fragen der Systemnutzungsentgelte als Teil seines Forschungsprojekts befasst, um von diesen befreit zu werden.

Zu § 126 Verfahren zur Feststellung der Kostenbasis

Gemäß Abs 3 können Netzbetreiber, deren Kosten nicht festgestellt wurden, binnen drei Monaten nach Inkrafttreten der jeweiligen Verordnung gemäß § 127 Abs 2 einen Antrag auf Kostenfeststellung für die zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte herangezogene Kostenperiode stellen. Stellt ein Netzbetreiber einen Antrag auf Kostenfeststellung, sind die Kosten sämtlicher Netzbetreiber des Netzbereichs für diese Kostenperiode von Amts wegen festzustellen.

Diese gleichlautende Bestimmung aus dem ElWOG 2010 hat de facto einen Sippenhaftungscharakter (negatives Solidaritätsprinzip) und erschwert einzelnen Verteilernetzbetreibern in der Realität die Möglichkeit einen Kostenfeststellungsantrag für Netzbetreiber, die keinem Bescheidverfahren gemäß Abs 1 unterliegen, zu beantragen.

Zu § 128 Monitoring der Entwicklung der Systemnutzungsentgelte

Der Planungshorizont beträgt für die Netze beträgt zehn Jahre (§ 110 Abs 1). Die Regulierungsbehörde sollte daher auch die Entwicklung der Systemnutzungsentgelte für die folgenden 10 Jahre erstellen und veröffentlichen. Unternehmen planen Investitionen auch für deutlich längere Zeiträume als 5 Jahre.

Zu § 130 Grundsätze der Kosten- und Mengenermittlung

In Abs 3 sollte die „kann“-Bestimmung in eine „muss“-Bestimmung geändert werden, damit die Regulierungsbehörde die angeführten Parameter in der Regulierungssystematik grundsätzlich aufnimmt, um einen kosteneffizienten Netzbetrieb sicherzustellen. Die konkrete Ausgestaltung bleibt dann ohnehin der Regulierungsbehörde überlassen.

Bei der Kostenfeststellung müssen Drittvergleiche marktüblicher Kosten transparent erfolgen. Nicht nur die Regulierungssystematik sollte transparent sein, sondern das gesamte Ermittlungsverfahren sollte für die Netzbetreiber transparent und nachvollziehbar gestaltet werden. In dem gesamtwirtschaftlichen und gesamtgesellschaftlichen wichtigen Netzbereich wäre Transparenz gerade in einem klassischen Monopolbereich wichtig.

Zu Z 3 sei angemerkt, dass durch die Forderung nach unmittelbarer Reduktion der Gesamtkosten bei einem Zusammenschluss bzw. Übernahme eines Netzbetreibers bei den gegebenen regulatorischen und gesetzlichen Bedingungen weiterhin keine Bereinigung der vielen, zersplitterten und kleinteiligen Netzgebiete innerhalb einiger Netzbereiche erfolgen wird. Hier wäre ein bestimmter Zeitrahmen beispielsweise innerhalb von 3 oder 5 Jahren für eine Verringerung der Gesamtkosten erforderlich, um zukünftige Strukturbereinigungen zu erzielen.

Zu § 133 Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen

In Abs 4 sollte eine Frist für den Vorschlag der Netzbetreiber (siehe die 9-Monatsfrist in § 131 Abs 2) aufgenommen werden, um den Anbietern von Flexibilitätsdienstleistungen Transparenz und Rechtssicherheit zu geben.

Zu § 136 Beschaffung der Netzreserve

Das in Abs 1 Z 2 enthaltene „6-Stunden-Kriterium“ muss gestrichen werden, da ansonsten nur wenige Industriebetriebe teilnehmen können. Überdies liegt darin eine völlig unbegründete Ungleichbehandlung zu Aggregatoren vor, die gemäß § 125 Abs 1 Z 3 auch keine Zeitspanne vorgegeben bekommen. Aus § 136 Abs 1 Z 2 muss daher die Wortfolge „„zumindest aber für sechs Stunden.““ gestrichen werden.

Die Auswahl der Produkte soll deren unterschiedliche Qualität berücksichtigen (Verfügbarkeitsdauer). Änderungen während des Verfahrens sollen nicht zulässig sein. Ebenso sollten längere Vertragslaufzeiten angedacht werden.

Zu § 140 Versorgungssicherheitsstrategie

In der aktuellen Elektrizitätsversorgungssicherheits-Strategie (E-VSS) wird auch die „Verfügbarkeit ausreichender flexibler Kraftwerkskapazitäten“ angesprochen. Das ElWG sollte die notwendigen gesetzlichen Grundlagen enthalten, um auf eine mangelnde Kraftwerkskapazität schnell genug reagieren zu können.

Derzeit ist die Stromversorgung Österreichs bei Spitzenlast bzw. Dunkelflauten und Niedrigwasserstand massiv von Stromimporten abhängig, auch wenn über das Jahr verteilt (allerdings nur bilanziell) Überschüsse dargestellt werden können. Die klare Zielsetzung der E-VSS ist die Schaffung flexibler (auch Gas-)Kraftwerkskapazitäten, um diese Abhängigkeit von Stromimporten, die typischerweise auch aus Kohle oder Atomkraft stammen, zu reduzieren und unabhängig zu werden. Zudem ist beabsichtigt, diesen Strombedarf möglichst CO2-neutral zu decken. Dazu gibt es keinerlei Umsetzungskonzepte im ElWG. Die Vorhaltung von Gasmengen für Stromerzeugungsanlagen (§ 70a) adressiert nicht das Thema fehlender Kapazitäten. Es sollte daher im ElWG die Grundlage dafür geschaffen werden, notwendige Gaskraftwerkskapazitäten auszuschreiben, um eine systematische Unterdeckung mit regelbarer Kraftwerksleistung zu verhindern.

Weiters sollten Maßnahmen zur gesicherten Leistung einschließlich möglicher Kapazitätsmechanismen berücksichtigt werden.

Keinesfalls sollte nur alle 5 Jahre eine Neubewertung erfolgen (Abs 5), sondern wesentliche Kenngrößen müssen laufend überwacht werden, um schnell reagieren zu können.

Transitkapazitäten zwischen Österreich und den angrenzenden Nachbarstaaten sind - unter Einbeziehung der netztechnischen Anbindung der jeweiligen Übertragungsnetze - auf Basis der technischen maximalen Leistung zu betreiben und gemäß o. a. Zielsetzungen zur Versorgungssicherheit vorausschauend zu entwickeln. Eine Begrenzung von Transitkapazitäten zugunsten der heimischen Kunden ist zu vermeiden.

Zu § 141 Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene

§ 141 sollte durch einen neuen Abs 4 ergänzt werden: „Zeigt die Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen gemäß Abs 1 eine niedrigere Zuverlässigkeit an, als der Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus gemäß Abs 3 festgelegt hat, so hat die Regulierungsbehörde binnen sechs Monaten konkrete Maßnahmen vorzuschlagen, um den

festgelegten Zuverlässigkeitsstandard zu erreichen. Diese Maßnahmen können insbesondere marktisierte Instrumente wie strategische Reserven oder Kapazitätsmechanismen gemäß Art. 20 der Verordnung (EU) 2019/943 umfassen.“ Auf Defizite sollte unbedingt rasch reagiert werden.

Zu § 142 Bewertung des Flexibilitätsbedarfs

§ 142 sollte durch einen neuen Abs 5 ergänzt werden: „(5) Zeigt der Bericht gemäß Abs 1 einen signifikanten zusätzlichen Flexibilitätsbedarf, so hat die Regulierungsbehörde binnen sechs Monaten konkrete Maßnahmen vorzuschlagen, um den festgelegten Zuverlässigkeitsstandard gemäß § 141 Abs 3 sicherzustellen. Dabei können insbesondere marktisierte Instrumente zur Mobilisierung kurz-, mittel- und langfristiger Flexibilitätsoptionen - wie etwa Flexibilitätsmärkte, strategische Reserven oder Kapazitätsmechanismen - im Sinne einer integrativen Gesamtbetrachtung berücksichtigt werden.“

Zu § 157 Verfahren zur Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern in Bezug auf Drittländer

Dieser Paragraf behandelt die Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreiber, welche von einer oder mehreren Personen aus einem oder mehreren Drittländern kontrolliert werden.

Zertifizierungen dürfen aus unserer Sicht nur erteilt werden, wenn die Sicherheit der Energieversorgung Österreichs und der Union nicht gefährdet werden. Es müssen daher im Zertifizierungsprozess auch Cybersicherheitskriterien genannt und berücksichtigt werden (zB Verweis auf NIS 2). Ein potenzieller Fernzugriff auf das österreichische bzw. europäische Stromnetz muss als Bedrohungsszenario Eingang in die Bewertung finden und durch kritische Vorabprüfung von Cybersicherheitskriterien muss das Gefahrenpotenzial reduziert werden.

Zu § 181 Abs 5 Übergangsbestimmung zu § 113

Um Rechtssicherheit insbesondere für Industrieparks, wo es aus historischen Gründen eigene Netze gibt, herzustellen, ist folgende Änderung erforderlich:

(5) Zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes bereits bestehende Netzanschlussverhältnisse gemäß § 44 Abs 1 EIWG 2010, die die Voraussetzungen des § 113 Abs 1 erfüllen, Leitungsanlagen in Industrie- oder Gewerbeparks oder Gebieten, in denen Leistungen gemeinsam genutzt werden, gelten als geschlossene Verteilernetze im Sinne des § 113. Der Anschluss neuer Netzbenutzer, sei es zum Bezug oder zur Einspeisung, berührt den Status als geschlossenes Verteilernetz nicht.

Zu § 181 Abs 13 Übergangsbestimmung zu § 21

In den Übergangsbestimmungen, ist vorgesehen, dass bei im Zeitpunkt des Inkrafttretens des EIWG bestehenden Verträgen die Änderung von vertraglichen Preisangepassungsrechten auf das gesetzliche Preisänderungsrecht einer Mitteilung an die Kunden binnen vier Wochen nach Inkrafttreten des § 21 bedarf. Eine Frist von vier Wochen nach Inkrafttreten des Gesetzes wird als deutlich zu kurz erachtet; es wäre eine Frist von zumindest acht Wochen angemessen.

Paket gegen Cyberbedrohungen

Das moderne Stromsystem ist durch einen zunehmenden Anteil von fernsteuerbaren Anlagen charakterisiert. Neben gut gesicherten meist großen Anlagen wird eine immer größer werdende Anzahl an kleinen Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen an die Netze angeschlossen, die insbesondere über das Internet fernsteuerbar und fernwartbar sind. Der sehr erfolgreiche Zuwachs von PV-Leistung auf ca. 8.300 MW Anfang 2025, der zu einem wesentlichen Teil mit kleinen und dezentralen Anlagen erfolgte, verdeutlicht dieses schon jetzt bestehende Risiko. Weiters ist ein deutlicher Zuwachs an Energiedienstleistungen zu erwarten, die auf einer

aufrechten Datenübertragung basieren. Daher gewinnen insbesondere die aus dem Internet-basierten Fernzugriff entstehenden Cyberbedrohungen zunehmend an Bedeutung.

Die gleichzeitige Fernsteuerung zahlreicher dezentraler kleinerer Netzkundenanlagen wie Photovoltaik, Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur für E-Autos oder stationäre Batteriespeicher kann dazu missbraucht werden, große Netzlasten zu- oder wegzuschalten. Diese Manipulationen können so groß sein, dass das Stromnetz nicht mehr ausgleichen kann und es zu einem Black-Out kommt.

Bislang gibt es nur technische Regelungen wie etwa für Smart-Meter. Das Risiko gezielter Cyberangriffe nicht freundlich gesinnter Akteure bleibt allerdings bestehen. Im Verfassungsschutzbericht 2024 (Seiten 104 f) wird auf Cyberangriffe auf Stromnetze sowie von Cyberangriffen in der modernen Kriegsführung berichtet. Erzeugungsanlagen können auch ungewollt Cyberangriffen ausgesetzt sein; so wurde aufgrund eines russischen Cyberangriffs in der Ukraine die Steuerungen von Windrädern in Deutschland beeinträchtigt (Verfassungsschutzbericht 2023, Seite 120).

Da die Hersteller von Produkten mit digitalen Elementen diese mit Sicherheitsupdates versorgen, ist es möglich, vereinbarungswidrige Fernsteuermöglichkeiten unbemerkt digital einzubauen. Mit dem möglichen Einbau von undokumentierten Funktionen oder Bauteilen lassen sich die Produkte aus der Ferne missbräuchlich manipulieren. Das Europäische Parlament hat einer Entschließung vom 17. Jänner 2024 (<https://eur-lex.europa.eu/eli/C/2024/5719/oj/eng>) diesbezüglich konkrete Bedenken geäußert. Das Europäische Parlament warnt vor „digitalen Trojanern“ in Hard- und Software, die Datenabfluss, Sabotage oder Überwachung ermöglichen könnten und fordert striktere Cybersicherheitsstandards und eine Reduktion strategischer Abhängigkeiten. Cyberbedrohungen sind nicht auf militärische oder geopolitische Konflikte begrenzt: Bei missbräuchlicher Verwendung der Fernsteuerung, kann diese als Druckmittel verwendet werden: Laut Medienberichten hat beispielsweise ein Hersteller fernsteuerbarer Wechselrichter Kunden PV-Anlagen aufgrund einer Rechtsstreitigkeit abgeschaltet (<https://www.golem.de/news/chinesischer-hersteller-deye-wechselrichter-in-einigen-laendern-abgeschaltet-2411-191191.html>).

Mit §§ xxx sollen Cyberbedrohungen im Stromnetzbetrieb konkret definiert werden. Mangels im EU Energierrecht einschlägiger Definitionen werden dabei die Regelungsansätze der Verordnung (EU) 2019/881 des Europäischen Parlaments und des Rates übernommen. Diese definiert „Cybersicherheit“ als alle Tätigkeiten, die notwendig sind, um Netz- und Informationssysteme, die Nutzer solcher Systeme und andere von Cyberbedrohungen betroffene Personen zu schützen (Artikel 2 Z 1). „Cyberbedrohung“ bezeichnet einen möglichen Umstand, ein mögliches Ereignis oder eine mögliche Handlung, der/das/die Netz- und Informationssysteme, die Nutzer dieser Systeme und andere Personen schädigen, stören oder anderweitig beeinträchtigen könnte (Artikel 2 Z 8).

Mit § xxx soll die Verweigerung des Netzanschlusses von zum Zeitpunkt des Antrags auf Netzzugang schon als unsicher zu qualifizierenden Herstellern, Anbietern, Produkten, Komponenten und Dienstleistungen vorgesehen werden.

Für eine effiziente Umsetzung und laufende Aktualisierung der von konkreten Herstellern, Produkten oder Dienstleistungen ausgehenden Cyberbedrohungen soll die Regulierungsbehörde die wichtigen Informationen in der Sicherheitsliste zentral veröffentlichen.

Demzufolge sollten im ElWG folgende Änderungen vorgenommen werden:

Begriffsbestimmung ergänzen

**§ xx. (1) Im Sinne dieses Bundesgesetzes bezeichnet der Ausdruck
(...)**

17a. „Cyberbedrohungen“ Cyberbedrohungen liegen vor, wenn konkrete Umstände die Annahme rechtfertigen, dass durch den Einsatz von Produkten, Komponenten oder Dienstleistungen (wie Softwarefernwartungen) erhebliche Risiken für die Stabilität von Netzen oder für die öffentliche Sicherheit und Ordnung entstehen können. Dies liegt insbesondere vor, wenn:

- a) das Produkt, der Hersteller oder der Anbieter in beliebigen Technologiebereichen durch europäische oder nationale Behörden als hochriskant eingestuft wird,
- b) der Hersteller oder Anbieter in einem Staat ansässig ist oder von diesem direkt oder indirekt kontrolliert wird, der von europäischen oder nationalen Behörden als sicherheitspolitisch bedenklich eingestuft worden ist,
- c) der Hersteller oder Anbieter unter dem direkten oder indirekten beherrschenden Einfluss eines Drittstaates steht, gegen den die EU-Sanktionen verhängt hat oder deren Verhängung geprüft wird,
- d) für den Hersteller oder Anbieter eine gesetzliche, vertragliche oder anderweitig bekannte Verpflichtung zur oder tatsächliche Kooperation mit einem ausländischen Nachrichtendienst besteht,
- e) der Hersteller oder Anbieter in einem Staat ansässig ist oder von diesem direkt oder indirekt kontrolliert wird, der Cyberoperationen gegen EU-Mitgliedstaaten oder gegen EU-Unternehmen oder Bürger durchführt oder toleriert,
- f) in Produkten des Herstellers oder Dienstleistungen des Anbieters vereinbarungswidrige Bauteile oder Funktionen eingebracht wurden, die für Manipulations- oder Spionagezwecke geeignet sind,
- g) in Produkten des Herstellers oder Dienstleistungen des Anbieters vereinbarungswidrige Fernsteuermöglichkeiten eingebracht wurden, oder
- h) Produkte des Herstellers missbräuchlich vom Hersteller oder mit dessen Wissen von Dritten ferngesteuert wurden,
- i) sich der Hersteller oder Anbieter Überprüfungen durch nationale oder europäische Stellen entzieht, oder
- j) im Hinblick auf den Hersteller oder Anbieter oder das Produkt ein oder mehrere Umstände vorliegen, die gleichwertige Risiken wie ein oder mehrere Umstände gemäß lit. a) bis i) verwirklichen.

Ausnahmen von der Anschlusspflicht ergänzen

Allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber

§ xx. (1) (...)

(3) Die Allgemeine Anschlusspflicht gilt nicht bei begründeten Sicherheitsbedenken oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten. Diesfalls hat der Netzbetreiber den Netzanschluss zu verweigern und diese Verweigerung zu begründen. Im Falle von Cyberbedrohungen kann die Begründung auf einen schriftlichen Verweis auf einen zum Zeitpunkt des Antrags auf Netzzugang bereits veröffentlichten Negativeintrag in der von der Regulierungsbehörde geführten Sicherheitsliste beschränkt werden.

Gleichartige Ausnahmen vom Anschluss sind für das Übertragungsnetz wie beim Verteilernetz vorsehen.

Aufgabe der E-Control ergänzen:

Die Regulierungsbehörde hat eine Sicherheitsliste erstmals binnen 3 Monaten nach Inkrafttreten dieser Bestimmung zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren. Die Liste hat Hersteller, Anbieter, Produkte, Komponenten und Dienstleistungen (wie Wartungen durch bestimmte Unternehmen oder mittels bestimmter Software) zu enthalten, bei denen jedenfalls Cyberbedrohungen bestehen können (Negativliste), sowie solche, bei denen - vorbehaltlich einer im Einzelfall vom Netzbetreiber zu begründende Abweichung - vom Nichtvorliegen solcher Bedenken auszugehen ist (Positivliste).

Die Regulierungsbehörde kann sich auf Informationen stützen, die ihr von europäischen Behörden und Stellen sowie von solchen staatlichen Behörden und Stellen offengelegt werden, von denen keine Cyberbedrohungen ausgehen. Österreichische Behörden haben der Regulierungsbehörde die zur Erstellung der Sicherheitsliste notwendigen Informationen offenzulegen.

Legisvakanz: 6 Monate nach Inkrafttreten für die Ausnahme von der Netzanschlusspflicht vorsehen, um Netzbetreibern und Netzkunden Vorbereitungszeit einzuräumen.

Keine Legisvakanz für die Begriffsbestimmung und für die Aufgabe der Regulierungsbehörde, damit die Regulierungsbehörde die Sicherheitsliste binnen 3 Monaten nach Inkrafttreten des ElWG erstellen kann.

Artikel 3: Änderung des Energie-Control-Gesetzes

Zu § 3 Errichtung der Regulierungsbehörde

Die Übertragung des Mandats betreffend Wasserstoff an die E-Control wird begrüßt, weil dadurch eine einheitliche Regulierung und Marktaufsicht ermöglicht wird. Damit wird der E-Control auch die Möglichkeit gegeben, bereits jetzt wesentliche Vorarbeiten für den Aufbau einer heimischen Wasserstoffwirtschaft durchzuführen. Für die Wirtschaft ist es jedoch wesentlich, dass Wasserstoffproduzenten analog zu Biomassekraftwerken behandelt werden, insbesondere hinsichtlich der Mitgliedschaft in der Wirtschaftskammer und ihrer energiewirtschaftlichen Einordnung. Zudem fehlen derzeit konkrete Investitionsanreize und klare Netzregelungen (Netzanschluss, Entgelte, Speicher), die für eine erfolgreiche Marktintegration erforderlich sind.

Es stellt sich die Frage, warum das Mandat nicht auch erneuerbare Gase, Biomethan, synthetisches Gas u. dgl. umfassen sollte. Es wäre demzufolge von „Erdgas“ auf „Gas“ zu ändern.

Zu § 6 Vorstand

Dem Vorstand der E-Control kommt angesichts der gewaltigen Herausforderungen in Bezug auf leistbare Energiepreise und Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit, Dekarbonisierung und Sektorkopplung künftig eine entscheidende Rolle zu. In Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie RL 2019/944 (Art. 57) sind entsprechende Bestimmungen in das das E-Control-G aufzunehmen, welche eine mögliche Besetzung mit Personen mit Interessenkonflikten verhindern (insbes. direkte Vertreter und Vertreterinnen aus den zu regulierenden Branchen und ihre Interessensvertreter).

Daher ist § 6 Abs 3 um eine Ziffer 4 zu ergänzen: „[...] Und völlig unabhängig von Marktinteressen ist.“ (vgl. Artikel 57 (4) a i) der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie)

Zu § 10 Regulierungskommission

Wünschenswert wären bei der Mitgliederbestellung der Regulierungskommission nicht nur „technische, juristische und/oder ökonomische“, sondern insbesondere auch Kenntnisse der Energiewirtschaft.

Zu § 25a Untersuchung und Überwachung des Funktionierens der

Energiegroßhandelsmärkte

Wir begrüßen, dass die E-Control gestärkt wird, den Energiemarkt effektiver zu überwachen und Marktmanipulationen zulasten der Kunden zu verhindern (siehe Abs 1 Z 6).

III. Zusammenfassung

Grundsätzlich begrüßen wir jegliches Vorhaben, die Energiepreise, hier konkret die Strompreise, zu senken und ein zukunftsfähiges Regelwerk für ein stabiles, leistbares und sicheres Energiesystem zur Verfügung zu stellen. Das ElWG soll eine Brücke zwischen konventioneller Versorgung und dem Ausbau der erneuerbaren Energien mit den damit zusammenhängenden Fragen, wie beispielsweise Volatilität (Flexibilisierung und Digitalisierung), Speichern, dezentraler Versorgung u. dgl. schlagen. Zentrale Bestandteile rund um den sogenannten aktiven Kunden schaffen neue Möglichkeiten. Diese Möglichkeiten müssen sich in der Praxis jedoch erst entwickeln bzw. bewähren, wofür es einer klugen Regulatorik bedarf.

Freundliche Grüße

Dr. Harald Mahrer
Präsident

Mag. Jochen Danninger
Generalsekretär