

Erläuterungen

Allgemeiner Teil

Das gegenständliche Gesetzesvorhaben steht im Lichte mehrerer Maßnahmenpakete, die auf Unionsebene zur Umsetzung der Energieunion, dem besseren Schutz von Verbraucherinnen und Verbrauchern und der Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit verabschiedet wurden. Der Elektrizitätsmarkt hat sich in den vergangenen Jahren stark gewandelt. Mit der fortschreitenden Dekarbonisierung des Energiesystems und der Entwicklung neuer Technologien vollzieht sich ein Prozess der zunehmenden Dezentralisierung der Energieerzeugung, der neue Marktakteure schafft.

Bereits im November 2016 legte die Europäische Kommission das acht Legislativvorschläge umfassende Maßnahmenpaket „Clean Energy for All Europeans“ (COM/2016/860) vor. Das Gesetzgebungsverfahren zu den Legislativakten konnte in der ersten Hälfte 2019 abgeschlossen werden. Die maßgeblichen Rechtsvorschriften wurden in den Folgejahren vor dem Hintergrund aktueller Ereignisse weiterentwickelt.

Infolge der Energiekrise 2022 schlug die Europäische Kommission im März 2023 im Rahmen des sog. „Green Deal Industrial Plan“ (COM/2023/62) eine Reform der 2019 beschlossenen Strommarktregeln vor. Im Fokus der Reform stehen die Förderung erneuerbarer Energien, der bessere Schutz von Verbraucherinnen und Verbraucher sowie die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der Industrie.

Anfang 2025 präsentierte die Europäische Kommission weitere Maßnahmenpakete, die ebenso unter dem Eindruck der Energiekrise erarbeitet wurden und darauf abzielen, leistbare Energie für Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen sicherzustellen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu stärken. Wesentlicher Teil des sog. „Clean Industrial Deal“ (COM/2025/85) ist der Aktionsplan für erschwingliche Energie (COM/2025/79). Kern des Aktionsplans ist der Aufbau einer echten Energieunion, die für Wettbewerbsfähigkeit, Sicherheit, Dekarbonisierung und eine gerechte Energiewende sorgen soll. Mit der Neugestaltung des EU-Energiemarktes sollen die Vorteile sauberer und kostengünstiger Energie für alle Stromverbrauchenden zugänglich sein.

Maßgebliches Regelwerk für die Umgestaltung des EU-Energiemarktes bilden die Richtlinie (EU) 2019/944 in der Fassung der Richtlinie (EU) 2024/1711 (Elektrizitätsbinnenmarkt-RL), mit der die bisherige Richtlinie 2009/72/EG betreffend den Elektrizitätsbinnenmarkt neu gefasst wurde, und die Verordnung (EU) 2019/943 in der Fassung der Verordnung (EU) 2024/1747 (Elektrizitätsbinnenmarkt-VO), eine Neufassung der Verordnung (EG) 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

Ziel der neuen Vorschriften ist es, die Marktregeln an diese Gegebenheiten anzupassen und so – durch die Herstellung der Kohärenz mit dem Fördersystem des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) – zur Erreichung der europäischen und nationalen Energie- und Klimaziele, insbesondere dem Ziel, den Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen zu decken, beizutragen.

In Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 werden die Rechte der Verbraucherinnen und Verbraucher gestärkt und ihre aktive Teilnahme am Energiemarkt gefördert. Die bereits im Zuge des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaketes geschaffene Möglichkeit, Energie in Energiegemeinschaften dezentral zu erzeugen, diese zu verbrauchen oder zu verkaufen, wird durch die Einführung des „aktiven Kunden“ erweitert, der zudem über die gemeinsame Energienutzung erzeugten Strom aus erneuerbaren Quellen mit anderen aktiven Kunden teilen kann. Auch Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen sollen die aktive Teilnahme am Strommarkt fördern, indem der Verbrauch an Marktsignale angepasst werden kann. All diese Maßnahmen sollen dazu beitragen, Bürgerinnen und Bürger sowie Unternehmen an der Energiewende teilhaben und sie von den damit verbundenen Vorteilen profitieren zu lassen. Für aktive Kunden verringert sich die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen und Energielieferungen, deren Preise von den Preisbildungsmechanismen der Großhandelsmärkte abhängen. Stromverbrauchende haben dabei weder Einfluss auf die Preisbildung noch sind sie – wie die Energiekrise gezeigt hat – ausreichend vor Preisausschlägen auf Energiemärkten geschützt. Die Möglichkeit, Strom mit eigenen Erzeugungsanlagen (gemeinsam) zu produzieren, zu speichern, zu verkaufen oder zu verbrauchen, oder die Möglichkeit der Flexibilisierung und Aggregation der Erzeugung und des Verbrauchs, kann die Stromrechnung spürbar reduzieren.

Für besonders Schutzbedürftige sind eigene Maßnahmen vorgesehen, dazu zählen bspw. das Recht auf einen Vorauszahlungszähler, das Recht auf Ratenzahlung oder die Bestimmungen betreffend die Versorgung begünstigter Haushalte („Sozialtarif“).

Darüber hinaus sollen die neuen Bestimmungen in Umsetzung der Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor auch zukünftig eine sichere und zuverlässige Versorgung mit Elektrizität gewährleisten.

Die neuen Vorschriften enthalten weiters Nachschärfungen bei Verfolgung, Verjährung und Zuständigkeit in Angelegenheiten der Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT), um die vollständige Umsetzung der Verordnung in ihrer geänderten Fassung, Verordnung (EU) 2024/1106, sicherzustellen.

Durch die Schaffung der Grundlagen für die statistische Erfassung und Beobachtung von Energiearmut im Energiearmuts-Definition-Gesetz (EnDG) soll die Anzahl von Haushalten, die von Energiearmut betroffen sind (energiearme Haushalte), geschätzt werden können.

Die Novelle des Energie-Control-Gesetzes (E-ControlG) dient im Wesentlichen der Anpassung der Organzuständigkeiten, Verweise und der Terminologie an die neuen Vorschriften.

Eckpunkte und Inhalt

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket wurden bereits Teile der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Das vorliegende Gesetzespaket enthält jene legislativen Maßnahmen, die erforderlich sind, um die Richtlinie (EU) 2019/944 in der überarbeiteten Fassung Richtlinie (EU) 2024/1711 vollständig umzusetzen und das nationale Elektrizitätsrecht an die unionsrechtlichen Entwicklungen anzupassen. Darüber hinaus sollen bestehende rechtliche Unklarheiten beseitigt werden und harmonisierte Regelungen durch die weitestgehende Vermeidung der doppelstöckigen Umsetzung über Grundsatz- und Ausführungsgesetze geschaffen werden.

Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG)

1. Festlegung von Regelzone, Regelblock und Regelzonenführer in Durchführung der Verordnung (EU) 2017/1485, in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 (System Operation Guideline – SO GL)
2. Rechte von Endkundinnen und Endkunden
 - a. Umfassende Informations- und Mitteilungspflichten;
 - b. Recht auf Lieferverträge mit dynamischen und festen Energiepreisen (Umsetzung von Art. 11 der Richtlinie (EU) 2019/944);
 - c. Recht auf Aggregierungsvertrag (Umsetzung von Art. 13 der Richtlinie (EU) 2019/944);
 - d. Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers;
 - e. Recht auf gutes Kundenservice und ordentliches Beschwerdemanagement (Umsetzung von Art. 10 Abs. 9 der Richtlinie (EU) 2019/944);
 - f. Vergleichsinstrumente für die Lieferung und Abnahme von Strom („Tarifikalkulator“) (Umsetzung von Art. 14 der Richtlinie (EU) 2019/944);
 - g. Risikomanagement des Lieferanten („Hedging“) (Umsetzung von Art. 18a der Richtlinie (EU) 2019/944);
3. Intelligente Messgeräte („Smart Meter“)
 - a. Recht auf (vorzeitige) Ausstattung mit einem intelligenten Messgerät;
 - b. Verkürzung der Installations- und Aktivierungsfrist;
 - c. Viertelstundenauslesung als Standardeinstellung mit grundsätzlicher Möglichkeit des Opt-Outs für Speicherung und Übertragung von Viertelstundenwerten und Tageswerten;
4. Dezentrale Versorgung
 - a. Eigenversorgung und aktiver Kunde: Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Verkauf von Energie aus erneuerbaren Quellen sowie Teilnahme an Flexibilitätsdienstleistungen (gemeinsame Umsetzung von Art. 15 der Richtlinie (EU) 2019/944 und Art. 21 der Richtlinie (EU) 2018/2001);
 - b. Last- und Einspeisesteuerung durch Aggregation;
 - c. Erweiterung des Anwendungsbereiches von Direktleitungen;
5. Bürgerenergie/gemeinsame Energienutzung
 - a. Einführung von Bestimmungen zur gemeinsamen Energienutzung, welche den Austausch von Strommengen innerhalb sämtlicher Bürgerenergieformen regeln;
 - b. Peer-to-Peer Verträge: Verträge zwischen aktiven Kunden über die gemeinsame Nutzung von erzeugtem Strom aus erneuerbaren Quellen;

- c. Ergänzung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen um die Möglichkeit der Speicherung von Energie;
- 6. Vollständige Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 betreffend Energiespeicherung
- 7. Netzbetrieb
 - a. systematische Trennung von Netzanschluss und -zugang;
 - b. Umsetzung neuer Aufgaben der Verteilernetzbetreiber;
 - c. Konsolidierung und Aktualisierung der Pflichtenkataloge der Netzbetreiber (z. B. in Bezug auf Datenverwaltung, Digitalisierung, Abrechnungspunkte und Messkonzepte);
 - d. Ansteuerbarkeit neuer Stromerzeugungsanlagen;
 - e. Spitzenkappung bei neuen/geänderten Wind- oder Photovoltaikanlagen (Umsetzung von Art. 6a der Richtlinie (EU) 2019/944);
 - f. Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs (Umsetzung von Art. 6a der Richtlinie (EU) 2019/944);
 - g. Geschlossene Verteilernetze (Umsetzung von Art. 38 der Richtlinie (EU) 2019/944);
- 8. Systemnutzungsentgelte
 - a. Festlegung von Grundsätzen und Aufwertung der Rolle der Regulierungsbehörde in Umsetzung der Rechtsprechung des EuGH;
 - b. Zusammenführung des Netzzutrittsentgelts und des Netzbereitstellungsentgelts als Netzanschlussentgelt; Aufgehen des bisherigen Systemdienstleistungsentgelts im Regelleistungsentgelt;
- 9. Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung
 - a. Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen im Verteilernetz (Umsetzung von Art. 32 Abs. 1 und 2 der Richtlinie (EU) 2019/944);
 - b. Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen (Umsetzung von Art. 31 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 5 und 6 der Richtlinie (EU) 2019/944);
 - c. Weiterentwicklung der Netzreserve;
 - d. Anpassung der Beschaffung von Regelreserve an die Verordnung (EU) 2017/2195;
 - e. Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene (Durchführung von Art. 24 der Verordnung (EU) 2019/943);
- 10. Nachschärfungen bei Verfolgung, Verjährung und Zuständigkeit in Angelegenheiten betreffend die Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT).

Energiearmuts-Definitions-Gesetz (EnDG)

- 1. Verankerung einer Definition von Energiearmut für die statistische Erfassung;
- 2. Festlegung von Indikatoren, die für die statistische Erfassung und Messung von Energiearmut heranzuziehen sind;
- 3. Festlegung von Zielgruppen (unterstützungswürdige Haushalte) für
 - a. Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut und
 - b. Förderungen im Bereich klimarelevanter Investitionen;
- 4. Regelung der Zuständigkeit und des Verfahrens zur Feststellung der Unterstützungswürdigkeit.

Energie-Control-Gesetz (E-ControlG)

- 1. Anpassung von Organzuständigkeiten, Verweisen und Terminologie an das Elektrizitätswirtschaftsgesetz;
- 2. Klarstellung, dass auch die Regulierungsbehörde zur Amtshilfe verpflichtet ist;
- 3. Detaillierung der Verfahrensregeln durch Verpflichtung
 - a. zur Erlassung von Bescheiden unter Auflagen, Bedingungen oder Befristungen, sofern für die Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben erforderlich sowie
 - b. zur Durchführung von öffentlichen Begutachtungsverfahren vor Erlassung von Verordnungen.

Kompetenzrechtliche Grundlagen

Die im ElWG geregelte Materie ist über weite Teile dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 2 (Elektrizitätswesen) des Bundes-Verfassungsgesetzes (B-VG) zuzuordnen. Um diese Regelungen als

unmittelbar anwendbares Bundesrecht zu erlassen, wird eine im Verfassungsrang stehende Kompetenzdeckungsklausel statuiert.

Besonderer Teil

Zu Artikel 1: Elektrizitätswirtschaftsgesetz

Durch dieses Bundesgesetz wird insbesondere die Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Aus Gründen der besseren Übersichtlichkeit und Rechtsbereinigung wird das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 aufgehoben und als Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) neu erlassen. Die Erläuterungen beziehen sich daher auf jene Änderungen, die in Bezug auf das bisherige ElWOG 2010 erfolgen.

Zu den Bestimmungen im Einzelnen:

Zu § 1 (Kompetenzgrundlage und Vollziehung):

Hier erfolgt eine Anpassung der Kompetenzdeckungsklausel an die Neuregelung bzw. Änderung, da es sich um Angelegenheiten handelt, die nicht vom Kompetenztatbestand „Elektrizitätswesen“ des Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG oder anderen Kompetenztatbeständen des Bundes erfasst sind. Zu den vergaberechtlichen Bestimmungen zählen jedenfalls die §§ 89 Abs. 2 und 5 sowie 120 Abs. 2. Bei den diesen Bestimmungen zugrundeliegenden Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 handelt es sich um unionsrechtliche *leges speciales* im Verhältnis zur Richtlinie 2014/25/EU über die Vergabe von Aufträgen durch Auftraggeber im Bereich der Wasser-, Energie- und Verkehrsversorgung sowie der Postdienste und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/17/EG, ABl. Nr. L 94 vom 28.03.2014 S. 243, die hinsichtlich bestimmter Aspekte besondere Regelungen, aber keine generelle Ausnahme von der Anwendung der Richtlinie 2014/25/EU vorsehen. Allein hinsichtlich dieser Regelungen soll vom Regime des Art. 14b Abs. 4 und 5 B-VG abgewichen werden.

Zu § 4 (Bundes-Public Corporate Governance Kodex):

Die Leistungen der Elektrizitätswirtschaft sind für weite Teile der Bevölkerung und des Unternehmenssektors von Bedeutung. Die Corporate Governance der Elektrizitätsunternehmen entscheidet über deren positiven, fairen und transparenten Beitrag zur gesamtwirtschaftlichen Effizienz und Wettbewerbskraft Österreichs in einer Weise, die allgemein anerkannt, geschätzt und akzeptiert ist. Nach Beschluss der Bundesregierung stellen die Regelungen des Kodex eine Selbstbindung des Bundes dar, deren Beachtung den Organen des Bundes bei der Wahrnehmung von Anteilseigner- und Überwachungsfunktionen obliegt. In Bezug auf die von den obersten Verwaltungsorganen mit diesen Aufgaben betrauten Personen ist der Kodex rechtlich eine Weisung, die notwendigen Maßnahmen zu dessen Umsetzung vorzunehmen. Erfasst sind Unternehmen, die gemäß Art. 126b B-VG der Kontrolle durch den Rechnungshof unterliegen. Ausgenommen sind Aktiengesellschaften, die gemäß § 243c UGB einen in Österreich oder am Börsenplatz allgemein anerkannten Corporate Governance Kodex (Österreichischer Corporate Governance Kodex ÖCGK) anzuwenden haben (vgl. Pkt. 4.2. B-PCGK 2017).

Zu § 5 (Ziele):

Abs. 1 Z 2 stellt auf das Ziel des EAG, bis 2030 100% (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Quellen zu erreichen, ab. In Z 7 sind unter Regeln insbesondere auch die auf Basis der Verordnung (EU) 2019/943 erlassenen und jeweils geltenden Netzkodizes und Leitlinien zu verstehen.

Das Ziel der erhöhten Transparenz für alle Marktteilnehmer gemäß Abs. 1 Z 15 kommt materiell insbesondere in den §§ 97, 99, 117, 118, und 123 zum Ausdruck.

Die Abs. 2 bis 4 dienen der Umsetzung von Art. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Mit Abs. 5 wird Art. 5 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt.

Zu § 6 (Begriffsbestimmungen):

Zu Z 6 (Aggregierung): Durch die Wortfolge „und bzw. oder“ soll zum Ausdruck gebracht werden, dass im Rahmen der Aggregierung eine gemeinsame Bündelung von Verbrauch und oder Erzeugung zulässig ist. Die Tätigkeit hat sich nicht auf entweder den Verbrauch oder die Erzeugung zu beschränken. Die spezifischen Auftragsinhalte zwischen Endkundin oder Endkunden und Aggregator sind Gegenstand des jeweils abgeschlossenen Aggregierungsvertrages.

Zu Z 7 (aktiver Kunde): Mit dieser Begriffsbestimmung wird Art. 2 Z 8 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Handeln Endkundinnen und Endkunden gemeinsam in einer Gruppe, haben die einzelnen

Gruppenmitglieder die dem aktiven Kunden zustehenden Rechte und Pflichten. Die Definition des Begriffs der Gebotszone ergibt sich aus der unmittelbar anwendbaren Verordnung (EU) 2019/943.

Zu Z 11 (berechtigter Dritter): Die Rolle eines berechtigten Dritten kann z. B. Lieferanten, Aggregatoren, Netzbetreibern, Energiegemeinschaften oder Betreibern von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen zukommen. Berechtigt ist eine Partei stets nur für jene Angelegenheiten, in denen die Endkundin oder der Endkunde ihre Dienstleistungen in Anspruch nimmt.

Z 12 (berechtigte Partei): Eine berechtigte Partei bezeichnet eine Stelle, die energiebezogene Dienstleistungen für Endkundinnen und Endkunden anbietet, darunter Versorger, Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber, delegierte Betreiber und andere Dritte, Aggregatoren, Energiedienstleistungsunternehmen, Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften und Regelreserveanbieter, soweit sie energiebezogene Dienstleistungen für Endkundinnen und Endkunden anbieten.

Zu Z 25 (Eigenversorgungsanlage): Wird der mit einer Eigenversorgungsanlage erzeugte Strom an einem anderen Standort verbraucht, wird dieser über das öffentliche Netz transportiert.

Zu Z 31 (Endkunde): Der Bezug von Strom für Ladepunkte begründet die Eigenschaft als Endkunde, wodurch der Anwendungsbereich des Elektrizitätsrechts endet. Diese Klarstellung wird insbesondere in Hinblick auf die Entscheidung VwGH 18.09.2019, Ro 2018/04/0010 vorgenommen.

Zu Z 38 (Energiespeicheranlage): Darunter fallen etwa Batterien, Pumpspeicher und Konversionsanlagen, zu denen auch Elektrolyseanlagen zählen. Auch E-Fahrzeuge können in Verbindung mit einer bidirektionalen Ladeinfrastruktur als Energiespeicheranlagen fungieren.

Zu Z 45 (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft): Die Begriffsbestimmung wurde im Vergleich zum ElWOG 2010 geringfügig adaptiert. Der Begriff des teilnehmenden Netzbenutzers soll überall dort zur Anwendung gelangen, wo es aufgrund des Regelungsinhalts auf die Eigenschaft als Netznutzer ankommt und nicht primär auf die Beziehung zur Gemeinschaft.

Zu Z 55 (Gebotszone): Eine Gebotszone bezeichnet das größte geografische Gebiet, in dem Marktteilnehmer ohne Kapazitätsvergabe Energie austauschen können.

Zu Z 58 (gemeinsame Energienutzung): Diese Bestimmung dient der Umsetzung von Art. 2 Z 10a und Art. 15a der Richtlinie (EU) 2019/944. Andere Dritte können bspw. unabhängige Erzeuger und Eigentümer oder Betreiber von Speicheranlagen oder Erzeugungsanlagen sein. Die Definition des Begriffs der Gebotszone ergibt sich aus der unmittelbar anwendbaren Verordnung (EU) 2019/943.

Zu Z 100 (Liefervertrag): Der Begriff des Liefervertrages entspricht der Umsetzung des Elektrizitätsversorgungsvertrages gemäß Art. 2 Z 12 Richtlinie (EU) 2019/944. Die unionsrechtliche Terminologie wurde an jene des nationalen Elektrizitätsrechts angepasst.

Zu Z 101 (Liefervertrag mit dynamischen Energiepreisen): Mit dieser Begriffsbestimmung wird Art. 2 Z 15 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt, wobei die unionsrechtliche Terminologie an jene des nationalen Elektrizitätsrechts angepasst wurde.

Zu Z 102 (Liefervertrag mit fester Laufzeit und Festpreisen): Mit dieser Begriffsbestimmung wird Art. 2 Z 15a der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt, wobei die unionsrechtliche Terminologie an jene des nationalen Elektrizitätsrechts angepasst wurde.

Zu Z 110 (Netzanschlusspunkt): Die anzuschließende Anlage des Netzbenutzers kann eine Stromerzeugungsanlage, eine Verbrauchsanlage, eine Energiespeicheranlage, eine Verteilernetzanlage oder eine Kombination aus den genannten Anlagen sein.

Zu Z 125 (Primärregelreserve): Der Begriff wird an die Definitionen in der Verordnung (EU) 2017/2195 und Verordnung (EU) 2017/1485, jeweils in der Fassung der Durchführungsverordnung (EU) 2021/280, angepasst.

Zu Z 135 (Sekundärregelreserve): Der Begriff wird an die Definitionen in der Verordnung (EU) 2017/2195 und Verordnung (EU) 2017/1485 angepasst.

Zu Z 138 (Sonstige Marktregeln): Sonstige Marktregeln sind gemäß § 22 Z 1 E-ControlG von der Regulierungsbehörde zu erstellen.

Zu Z 140 (Standardprodukt): Ein Lieferant kann mehrere Standardprodukte haben, etwa Ökostrom-Produkte, Abnahme-Produkte, Floater oder Festpreis-Produkte.

Zu Z 141 (Strombezugsvertrag): Diese Begriffsbestimmung dient der Umsetzung des Art. 2 Z 17 (der Richtlinie (EU) 2023/2413). Klarstellend ist festzuhalten, dass der Begriff „unmittelbar“ auf den Bezug vom Erzeuger und nicht auf eine Direktleitung abstellt.

Zu Z 143 (Stromerzeugungsanlage): Der Begriff leitet sich aus den einschlägigen Definitionen der Verordnung (EU) 2016/631 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger, ABl. L 11 2 vom 27.4.2016 S. 1 (vgl. Art. 2 Nr. 5 und 17) ab.

Zu Z 144 (Stromerzeugungseinheit): Bei einer Stromerzeugungseinheit kann es sich beispielsweise um einen Maschinensatz eines Wärme- oder Wasserkraftwerkes, eine Windturbine oder einen Wechselrichter mit dazugehörigem Photovoltaik-Generatorfeld handeln.

Zu Z 148 (systemdienlicher Betrieb): Die Begriffsbestimmung legt drei alternative Kriterien für die Feststellung eines systemdienlichen Betriebs fest. Welche Anforderungen sich daran knüpfen, ist durch Verordnung der Regulierungsbehörde gemäß § 135 Abs. 1 (Verordnung über grundsätzliche Festlegungen) näher festzulegen. Zu berücksichtigen sind hier insbesondere die saisonale oder tageszeitabhängige Erzeugung und Betriebsweisen, die sich nach den Anforderungen des Netzbetreibers richten; ua die Bereitstellung von Blindleistung oder der Abruf von Regelleistung. Diese „Anforderungen“ sind jedenfalls von der Regulierungsbehörde zu konkretisieren und zu überwachen. Unter dem Höchstlastbeitrag ist in diesem Zusammenhang der für die Netzdimensionierung maßgebliche Leistungsbeitrag einer Anlage zu verstehen, also jener Beitrag, den ihre Entnahme bzw. Einspeisung zu den für die Auslegung der jeweiligen Netz- oder Umspannebene maßgeblichen Spitzenbelastungen leistet. Trägt die Anlage zu diesen Spitzen aufgrund ihres Last- oder Einspeiseverlaufs vorhersehbar nicht oder nur in geringem Umfang bei, können zusätzliche netzseitige Investitionen und Aufwendungen für den Ausbau der betroffenen Netz- oder Umspannebene vermieden oder verringert werden.

Zu Z 151 (Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen sind gemäß § 22 Z 2 E-ControlG von der Regulierungsbehörde zu erstellen.

Zu Z 163 (Verbrauchseinheit): Dabei kann es sich um verschiedene Typen von Lasten, beispielsweise eine Wärmepumpe, Ladepunkte oder einen Energiespeicher handeln.

Zu Z 167 (Verteilernetz): Der Europäische Gerichtshof (vgl. EuGH 28.11.2024, C-293/23, *ENGIE Deutschland*) hat klargestellt, dass Anlagen zur Weiterleitung von Elektrizität mit Hoch-, Mittel- oder Niederspannung, die dazu bestimmt ist, an Kunden verkauft zu werden, in die Kategorie der Verteilernetze im Sinne der Richtlinie (EU) 2019/944 fallen und die Netzbetreiber die entsprechenden Verpflichtungen eines Verteilernetzbetreibers treffen, sofern keine der in dieser Richtlinie ausdrücklich vorgesehenen Ausnahmen oder Freistellungen von diesen Verpflichtungen anwendbar ist. Diese Präzisierung des – in der Rechtsprechung des EuGH weiten – Verteilernetzbegriffs soll in der vorliegenden Begriffsbestimmung umgesetzt werden. Durch die Klarstellung in Bezug auf geschlossene Verteilernetze wird Art. 38 Abs. 2 erster Satz der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt.

Zu Z 172 (vollständig integrierte Netzkomponente): Das Marktintervall, innerhalb dessen Bilanzgruppenabweichen abzurechnen sind, dauert gemäß Art. 35 Verordnung (EU) 2017/2195 fünfzehn Minuten. Im regulären Betrieb müssen die Lade- und Entladezeiten der betreffenden Netzkomponente innerhalb dieses Intervalls liegen, damit es sich dabei um eine vollständig integrierte Netzkomponente handeln kann, die eine Ausnahme vom grundsätzlichen Verbot des Betriebs von Energiespeicheranlagen durch den Netzbetreiber gemäß § 89 Abs. 1 Z 1 darstellt.

Zu § 7 (Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen):

Zu Abs. 2: Der Verweis auf den Zielkatalog gemäß § 5 Abs. 1 schafft eine Verbindung zwischen den Zielen des Gesetzes und der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung der Elektrizitätsunternehmen, die durch Rechtsvorschriften auferlegten Pflichten im öffentlichen Interesse zu erfüllen. Das öffentliche Interesse ist analog zu § 70 Aktiengesetz, BGBl. I Nr. 106/1997 festgeschrieben und umfasst jedenfalls den Zielkatalog des Gesetzes, wozu insbesondere das Ziel gemäß Abs. 5 Abs. 1 Z 1, der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft kostengünstigen Strom [...] zur Verfügung zu stellen, zählt. Insbesondere steht diese Bestimmung Preissenkungen nicht entgegen, sofern dadurch die Fortführung des Unternehmens und die Investitionsfähigkeit nicht gefährdet ist.

Zu § 8 (Einteilung des Regelblocks und der Regelzone):

Die Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (System Operation Guideline – SO GL) regelt den regulären Betrieb der Übertragungsnetze. Wesentlicher Bestandteil der Verordnung sind die Betriebsvereinbarung für die europäischen Synchrongebiete. Österreich ist Teil der Continental Europa SA.

Im Zuge dieser Vereinbarungen mussten nach Art. 141 Abs. 2 der Verordnung auch Leistungs-Frequenz-Blöcke (Art. 3 Abs. 2 Z 18 der Verordnung) von den Übertragungsnetzbetreibern eines Synchrongebiets vereinbart und durch alle Regulierungsbehörden genehmigt werden. Im Zuge des in Abs. 1 genannten Verfahrens werden demnach die Regelblöcke sowie die darin enthaltenen Regelzonen festgelegt.

Zu Abs. 2: Der in der Betriebsvereinbarung gemäß Art. 119 und Art. 120 der Verordnung (EU) 2017/1485 benannten Übertragungsnetzbetreiber ist Regelzonenführer und somit Regelzonenführer im Sinne dieses Gesetzes.

Zu § 9 (Aufgaben des Regelzonenführers):

Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, zu der der Regelzonenführer gemäß Z 3 verpflichtet ist, soll auch der Einsatz von Flexibilitätsleistungen geprüft und diese im Bedarfsfall beschafft und eingesetzt werden.

Zu § 10 (Neue Aufgaben aus Netzkodizes und Leitlinien):

Die Bestimmung soll eine klare Zuordnung künftiger Aufgaben aus entweder neuen oder überarbeiteten Netzkodizes und Leitlinien ermöglichen, die im sich laufend weiter entwickelnden europäischen Energiebinnenmarkt zu erwarten sind. Die Zuordnung erfolgt mittels Bescheid durch die Regulierungsbehörde, wobei unter Bedachtnahme auf das bestehende Aufgabenportfolio entweder der Regelzonenführer oder ein Übertragungsnetzbetreiber für zuständig zu erklären sind.

Zu § 11 (Zusammenfassung der Netzbenutzer in Bilanzgruppen):

§ 11 ist als Nachfolgeregelung zu § 85 ElWOG 2010 konzipiert. Netzbenutzer können sich auch mittelbar, etwa über ihren Lieferanten oder einen Aggregator, einer Bilanzgruppe anschließen.

Zu § 12 (Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators):

Z 3 bezieht sich auf die Vergabe von Energy Identifikation Codes (EIC) an Unternehmen mit Sitz in Österreich gemäß dem ENTSO-E EIC Reference Manual. Zur Erfüllung seiner Verpflichtung hat sich der Bilanzgruppenkoordinator bei ENTSO-E als Local Issuing Office (LIO) autorisieren zu lassen. Der Ernennung weiterer Stellen als LIO steht diese Verpflichtung nicht entgegen, sie stellt jedoch sicher, dass die Funktion innerhalb des Marktgebiets jedenfalls ausgeübt wird.

Die in Z 9 geregelte Einrichtung einer Plattform für Abmeldungen oder Kündigungen sowie der Mitarbeit bei der Ausarbeitung und Adaptierung von Regelungen im Bereich Kundenwechsel, Abwicklung und Abrechnung war in § 76 Abs. 4 ElWOG 2010 als Aufgabe der Verrechnungsstelle verankert und zählt nunmehr zu den Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators.

Zu § 13 (Anforderungen an den und Benennung des Bilanzgruppenkoordinators):

Zuständige Behörde für die Anzeige der Benennung und die Aberkennung der Berechtigung zur Ausübung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenkoordinators ist nunmehr die Regulierungsbehörde, zumal es sich nicht mehr um eine Grundsatzbestimmung handelt. Der auf Grundlage des ElWOG 2010 benannte Bilanzgruppenkoordinator nimmt die Aufgabe nach Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes weiterhin wahr. Eine neuerliche Anzeige der Benennung an die Regulierungsbehörde ist nicht erforderlich (siehe § 189 Abs. 4).

Neu ist, dass der Bilanzgruppenkoordinator der Kontrolle des Rechnungshofes unterliegt (Abs. 5).

Zu § 14 (Anforderungen an und Registrierung von Bilanzgruppenverantwortlichen):

Die Auflistung der Finanzvergehen für den Ausschluss von der Ausübung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen in Abs. 7 erfolgt in Anlehnung an § 93 Abs. 5 GWG 2011, der sich wiederum auf die Gewerbeausschlussgründe des § 13 GewO 1994 stützt.

Unter die Ausnahmebestimmung des Abs. 10 zählt insbesondere die Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste, zu deren Einrichtung die Netzbetreiber gesetzlich verpflichtet werden.

Zu § 16 (Pflichten der Bilanzgruppenverantwortlichen):

Bei Z 12 handelt es sich um eine Übergangsregelung, die bis zur flächendeckenden Übermittlung von Viertelstundenwerten zur Anwendung gelangen soll.

Zu § 17 (Marktkommunikation und Datenverwaltung):

Der bisherige § 19a ElWOG 2010 zur Umsetzung von Art. 23 und 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 soll erweitert und angepasst werden. Durch die überarbeitete Bestimmung soll die Relevanz des standardisierten und gemeinsamen Vorgehens noch stärker zum Ausdruck gebracht werden. Abs. 1 enthält nunmehr einen konkreten Aufgabenkatalog.

In Abs. 2 wird klargestellt, dass in Bezug auf Abs. 1 Z 2, 3 und 4 technische Schnittstellen und technische Dokumentationen festzulegen bzw. zu erarbeiten sind.

Abs. 6 stellt klar, dass die Verantwortung für die gesetzeskonforme Aufgabenerfüllung auch im Fall einer Übertragung bei den originär verpflichteten Netzbetreibern bleibt. Die „dritte Person bzw. Stelle“, welche mit der Datenverwaltung beauftragt wird, ist Auftragsverarbeiter gemäß Art. 4 Z 8 DSGVO. Im Falle

einer Aufgabenübertragung unterliegt der Dritte dem Auskunfts- und Einsichtsrecht der Regulierungsbehörde gemäß § 168.

Zum 3. Teil (Endkundinnen und Endkunden):

Die Vorreihung der Bestimmungen zu den Rechten von Endkundinnen und Endkunden, die sich im ElWOG 2010 erst im 9. Teil fanden, soll ihre hohe Wichtigkeit zum Ausdruck bringen. Durch die Bestimmungen des 3. Teils soll auch das in Art. 28 der Richtlinie (EU) 2019/944 geforderte hohe Schutzniveau, insbesondere bei der Transparenz der Lieferbedingungen, allgemeinen Informationen und Streitbeilegungsverfahren, gesichert werden.

Zu § 18 (Elektronische Kommunikation):

Gemäß dieser Bestimmung gilt bei Neuverträgen mit Endkundinnen und Endkunden die elektronische Kommunikation als vereinbart. Die Vereinbarung der elektronischen Kommunikation kann von den Vertragsparteien jedoch jederzeit widerrufen werden. In diesem Fall gilt die Kommunikation in Papierform als vereinbart, die grundsätzlich unentgeltlich ist. Die Kommunikation in Papierform gilt gemäß § 45 nicht für die Verbrauchs- und Abrechnungsinformation.

Abs. 3: Mit Informationsblättern und Rechnungsinformationen sind jene gemäß § 20 Abs. 3 und § 46 gemeint. Klarstellend ist anzumerken, dass die Angabe einer E-Mail-Adresse keine Grundvoraussetzung des Strombezugs darstellt. Wurde von der Endkundin oder vom Endkunden keine E-Mail-Adresse angegeben, kann die elektronische Übermittlung durch den Lieferanten auch über eine Website bzw. ein kundenfreundliches Web-Portal erfolgen.

Vertragsrelevante Inhalte im Sinne des Abs. 4 sind jene, die die Abrechnung betreffen bzw. jene, die eine Änderung oder Beendigung des Vertrags zur Folge haben. Vertragsrelevante Inhalte müssen klar von Werbung oder anderen Informationen (zB Änderung von Kontaktdaten der Kundenhotlines) unterscheidbar sein.

Diese Regelung umfasst Verträge mit Lieferanten und Netzbetreibern gleichermaßen.

Zu § 19 (Recht auf freie Lieferantenwahl):

Die freie Lieferantenwahl gemäß Abs. 1 folgt auf § 75 Abs. 1 ElWOG 2010.

In Umsetzung von Art. 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 sieht Abs. 2 das Recht der Endkundinnen und Endkunden auf mehr als einen Stromliefervertrag zur selben Zeit vor, wobei je Abrechnungspunkt nur ein Liefervertrag abgeschlossen werden kann. Im zählpunktbezogenen Liefersystem muss jeder Zählpunkt einer Bilanzgruppe zugeordnet werden können (s. idZ §§ 109 und 110). Abs. 3 setzt das gleichlautende Recht für Abnahmeverträge um. Soweit in den Bestimmungen des 3. Teils nicht anders bestimmt, sind diese auf Abnahmeverträge nicht anwendbar.

Unter Verträge über Stromdienstleistungen gemäß Abs. 4 fallen insbesondere Aggregierungsverträge.

Durch Abs. 4 wird Art. 15 Abs. 2 lit. c der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Die Möglichkeiten des sog. „Aktiven Kunden“ gemäß Art. 15 der Richtlinie sind nicht auf einen bestimmten Teil der Endkundinnen und Endkunden begrenzt, sondern stehen diesen grundsätzlich offen. Dies kommt auch an anderen Stellen des Gesetzentwurfs (z. B. Abs. 3 dieser Bestimmung in Bezug auf Abnahmeverträge gemäß Art. 15 Abs. 2 lit. b der Richtlinie, das Recht auf einen Aggregierungsvertrag in Bezug auf Art. 15 Abs. 2 lit. a der Richtlinie) zum Ausdruck.

Abs. 5: Wie in Art. 15 Abs. 1 der Richtlinie vorgesehen, dürfen Endkundinnen und Endkunden in Ausübung ihrer diesbezüglichen Rechte keine diskriminierenden Anforderungen, Verfahren oder Entgelte auferlegt werden. Die Verrechnung von Kosten ist nur zulässig, wenn tatsächlich ein sachlich gerechtfertigter Aufwand dahintersteht. Das Diskriminierungsverbot gemäß Abs. 5 bezieht sich auf die in dieser Bestimmung genannten Verträge.

§ 19 begründet keinen Kontrahierungszwang.

Zu § 20 (Allgemeine Lieferbedingungen):

Die Regelung folgt auf § 80 Abs. 1, 3 und 4 ElWOG 2010. Die Paragraphenüberschrift wurde – im Einklang mit der nunmehrigen Terminologie des ElWG – an die in der Praxis gebräuchliche Bezeichnung angepasst.

Abs. 2 Z 3 wird aufgrund von Art. 10 Abs. 3 lit. e der Richtlinie (EU) 2019/944 ergänzt. Bei gebündelten Produkten im Sinne des Abs. 2 Z 7 handelt es sich um Bündelungen mit anderen Energiedienstleistungen. Abs. 2 Z 8 ist der Umsetzung des Art. 10 Abs. 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 geschuldet.

Mit Abs. 3 wird Art. 11 Abs. 1a der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Die Informationsblätter gemäß Abs. 3 konkretisieren im Wesentlichen die bisher gebräuchlichen Preisblätter. Diese sind per Download

auf der Website vor einem Online-Vertragsabschluss oder in Papierform vor einem Vertragsabschluss in einem Kundencenter zur Verfügung zu stellen.

Zu § 21 (Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und Entgelte):

Stromlieferanten sind volatilen Vorleistungsmärkten ausgesetzt. Um unter diesen Bedingungen langfristige Lieferverträge anbieten zu können, muss eine rechtssichere Möglichkeit auf Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und der Entgelte bestehen. Die bisherige Regelung(ssystematik) des § 80 ElWOG 2010 hat sich gerade vor dem Hintergrund aktueller Judikatur (siehe insb. OGH, 28.3.2025, 8 Ob 115/24f) als unpraktikabel und rechtsunsicher erwiesen.

Mit § 21 wird Art 10 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt.

Zu Abs. 1: Zur Vermeidung von Unklarheiten wird nunmehr im Gesetzestext ausdrücklich klargestellt, dass den Lieferanten ein gesetzliches Recht zur Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen sowie ein gesetzliches Preisänderungsrecht zusteht, welches nicht gesondert vertraglich vereinbart werden muss. Anzumerken ist, dass nach der Rechtsprechung eine deklaratorische Wiedergabe des Gesetzestextes in den AGB kontrollfrei ist.

Das gesetzliche Recht zur Änderung der Allgemeinen Lieferbedingungen und der Entgelte nach Abs. 1 kann zu Lasten der Lieferanten vertraglich konkretisiert oder ausgeschlossen werden; so könnten etwa vertraglich „Irrelevanzschwellen“ festgelegt werden, bis zu deren Erreichen kein Recht zur Änderung der Entgelte besteht. Für diese vertraglichen Konkretisierungen bleiben bei Verbrauchergeschäften die Bestimmungen des KSchG anwendbar.

§ 21 ist ein Gestaltungsrecht, welches auf vertraglich vereinbarte Preisgleitklauseln bzw. Indexklauseln nicht anwendbar ist und diese unberührt lässt. Sofern ein derartiger Preisanpassungsmechanismus vereinbart ist, bleibt das gesetzliche Preisanpassungsrecht unanwendbar. Dies gilt beispielsweise auch für vertragliche Preisanpassungsklauseln, nach denen der Preis vereinbarungsgemäß nach einer Festpreisperiode bestimmt wird. Die gesamte Bestimmung findet auf derartige vertraglich vereinbarte Preisanpassungsmechanismen grundsätzlich keine Anwendung, und zwar insbesondere nicht die Entgeltsenkungsverpflichtung gemäß Abs. 3. Bestimmte Absätze der Bestimmung gelten gemäß Abs. 7 für vertragliche Entgeltanpassungsrechte des Lieferanten.

In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass Lieferanten befristete Rabatte, insbesondere Neukundenrabatte, gewährt haben. Das einseitige Gewähren sowie das Auslaufen eines befristeten Rabattes stellt keine Preisänderung dar.

Abs. 2 ersetzt den bisherigen § 80 Abs. 2 ElWOG 2010 sowie die speziellen Informationspflichten gemäß Abs. 2a ElWOG 2010. Entgegen der bisherigen Regelungstechnik werden die generellen Informationspflichten sowie die besonderen Informationspflichten gegenüber Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen in einer Bestimmung zusammengeführt. Für das Recht zur Änderung des Entgelts von unbefristeten Verträgen mit Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen enthält Abs. 3 besondere Vorgaben.

Die in § 21 Abs. 2 enthaltenen Informationspflichten gelten sowohl im Falle einer Inanspruchnahme des gesetzlichen Preisänderungsrechts, wie auch im Falle eines vertraglich vereinbarten Preisanpassungsrechts, wohingegen bei automatischen Preisanpassungen aufgrund von Preisgleitklauseln gegebenenfalls die Bestimmungen des § 22 zu beachten sind.

Die Verwendung des Wortes „Kündigung“ in § 80 Abs. 2 sowie Abs. 2a ElWOG 2010 hat zu Verwirrung geführt, insbesondere da den Endkundinnen und Endkunden ungeachtet dieser Norm ein zweiwöchiges Kündigungsrecht zusteht. Es wird daher wieder der Rechtslage vor BGBl. I Nr. 7/2022 entsprechend, der Begriff „Widerspruch“ verwendet.

Der Begriff „Anlass“ bezeichnet den Grund der Entgeltänderung. Dabei sind grundsätzlich alle Gründe denkbar, die in Zusammenhang mit dem Stromlieferverhältnis stehen.

Der Anlass ist zu nennen, wobei dabei für Endkundinnen und Endkunden erkennbar sein muss, ob es sich um Gründe handelt, die der wirtschaftlichen Sphäre des Energielieferanten zuzuordnen (z. B. Kostensteigerungen) oder andere Gründe maßgeblich sind (z. B. den Lieferanten treffende gesetzliche Pflichten oder Änderung der Großhandelspreise). Nur so können Endkundinnen und Endkunden richtig einschätzen, ob sie sich vom Vertrag lösen wollen (EuGH 2.4.2020, Rs C-765/18, *Stadtwerke Neuwied* Rz 28; EuGH 23.10.2014, Rs C-359/11 und C-400/11, *Schulz Egbringhoff* Rz 47). Nicht erforderlich ist es, die Auswirkung der genannten Gründe mathematisch darzulegen. Somit ist gegenüber der Endkundin bzw. dem Endkunden keine Offenlegung der Preiskalkulation geschuldet (s. Abs. 8). Relevant für die Entscheidung der Kundin oder des Kunden ist vorwiegend der schlussendliche Energiepreis.

„Voraussetzungen“ bezeichnet die gesetzlichen oder allfällig vereinbarten vertraglichen Grundlagen der Entgeltänderung.

Die Information über den „Umfang“ setzt voraus, dass nicht nur der neue Preis angegeben wird, sondern für die Endkundin bzw. den Endkunden auch erkennbar ist, in welchem Ausmaß der neue Preis sich vom alten Preis unterscheidet.

Abs. 3 normiert besondere Voraussetzungen für die Änderung von Entgelten von Verträgen mit Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen. Eine Entgeltänderung ist der bisherigen Rechtslage entsprechend unter Inanspruchnahme des gesetzlichen Preisänderungsrechts nur bei unbefristeten Verträgen zulässig. Eine solche muss darüber hinaus – wie nach bisheriger Rechtslage – in einem angemessenen Verhältnis zu dem für die Änderung maßgebenden Anlass stehen; terminologisch wurde jedoch in diesem Zusammenhang auf die Verwendung des Wortes „Umstand“ verzichtet, da es gleichbedeutend ist mit „Anlass“ und der Terminologie von Art 10 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 entsprechend der gleichbedeutende Begriff „Anlass“ verwendet wird.

Angemessen ist eine Preisänderung dann, wenn sie im Verhältnis zum genannten Anlass nicht unbillig ist. Das Verhältnis der Änderung ist unbillig, wenn sie treuwidrig erfolgt und für einen sachkundigen und unbefangenen Beobachter die Unrichtigkeit sofort erkennbar ist. Anhaltspunkte dafür können aus der Judikatur zu § 1056 ABGB gewonnen werden. Das Angemessenheitskriterium bleibt bei Ausübung der einseitigen Preisänderung dann gewahrt, wenn relativ zum Preis die Gewinnmarge durch die Preiserhöhung nicht wesentlich zugunsten des Unternehmens vergrößert wird. Eine Entgeltänderung, die in einem angemessenen Verhältnis zur Änderung der Großhandelspreise für elektrische Energie steht, ist jedenfalls nicht unbillig.

Preisanpassungen erfolgen üblicherweise (mit Ausnahmen von Sonderverträgen) für Kundengruppen, die zu einem gemeinsamen Tarif beziehen, und nicht für einzelne Verträge, Bezugsgröße für die Prüfung der Angemessenheit ist daher der Tarif und nicht der Einzelvertrag.

Das in der Vorgängerregelung enthaltene Symmetriegebot hat zu Anwendungsproblemen geführt. Nach § 80 Abs. 2a EIWOG 2010 war etwa nicht klar, nach welchem Zeitraum wiederum eine Änderung durchzuführen war oder ab welcher Schwankungsbreite. Da Energiepreise am Vorleistungsmarkt ständig Schwankungen unterliegen, hätte dem Gesetz die Auslegung unterstellt werden können, dass unmittelbar nach einer Erhöhung wieder eine Senkung erfolgen hätte müssen, dies allenfalls unvermittelt gefolgt von einer weiteren Anpassung.

Zur Verhinderung ständig schwankender Preise kann nach einer Entgeltänderung eine weitere Entgeltänderung frühestens sechs Monaten nach der Wirksamkeit der vorangegangenen Entgeltänderung wirksam werden. Entgeltsenkungen haben spätestens sechs Monate nach vorhergehender Änderung oder Wegfall des Anlasses zu erfolgen. Lieferanten kaufen Strom stets für eine bestimmte Lieferperiode (die zumeist einem Jahr entspricht) im Vorhinein ein. Sinken beispielsweise die Großhandelspreise (und als Folge davon die Beschaffungskosten des Lieferanten für eine bestimmte Lieferperiode), dann ist der Preis für eben diese Lieferperiode entsprechend binnen sechs Monaten zu senken. Damit ist eine knapp aufeinanderfolgende Kette von Preiserhöhungen ebenso ausgeschlossen, wie schnell aufeinanderfolgende Preiserhöhungen und -senkungen. So wird dem Interesse von Haushaltskundinnen und Haushaltskunden und Kleinunternehmen und Lieferanten an stabilen Preisen gleichermaßen Rechnung getragen. Eine lediglich temporäre, freiwillige Verringerung des Deckungsbeitrages (bspw. in Zeiten hoher Energiepreise) soll jedenfalls vom Lieferanten wieder ausgeglichen werden können. Klargestellt wird auch, dass nur dann, wenn der für die Entgeltänderung maßgebliche Grund tatsächlich zu einer Veränderung des Deckungsbeitrages führen würde (und nicht etwa durch andere, gegenläufige Entwicklungen anderer Preisbestandteile die Kosten des Lieferanten im Wesentlichen unverändert bleiben) eine Preissenkungsverpflichtung entsteht bzw. ein Recht zur Preiserhöhung besteht. In Anlehnung an die Definition der angemessenen Erhöhung hat dabei eine nur unwesentliche Veränderung des Deckungsbeitrages in Relation zum Preis außer Betracht zu bleiben.

Um Unklarheiten darüber zu vermeiden, ab welcher Schwankungsbreite eine Entgeltänderung vorzunehmen ist, wird festgelegt, dass geringfügige Änderungen ohne spürbare Auswirkungen auf den Energiepreis (Bagatellbereich) keine Anpassung des Entgelts nach sich ziehen.

Entgeltsenkungen oder -erhöhungen sind für den Fall der tatsächlichen Änderung bzw. des tatsächlichen Wegfalls des Anlasses vorzunehmen, wobei Entgeltsenkungen, also Änderungen zugunsten der Stromkundin bzw. des Stromkunden, auch bei Lieferverträgen mit festen Energiepreisen (§ 22 Abs. 5) zu erfolgen haben, dies allerdings erst nach Ablauf der Festpreisperiode. Entgelterhöhungen sind mit einem Festpreis-Liefervertrag nicht vereinbar.

Abs. 4 entspricht im Wesentlichen der bisherigen Regelung. Klargestellt ist nunmehr auch, dass Endkundinnen und Endkunden das ihnen zustehende Kündigungsrecht auch während der Beendigungsfrist ausüben können.

Zu Abs. 5: Änderungen der Allgemeinen Lieferbedingungen und der vertraglich vereinbarten Entgelte lösen die Mitteilungspflichten nach Abs. 2 aus. Wird in der Mitteilung über eine Änderung der vertraglich vereinbarten Entgelte über Anlass, Voraussetzungen, Umfang oder erstmalige Wirksamkeit überhaupt nicht informiert, sodass der Grund der Entgeltänderung, deren Grundlage, deren Umfang oder deren erstmalige Wirksamkeit nicht erkennbar ist, hat dies die Unwirksamkeit der Entgeltänderung zur Folge.

Sollte eine Entgeltänderung im Verhältnis zum genannten Anlass iSd Abs. 3 unangemessen, das heißt unbillig, sein, wird nunmehr klargestellt, dass an deren Stelle eine angemessene Entgeltänderung tritt.

Zu Abs. 6: Änderungen von Steuern und Abgaben, wie etwa der Gebrauchsabgabe, der Elektrizitätsabgabe oder der Umsatzsteuer, welche unmittelbar die Belieferung mit elektrischer Energie betreffen, können an Endkundinnen und Endkunden weitergegeben werden. Eine solche Weitergabe fällt nicht in den Anwendungsbereich von § 21.

Zu Abs. 7: Die in Art. 10 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 enthaltenen Informationspflichten und Widerspruchsrechte sollen auch im Falle vertraglich vereinbarter, einseitiger Preisanpassungsrechte anwendbar sein (OGH 28.3.2025, 8 Ob 115/24f). Der in § 80 Abs. 5 ElWOG 2010 enthaltene Hinweis, dass das KSchG auf das Preisänderungsrecht nach § 80 Abs. 2a ElWOG 2010 nicht anzuwenden sei, wurde gestrichen, da dies zu Unklarheiten geführt hat. Auf kraft Gesetzes zustehende Rechte zur Änderung des Entgelts bzw. der Allgemeinen Lieferbedingungen ist das KSchG ohnedies nicht anwendbar, weshalb ein solcher Hinweis überflüssig ist. Klarstellend sei festgehalten, dass aufgrund Abs. 1 geänderte Allgemeine Lieferbedingungen bei Verbrauchergeschäften den Voraussetzungen des KSchG, insb § 6 KSchG, entsprechen müssen.

Das in Abs. 8 vorgesehene Schreiben ist zusätzlich zu dem in § 177 Abs. 4 festgelegten Mahnschreiben zu verfassen.

Zu § 22 (Recht auf Lieferverträge mit dynamischen und festen Energiepreisen):

Bei Lieferverträgen mit dynamischen Energiepreisen wird nicht wie üblich ein statischer Preis pro kWh verrechnet, sondern ein Preis, der Preisschwankungen auf Spotmärkten, einschließlich Day-Ahead- und Intraday-Märkte, widerspiegelt. Dies ermöglicht, den Verbrauch gemäß den Echtzeit-Preissignalen anzupassen, wodurch Endkundinnen und Endkunden unmittelbar am Markt partizipieren können. Durch die Bestimmung wird Art. 11 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt.

Abs. 1 grenzt den Kreis der zum Angebot eines Liefervertrags mit dynamischen Energiepreisen verpflichteten Lieferanten ein. Die Abs. 2 bis 5 gelten für alle Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen, auch für solche, die von Lieferanten angeboten werden, die gemäß Abs. 1 nicht zum Angebot eines solchen Produkts verpflichtet wären.

Abs. 2 statuiert erhöhte Informationspflichten für Lieferanten, die Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen im Produktportfolio haben. Die Information über Chancen sowie Kosten und Risiken sind leicht verständlich und transparent zu formulieren, als Beispiel kann eine Vergleichsrechnung dienen (Vergleich eines Liefervertrages mit dynamischen Energiepreisen im Vergleich zum bisherigen Produkt anhand des letzten Jahresverbrauchs). Hierbei hat jedenfalls eine transparente und überprüfbare Darstellung der relevanten Produktparameter und deren finanzielle Auswirkungen anhand von repräsentativen Beispielen und Berechnungen aus dem vorangegangenen Kalenderjahr zu erfolgen. Ziel ist, dass Endkundinnen und Endkunden für die hohe Volatilität solcher Produkte sensibilisiert werden und sie eine bewusste Entscheidung für oder gegen ein solches Produkt treffen können.

Die Informationspflichten während der Vertragslaufzeit gelten gegenüber Haushaltskundinnen und Haushaltskunden. Abs. 2 letzter Satz ermöglicht für Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen eine jederzeitige Kündigung – Bindungsfristen sind für derartige Lieferverträge nicht zulässig, eine Kündigung muss auch im ersten Vertragsjahr möglich sein.

Mit Abs. 3 wird klargestellt, dass auf Lieferverträge, denen Produkte zugrunde liegen, die auf Terminmärkten gehandelt werden, ebenso die besonderen Informations- und Kündigungsbestimmungen des Abs. 2 anwendbar sind. Dies gilt für alle Produkte, die bis zu einer quartalsmäßigen Preisanpassung führen. Im Ergebnis werden damit insbesondere Monats- oder Quartalsprodukte umfasst.

Dass eine Information über zu erwartende oder auftretende Preissteigerungen und die Möglichkeit einer zeitnahen Kündigung auch bei Terminprodukten relevant sein kann, zeigt der festgestellte Sachverhalt in der Entscheidung des OGH zu 3 Ob 26/24f vom 3. April 2024 deutlich auf, demzufolge der Kläger sein

Verbrauchsverhalten geändert hätte, wäre er über die enormen Preissteigerungen im Rahmen seines Monatsfloaters vom Lieferanten informiert worden.

Die Kündigungsmöglichkeit folgt dem § 80 Abs. 4a letzter Satz ElWOG 2010. Es sollen wie bisher nicht nur Spotmarkt-Produkte, sondern auch Terminmarkt-Produkte wie bspw. Monats- oder Quartalsprodukte unter Einhaltung der in § 24 festgelegten Frist von zwei Wochen jederzeit von Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen gekündigt werden können.

Klarstellend ist festzuhalten, dass für Lieferverträge, denen längerfristig gehandelte Produkte zugrunde liegen (Halbjahres- oder Jahresprodukte), die Bestimmungen des § 21 gelten.

Durch eine entsprechende Informationspflicht in einer Verordnung der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 4 wäre es beispielsweise denkbar, dass die Lieferanten den Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen, die einen Liefervertrag mit dynamischen Energiepreisen abgeschlossen haben, das Erreichen oder Überschreiten einer gewissen Preisgrenze automatisiert melden müssen.

Die gemäß Abs. 1 verpflichteten Lieferanten, bei denen es sich aufgrund der Anzahl an belieferten Zählpunkten um Unternehmen in einer Größe handelt, denen ein solches Produktangebot zumutbar ist, werden in Abs. 5 verpflichtet, jedenfalls auch Lieferverträge ohne Echtzeit-Preissignale („Lieferverträge mit festen Energiepreisen“) anzubieten. Klarstellend ist an dieser Stelle festzuhalten, dass Endkundinnen und Endkunden, die Verträge mit festen Energiepreisen abgeschlossen haben, nicht von der Beteiligung an Laststeuerung und gemeinsamer Energienutzung ausgeschlossen werden dürfen (Art. 11 Abs. 1b der Richtlinie (EU) 2019/944). Dies wird dadurch sichergestellt, dass Verträge über Laststeuerung bzw. über die gemeinsame Energienutzung zusätzlich zu den bestehenden Lieferverträgen abzuschließen sind. Die Erlassung einer Verordnung gemäß Abs. 4 ist nicht vom Vorliegen des Berichts gemäß Abs. 6 abhängig.

In der Überwachung und Berichtslegung gemäß Abs. 6 ist primär auf die Entwicklung der Energiekosten abzustellen, unter Umständen können auch Netzkosten, Abgaben und Steuern in die Betrachtung miteinbezogen werden, solange diese das Ergebnis im Hinblick auf die Auswirkungen der Lieferverträge mit dynamischen Energiepreisen nicht verwässern.

Zu § 23 (Recht auf einen Aggregierungsvertrag):

Die Bestimmung setzt Art. 13 der Richtlinie (EU) 2019/944 um. Der Überbegriff des Aggregators umfasst sowohl Lieferanten, die die Tätigkeit der Aggregierung ausüben als auch unabhängige Aggregatoren, die in keiner Verbindung mit dem Lieferanten der Kundin oder des Kunden stehen. Nur wenn, wie im Fall von Abs. 2 und 5, spezifisch auf den unabhängigen Aggregator Bezug genommen wird, ist nur einer dieser beiden Aggregatortypen gemeint. Die Abs. 3, 4 und 6 sind demnach unterschiedslos auf den unabhängigen Aggregator und den Lieferanten-Aggregator anwendbar.

Zu § 24 (Kündigungsfristen bei Liefer-, Abnahme- und Aggregierungsverträgen):

§ 24 spiegelt die bisherige Rechtslage wider. Klarstellend ist festzuhalten, dass für Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen eine Kündigung spätestens nach Ablauf des ersten Vertragsjahres möglich ist.

Zu § 25 (Recht auf Wechsel des Lieferanten und des Aggregators):

Die Bestimmung folgt auf § 76 Abs. 1 und 2 ElWOG 2010, wobei neben dem Wechsel des Lieferanten nunmehr auch der Wechsel des Aggregators geregelt wird.

Abs. 1 zweiter Satz wird zur Umsetzung von Art. 12 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2019/944 ergänzt.

Gemäß Abs. 2 gilt weiterhin, dass der Vorgang des Wechsels maximal drei Wochen in Anspruch nehmen darf. Ab 2026 muss der technische Vorgang des Wechsels in Umsetzung von Art. 12 der Richtlinie (EU) 2019/944 binnen 24 Stunden abgeschlossen und an jedem Arbeitstag möglich sein. In Umsetzung dieser Vorgabe wird ab 2026 eine vierundzwanzigstündige Frist ab dem Zeitpunkt der Kenntnisnahme des Lieferantenwechsels durch den Netzbetreiber verankert.

Durch Abs. 4 und 5 sollen Haushaltskundinnen, Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen wie bisher in § 76a ElWOG 2010 einmal jährlich auf die Möglichkeit des Wechsels und das Vergleichsinstrument der Regulierungsbehörde hingewiesen und animiert und dabei unterstützt werden, das passende, günstigste Standardprodukt zu finden. Indem Lieferanten zugleich mit dem Informationsschreiben ein günstigeres Standardprodukt aus der gleichen Produktkategorie anbieten müssen, sofern ein solches verfügbar ist, ist zudem gewährleistet, dass auch jenen Kundengruppen, die das Vergleichsinstrument nicht nutzen (können), eine einfache Möglichkeit aufgezeigt wird, anstelle der Weiterbelieferung zu den bisherigen Bedingungen ein für sie günstigeres Angebot wahrzunehmen. „Günstiger“ bedeutet finanziell vorteilig und stellt auf eine den Energieverbrauch des letzten Vertragsjahres berücksichtigende Analyse unter

Heranziehung der Ergebnisse im Vergleichsinstrument der Regulierungsbehörde ab. Klarstellend ist festzuhalten, dass Verträge mit einer Befristung von mehr als einem Jahr von Haushaltskundinnen, Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen nach Ablauf eines Jahres ordentlich kündbar sind.

Zu § 26 (Verfahrensbestimmungen für Lieferanten- und Aggregatoren):

In dieser Bestimmung werden § 76 Abs. 3 bis 7 EIWOG 2010 neu zusammengeführt und das Verfahren für den Wechsel von Lieferant oder Aggregator gesammelt geregelt.

Anfragen auf Vertragsabschluss, die gemäß Abs. 1 fristgerecht zu beantworten sind, können sich auf einen Liefer-, Abnahme- oder Aggregierungsvertrag beziehen.

Die Details des Verfahrens können gemäß Abs. 6 durch die Regulierungsbehörde mit Verordnung geregelt werden, wobei eine Unterscheidung zwischen Lieferanten- und Aggregatorenwechsel zulässig ist. Die Notwendigkeit einer Differenzierung ergibt sich insbesondere aus der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 sowie aus dem Netzkodex für Laststeuerungsdienste, der derzeit auf EU-Ebene verhandelt wird.

Zu § 27 (Instrument für den Vergleich von Angeboten für die Lieferung und Abnahme von Strom):

Mit der Bestimmung wird Art. 14 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Dabei macht Österreich von Art. 14 Abs. 6 der Richtlinie Gebrauch und sieht von der Vergabe von Vertrauenszeichen an Vergleichsinstrumente ab, da die Regulierungsbehörde verpflichtet wird, ein Vergleichsinstrument, das die Voraussetzungen des Art. 14 Abs. 1 der Richtlinie erfüllt, zur Verfügung zu stellen. Somit kann die Überwachung der Verfügbarkeit von Vergleichsinstrumenten gemäß Art. 59 Abs. 1 lit. y der Richtlinie entfallen – die Regulierungsbehörde stellt durch das eigene Angebot die Verfügbarkeit sicher.

Zu Abs. 2 Z 3: Zu den Vergleichskriterien zählen insbesondere der Arbeits-, Grund- und Effektivpreis (jeweils in brutto). Der Effektivpreis soll den zu zahlenden Preis für die Lieferung von Strom in Cent/kWh, der alle verrechneten Bestandteile des Energieanteils, wie insbesondere den Arbeitspreis, den Grundpreis sowie einmalige und wiederkehrende Rabatte, die auf den Energiepreis wirken, umfassen. Nicht umfasst sind Systemnutzungsentgelte, Steuern und Abgaben sowie sonstige aufgrund gesetzlicher Vorgaben eingehobene Beträge oder gewährte Zuschüsse.

Zudem ist zu gewährleisten, dass die Preise auch ohne Wechselboni angezeigt werden können.

Zu Abs. 4: Standardprodukte im Sinne von Z 1 dieses Absatzes sind insbesondere jene Produkte, die anhand allgemeiner Vertragsbestimmungen, Preisgestaltung und dergleichen an einen unbestimmten Personenkreis gerichtet sind. Die Meldepflicht gemäß Z 2 und 3 soll gewährleisten, dass die Endkundinnen und Endkunden die Preise für ihre in der Vergangenheit abgeschlossenen Standardprodukte mit aktuellen Angeboten nach Z 1 vergleichen und somit Preisvorteile erkennen können. Durch die Meldepflicht wird die Regulierungsbehörde in die Lage versetzt, diese Daten im Vergleichsinstrument zur Verfügung stellen zu können. Die Meldeschwelle von 5% der Haushaltskundinnen und Kleinunternehmenskunden soll dabei die Administrierbarkeit für die Lieferanten sowie die Regulierungsbehörde sicherstellen.

Wenn Lieferanten gesonderte Standardprodukte für aktive Kunden anbieten oder bei Standardprodukten zusätzlich Pauschalbeträge von aktiven Kunden verlangen, so sind diese gesonderten Standardprodukte bzw. Pauschalbeträge der Regulierungsbehörde zu melden.

Zu § 28 (Recht auf Ratenzahlung):

Der bisherige § 82 Abs. 2a EIWOG 2010 wird in eine eigene Bestimmung überführt.

Der Begriff „Rechnung“ in Abs. 1 umfasst sowohl Jahresrechnungen als auch Abschlussrechnungen bei Vertragswechsel (z. B. im Falle eines Aus- bzw. Umzugs). Es ist nicht ausgeschlossen, dass aus einer unterjährigen Rechnung ebenso eine Nachzahlung resultiert, diese darf jedoch gemäß § 43 Abs. 4 nur einmal im Jahr auf Verlangen der Haushaltskundin bzw. des Haushaltskunden erfolgen. Auch für Monatsrechnungen wird nunmehr eine spezifische Ratenzahlungsfrist festgelegt.

Da in der Praxis aufgrund der besseren Planbarkeit 12 Monate bevorzugt in Anspruch genommen werden, soll die Laufzeit entsprechend verkürzt werden. Eine Laufzeit von bis zu 18 Monaten soll nur in Härtefällen zur Anwendung kommen, beispielsweise im Falle sehr hoher Zahlungsrückstände (s. Ratenzahlungs-Verordnung der E-Control, BGBl. II Nr. 180/2022). Die Regulierungsbehörde kann wie bisher grundsätzliche Regelungen zur Ratenzahlung mittels Verordnung festlegen. Haushaltskundinnen und Haushaltskunden haben das Recht im gesetzlich zulässigen Rahmen eine individuelle Laufzeit zu bestimmen.

Abs. 2 bewirkt, dass die Fälligkeit der Nachzahlung auf das Ende der Ratenzahlungsvereinbarung verschoben wird und für die Laufzeit der Ratenzahlungsvereinbarung keine Zinsen anfallen. Klarstellend

ist anzumerken, dass durch die Inanspruchnahme einer Ratenzahlung keine zusätzlichen Kosten oder Entgelte entstehen.

Zu § 29 (Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers):

Das Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers gilt gegenüber Lieferanten und Netzbetreibern. Schutzbedürftige Haushalte gemäß Energiearmuts-Definitions-Gesetz sind von der Entrichtung der Entgelte, die in der Systemnutzungsentgelte-Verordnung durch die Regulierungsbehörde festgesetzt werden, auszunehmen.

Das Recht auf Nutzung eines Vorauszahlungszählers oder eines Zählers mit Vorauszahlungsfunktion stellt eine besondere Maßnahme zum Schutz vor Stromabschaltungen im Sinne des Art. 28a Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Zu § 30 (Recht auf Grundversorgung):

Die Überarbeitung der Preisregelung ist den Erfahrungen und Erkenntnissen aus dem Energiekrisenjahr 2022 und dessen Nachwirkungen im Jahr 2023 geschuldet. Während die Grundversorgungszahlen in den Jahren davor verschwindend gering waren – durchschnittlich zwischen 600 bis 900 im Jahr (s. Tätigkeitsberichte der E-Control, abrufbar auf der Website der E-Control), stiegen sie im Zuge der Energiekrise rapide an und erreichten ihren Höhepunkt im Juni 2023 mit 16.491 gemeldeten Grundversorgungsfällen bei Stromlieferanten (s. E-Control, Belieferung von Haushaltskund:innen mit Energie, Stand: 16.4.2024, S. 5, abrufbar unter: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Bericht-Belieferung-von-Haushaltskunden-inkl-Februar-2024.pdf> (19.09.2025)).

Angesichts der extremen Preissteigerungen während der Energiekrise rückte der in der Grundversorgungsregelung verankerte Kontrahierungszwang zu Bestandskundentarifen in den Fokus der Aufmerksamkeit. Mit den nunmehr vorgeschlagenen Regelungen soll den Erfahrungen in den letzten Jahren Rechnung getragen und einige Klarstellungen getroffen werden: Mit der Grundversorgung wird das Recht auf die Versorgung zu wettbewerbsfähigen, leicht und eindeutig vergleichbaren, transparenten und diskriminierungsfreien Preisen in Umsetzung des Art. 27 der Richtlinie (EU) 2019/944 verankert, indem hinsichtlich der an Neukundinnen und Neukunden angebotenen Standardprodukte ein allgemeiner Kontrahierungszwang für Lieferanten statuiert wird. Mit dieser Neuregelung soll die Vergleichbarkeit, Transparenz und Nicht-Diskriminierung über den Wettbewerb zwischen den Lieferanten gewährleistet werden.

Die Grundversorgung greift in Situationen, in denen die Auffangversorgung und der gestützte Preis für begünstigte Haushalte mangels Vorliegen der jeweiligen Voraussetzungen nicht zur Anwendung kommen, aber die Versorgung – bspw. aufgrund von Zahlungsschwierigkeiten bei Scheidung oder Arbeitsverlust – vorübergehend gefährdet ist

Vor diesem Hintergrund stellen die Abs. 2 bis 5 zum einen sicher, dass bei Berufung auf den mit der Grundversorgung verbundenen Kontrahierungszwang Haushaltskundinnen und Haushaltskunden ihren Zahlungsverpflichtungen nachkommen, indem Sicherheitsleistungen oder Vorauszahlungen und die Einrichtung von Prepaymentzählern verlangt werden dürfen. Zum anderen wird zum Schutz der Betroffenen die Höhe der Sicherheitsleistung bzw. Vorauszahlung begrenzt und eine Verpflichtung zur Netzdienstleistung auch im Falle von Zahlungsrückständen vorgesehen.

Es gelten die allgemeinen Kündigungsfristen des § 24.

Durch das Abstellen auf Standardprodukte für Neukundinnen und Neukunden ist klargestellt, dass die Grundversorgung nicht der Versorgung zu (günstigeren) Bestandskundenpreisen in volatilen Energiemarktsituationen dient. Eine solche Situation bedarf besonderer Maßnahmen, wie bspw. die in Reaktion auf die Energiekrise im Herbst 2022 beschlossene Stromkostenbremse gemäß Stromkostenzuschussgesetz, BGBl. I Nr. 156/2022. Für die Sicherstellung der Versorgung von einkommensschwachen (schutzbedürftigen) Haushalten ist nunmehr in § 36 eine eigene Regelung vorgesehen.

Zu § 31 (Auffangversorgung):

Die Auffangversorgung fasst die Tatbestände des (teilweisen) Marktaustritts und die Vermeidung des vertragslosen Zustands aus anderen Gründen, etwa Ablauf des Vertrags oder Kündigungen, zusammen (s. die zuletzt beschlossenen Novellierungen des Tiroler Elektrizitätsgesetzes, LGBl. 7/2024, und des Vorarlberger Elektrizitätswirtschaftsgesetzes, LGBl. 16/2024).

Klarstellend ist festgehalten, dass zwischen Auffangversorger und Kunde ein Schuldverhältnis besteht, das die Rechtsgrundlage für Zahlungsansprüche schafft.

Der Netzbetreiber hat Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen gemäß Abs. 2 über die bevorstehende Belieferung nach den Regeln der Auffangversorgung und die Möglichkeit des Widerspruchs zu informieren. Er hat gleichzeitig darauf hinzuweisen, dass im Falle eines Widerspruchs und bei Nicht-Abschluss eines neuen Liefervertrags die Abschaltung droht.

Ein wichtiger Grund gemäß Abs. 3 liegt bspw. im Falle des Zahlungsverzugs vor.

Zu Abs. 6: Die Auffangversorgung ist kein Modell der dauerhaften Versorgung, daher droht nach Ablauf der Vertragslaufzeit (sechs Monate) die Abschaltung.

Zu § 32 (Besondere Bestimmungen für die Auffangversorgung nach Lieferantenausfall):

Diese Bestimmung folgt dem bisherigen § 77a ElWOG 2010. Auch die Ersatzversorgung soll im Rahmen der Auffangversorgung erfolgen.

Zu § 33 (Ernennung des Auffangversorgers):

Der Auffangversorger soll mittels Ausschreibungsverfahren, das von der Regulierungsbehörde nach Maßgabe dieser Bestimmung durchzuführen ist, ermittelt werden. Die erste Ernennung soll bis zum 1. Juni 2026 erfolgen. Die Ernennung zum Auffangversorger gilt für die Dauer von zwei Jahren. Eine jährliche Ausschreibung wäre administrativ zu aufwendig.

Abs. 2: Der Preis für die Auffangversorgung besteht aus zwei Komponenten: (1) aus dem Arbeitspreis, der abzuleiten ist aus den von der Regulierungsbehörde im Rahmen der Ausschreibung festgelegten Spotmarkt- oder Terminmarktprodukten und (2) aus dem Gesamtaufschlag, in welchem alle Kosten des Lieferanten (z. B. Abwicklungskosten, Risikoprämien, Mahngebühren, Ausgleichsenergiekosten etc.) einzupreisen sind. Bei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen sind die Spotmarkt- bzw. Terminprodukte über ein Quartal zu glätten, um diese Kundengruppe den monatlichen Preisschwankungen und den in den Wintermonaten tendenziell höheren Marktpreisen nicht direkt auszusetzen.

Abs. 4 Z 1: Der Lieferant muss unter anderem auch an der Börse handeln können, d.h. unter Umständen hohe Sicherheiten hinterlegen können. Relevant sind weiters auch die (absatzabhängigen) Sicherheiten beim Bilanzgruppenkoordinator.

Abs. 4 Z 2: Hinsichtlich des Sitzes in Österreich wird, um eine sachlich nicht gerechtfertigte Einschränkung der Binnenmarktfreiheiten zu vermeiden, darauf abgestellt, dass zum Zeitpunkt der Ernennung ein Sitz in Österreich bestehen muss. Damit wird sichergestellt, dass die verwaltungsstrafrechtlichen Verantwortlichen in Österreich greifbar sind.

Nachweise gemäß Abs. 4 Z 3 können auch über Eigenerklärungen erbracht werden.

Zu § 34 (Abschaltung der Netzverbindung):

Abs. 1 folgt auf § 82 Abs. 3 ElWOG 2010. Die Bestimmung bezweckt den Schutz vor Stromabschaltungen und ist daher nur im Hinblick auf Stromlieferverträge anzuwenden. Im Rahmen von Mahnungen sind Endkundinnen und Endkunden umfassend über die ihnen nach diesem Bundesgesetz zukommenden Rechte zu informieren. Wird vom Recht auf Ratenzahlung gemäß § 28 Gebrauch gemacht, liegt keine Vertragsverletzung vor. Ein qualifiziertes Mahnverfahren kann im Fall einer vereinbarten Ratenzahlung frühestens mit Ablauf der Ratenzahlungsfrist eingeleitet werden. Da es bei Teilzahlungsbeträgen gemäß § 42 Abs. 5 kein Recht auf Ratenzahlung gibt, kann der Verweis auf § 42 Abs. 5 bei Einmahnung von Teilzahlungsbeträgen unterbleiben.

Abs. 2 entspricht § 82 Abs. 4 ElWOG 2010; Abs. 3 dem bisherigen § 82 Abs. 8 ElWOG 2010. Abs. 3 dient außerdem der Umsetzung des Art. 28a der Richtlinie (EU) 2019/944.

Abs. 4 folgt auf § 82 Abs. 4a ElWOG 2010.

Zu § 35 (Anlauf- und Beratungsstellen):

Um Doppelgleisigkeiten zu vermeiden, wird auf die Verpflichtung zur Einrichtung einer Beratungsstelle gemäß § 39 Abs. 1 EEffG verwiesen. Bei der Veröffentlichung von Kontaktdaten reicht die Angabe von Telefonnummer und E-Mail-Adresse aus. Abs. 3 setzt Art. 10 Abs. 9 der Richtlinie (EU) 2019/944 um.

Ein gutes Kundenservice zeichnet sich durch die gute Erreichbarkeit von Kundenberaterinnen und Kundenberatern, kompetente Auskunftserteilung zu den in Abs. 1 genannten Themen sowie leichte Auffindbarkeit von Informationen (z. B. auf Online-Kundenportalen) aus. Die Einhaltung von Abs. 3 ist gemäß § 169 Abs. 1 Z 5 von der Regulierungsbehörde zu überwachen.

Zu § 36 (Gestützter Preis für begünstigte Haushalte):

Der gestützte Preis soll für die Dauer der Befreiung vom ORF-Beitrag gewährt werden. Fallen die Voraussetzungen für die Befreiung weg (bspw. aufgrund der Verbesserung der Einkommenssituation), ist nach den Vorschriften der Fernmeldegebührenordnung bzw. des ORF-Beitrags-Gesetzes vorzugehen.

Begünstigte im Sinne des Abs. 2 sind gemäß der zitierten Bestimmungen Bezieherinnen und Bezieher von Pflegegeld (oder einer vergleichbaren Leistung), von Leistungen nach pensionsrechtlichen Bestimmungen (oder diesen Zuwendungen vergleichbare sonstige wiederkehrende Leistungen versorgungsrechtlicher Art der öffentlichen Hand) sowie von Leistungen und Unterstützungen aus der Sozialhilfe (oder der freien Wohlfahrtspflege oder aus sonstigen öffentlichen Mitteln wegen sozialer Hilfsbedürftigkeit).

Abs. 4 Z 1: Wie beim Stromkostenzuschussgesetz (SKZG), BGBl. I Nr. 156/2022, sollen mit der Festlegung eines Verbrauchskontingents Einsparungsanreize gesetzt werden. Für Verbräuche, die das Kontingent überschreiten, kommt der untere Referenzwert nicht zur Anwendung, allerdings ist der Preis mit dem oberen Referenzwert begrenzt, s. Abs. 11.

Abs. 4 Z 2 und 3: Der untere Referenzwert bezieht sich auf den Arbeitspreis und wird jährlich valorisiert. Der obere Referenzwert ist dem § 41 Abs. 1 ÖSG 2012 nachgebildet. Da durch den oberen Referenzwert der Beschaffungspreis abgebildet und nicht ein fixer Deckel festgelegt wird, ist anders als beim SKZG nicht davon auszugehen, dass den Lieferanten darüber hinausgehend Beschaffungskosten entstehen. Gegebenenfalls wäre dem durch betriebswirtschaftliche Maßnahmen (z. B. Änderung der Beschaffungsstrategie) entgegenzuwirken.

Zum oberen Referenzwert: Der mengengewichtete Durchschnitt spiegelt jene Preise wider, zu denen tatsächlich gehandelt wird. Durch die Mengengewichtung findet Volatilität Berücksichtigung. Um das Standardlastprofil eines Haushalts zu bedienen, kaufen Lieferanten in der Regel eine Mischung aus Base und Peak ein. Daher wird bei der Berechnung ein Mischverhältnis angenommen, das leicht über jenem liegt, das Händler und Lieferanten in der Praxis ansetzen, um der Volatilität der Preise Rechnung zu tragen. In der Regel liegt der Anteil von Quartalsfutures für Spitzenlastenergie zwischen 10 und 15%.

Klarstellend ist festzuhalten, dass die in Abs. 4 festgelegten Werte mittels Verordnung gemäß Abs. 6 angepasst werden können.

Die Aliquotierung gemäß Abs. 5 ist insbesondere bei Schlussrechnungen bspw. im Falle eines Umzugs oder Auszugs relevant. Eine tagesweise Aliquotierung führt dazu, dass das Verbrauchskontingent in regulären Jahren durch 365 zu dividieren ist und in Schaltjahren durch Systemkonfigurationen berücksichtigt werden muss, dass das Verbrauchskontingent von 2 900 kWh pro Jahr nicht überschritten wird.

Abs. 9: Begünstigten Haushalten darf nur ein Energiepreis verrechnet werden, der den oberen Referenzwert gemäß Abs. 4 Z 3 nicht übersteigt.

Zu § 37 (Besondere Bestimmungen für die ORF-Beitrags Service GmbH):

Abs. 2: Dieser Absatz sieht vor, dass begünstigte Haushalte im Fall eines Lieferantenwechsels selbst tätig werden müssen und die ORF-Beitrags Service GmbH über den Umstand des Wechsels zu informieren haben. Sollten die erforderlichen technischen Voraussetzungen und Prozesse gegeben sein, ist es zulässig, dass der Netzbetreiber die ORF-Beitrags-Service GmbH direkt über einen Wechsel informiert. Dadurch soll gewährleistet werden, dass die begünstigten Haushalte in jedem Fall ununterbrochen in den Genuss des gestützten Preises kommen. Die Zulässigkeit der automatisierten Meldung durch den Netzbetreiber lässt die grundsätzliche Pflicht des begünstigten Haushalts zum Tätigwerden unberührt, da sie unter der Bedingung der technischen Realisierbarkeit steht.

Abs. 3: Ziel dieser Informationspflicht ist es, die Öffentlichkeit und die Anspruchsberechtigten darüber in Kenntnis zu setzen, dass der gestützte Preis für begünstigte Haushalte existiert, und aufzuzeigen wie er sich in der Praxis auswirkt.

Zu § 38 (Besondere Bestimmungen für Lieferverträge mit gestütztem Preis):

Zu Abs. 1: Die Lieferanten haben die Möglichkeit auf dem Weg der Differenzwertermittlung aus dem Gesamtbezug und dem Bezug beim Lieferanten die Menge aus beispielsweise einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage oder Energiegemeinschaft zu ermitteln.

Beispiel 1: Verbraucht der begünstigte Haushalt insgesamt 3 500 kWh im Jahr und davon 1 500 kWh aus einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage und/oder Energiegemeinschaft, gebührt dem schutzbedürftigen Haushalt für die restlichen kWh (= 2 000 kWh) der gestützte Preis.

Beispiel 2: Verbraucht der begünstigte Haushalt insgesamt 2 900 kWh im Jahr und davon 1 450 aus einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage und/oder Energiegemeinschaft, gebührt dem schutzbedürftigen Haushalt für die restlichen kWh (=1 450 kWh) der gestützte Preis.

Abs. 3 legt fest, dass der gestützte Preis bis zu jährlichen Kosten von 50 Mio. Euro von den Lieferanten zu finanzieren ist.

Die Kostentragungsregel des Abs. 4 stellt auf den Anteil der vom jeweiligen Lieferanten im letzten Kalenderjahr im Inland abgegebenen Gesamtstrommenge ab und gewährleistet damit eine diskriminierungsfreie Lastenverteilung.

Zu § 39 (Betrachtung einer Abwicklungsstelle für den gestützten Preis):

Die Bestimmung ist § 66 EAG nachgebildet und schafft die Grundlage für die Betrachtung einer Abwicklungsstelle für den gestützten Preis.

Abs. 3: Klarstellend ist anzumerken, dass nach einmaliger Vertragsverlängerung eine neue Ausschreibung stattzufinden hat.

Zu § 40 (Aufgaben und Kontrolle der Abwicklungsstelle für den gestützten Preis):

Die Regelung zu den Aufgaben und der Kontrolle der Abwicklungsstelle orientiert sich an § 67 EAG.

Zu Abs. 1: Zur Erfüllung der in Abs. 1 festgeschriebenen Aufgaben braucht es funktionierende Datenflüsse. Für die Schätzung sind insbesondere die Werte gemäß § 36 Abs. 4 bzw. 6, die veröffentlichten Daten gemäß § 37 Abs. 3, unterjährig bereits eingelangte Abrechnungsdaten sowie, sofern vorhanden, historische Daten, die Aufschluss für das laufende Kalenderjahr geben könnten, heranzuziehen.

Abs. 2 schafft die notwendige Grundlage für die entsprechende Datenverfügbarkeit. Die Anbindung der Abwicklungsstelle an EDA würde eine weitestgehend automatisierte Abwicklung unterstützen.

Zu § 41 (Sicherstellung der Versorgung von Endkundinnen und Endkunden, die keine Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen sind):

Wie die jüngere Vergangenheit gezeigt hat, haben Unternehmen aufgrund der Unsicherheiten auf den Energiemärkten keinen Stromlieferanten gefunden bzw. neue Verträge nur zu „prohibitiven“ Konditionen (im Hinblick auf den Preis) angeboten bekommen. Ziel der vorgeschlagenen Regelung ist daher, die Stromversorgung von Unternehmen auch in volatilen Energiemarktsituationen sicherzustellen.

Auf die Kontrahierungspflicht sollen sich Endkundinnen und Endkunden mit einem Stromverbrauch bis zu 1 GWh berufen können, die weder Haushaltskundinnen und Haushaltskunden noch Kleinunternehmen sind und nachweisen können, dass sie von drei Lieferanten binnen zwei Wochen kein Angebot oder ein Angebot zu nicht angemessenen Preisen erhalten haben oder vom Lieferanten abgelehnt wurden.

Der zugewiesene Stromlieferant ist verpflichtet, für die Laufzeit von mindestens sechs Monaten einen Stromliefervertrag zu Marktpreisen (Lieferverträge gemäß § 22 oder sonstige Lieferverträge, die den Preisschwankungen der Großhandelsmärkte unterliegen) abzuschließen. Es gelten die allgemeinen zivilrechtlichen Regeln zum außerordentlichen Kündigungsrecht für beide Vertragsparteien. Bei Unzumutbarkeit der Fortführung des Vertragsverhältnisses, bspw. bei falschen Angaben im Rahmen von Eigenerklärungen, ist die Kündigung mit sofortiger Wirkung zulässig.

Von der Kontrahierungspflicht ausgenommen sind Lieferanten, die ausschließlich Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie Kleinunternehmen beliefern.

Zu § 42 (Mindestanforderungen an Rechnungen):

Der bisherige § 81 ElWOG 2010 wird um Vorgaben des Anhangs I der Richtlinie (EU) 2019/944 ergänzt. Abs. 1 sieht in Umsetzung der Richtlinie beispielsweise nunmehr vor, dass der zu zahlende Rechnungsbetrag und das Datum der Fälligkeit auf der Rechnung klar und deutlich ersichtlich sein müssen.

Abs. 1 Satz 6, wonach vorliegende gemessene Energiewerte jedenfalls der Rechnung zugrunde zu legen sind, bedeutet, dass Messdaten aus intelligenten Messgeräten auch für Abgrenzungen bei Energiepreisänderungen oder Produktwechsel für die Rechnung heranzuziehen sind.

Die in Abs. 1 festgeschriebene Musterrechnung der Regulierungsbehörde soll beispielhaft darstellen, wie eine transparente und leicht verständliche Rechnung im Sinne des Abs. 1 zu gestalten ist.

Abs. 3 Z 6 zielt auf die Bekanntgabe des zugeordneten Lastprofils ab. Dies ist insbesondere den Erfahrungen aus der Abwicklung des Stromkostenzuschussgesetzes geschuldet, im Zuge derer sich herausgestellt hat, dass den Endkundinnen und Endkunden das ihnen zugeordnete Lastprofil in den meisten Fällen nicht bekannt ist.

Abs. 3 Z 10 wird aufgrund von Anhang I Pkt. 1.3. lit. a und c der Richtlinie (EU) 2019/944 ergänzt. Der Vergleich mit dem Verbrauch einer Durchschnittsendkundin bzw. eines Durchschnittsendkunden einer vergleichbaren Kundengruppe soll unter Rückgriff auf das gemäß § 109 Abs. 4 je nach vorliegender Netzbutzerkategorie zugewiesene standardisierte Lastprofil hergestellt werden.

Die Informationen zur Kunden-Hotline gemäß Abs. 3 Z 2 hat sich jedenfalls auf die Kontaktdaten und die Zeiten der Erreichbarkeit zu beziehen.

Bei den Kontaktdaten gemäß Abs. 3 Z 11 sind jene Kontakte anzugeben, die für die Endkundin bzw. den Endkunden geographisch zuständig sind. Von der Regulierungsbehörde zur Verfügung gestellte Musterformulierungen sollen die Informationen für Endkundinnen und Endkunden leichter nachvollziehbar machen.

Das Informationsblatt kann auch als Hyperlink auf der Rechnung zur Verfügung gestellt werden, wobei unter Hyperlink auch ein QR-Code zu verstehen sind.

Abs. 5 folgt auf § 81 Abs. 5 ElWOG 2010. Unter „aktuell gültigen Energiepreisen“ sind jene zu verstehen, die dem Preis der Teilbetragsrechnung zugrunde gelegt werden. Im Fall von Preisänderungen während der Abrechnungsperiode sind Teilzahlungsbeträge grundsätzlich anzupassen, wobei Haushaltskundinnen und Haushaltskunden im Falle der Ankündigung einer Erhöhung des Teilzahlungsbetrages von ihrem Recht auf Beibehaltung des bisherigen Betrages Gebrauch machen können. Diese Möglichkeit soll die betroffenen Kundinnen und Kunden in die Lage versetzen, bis zum Ende des Abrechnungszeitraumes die zusätzlich notwendigen finanziellen Mittel bereitzustellen. Nichtsdestotrotz sollen Teilzahlungsbeträge – sofern dies finanziell möglich ist – so bemessen sein, dass hohe Nachzahlungen vermieden werden. Die Information über das Recht auf Beibehaltung des Teilzahlungsbetrages hat stets mit einer Aufklärung darüber einherzugehen, dass sich dadurch der zu zahlende Preis nicht verringert.

Abs. 6 sieht vor, dass Endkundinnen und Endkunden, die weder Haushaltskundinnen und Haushaltskunden noch Kleinunternehmen sind, im Einvernehmen mit dem Lieferanten von Abs. 1 bis 5 abweichende Regelungen treffen können. Ziel ist die Schaffung von Regelungen zu ermöglichen, die den spezifischen Erfordernissen gewerblicher Kunden Rechnung tragen.

Zu § 43 (Abrechnungszeitraum):

Abs. 1 legt fest, dass Rechnungen für die Lieferung oder Abnahme von Strom sowie für die Netznutzung kostenfrei sind, unabhängig davon, ob sie elektronisch oder in Papierform ausgestellt werden.

Abs. 2 entspricht inhaltlich der Vorgängerbestimmung des § 81 Abs. 6 ElWOG 2010. Sowohl die elektronische Übermittlung als auch die Übermittlung in Papierform hat gemäß Art. 18 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 kostenfrei zu sein.

Zu § 44 (Zeitliche Vorgaben für die Rechnungslegung und Verrechnungsdaten):

Abs. 3 dient unter anderem der Umsetzung des Anhangs I Pkt. 4. lit. a der Richtlinie (EU) 2019/944.

Zu § 45 (Verbrauchs- und Abrechnungsinformation):

Die Bestimmung führt die bisherigen §§ 81a und 81b ElWOG 2010 zusammen. Bei Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, und die sich gemäß § 43 Abs. 2 für eine Monatsrechnung entscheiden, konsumiert diese die monatliche Verbrauchs- und Abrechnungsinformation. Abs. 1 legt demnach fest, dass eine solche nur für Endkundinnen und Endkunden, deren Verbrauch zwar mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen, jedoch nur jährlich abgerechnet wird, zu übermitteln ist.

Standardmäßig ist die Verbrauchs- und Abrechnungsinformation elektronisch zu übermitteln, nur auf Wunsch der Endkundin bzw. des Endkunden ist die Übermittlung gemäß Abs. 3 postalisch vorzunehmen.

Mindestinhalte gemäß Abs. 4 sind der monatliche Verbrauch, der vereinbarte Preis für die Stromlieferung sowie die geschätzten monatlichen Kosten für die Stromlieferung und Netznutzung. Die zu diesem Zweck näherungsweise geschätzten Kosten müssen nicht zwingend mit den gemäß § 42 Abs. 5 verrechneten Teilzahlungsbeträgen übereinstimmen.

Zu § 46 (Sonstige Informationen):

Abs. 1 folgt auf § 82 Abs. 1 ElWOG 2010. Ergänzungen bei den Informationen sind dem Anhang I der Richtlinie (EU) 2019/944 geschuldet.

Durch Abs. 2 Satz 2 wird zum Ausdruck gebracht, dass bei Bezug und Abnahme durch denselben Lieferanten und gleichzeitiger Rechnungslegung nur ein Informationsblatt ausgestellt werden muss, aber

die Informationen gemäß Abs. 1 derart aufgeschlüsselt sein müssen, dass klar ist, ob sich die Information auf Abnahme oder Bezug bezieht.

Abs. 3 folgt auf den bisherigen § 82 Abs. 2 EIWOG 2010.

Zu § 47 (Risikomanagement des Lieferanten):

Die Bestimmung setzt Art. 18a der Richtlinie (EU) 2019/944 um. Laut Erwägungsgrund 18 der Richtlinie 2024/1711 soll Art. 18a das Risikomanagement von Stromanbietern stärken und somit zur Stabilisierung der Energiemärkte beitragen.

Zu Abs. 1: Die Bestimmung setzt Art. 18a Abs. 1 lit. a und b um. Alle Lieferanten müssen über geeignete Absicherungsstrategien verfügen und diese umsetzen sowie angemessene Maßnahmen ergreifen, um wirtschaftliche Risiken durch Großhandelsmarktveränderungen zu minimieren und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Zu Abs. 2: In Erwägungsgrund 18 nennt die Richtlinie (EU) 2024/1711 Berichterstattungserfordernisse als ein mögliches Instrument zur Beurteilung der Absicherungsstrategien. § 47 Abs. 2 sieht eine solche Berichterstattungspflicht für alle Lieferanten, unabhängig von der Größe, vor.

Zu Abs. 3: Die Bestimmung beschreibt den Umfang der Berichterstattungspflicht in § 47 Abs. 2. Die Berichterstattung umfasst detaillierte Informationen zu Lieferverpflichtungen, Preiszusagen, Energiebeschaffung und Liquidität. Die Berichterstattung hat in einem von der Regulierungsbehörde vorgegeben Datenformat zu erfolgen. Die Einführung eines einheitlichen Formats soll die Vergleichbarkeit, Qualität und Effizienz der Berichte verbessern, indem man eine klare Struktur vorgibt und den Verwaltungsaufwand minimiert.

Zu § 48 (Überwachung des Risikomanagements):

Die Bestimmung dient ebenso der Umsetzung des Art. 18a der Richtlinie (EU) 2019/944. Laut Art. 18a Abs. 1 soll die nationale Regulierungsbehörde oder eine andere unabhängige Behörde die Umsetzung wirksamer Hedging-Strategien sicherstellen. § 48 regelt die Überwachung der Vorgaben gemäß § 47 durch die Regulierungsbehörde.

Abs. 1: In Erwägungsgrund 18 der Richtlinie (EU) 2024/1711 und Art. 18a Abs. 1 werden Stresstests als ein mögliches Instrument zur Beurteilung der Absicherungsstrategien genannt. § 48 Abs. 1 sieht daher von der Regulierungsbehörde festgelegte Standardprüfszenarien für Preisveränderungen (Stresstests) vor, um die Belastbarkeit der Absicherungsstrategien zu bewerten.

Abs. 2: Zusätzlich zu der in § 47 Abs. 2 festgelegenen jährlichen Berichterstattungspflicht kann die Regierungsbehörde jederzeit von allen Lieferanten die Vorlage der Absicherungsstrategien fordern. Für den Fall, dass die Absicherungsstrategien oder Maßnahmen eines Lieferanten nicht ausreichen, kann die Regulierungsbehörde Anpassungen per Bescheid anordnen. Unabhängig davon, kann die Regulierungsbehörde ohnehin gemäß § 24 Abs. 2 E-ControlG mit Bescheid die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes innerhalb angemessener Frist auftragen.

Abs. 3: Werden die Pflichten aus § 47 nicht erfüllt, hat die Regulierungsbehörde zudem die Möglichkeit, die Namen der betroffenen Lieferanten innerhalb einer festgelegten Frist auf ihrer Website zu veröffentlichen (naming and shaming). Die Veröffentlichung der Namen jener Lieferanten, die ihre Pflichten gemäß § 47 nicht erfüllen, soll Transparenz schaffen. Diese Maßnahme soll es Marktteilnehmern und der Öffentlichkeit ermöglichen, informierte Entscheidungen zu treffen.

Zu § 49 (Ausstattung mit einem intelligenten Messgerät):

Für die Äußerung gemäß Abs. 2 gibt es keine Vorgaben für die Formerfordernisse. Abs. 2 lässt die Projektpläne zur verpflichtenden Ausrollung von intelligenten Messgeräten unberührt und greift in jenen Fällen, in denen Endkundinnen und Endkunden rascher mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet werden wollen als dies im Projektplan des jeweils zuständigen Netzbetreibers vorgesehen wäre.

Abs. 3 gilt nur für die Erstinstallation eines intelligenten Messgeräts. Bei einem späteren Gerätetausch müssen die Funktionalitäten sofort gegeben sein.

Zu § 50 (Anforderungen an intelligente Messgeräte):

Abs. 1: Klarstellend ist festzuhalten, dass der Datenschutzrat und die Datenschutzbehörde im Rahmen der Begutachtung eingebunden werden.

Durch Abs. 2 Z 1 (iVm § 54) wird Art. 20 lit. g der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt, da die einschlägigen Bestimmungen auch auf Eigenversorgungsanlagen anwendbar sind.

Zu Betriebsdaten gemäß Abs. 2 Z 3 zählen beispielsweise Zählerdeckelöffnungserkennung und Fremdmagneterkennung.

Lastprofilzähler gelten als intelligente Messgeräte, selbst wenn sie die Anforderung nach Abs. 2 Z 3 (Unterbrechungs- und Abschaltfunktion) nicht erfüllen.

Abs. 3: Klarstellend ist festzuhalten, dass unter datenschutzrechtlichen Bestimmungen ua. die DSGVO und das DSG zu verstehen sind.

Die in Abs. 4 Satz 1 genannte Sichtanzeige dient der Transparenz und Information der Kundin oder des Kunden über den aktuellen Zählerstand. Bei der Sichtanzeige handelt es sich um eine Echtzeitangabe des Zählerstands, die nicht zwangsweise zur Verrechnung herangezogen wird. Die abzurechnenden Werte sind von dem der Abrechnungsperiode zugrundeliegenden Verbrauch abhängig und können sich je nach Versorgungskonstellation (bspw. durch die Teilnahme an einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage oder Energiegemeinschaft) entsprechend ändern.

Bei der Konfiguration gemäß Abs. 4 ist auf die Konformität mit dem Maß- und Eichgesetz, BGBl. Nr. 152/1950, zu achten.

Zu § 52 (Verfügbarkeit von nicht-validierten Fast-Echtzeit-Daten):

Der bisherige § 84 Abs. 5 EIWOG 2010 wird in eine eigene Bestimmung überführt. Die Anforderung, dass Endkundinnen und Endkunden nicht validierte Fast-Echtzeit-Daten zugänglich gemacht werden müssen, ergibt sich aus Art. 20 lit. a der Richtlinie (EU) 2019/944.

Zu § 53 (Auslesung der Zähleinrichtung):

Die Bestimmung folgt auf § 57 Abs. 4 EIWOG 2010 und wurde aus systematischen Erwägungen im Hauptstück Messgeräte und Datenverwaltung aufgenommen. Von der Ausnahme umfasst sind auch Zähleinrichtungen bei Kunden, denen kein Standardprofil zugeordnet ist (s. § 50 Abs. 2 Z 3).

Zu § 54 (Auslesung von intelligenten Messgeräten):

Abs. 2 regelt die Möglichkeit des Widerspruchs der Speicherung und Übertragung von Tages- und Viertelstundenenergiewerten aus dem intelligenten Messgerät (Opt-Out). Monatswerte und der höchste monatliche Viertelstundenleistungswert sind vom Opt-Out nicht umfasst. Die Möglichkeit eines Opt-Outs besteht, sofern keines der genannten Betriebsmittel am jeweiligen Zählpunkt angeschlossen ist und keine gemeinschaftliche Erzeugungsanlage betrieben bzw. an einer Energiegemeinschaft teilgenommen wird. In den aufgezählten Fällen überwiegt die Notwendigkeit der Datenverfügbarkeit für den Netzbetreiber.

Die Regelung des Abs. 3 soll jenen Netzbetreibern, bei denen die technischen Voraussetzungen für eine umfassende Viertelstundenauslesung noch nicht gegeben sind, die Möglichkeit einräumen, die erforderlichen Umstellungen der IT-Prozesse stufenweise vorzunehmen. Ungeachtet des Stufenplans ist es Netzbetreibern, bei denen die technischen Voraussetzungen gegeben sind, erlaubt, Viertelstundenwerte auszulesen.

Klarstellend wird festgehalten, dass Endkundinnen und Endkunden mit einem Jahresverbrauch von unter 1 500 kWh, die gemäß Abs. 3 grundsätzlich nicht von der verpflichtenden Viertelstundenauslesung und -übermittlung erfasst wären, das Recht haben eine solche zu verlangen.

Die Viertelstundenauslesung ist das gelindeste (verhältnismäßigste) Mittel. Größere Auflösungen oder eine nur teilweise Auslesung verfehlen die im öffentlichen Interesse stehenden Systemleistungen. Zwecke, für welche möglichst vollständige aggregierte Daten herangezogen werden sollen:

- Netzbetrieb, -planung und -sicherheit: Spannungs-/Frequenzhaltung, Verlustanalyse, kurz- bis mittelfristige Last- und Einspeiseprognosen, Engpassbewirtschaftung, flexible Anschlusskapazität und zielgerichteter Netzausbau.
- Tarifierung und Kostenfairness: zeit-/lastvariable Netzentgelte, verursachungsgerechte Kostenallokation, Modellrechnungen zur Tarifanalyse und Anpassung dieser.
- Integration von Flexibilitäten: Design und Dimensionierung von Flexibilitätsprodukten, Baseline-Bildung, Aktivierungsnachweis, Abrechnung von Demand-Response und netzdienlichen Diensten.
- Markttransparenz und Aufsicht: Monitoring von Last- und Preisbildungsdynamiken, Erkennen atypischer Muster und Manipulation, Veröffentlichung neutraler Aggregat-Kennzahlen.
- Integration erneuerbarer Erzeugung: Reduktion von Abregelungen, Prognoseverbesserung, Optimierung von Redispatch, lokale Spitzenkappung.
- Krisen- und Notfallmanagement: Frühwarnindikatoren, Brownout-/Blackout-Prävention, Wiederanlaufplanung auf Basis aggregierter historischer Viertelstundenenergiewerte.
- Forschung, Innovation und Regulierung: Evaluation von Piloten/Sandboxes, Wirkungsanalyse neuer Markt-/Tarifregeln, evidenzbasierte Regulierung, Speicherbedarfsplanung, CO₂-Intensitäts-Monitoring, Impact-Bewertung sektorübergreifender Maßnahmen (E-Mobilität, Wärme).

- Repräsentative Aggregate erfordern eine (nahezu) flächendeckende Viertelstundenenergiewerte: Fehlstellen sind nicht zufällig, betreffen überdurchschnittlich PV-, EV- und Wärmepumpen-Haushalte, verzerren Spitzenlasten und lokale Netzknoten, und durch Nichtlinearitäten lassen sie sich nicht verlässlich hochrechnen. Daher sind nur wenige Prozent Ausnahmen vertretbar.

Zu § 55 (Ersatzwertbildung):

Die Bestimmung zur Ersatzwertbildung ist neu und regelt klar, wie im Fall von vereinzelt fehlenden Viertelstundenenergiewerten umzugehen ist. Damit soll ein österreichweit einheitliches Vorgehen gewährleistet werden.

Es gelten die Regelungen zur elektronischen und automatisierten Datenübermittlung gemäß § 17.

Zu § 56 (Rechnerische Ermittlung des Verbrauchs):

Die Bestimmung folgt auf § 52 Abs. 4 und § 53 Abs. 3 ElWOG 2010 und wurde aus systematischen Erwägungen im Hauptstück Messgeräte und Datenverwaltung aufgenommen.

Zu § 57 (Verarbeitungszwecke):

Zur Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs gemäß Abs. 3 sollen viertelstündliche Energiewerte für Zwecke des Netzmonitorings eingesetzt werden.

Zu Abs. 6: Auf unionsrechtlicher Ebene sind detaillierte Daten der Haushalte und der Unternehmen unterteilt nach Wirtschaftssektoren auf Basis der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 in der Fassung der Verordnung (EU) 2022/132 an Eurostat zu melden. Um bereits bei den Energieversorgern vorhandene Daten nicht mittels Erhebungen bei den Unternehmen und Haushalten ein zweites Mal für die Erfüllung der unionsrechtlichen Verpflichtungen erheben zu müssen, ist im Sinne der Respondentenentlastung eine Übermittlung der Energiewerte aus intelligenten Messgeräten an die Bundesanstalt „Statistik Österreich“ vorgesehen.

Zu § 58 (Zugang zu Messdaten):

Durch Abs. 2 wird Art. 23 Abs. 5 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt, wonach Endkundinnen und Endkunden weder für den Zugang zu ihren Daten noch für die Anträge auf Bereitstellung ihrer Daten zusätzliche Kosten in Rechnung gestellt werden dürfen. Die Programmierungsschnittstelle soll der automatisierten Datenauslesung und Anbindung an ein kundenfreundliches Web-Portal dienen.

Durch Abs. 6 kommt die Regulierungsbehörde ihrer Aufgabe gemäß Art. 59 Abs. 1 lit. t der Richtlinie (EU) 2019/944 nach. Im Rahmen der Verordnung kann die Regulierungsbehörde beispielsweise festlegen, in welcher Zeiteinheit oder welchem Format (speicherbar, maschinenlesbar, etc.) Daten zur Verfügung zu stellen sind.

Zu § 59 (Besondere Bestimmungen für Endkundinnen und Endkunden):

Die Frist in Abs. 2 orientiert sich an den Prozessen, die in den von der Datenschutzbehörde genehmigten Verhaltensregeln nach Art. 40 DSGVO beschrieben werden. Die Verhaltensregeln gelten für Netzbetreiber bei der Verarbeitung von mit intelligenten Messgeräten erhobenen personenbezogenen Daten. Demzufolge werden die Daten nach Ablauf von 36 Monaten vom Netzbetreiber zumindest einmal im Kalenderjahr (nach technischer Möglichkeit) in allen Systemen einer Löschung oder Anonymisierung zugeführt, es sei denn, der Netzbetreiber ist von Gesetzes wegen oder aufgrund sonstiger regulatorischer Bestimmungen zu einer längeren Aufbewahrung dieser Daten verpflichtet oder ermächtigt (s. Punkt 6.1.1. der Verhaltensregeln).

Zu § 60 (Datenhoheit der Endkundinnen und Endkunden):

Diese Regelung ist der Konkretisierung der in der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 über Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten, ABl. Nr. L 154 vom 15.06.2023, S. 10, enthaltenen einschlägigen Bestimmungen geschuldet.

Zu § 61 (Berichterstattung über die nationale Praxis):

Die Bestimmung dient der Festlegung der zuständigen nationalen Behörde und Sicherstellung der Berichterstattung über die nationale Praxis der zur Anwendung kommenden Verfahren für den Datenzugang, einschließlich der nationalen Umsetzung des Referenzmodells, im Sinne der Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162.

Die Regulierungsbehörde hat die Meldungen der Netzbetreiber bei der Berichterstattung an die Europäische Kommission zu berücksichtigen, ist jedoch nicht an diese gebunden.

Zu § 62 (Strombezugsverträge):

Diese Bestimmung dient der Umsetzung und Konkretisierung der Art. 2 Z 17 und Art. 15 Abs. 8 der Richtlinie (EU) 2018/2001. Verträge über den Bezug von Strom aus fossilen Quellen bleiben von dieser Bestimmung unberührt und sind weiterhin zulässig. Der Bezug von Strom über Direktleitungen stellt keinen Strombezugsvertrag nach Maßgabe dieser Bestimmung dar (On-site-PPAs sind daher keine Strombezugsverträge).

Zu Abs. 1: Sinn und Zweck eines Strombezugsvertrages („Power-Purchase-Agreements“) ist die langfristige Bindung der Endkundin bzw. des Endkunden an den Erzeuger. Strommengen, die eine Endkundin oder ein Endkunde von einem Erzeuger über einen Strombezugsvertrag bezieht, begründen keine Lieferung im Sinne des § 6 Abs. 1 Z 100, daher wird der Erzeuger diesfalls nicht zum Lieferanten. Durch die Zuordnung des Abrechnungspunktes der Endkundin oder des Endkunden zu einer Bilanzgruppe wird klargestellt, dass diese bzw. dieser über einen aufrechten Stromliefervertrag verfügen muss oder selbst Bilanzgruppenmitglied ist. So ist sichergestellt, dass der Endkundin bzw. dem Endkunden weiterhin sämtliche europarechtlich vordeterminierten Endkundinnen- und Endkundenrechte zustehen, solange sie bzw. er mit Strom beliefert wird. Ist der Abrechnungspunkt keiner Bilanzgruppe zugeordnet, beispielsweise weil der Liefervertrag zwischen der Endkundin oder dem Endkunden und dem Lieferanten beendet wird, ist die Erfüllung des Strombezugsvertrages nicht mehr möglich.

Zu Abs. 2: Bilanzgruppenverantwortliche können die Abwicklung in begründeten Fällen ablehnen. Bei begründeten Fällen handelt es sich beispielsweise um Bedenken an der wirtschaftlichen, gesellschaftsrechtlichen, finanziellen oder personellen Lage der beliefernden Bilanzgruppen, Verletzung von Datenaustauschpflichten der Sonstigen Marktregeln oder die ausbleibende oder unzureichende Information der Endkundinnen und Endkunden über den Strombezugsvertrag.

Zu Abs. 3: Die Herkunftsnachweise, die mit dem Strombezugsvertrag in Zusammenhang stehen, sind auf den Lieferanten der Endkundin oder des Endkunden zu übertragen und können daher nicht mehr gesondert durch den Erzeuger verwertet werden. Das Erfordernis zur Übertragung der Herkunftsnachweise ergibt sich aus dem Art. 15 Abs. 8 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

Zu Abs. 4: Für die Entwertung richtet die Regulierungsbehörde je betroffenem Lieferanten ein gesondertes Konto in der Herkunftsnachweisdatenbank ein, auf welches die erhaltenen Herkunftsnachweise aus den Strombezugsverträgen seiner Endkundinnen und Endkunden übertragen werden können. Die übertragenen Herkunftsnachweise werden dort automatisch entwertet. Die Regulierungsbehörde führt die Entwertungen aus Strombezugsverträgen gesondert im jährlichen Bericht gemäß § 87 Abs. 9 an.

Zu Abs. 5: Erklärt sich der betroffene Lieferant gegenüber dem Erzeuger und den Endkundinnen und Endkunden bereit, die gemäß Abs. 1 bereitgestellten Mengen in seine Stromkennzeichnung aufzunehmen, entfallen die Pflichten aus Abs. 3 und Abs. 4. Nachweisbare Mehrkosten dürfen die Lieferanten den Endkundinnen und Endkunden weiterverrechnen. Dies soll vor allem dazu dienen, dass der Lieferant seinen Lieferantenmix beibehalten kann, wenn dieser beispielsweise mit 100% Wasserkraft wirbt und die Herkunftsnachweise aus dem Strombezugsvertrag von einer Windkraftanlage stammen.

Zu § 63 (Last- und Einspeisesteuerung durch Aggregierung):

Die Bestimmung setzt Art. 17 der Richtlinie (EU) 2019/944 um. Endkundinnen und Endkunden erhalten die Möglichkeit, über unabhängige Aggregatoren an der Last- und Einspeisesteuerung teilzunehmen. Ein Aggregator ist unabhängig, wenn er weder der den Abrechnungspunkt beliefernde Lieferant ist noch in jener Bilanzgruppe agiert, der der Abrechnungspunkt zugeordnet ist.

Zu Abs. 3: Der notwendige Datenaustausch umfasst Stammdaten, die für die Zuordnung der Aggregierung zu einem Abrechnungspunktes erforderlich sind, Mess- und Zeitreihendaten zur Ermittlung und dem Nachweis der erbrachten Flexibilitätsleistung, Aktivierungsdaten- sowie Bilanzierungs- und Abrechnungsdaten. Bei Stammdaten, Mess- und Zeitreihendaten des Abrechnungspunktes handelt es sich regelmäßig um personenbezogene Daten, deren Verarbeitung nach datenschutzrechtlichen Anforderungen zu erfolgen hat. Welche Daten in welchem Detailgrad zu übermitteln sind, hängt vom jeweils zulässigen Aggregationsmodell ab. Die technische Ausgestaltung dieser wird in den Sonstigen Marktregeln der Regulierungsbehörde festgelegt. Netzbetreiber und Aggregatoren müssen auf Basis der Mess- und Zeitreihendaten die Erbringung der vereinbarten Flexibilitätsleistung verifizieren und abrechnen können. Lieferanten erhalten zur Prognoseverbesserung und Minimierung von Ausgleichsenergie notwendigen Aktivierungsdaten sowie Mess- und Zeitreihendaten der bei Ihnen registrierten Abrechnungspunkte. Bestehen am Abrechnungspunkt netzseitige Vorgaben, wie eine dynamische Spitzenkappung oder ein flexibler Netzzugang, sind diese an die am Abrechnungspunkt registrierten Aggregatoren zu übermitteln, damit Abrufe regelkonform möglich sind.

Der in Art. 17 Abs. 4 der Richtlinie optional vorgesehene Kompensationsmechanismus für Lieferanten in den Fällen, denen während der Aktivierung der Laststeuerung ein unmittelbarer finanzieller Nachteil entsteht, wird in Abs. 4 umgesetzt. Die Methode für die Berechnung der Höhe des finanziellen Nachteils ist durch Verordnung der Regulierungsbehörde festzusetzen.

Zu § 64 (Direktleitungen):

Durch die zunehmende Dezentralisierung von Stromerzeugungslagen gewinnen Direktversorgungskonzepte an Attraktivität. Die Direktleitung als Ausnahme vom Primat des (strengen) Verteilernetzbetriebs ist Teil des geltenden Rechtsbestands. Die Judikatur des VwGH (vgl. VwGH 4.3.2008, 2007/05/0243) forderte für die Qualifikation als Direktleitung den Ausschluss eines unmittelbaren und direkten Stromaustausches zwischen der Direktleitung und dem öffentlichen Netz. In der Praxis führte diese restriktive Auslegung zu erheblichen Hürden, die der Realisierung von Direktleitungen in der Vergangenheit häufig verhinderten. Eine Erweiterung des Anwendungsbereiches im Rahmen der unionsrechtlichen Vorgaben soll nun dazu führen, dass das erhebliche Potenzial, das Direktleitungen für die Energiewende bringen können, gehoben werden kann.

Abs. 2 legt fest, dass der Anschluss an das öffentliche Netz für die Qualifikation als Direktleitung nicht schädlich ist, sofern notwendige Maßnahmen getroffen werden, um ungewollte Stromflüsse über das öffentliche Netz zu verhindern und an allen Übergabestellen Einrichtungen zum Netz- und Anlagenschutz (Netzentkopplungsschutz, Überstrom- und Kurzschlusschutz) vorgesehen werden. Dabei ist jedenfalls sicherzustellen, dass für den aus dem Netz entnommenen und in das Netz eingespeisten Strom die mit dem Transport über das öffentliche Netz verbundene Systemnutzungsentgelte sowie mit der Netznutzung verbundene Abgaben ordnungsgemäß entrichtet werden.

Abs. 3 zielt auf eine Erleichterung der Überschusseinspeisung durch Dritte ab. Bislang war die Einspeisung über den Zählpunkt eines Dritten unzulässig (vgl. REK-Entscheidung vom 4.3.2020, R STR 05/19). Lösungen ließen sich ausschließlich über zivilrechtliche Konstruktionen finden, da der Dritte mangels eigenem Netzanschluss nicht einspeisen konnte und ein indirekter Anschluss über einen bestehenden Netzanschluss das Anschlussmonopol des Verteilernetzbetreibers unterlaufen hätte. Durch die Ausweitung des Anwendungsbereichs der Direktleitung in Verbindung mit der Möglichkeit der Zuordnung des Zählpunkts für die Einspeisung an einen Dritten soll die Überschusseinspeisung durch Dritte elektrizitätsrechtlich abgesichert werden. Die Einführung dieser Erleichterung geschieht in Umsetzung des Art. 21 Abs. 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

Zu Abs. 4: Soweit gemäß Abs. 3 keinem Dritten der Zählpunkt für die Einspeisung zugeordnet wurde, ist der aktive Kunde dem Netzbetreiber auch hinsichtlich der Stromerzeugungsanlage verantwortlich und hat daher auch den Verpflichtungen des § 74 nachzukommen. Strommengen, welche aus der Stromerzeugungsanlage stammen und verbraucht werden, bevor diese in das öffentliche Netz eingespeist werden, gelten als eigenerzeugt.

Klarstellend ist festgehalten, dass zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes in Kraft stehende bescheidmäßige Erledigungen betreffend Direktleitungen, die auf Basis des § 70 ElWOG 2010 und den diesen ausführenden Landesgesetzen ergingen, mangels gegenteiliger Festlegung aufrecht bleiben. § 68 AVG gilt. Dies insbesondere, nachdem keine wesentliche, die Erlassung eines inhaltlich anderslautenden Bescheides ermöglichende oder gebietende rechtliche Modifikation eingetreten ist (VwGH 12. 9. 2006, 2003/03/0279; 21. 6. 2007, 2006/10/0093; 29. 4. 2015, 2012/05/0152). Der Umstand, dass der Vollzug des § 64 Bundessache ist, spricht nicht gegen die Identität der Rechtslage.

Anlagenrechtliche Aspekte (Genehmigungsverfahren) sowie die Begründung von Zwangsrechten im Zusammenhang mit Direktleitungen sind nicht Gegenstand dieses Bundesgesetzes.

Zu § 65 (Aktive Kunden):

Die Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 sehen neue Möglichkeiten für Endkundinnen und Endkunden vor, um an den Elektrizitätsmärkten zu partizipieren. Dabei weisen der „Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ gemäß Art. 21 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und der „Aktive Kunde“ gemäß Art. 15 der Richtlinie (EU) 2019/944 zahlreiche Parallelen auf, weswegen sie gemeinsam in dieser Bestimmung und jenen des 3. Teils umgesetzt werden sollen.

Die in Abs. 1 vorgesehene Möglichkeit des aktiven Kunden, eigenerzeugten Strom zu verkaufen kann zB über Abnahmeverträge gemäß § 19 Abs. 3 oder Peer-to-Peer-Verträge realisiert werden.

Zu Abs. 2: Wird der mit einer Eigenversorgungsanlage erzeugte Strom an einem anderen Standort verbraucht, wird dieser über das öffentliche Netz transportiert, dabei findet § 70 Anwendung.

Durch Abs. 3 werden Art. 21 Abs. 5 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Art. 15 Abs. 2 lit. d der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Das in der Praxis bereits übliche „Pachtcontracting“ soll dadurch

elektrizitätsrechtlich abgesichert werden. Werden der Abrechnungspunkt zur Einspeisung und jener zum Bezug unterschiedlichen Personen zugeordnet, liegt eine Direktleitung vor.

Zu Abs. 4: Beim Betrieb der Eigenversorgungsanlage hinter dem Zählpunkt („an Ort und Stelle“) fallen mangels Netznutzung keine Systemnutzungsentgelte an. Daher kommt Abs. 4 in Umsetzung von Art. 15 Abs. 5 lit. b der Richtlinie (EU) 2019/944 lediglich klarstellende Bedeutung zu.

Zu § 66 (Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften):

Diese Bestimmung ergeht in Umsetzung von Art. 22 der Richtlinie (EU) 2018/2001. Sofern Energiegemeinschaften gemeinsam Energie nutzen möchten, können sie die juristische Person, in welcher sich die Energiegemeinschaft organisiert, zum Organisator bestellen.

Zu Abs. 1: Die Mitglieder oder Gesellschafter einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG) können gemeinsam Energie nutzen und als aktive Kunden gelten; diesfalls sind die Bestimmungen des § 68 zu beachten. Sofern die EEG nur gemeinsam in Stromerzeugungsanlagen investiert, der Strom jedoch nicht von den Mitgliedern und Gesellschaftern der EEG gemeinsam genutzt wird, sind die Regelungen der gemeinsamen Energienutzung nicht auf solche EEG anzuwenden.

Zu Abs. 2: Diese Bestimmung dient insbesondere der Umsetzung von Art. 22 Abs. 2 lit a der RL (EU) 2018/2001.

Zu Abs. 3: Die EEG selbst ist nicht zwingend aktiver Kunde. Die EEG kann über ihren eigenen Abrechnungspunkt Strom an Lieferanten verkaufen und unterliegen dabei nicht den Regelungen nach § 68. Sie kann als Rechtsperson an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen, ohne aktiver Kunde zu sein. Damit gilt der in § 68 geregelte Schwellenwert für Anlagen, die im Eigentum der EEG stehen oder hinsichtlich derer der EEG ein Nutzungsrecht zukommt, nicht. Bei Überschreiten der in § 69 geregelten Schwellenwerte, unterliegen sie den dort geregelten Verpflichtungen.

Zu § 67 (Bürgerenergiegemeinschaften):

Die Bestimmung entspricht im Wesentlichen dem bisherigen § 16b EIWOG 2010.

Sofern Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) gemeinsam Energie nutzen möchten, können sie die juristische Person, in welcher sich die Energiegemeinschaft organisiert, zum Organisator bestellen.

Zu Abs. 1: Die Mitglieder oder Gesellschafter einer BEG können gemeinsam Energie nutzen und als aktive Kunden gelten; diesfalls sind die Bestimmungen des § 68 zu beachten.

Sofern die BEG nur gemeinsam in Stromerzeugungsanlagen investiert, der Strom jedoch von ihren Mitgliedern und Gesellschaftern gemeinsam genutzt wird, sind die Regelungen der gemeinsamen Energienutzung nicht auf solche BEG anzuwenden.

Zu Abs. 5: Um den im Hinblick auf die Marktpremienförderung bei Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) bestehenden Schwierigkeiten in der Abwicklungspraxis zu begegnen, wird gegenüber der bisherigen Regelung in § 16b Abs. 5 EIWOG 2010 zum einen klargestellt, dass sich die Marktpremien-Förderung bei BEG – wie auch bei den sonstigen gemäß dem 1. Hauptstück des 2. Teils des EAG gewährten Marktpremien – auf die einzelne Anlage der BEG bezieht und nicht auf die gesamte BEG. Zum anderen soll klargestellt werden, dass die durch Marktpremie förderfähige Strommenge nur auf die nicht innerhalb der BEG verbrauchte Strommenge abstellt.

Zu Abs. 7: Diese Bestimmung dient insbesondere der Umsetzung von Art. 22 Abs. 2 lit a der RL (EU) 2018/2001.

Zu Abs. 8: Die BEG selbst ist nicht zwingend aktiver Kunde. Die BEG kann über ihren eigenen Zählpunkt Strom an Lieferanten verkaufen und unterliegen dabei nicht den Regelungen nach § 68. Sie kann als Rechtsperson an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen, ohne aktiver Kunde zu sein. Damit gilt der in § 68 geregelte Schwellenwert für Anlagen, die im Eigentum der Bürgerenergiegemeinschaft stehen oder hinsichtlich derer der Bürgerenergiegemeinschaft ein Nutzungsrecht zukommt, nicht. Bei Überschreiten der in § 69 geregelten Schwellenwerte, unterliegen sie den dort geregelten Verpflichtungen.

Zu § 68 (Gemeinsame Energienutzung):

Diese Bestimmung ergeht in Umsetzung des Art. 2 Z 10a und Art. 15a der Richtlinie (EU) 2019/944, welche Regelungen betreffend die gemeinsame Energienutzung vorgibt (vgl. hierzu Begriffsdefinition im § 6 Abs. 1 Z 58). Die gemeinsame Energienutzung ist zwischen zwei oder mehreren Personen mit einer oder mehreren Stromerzeugungsanlagen zulässig (1:1; 1:n; n:n), wobei für die Aufteilung der Strommengen insbesondere die Regelung des § 71 Abs. 4 zweiter Satz zu beachten ist. Verträge über die gemeinsame Energienutzung dürfen immer nur zusätzlich zu einem regulären Liefervertrag

abgeschlossen werden, da im Wege der regulären Lieferverträge die erforderliche Bilanzgruppenzugehörigkeit sichergestellt wird.

Gemeinsame Energienutzung liegt vor, sobald eine Person – unabhängig von der Anzahl der von ihr verwendeten Zählpunkte – mit einer anderen Person Energie gemeinsam nutzt.

Zu Abs. 1: Die Richtlinie (EU) 2019/944 schreibt für die gemeinsame Energienutzung einen breiten Anwendungsbereich vor. Erfasst sein sollen sämtliche Formen der gemeinsamen Energienutzung durch aktive Kunden. Aktive Kunden können sich nach Abs. 1 entweder bloß auf vertraglicher Basis (durch einen Peer-to-Peer-Vertrag oder im Rahmen einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage) oder mittels juristischer Person (z. B. durch eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft oder Bürgerenergiegemeinschaft, aber auch durch sonstige juristische Personen nach allgemeinen gesellschaftsrechtlichen Regelungen; gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen können ebenfalls von einer juristischen Person errichtet werden) organisieren. Im Vertrag kann als Preis „null“ vereinbart werden, da im Rahmen von Peer-to-Peer-Verträgen auch das Verschenken von Strom zulässig ist.

Diese Bestimmung kommt daher auf alle Bürgerenergieformen zur Anwendung, sofern diese gemeinsam Energie nutzen. Art. 15a Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 sieht das Teilnahmerecht nur für gewisse Gruppen von Endkundinnen und Endkunden vor, ermöglicht dem Mitgliedstaat jedoch die Erweiterung um sonstige Gruppen von Endkundinnen und Endkunden. Im Abs. 1 wurde umfassend von dieser Erweiterungsmöglichkeit Gebrauch gemacht, sohin kommt sämtlichen aktiven Kunden ein Recht auf gemeinsame Energienutzung zu.

Zu Abs. 2: Die aktiven Kunden können einen Organisator zu bestellen. Es kann immer nur ein Organisator pro gemeinsamer Energienutzung bestellt werden. Der Organisator muss nicht zwingend ein aktiver Kunde sein, um an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen zu dürfen. So können sich beispielsweise Windparks als Organisatoren oder andere Dritte (wie beispielsweise unabhängige Erzeuger) an der gemeinsamen Energienutzung beteiligen und vergünstigt Strom an die lokale und regionale Bevölkerung abgeben und gleichzeitig – im Fall des stromerzeugenden Organisators – den Austausch von kleineren Erzeugungsmengen der Bevölkerung, beispielsweise durch Photovoltaikanlagen, organisieren.

Dem Organisator kann auch die Aufgabe übertragen werden, für alle an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmenden aktiven Kunden einen gemeinsamen Lieferanten auszuwählen. Dies ist nicht verpflichtend, verbessert jedoch die Prognosemöglichkeiten der Lieferanten der aktiven Kunden.

Der Begriff der Kommunikation im Abs. 2 Z 1 umfasst unter anderem das Anlegen eines Zugangs für die Nutzung des energiewirtschaftlichen Datenaustausches (EDA) und das Einholen von Informationen für die teilnehmenden Netzbewerber. Die Zustimmung zur Weitergabe sensibler personenbezogener Daten, wie Viertelstundenwerte einzelner aktiver Kunden (CCM-Prozess), ist davon nicht umfasst.

Zu Abs. 3 und 4: Der Schwellenwert von bis zu 6 MW bezieht sich auf den Anteil der Anlagenleistung der in die gemeinsame Energienutzung eingebrachten Energie je Energiespeicheranlage oder Stromerzeugungsanlage. Der über 6 MW hinausgehende Anteil der Anlagenleistung muss in eine Bilanzgruppe eingebracht werden.

Organisatoren und andere Dritte können Eigentümer oder Betreiber von Energiespeicheranlagen und Stromerzeugungsanlagen mit einer Leistung von bis zu 6 MW sein, ohne aktive Kunden zu sein, sofern sie sich nicht selbst an der gemeinsamen Energienutzung beteiligen. Der Begriff des Betriebs ist dabei weit auszulegen und geht über den rein operativen Betrieb hinaus und umfasst auch das Verwalten und Contracting-Dienstleistungen.

Große Unternehmen können mit Energiespeicheranlagen oder Stromerzeugungsanlagen mit einer maximalen Leistung von 6 MW an der gemeinsamen Energienutzung teilnehmen und müssen sich gemäß Art. 15a Abs. 5 lit. b der Richtlinie (EU) 2019/944 in einem geografisch begrenzten Gebiet befinden; wenn sie gemeinsam Energie nutzen.

Handelt es sich bei dem aktiven Kunden um ein Unternehmen, ist bei der Beurteilung der Einhaltung des Schwellenwerts auf einzelne Zählpunkte abzustellen. Dem Netzbetreiber ist gemäß § 70 Abs. 2 Z 1 die Leistung für jede Stromerzeugungsanlage, mit der der aktive Kunde teilnimmt, bekannt zu geben.

Zu Abs. 6: Dieser Absatz ergeht in Umsetzung des Art. 15a Abs. 8 der Richtlinie (EU) 2019/944. Die Sicherstellung der Teilnahmemöglichkeit von schutzbedürftigen Haushalten gemäß § 7 Abs. 1 Z 1 EnDG an der gemeinsamen Energienutzung, an welcher eine Gebietskörperschaft (Bund, Bundesland oder Gemeinde) mit einer Stromerzeugungsanlage, die im Eigentum der Gebietskörperschaft steht, teilnimmt, obliegt der jeweiligen Gebietskörperschaft. Hiefür kann sich die jeweilige Gebietskörperschaft insbesondere Vereinbarungen im Gesellschaftsvertrag oder in sonstigen Verträgen über die Teilnahme an der gemeinsamen Energienutzung bedienen, welche sicherstellen, dass schutzbedürftige Haushalte oder

karitative oder soziale Einrichtungen, die schutzbedürftige Endkundinnen und Endkunden beherbergen, einen Zugang zu der gemeinsamen Energienutzung haben. Sofern karitative oder soziale Einrichtungen, die schutzbedürftige Endkundinnen und Endkunden beherbergen, Strommengen zur Verfügung gestellt werden, haben diese Einrichtungen darzulegen, wie sichergestellt wird, dass die Strommengen ausschließlich schutzbedürftigen Endkundinnen und Endkunden zur Verfügung gestellt werden.

Die innerhalb der gemeinsamen Energienutzung durch die teilnehmenden Netzbenutzer erzeugten und verbrauchten Strommengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems. Hiervon bleibt die Möglichkeit zur Weitergabe von erhöhten Aufwänden des Lieferanten gemäß § 72 an die teilnehmenden Netzbenutzer unberührt.

Zu § 69 (Lieferantenverpflichtungen):

Diese Bestimmung ergeht in Umsetzung des Art. 15a Abs. 4 lit. c der Richtlinie (EU) 2019/944. Aktive Kunden, die die Schwellenwerte nach Abs. 1 überschreiten und innerhalb der gemeinsamen Energienutzung Strom mit anderen aktiven Kunden teilen, haben den aufgezählten Lieferantenverpflichtungen nachzukommen. Auch Energiegemeinschaften haben bei Überschreiten der in Abs. 1 normierten Schwellenwerte die in dieser Bestimmung normierten Regelungen einzuhalten.

Zu Abs. 1: In Abs. 1 finden sich Schwellenwerte für Haushaltskundinnen und Haushaltskunden sowie alle sonstigen aktiven Kunden mit 30 kW Leistung bzw. 100 kW Leistung. Die Schwellenwerte regeln ab welchen Grenzen aktive Kunden jedenfalls nicht als Lieferant oder Stromhändler zu qualifizieren sind.

Aktive Kunden können ihre Verpflichtungen an den Organisator übertragen. Art. 15a Abs. 4 lit. c der Richtlinie (EU) 2019/944 schreibt vor, dass die aktiven Kunden den Verpflichtungen eines Versorgers (im ElWG eines Lieferanten) im Hinblick auf die Verbraucherrechte nachzukommen haben; durch die Übertragung der Lieferantenverpflichtungen an den Organisator (der kein aktiver Kunde sein muss), wird die Freistellung der aktiven Kunden von den aufgezählten Lieferantenverpflichtungen gerechtfertigt.

Zu Abs. 4: Art. 15a Abs. 3 UAbs. 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 schreibt vor, dass Organisatoren bestimmte Lieferantenverpflichtungen einzuhalten haben. Aufgezählt werden die europarechtlichen Grundlagen für die Allgemeinen Lieferbedingungen (§ 20, den Lieferantenwechsel (§§ 25 und 26) und die Regelungen zur Rechnung und zu Rechnungsinformationen (§§ 42 f). Sofern ein Organisator bestellt wird, hat er diese abschließend aufgezählten Lieferantenverpflichtungen – unabhängig von den im Abs. 1 normierten Schwellenwerten – einzuhalten.

Zu § 70 (Allgemeine Bestimmungen für aktive Kunden, Energiegemeinschaften und die gemeinsame Energienutzung):

Diese Bestimmung enthält im Vergleich zum bisherigen § 16d ElWOG 2010 einige Änderungen, die den Erfahrungen aus der Praxis Rechnung tragen und um die Eigenversorgung an einem anderen Standort ergänzen. Teilnehmenden Netzbenutzer sind das Bindeglied all jener, welche Energie trotz bloß mittelbarer Bilanzgruppenverantwortlichkeit tauschen können. Das umfasst aktive Kunden, welche sich mit einer Erzeugungsanlage an einem anderen Standort über das öffentliche Netz selbst versorgen, teilnehmenden Netzbenutzer, welche gemeinsam Energie nutzen und Kombinationen aus beidem.

Zu Abs. 1: Der Rechtsanspruch der teilnehmenden Netzbenutzer gemäß Abs. 1 umfasst unter anderem die Teilnahme an einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, einer BEG und einer EEG.

Zu Abs. 3: Maßgeblich ist ein vertraglich festgelegter Prozentsatz der tatsächlich in das Netz eingespeisten oder aus diesem bezogenen Wirkleistung. Der einzubringende Anteil schwankt daher in Abhängigkeit von der jeweiligen gemessenen physikalischen Einspeise- oder Bezugsleistung und stellt keine fixe Leistungszusage in MW dar.

Zu Abs. 4: Die Regelung im zweiten Satz ist notwendig, um die für Energiegemeinschaften vorgesehene Befreiung von der Elektrizitätsabgabe gemäß § 2 Abs. 1 Z 4 Elektrizitätsabgabegesetz, BGBl. Nr. 201/1996, vollziehen zu können.

Zu Abs. 6: Dieser Absatz regelt den Nahebereich. Aktive Kunden, die sich im Nahebereich befinden, profitieren von den Vergünstigungen, wie insbesondere von allfälligen reduzierten Netznutzungsentgelten gemäß § 128 Abs. 4. Da für die Zwecke der Z 1 keine Nutzung des öffentlichen Netzes erfolgt, sind keine Systemnutzungsentgelte zu entrichten. Die gemeinsame Energienutzung ist nicht auf den Nahebereich eingeschränkt, jedoch kommen insbesondere die Vergünstigungen bei den Netznutzungsentgelten nur für die gemeinsame Energienutzung im Nahebereich in Betracht. Bei Z 2 handelt es sich um eine Form der Eigenversorgung im Bereich erneuerbarer Elektrizität im Sinne des Art. 21 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und keine Lieferung im Sinne dieses Gesetzes. Die vom EuGH in der Rechtssache *ENGIE Deutschland* (EuGH 28.11.2024, C-293/23, ECLI:EU:C:2024:992) gezogenen Schlussfolgerungen zur Rechtsnatur

eines Verteilernetzes sind daher bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen – sei es im privaten oder im gewerblichen Kontext – nicht einschlägig.

Zu § 71 (Messung und Verrechnung von aktiven Kunden, Energiegemeinschaften und der gemeinsamen Energienutzung):

Es gibt eine gemeinsame Bestimmung zur Messung der Energiewerte und Verrechnung der Verbrauchsmengen für alle im 2. Hauptstück des 4. Teils geregelten „Bürgerenergie“-Modelle.

Zu Abs. 1 Z 2: Die Programmierungsschnittstelle soll der automatisierten Datenauslesung und Anbindung an ein kundenfreundliches Web-Portal dienen. Programmierungsschnittstellen zu den Messeinrichtungen sind hiervon nicht mitumfasst.

Abs. 3 ordnet an, dass Überschussenergie, welcher nicht einem teilnehmenden Netzbenutzer zugeordnet werden kann am Abrechnungspunkt selbst als in die zugeordnete Bilanzgruppe eingespeist gilt.

Abs. 5 ähnelt dem bisherigen § 111 Abs. 8 ElWOG 2010, der die Möglichkeit der Mehrfachteilnahme ab 1. Jänner 2024 vorsah. Demnach soll es möglich sein, dass von jeder Verbrauchsanlage und Stromerzeugungsanlage Anteile des jeweiligen Verbrauchs bzw. der jeweiligen Erzeugung unterschiedlichen Gemeinschaften zugewiesen werden können. Innerhalb der Gemeinschaft bleibt das vereinbarte Verteilmodell (statisch oder dynamisch) aufrecht. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen wird die gemeinsame Energienutzung auf maximal fünf Teilnahmen zur gleichen Zeit eingeschränkt.

Mit dem Teilnahmefaktor wird für jeden Abrechnungspunkt festgelegt, in welchem Ausmaß dieser einer bestimmten gemeinsamen Energienutzung zugeordnet ist. Beim Teilnahmefaktor handelt es sich um den Anteil des Abrechnungspunktes für die jeweilige gemeinsame Energienutzung heranzuziehen ist; der verbleibende Anteil kann anderen gemeinsamen Energienutzungen bzw. der Bilanzgruppe zugeordnet werden.

Durch die Möglichkeit, Teilnahmefaktoren mehrmals täglich anzupassen, können Energiemengen flexibel an das tatsächliche Nutzungsverhalten (etwa unterschiedliche Nutzung von Photovoltaikerzeugung im Tagesverlauf) angepasst werden.

Zu § 72 (Diskriminierungsverbot für Lieferanten):

Das Diskriminierungsverbot für Lieferanten stellt sicher, dass aktive Kunden die unterschiedlichen „Bürgerenergie“-Modelle ohne Nachteile nutzen können. Den Lieferanten ist es verboten, aktive Kunden im Vergleich zu ihren sonstigen Kunden diskriminierend zu behandeln. Dies schließt jedoch nicht aus, dass Lieferanten, aktiven Kunden ein anderes Produkt anbieten als ihren sonstigen Kunden, sofern es hierfür eine sachliche Rechtfertigung gibt. Zum Beispiel können Lieferanten einen erhöhten Aufwand, der ihnen durch die Teilnahme des aktiven Kunden an der gemeinsamen Energienutzung entsteht – insbesondere bei der Rechnungslegung und der Ermittlung des Prognose- und Ausgleichsrisikos – im Produkt des aktiven Kunden entsprechend berücksichtigen. Allfällige zusätzliche Kosten, die dem Lieferanten dadurch entstehen, dass sein Kunde als aktiver Kunde an einem Bürgerenergie-Modell teilnimmt, können daher berücksichtigt werden. Die Kostenweitergabe im Rahmen des Produkts muss sich jedoch an den tatsächlichen (insgesamt) angefallenen Aufwänden orientieren und darf nicht derart ausgestaltet sein, dass dadurch der aktive Kunde von der Teilnahme an der gemeinsamen Energienutzung abgeschreckt wird.

Zu § 73 (Errichtung und Inbetriebnahme von Stromerzeugungsanlagen):

Die Bestimmung folgt auf den bisherigen § 12 ElWOG 2010. In der Vergangenheit hat sich wiederholt die Frage gestellt, inwieweit Stromerzeugungsanlagen entweder dem Anlagenregime des Elektrizitätsrechts, insbesondere jenem der Landes-Elektrizitätsgesetze, oder jenem der Gewerbeordnung zuzuordnen sind. Eindeutig ist die anlagenrechtliche Genehmigungslage für sogenannte Volleinspeiser (in diesem Fall ElWG) und bei Selbstversorgungs- und Inselanlagen (in diesem Fall Gewerbeordnung). Strittig hingegen war die Frage, wie „Überschusseinspeiser“ anlagenrechtlich zu genehmigen sind. Die „Überschusseinspeiser“ haben mit der Definition der Eigenversorgungsanlage im § 6 Abs. 1 Z 25 nunmehr auch eine explizite Regelung im ElWG erfahren. Da die Gewerbeordnung nicht auf das Vorliegen einer Stromerzeugungsanlage, sondern auf das Vorliegen eines Elektrizitätsunternehmens abstellt, wäre für Eigenversorgungsanlagen sowohl eine Bewilligung nach dem ElWG als auch nach der Gewerbeordnung denkbar (siehe hierzu auch *Schlögl*, zu § 12 ElWOG 2010, in Altenburger (Hrsg.), Kommentar zum Umweltrecht II (2021), 340). § 73 Satz 2 verhindert jedoch bei nach der Gewerbeordnung bewilligungs- oder anzeigepflichtigen Vorhaben, eine parallele Bewilligungspflicht, sohin ist für solche Eigenversorgungsanlagen bloß eine Bewilligungspflicht nach der Gewerbeordnung notwendig, unabhängig davon in welchem Ausmaß die Eigenversorgungsanlage Strom ins Netz einspeist.

Der Begriff des Elektrizitätsunternehmens im § 6 Abs. 1 Z 29 hat im Vergleich zu seiner Vorgängerbestimmung im § 7 Abs. 1 Z 11 ElWOG 2010 insbesondere dahingehend eine Veränderung erfahren, als dass nunmehr auch durch die Funktion der Energiespeicherung ein Elektrizitätsunternehmen begründet werden kann. Vom Begriff der Energiespeicherung ist neben der zeitlichen Verschiebung der Nutzung der elektrischen Energie (Speicherung im engeren Sinne, wie etwa bei Batteriespeichern etc.) auch die Umwandlung in eine speicherbare Energieform (Speicherung im weiteren Sinn, wie etwa die Elektrolyse) umfasst.

Somit stellt der Betrieb eines Batteriespeichers aber auch jener einer Anlage zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff ein Elektrizitätsunternehmen dar und fällt daher anlagenrechtlich in den Anwendungsbereich des ElWG. Anderes gilt jedoch für Endkundinnen oder Endkunden, die eine Energiespeicheranlage betreiben. Die Endkundenausnahme vom Begriff des Elektrizitätsunternehmens gilt für natürliche oder juristische Personen, die ihren Strom für den Eigenverbrauch zukaufen (darunter ist auch der Betrieb einer Energiespeicheranlage zu verstehen), oder ihren Strom aus der Eigenversorgungsanlage dazu benutzen, um die Energiespeicheranlage zu betreiben und somit in gleicher Weise ihren Eigenverbrauch abdecken. Sofern daher eine Energiespeicheranlage, welche von einer Endkundin oder einem Endkunden betrieben wird, nach der Gewerbeordnung bewilligungs- oder anzeigepflichtig ist, bedarf es keiner Genehmigung nach dem ElWG oder den Ausführungsgesetzen der Länder.

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 und sind somit nach den anlagenrechtlichen Regelungen des ElWG und – mangels solcher – nach jenen der Länder-Elektrizitätsgesetze zu genehmigen. Energiespeicheranlagen, die den Strom zukaufen oder durch Eigenversorgungsanlagen selbst erzeugen und einer Bewilligungs- oder Anzeigepflicht nach der Gewerbeordnung unterliegen, sind nach der Gewerbeordnung anlagenrechtlich zu genehmigen, andernfalls nach dem ElWG.

Zu § 74 (Pflichten der Erzeuger):

Welche Daten im Rahmen der Verpflichtung gemäß Abs. 1 Z 2 zu übermitteln sind, ergibt sich insbesondere aus den Sonstigen Marktregeln und anderen verbindlichen Regelwerken.

Maßgebliche gesetzliche Bestimmungen im Sinne des Abs. 1 Z 9 sind insbesondere Art. 40 Abs. 5 der Verordnung (EU) 2017/1485 sowie die Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012) der Regulierungsbehörde.

Die Erzeugerpflichten beziehen sich auf Betreiber von Stromerzeugungsanlagen gemäß § 6 Abs. 1 Z 143, d.h. Voraussetzung ist der Anschluss der Anlage an das öffentliche Netz.

Zu § 75 (Vorhaltung von Gasmengen für Stromerzeugungsanlagen):

Dabei handelt es sich um die Nachfolgerbestimmung zu § 70a ElWOG 2010. Die Verpflichtung zur Vorhaltung von Gasmengen gemäß § 70a ElWOG 2010 wurde dahingehend angepasst, dass der Vorhaltezeitraum von ursprünglich 45 Tagen auf 30 Tage reduziert wurde. Analog zur strategischen Gasreserve wird in § 188 Abs. 2 eine Befristung bis 1. April 2027 festgelegt. Eine Evaluierung hat spätestens sechs Monate vor dem Außerkrafttreten stattzufinden.

Zu § 76 (Ansteuerbarkeit neuer Stromerzeugungsanlagen):

Die Bestimmung soll eine effiziente operative Ansteuerbarkeit von neuen und wesentlich geänderten Stromerzeugungsanlagen ermöglichen, mit einer netzwirksamen Leistung, die mindestens dem Ausmaß der in den technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (Typ A) festgelegten zulässigen Unsymmetrieleistung je Außenleiter in der Niederspannung, das sind 3,68 kVA, entspricht. In Verbindung mit den Möglichkeiten des § 101 Abs. 2 bis 4 setzt sie gezielte Anreize für Netzbetreiber, ihre Infrastruktur weiter zu digitalisieren.

Von dieser Regelung sind sowohl neue als auch wesentlich geänderte Netzzugänge iSd technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen umfasst, was Kohärenz zwischen § 76 und § 101 sicherstellt. Im Fall von wesentlichen Änderungen erstreckt sich die Anwendbarkeit der Bestimmung jeweils auf die gesamte Leistung und nicht nur eine allfällige Erweiterung.

Die in Abs. 1 festgeschriebene Steuerbarkeit ist die technische Voraussetzung dafür, dass der Netzbetreiber die netzwirksame Leistung ferngesteuert vorgeben und diese Leistungsänderung verifizieren kann. Ansteuerbarkeit im Sinne des Abs. 2 bezeichnet die tatsächliche Fähigkeit des Netzbetreibers die konkrete Anlage im Betrieb zu erreichen und erfolgreiche Steuerbefehle umzusetzen – dafür gibt es eine Nachweispflicht, die beispielsweise durch erfolgreiche Tests erfüllt werden kann.

Während die technische Steuereinrichtung kosteneffizient unmittelbar bei Herstellung des Netzanschlusses installiert werden soll, sind für die operative Ansteuerbarkeit längere, wenngleich ambitionierte Fristen, erforderlich, die in § 101 Abs. 3 verankert sind.

Zu Abs. 2: Im Rahmen der Ansteuerbarkeit ist der Netzbetreiber für die Signalgebung der netzwirksamen Leistung am Anschlusspunkt zuständig. Die Optimierung hinter dem Netzanschlusspunkt obliegt dem Betreiber – Eigenverbrauchsoptimierung, die Umsetzung von Regelungs- und Betriebskonzepten sowie die Einbindung von Speichern hinter dem Zählpunkt sind von der Signalgebung der netzwirksamen Leistung am Anschlusspunkt nicht betroffen. Die Entscheidung über die Häufigkeit von Teststeuerbefehlen obliegt dem Netzbetreiber, wobei diese grundsätzlich nur in begründeten Fällen und dann, wenn Ertragsausfälle minimiert werden sollen, durchzuführen sind.

Zu § 77 (Kleinstenerzeugungsanlagen):

Dabei handelt es sich um die Nachfolgerbestimmung zu § 66a ElWOG 2010. Die Bestimmung stellt nunmehr klar, dass den Kleinstenerzeugungsanlagen grundsätzlich kein Zählpunkt zugeordnet werden darf; ein solcher ist für Anlagen in dieser Größenklasse im Standardfall weder erforderlich noch sinnvoll. Abs. 2 hält als Folge fest, dass sich Kleinstenerzeugungsanlagen ohne Zählpunkt demnach auch keiner Bilanzgruppe anschließen haben und die Pflichten der Erzeuger auf sie nicht anzuwenden sind. Abweichend von dieser Grundregel ist Kleinstenerzeugungsanlagen auf Antrag gemäß Abs. 3 ein eigener Zählpunkt zuzuordnen, wobei in diesen Fällen die in Abs. 2 geregelte Befreiung von den genannten Verpflichtungen nicht zum Tragen kommt.

Zu § 80 (Besondere Bestimmungen über Herkunftsnachweise für Strom aus hocheffizienter KWK):

Die Bestimmung folgt auf den bisherigen § 71 Abs. 3 ElWOG 2010. Die bisherigen § 71 Abs. 1 und 2 ElWOG 2010 entfallen, da die harmonisierten KWK-Wirkungsgrad-Referenzwerte von der Europäischen Kommission festgelegt werden und nicht mehr von den Mitgliedstaaten nach der vorgegebenen Berechnungsmethode zu berechnen sind.

Zu § 85 (Berichtswesen):

In § 85 wird auf die Pflicht zur Berichterstattung der Landesregierungen an den Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus gemäß § 80 Bezug genommen. § 80 wiederum verweist auf die Energieeffizienz-Richtlinie. Das Reporting im Rahmen der Energieeffizienz-Richtlinie an die Europäische Union erfolgt über die Statistik Austria. Um die Berichtspflichten gegenüber der Europäischen Union vollinhaltlich erfüllen zu können, bedarf es seitens Statistik Austria weiterführender Berechnungen, die unter anderem auch in die Energiebilanzen einfließen. Diese weiterführenden Berechnungen haben zur Folge, dass sich die in den Berichten enthaltenen Daten der Landesregierungen von jenen der Statistik Austria unterscheiden können.

Zu § 86 (Verpflichtende Stromkennzeichnung):

Die Nachfolgebestimmung von § 78 ElWOG 2010 wurde sprachlich vereinfacht und an die aktualisierte Terminologie angepasst. In Abs. 3 wurde der Energieträger Kohle ergänzt, der im bisherigen § 78 ElWOG 2010 fehlte.

Zu § 88 (Energiespeicheranlagen):

Zur Einordnung der Energiespeicheranlagen soll eine eigene (deklarative) Bestimmung dienen, die der wichtigen Rolle der Energiespeicheranlagen für das Gelingen der Energiewende Ausdruck verleiht und verdeutlicht, wie sie sich in das bestehende Geflecht der unterschiedlichen Akteure einfügen.

Zu § 89 (Voraussetzungen für den Betrieb von Energiespeicheranlagen durch Netzbetreiber):

Die in Abs. 1 genannten Tätigkeiten sind nicht alternativ ausschließend zu verstehen, mehrere davon können auch parallel durch den Netzbetreiber ausgeübt werden, wenn einer der Ausnahmegründe gemäß Z 1 oder 2 gegeben ist.

Die Regulierungsbehörde hat die Genehmigung für das Vorliegen einer vollständig integrierten Netzkomponente gemäß Abs. 1 Z 1 zu erteilen, wenn die Tatbestandselemente gemäß Begriffsbestimmung (§ 6 Abs. 1 Z 172) erfüllt sind.

Die Regulierungsbehörde hat das Ergebnis ihrer Prüfung und zusammenfassenden Bewertung gemäß Abs. 2 Z 4, einschließlich der zugrunde liegenden Bedingungen, auf ihrer Website zu veröffentlichen.

Der Netzbetreiber darf den Zuschlag nur dann im Sinne des Abs. 2 Z 3 verwehren, wenn die Zuschlagskriterien nicht erfüllt wurden. Das Kriterium der Rechtzeitigkeit darf jedenfalls nicht so interpretiert werden, dass es sich dabei um ein de facto Ausschlusskriterium für Dritte handelt.

Zu Abs. 4: Hat sich der Netzbetreiber bei der Erstellung des Ausschreibungsverfahrens und dessen Bedingungen nicht an die Leitlinien der Regulierungsbehörde gehalten, gilt die Vermutung, dass die Voraussetzungen des Abs. 2 Z 2 eingehalten werden. Die Regulierungsbehörde hat daher keine weiteren Ermittlungsschritte zu setzen, sofern ihr keine offensichtlichen Anhaltspunkte dafür bekannt sind, dass im Einzelfall doch ein Ausschreibungsverfahren erstellt wurde, welches nicht den Anforderungen des Abs. 2 Z 2 entspricht. Offensichtliche Anhaltspunkte liegen insbesondere dann vor, wenn ohne ein aufwendiges Ermittlungsverfahren, aus allgemeinen Erfahrungsgrundsätzen oder sonstigen Gründen mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden kann, dass im konkreten Einzelfall die Vermutung nicht zutrifft.

Die in Abs. 5 angesprochene Errichtungsbereitschaft ist nur dann im Zuge der öffentlichen Konsultation zu erheben, wenn zwar ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt und auch ein Zuschlag erteilt werden konnte, die Anlage aber zum Zeitpunkt der Konsultation noch immer nicht errichtet wurde.

Zu Abs. 6: Die mit dem Betrieb der Energiespeicheranlage verbundenen angemessenen Kosten setzen sich aus den Betriebs- und Kapitalkosten zusammen, einschließlich aller Kosten – unter Berücksichtigung allfälliger Erlöse –, welche durch die Einrichtung und dem Betrieb der Bilanzgruppe entstehen.

Zu Abs. 9: Vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen können in ihrer Funktion als Erzeuger oder Lieferanten Energiespeicheranlagen unabhängig von den Regelungen des Abs. 1 bis 8 betreiben. In diesem Fall können vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen die Kosten für die Energiespeicheranlagen jedoch nicht als Kosten gemäß § 134 anerkennen lassen. Außerdem sind gemäß § 153 Abs. 2 Z 1 lit. d eigene Konten für die Speichertätigkeiten zu führen.

Zu § 91 (Diskriminierungsverbot für Netzbetreiber):

Die Bestimmung folgt auf § 9 ElWOG 2010 und stellt nun auf die gesetzlich definierten Begriffe des Netzbetreibers und Netzzugangsberechtigten ab. Damit werden Art. 31 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verteilernetzbetreiber und Art. 40 Abs. 1 lit. f der Richtlinie (EU) 2019/944 in Bezug auf die Übertragungsnetzbetreiber umgesetzt. Unter sonstigen Marktteilnehmern im Sinne der Bestimmung sind beispielsweise Aggregatoren zu verstehen, die als Dienstleister für Erzeugungs- oder Verbrauchskapazitäten ihrer Vertragspartner keine Netzbetreiber sind, für die jedoch in Art. 17 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 ein Diskriminierungsverbot verankert ist.

Zu § 92 (Allgemeine Netzbedingungen):

Die Bedingungen des Netzzuganges waren bislang in § 17 ElWOG 2010 geregelt.

Zu Abs. 2 Z 6: Durch die Sicherstellung der ausschließlich digitalen Antragstellung, die auch die digitale Übermittlung der relevanten Unterlagen umfasst, soll Art. 31 Abs. 3a der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt werden.

Zu den Daten gemäß Abs. 2 Z 7 zählen insbesondere jene Angaben, bei deren Vorliegen Anträge auf Netzanschluss und -zugang als vollständig zu betrachten sind (vgl. § 4 Abs. 2 END-VO 2012).

Die Pflicht zur Festlegung angemessener Fristen gemäß Abs. 2 Z 9 bezieht sich sowohl auf Fristen für den Netzanschluss als auch den Netzzugang, wobei der Fristbeginn für die Prüfung des Netzzuganges mitunter an eine Entscheidung in der Frage des Netzanschlusses gekoppelt werden kann. Sinnvollerweise soll die Entscheidungsfrist auf die Komplexität des jeweiligen Netzanschlusskonzeptes Rücksicht nehmen.

Vorbild für Abs. 2 Z 15 ist Punkt 2.2.5 im Anhang I zur Verordnung (EU) 2024/1789 sowie § 17 der Gas-Marktmodell-Verordnung 2020 (GMMO-VO 2020), BGBl. II Nr. 425/2019.

Zu § 93 (Festlegung der Allgemeinen Netzbedingungen für das Verteilernetz):

§ 47 ElWOG 2010 enthielt das Verfahren für die Allgemeinen Netzbedingungen für das Verteilernetz, die bislang von den Verteilernetzbetreibern individuell zu erstellen und von der Regulierungsbehörde zu genehmigen waren. Die Grundsatzbestimmung des § 17 Abs. 2 erster Satz ElWOG 2010 sah vor, dass die Allgemeinen Bedingungen der Netzbetreiber einer Regelzone aufeinander abzustimmen waren. Schon dem ElWOG 2010 lag demnach der Gedanke zugrunde, dass eine Abstimmung der einzelnen Allgemeinen Bedingungen erforderlich ist. Diese Bestrebungen sollen durch die Neuregelung des Festlegungsverfahrens fortgeführt und im notwendigen Ausmaß weiterentwickelt werden.

Die Festlegung der Allgemeinen Netzbedingungen für das Verteilernetz durch Verordnung der Regulierungsbehörde soll das erforderliche Ausmaß an Harmonisierung sicherstellen. Ergänzende Bestimmungen, die im Einklang mit den durch Verordnung festgelegten Allgemeinen Bedingungen stehen, können in Bereichen, in denen die Regulierungsbehörde die Möglichkeit dafür eingeräumt hat, zur Genehmigung eingereicht werden. Dadurch sollen individuell notwendige Festlegungen – die allerdings

nicht von den per Verordnung festgelegten Allgemeinen Netzbedingungen abweichen dürfen – weiterhin möglich sein.

Die inhaltliche Determinierung der Netzbedingungen per Verordnung ändert nichts am privatrechtlichen Charakter des Netzanschluss- und Netzzugangsverhältnisses (vgl. § 95 Abs. 1 und § 100 Abs. 3).

Zu § 94 (Genehmigung der Allgemeinen Netzbedingungen für das Übertragungsnetz):

Für die Verständigung und die auf Wunsch der Netzbenutzer vorgesehene Zusendung der Allgemeinen Netzbedingungen gemäß Abs. 2 gilt § 18, sofern es sich bei den Netzbenutzern um Endkundinnen bzw. Endkunden handelt.

Zu § 95 (Allgemeine Anschlusspflicht der Verteilernetzbetreiber):

Die Bestimmung folgt auf § 46 ElWOG 2010. Die Anschlusspflicht wird auf Betreiber von Energiespeichereinrichtungen ausgeweitet und erstreckt sich nunmehr auch explizit auf (nachgelagerte) Netzbetreiber.

Unter Berücksichtigung der tatsächlichen Gegebenheiten ist das Wort „unverzüglich“ in Abs. 2 als „schnellstmöglich“ und „ohne unnötigen Aufschub“ zu verstehen. Jedenfalls sind Verteilernetzbetreiber verpflichtet, Anlagen innerhalb einer von der Regulierungsbehörde gemäß § 108 Abs. 2 Z 2 festgelegten Frist anzuschließen. Der § 46 Abs. 4 ElWOG 2010 wurde nicht übernommen, da grundsätzlich unverzüglich ein Anschluss herzustellen ist und der flexible Netzzugang die Möglichkeit eines zeitnahen, jedoch vom Umfang her gestaffelten Netzzuganges schafft, wodurch bestehende Infrastruktur bestmöglich genutzt werden soll. § 97 enthält die Vorgaben zur Festlegung des Netzanschlusspunktes und der Netzebenenordnung, die für das Auffinden des geeigneten Anschlusspunktes heranzuziehen sind. Klargestellt wird, dass sich die Optimierung, Verstärkung und der Ausbau der Netze insbesondere an den Zielen des EAG zu orientieren haben.

Die in Abs. 3 vorgesehenen Ausnahmen sind von der Regulierungsbehörde in der Verordnung über die Allgemeinen Netzbedingungen für das Verteilernetz gemäß § 93 näher zu konkretisieren. Unter begründeten Sicherheitsbedenken sind jedenfalls auch Cyberbedrohungen im Sinne von Art. 2 Nr. 8 der Verordnung (EU) 2019/881 über die ENISA (Agentur der Europäischen Union für Cybersicherheit) und über die Zertifizierung der Cybersicherheit von Informations- und Kommunikationstechnik und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 526/2013 (Rechtsakt zur Cybersicherheit), Abl. L 151 vom 7.6.2019, S. 15, zu verstehen.

Zu § 96 (Vereinfachter Netzanschluss für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger und hocheffiziente KWK-Anlagen):

Die Regelung des bisherigen § 17a ElWOG 2010 soll im Wesentlichen beibehalten werden. Ergänzt wird sie um ein Verfahren für den vereinfachten Netzanschluss für hocheffiziente KWK-Anlagen, wodurch Anhang XVI lit. c der Richtlinie (EU) 2023/1791 (Energieeffizienz-Richtlinie) umgesetzt wird. Durch das Abstellen auf die netzwirksame Leistung sollen die Gesamtanordnung der Anlage sowie das vom Netzbenutzer vorgesehenen Regel- und Betriebskonzept berücksichtigt werden. Abs. 6 erweitert den durch das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzbündel eingeführten bisherigen § 17a Abs. 6 ElWOG 2010: Neben Photovoltaikanlagen sollen auch andere Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger, die über bestehende Netzanschlüsse für Entnahme auf den Netzebenen 5 bis 7 angeschlossen werden, von einem vereinfachten Netzanschluss profitieren, indem der bestehende Anschluss auch in Einspeiserichtung genutzt werden kann, allerdings nur im Ausmaß von 70% der vereinbarten Entnahmelistung. Sowohl für Anlagen gemäß Abs. 5 als auch für solche gemäß Abs. 6 kann nach Maßgabe des § 103 eine Leistungsvorgabe (flexibler Netzzugang) vereinbart werden.

Eine vollständige Befreiung vom Netzanschlussentgelt erscheint nicht verursachungsgerecht; vielmehr soll bei größeren Anlagen ein Rabatt auf das Netzanschlussentgelt gemäß § 130 Abs. 5 gewährt werden. Bei einer Änderung des Rabatts ist die kosteneffiziente Nutzung bestehender Infrastruktur zu berücksichtigen.

Zu § 97 (Netzanschlusspunkt und Netzebenenordnung):

§ 55 Abs. 7 ElWOG 2010 enthielt bereits bislang Mindestleistungswerte für die Zuordnung zu einer bestimmten Netzebene. Nunmehr sollen die Vorgaben zur Festlegung des Netzanschlusspunktes und der Netzebenenordnung auf Basis von Größenklassen bzgl. der netzwirksamen Leistung der jeweiligen Anlage (erfasst sind Stromerzeugungs-, Verbrauchs- und Energiespeichereinrichtungen) konkretisiert und detaillierter gesetzlich geregelt werden. Ziel der Bestimmung ist eine verstärkte Transparenz für Netzbenutzer.

Das Kriterium der Nähe in Abs. 2 bezieht sich auf die Länge des tatsächlichen bzw. fiktiven Leitungsweges.

Abs. 3 ermöglicht im Fall von zwingenden technischen Gründen oder durch einvernehmliche Vereinbarung zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlusswerber ein Abweichen von den Vorgaben des Abs. 1 oder 2. Die zwingenden technischen Gründe müssen gegenüber dem jeweiligen Anschlusswerber transparent und nachvollziehbar dargelegt werden.

Abs. 4 räumt den Anschlusswerbern die Möglichkeit ein, auf eigene Kosten von den Vorgaben des Abs. 2 abzuweichen. Die Mehrkosten beziehen sich dabei auf die Differenz zwischen pauschalem Netzanschlussentgelt und den tatsächlichen Anschlusskosten.

Abs. 5 setzt Art. 42 Abs. 2 1. Unterabsatz sowie 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 um.

Zu § 98 (Anzeige neuer Betriebsmittel):

Die Bestimmung soll als Auffangklausel für die Installation jener Betriebsmittel ohne eigenen Zählpunkt dienen, die dem Netzbetreiber nicht aufgrund anderer gesetzlicher oder behördlicher Bestimmungen bekannt sein muss. Dahinter steht die Überlegung, dass die Verfügbarkeit vollständiger und korrekter Daten für den sicheren und effizienten Netzbetrieb sowie eine gute Netzplanung erforderlich sind. Demnach soll sich die Meldepflicht (nur) auf jene Anlagen erstrecken, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften bzw. ihrer netzwirksamen Leistung Relevanz für die Gewährleistung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs sowie eine gute Netzplanung haben. Um sicherzustellen, dass die anzeigepflichtigen Betriebsmittel dem jeweils aktuellen Stand der Technik und dem aktuellen Bedarf entsprechen, sollen sie durch Verordnung der Regulierungsbehörde bestimmt werden. Als anzeigepflichtige Informationen kommen beispielsweise die Netzebene, die netzwirksame Leistung und die die Maximal- bzw. Speicherkapazität in Frage. Die Anzeige kann auch durch einen Dritten erfolgen.

Abs. 3 stellt klar, dass jene Betriebsmittel, bei denen kein Opt-Out der Funktionalitäten des intelligenten Messgeräts möglich ist, jedenfalls anzeigepflichtig sind. Dies schließt auch die mittels Verordnung gemäß § 54 Abs. 2 bestimmten Anlagen ein.

Zu § 99 (Transparenz und Reservierung verfügbarer Netzanschlusskapazitäten):

Bereits bislang sah § 20 ElWOG 2010 eine verpflichtende Veröffentlichung von verfügbaren Netzanschlusskapazitäten vor. So schnell als möglich und längstens binnen drei Jahren ab Inkrafttreten soll die Veröffentlichungspflicht auf Netzebene 6 ausgeweitet werden. Mit dieser erhöhten Transparenz wird Art. 31 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Die Veröffentlichung auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 soll zu einer vereinfachten Auffindbarkeit für (potenzielle) Netzbenutzer führen.

Zu Abs. 1: Die Kapazitäten sind je Technologie (zB PV, Wind, Verbraucher, Speicher) auszuweisen. Speicher sind oftmals anschließbar, wenn sie Leistungsspitzen kappen. Dies führt zu einer besseren Netzauslastung und geringeren Systemkosten.

In der Verordnung nach Abs. 3 ist insbesondere ein einheitliches Format für die Veröffentlichung auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 festzulegen.

Zu § 100 (Geregeltes Netzzugangssystem):

Die korrespondierenden Verpflichtungen der bisherigen §§ 15 und 16 Abs. 1 ElWOG 2010 werden nunmehr in einer Bestimmung zusammengeführt. Sprachliche Klarstellungen in den Abs. 1 und 3 sollen den Vorgang der Gewährung des Netzzugangs, der im Abschluss eines privatrechtlichen Vertrages zwischen Netzbetreiber und Netzbenutzer besteht, transparenter darstellen ohne materielle Änderungen zur bisherigen Rechtslage zu bewirken.

Abs. 2 folgt auf den bisherigen § 75 Abs. 2 ElWOG 2010, der aus systematischen Erwägungen in den Netzteil überführt wurde.

Zu § 101 (Spitzenkappung):

Mit den Abs. 1 und 2 werden Regelungen zur Spitzenkappung für Windkraft- und Photovoltaikanlagen eingeführt. Mit diesem Instrument wird Art. 6a der Richtlinie (EU) 2019/944 betreffend flexible Netzanschlussverträge umgesetzt. Hintergrund dafür ist die Zielsetzung eines kosteneffizienten Netzausbaus, im Rahmen dessen geringfügige Einschränkungen der Einspeisung akzeptiert werden, wenn damit eine bestehende Netzkapazität besser genutzt werden kann. Angesichts der aktuell sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetz sichtbaren Engpässe und des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energieträger, erscheint eine Spitzenkappung ein geeignetes Mittel zur Systemintegration (vgl. etwa den von E-Control in Auftrag gegebenen Projektbericht zur Netzanschlussbeurteilung, *Swiss Economics SE AG et al*, Stand: Mai 2022, abrufbar unter: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/2022_SE_IAEW_Abschlussbericht_E_Control_Netzanschlusskapazit%C3%A4ten_V1_Web.pdf/fdcfa427-b2c5-2614-639b-f064a9612f02?t=1711622572159

(16.11.2025)). Um den weiteren Ausbau erneuerbarer Energieträger nicht zu beeinträchtigen, sind auch berechnete Interessen von Einspeisern zu berücksichtigen, deren Kalkulationsgrundlage für die Investitionsentscheidung in möglichst geringem Ausmaß beeinträchtigt werden soll. Netzbetreiber sind überdies auch bei der Nutzung des Rechts auf Spitzenkappung an das allgemeine Diskriminierungsverbot gemäß § 7 Abs. 1 gebunden. Ergänzt wird diese Vorgabe durch das Maximierungsgebot gemäß Abs. 4. Insgesamt soll somit eine Regelung entstehen, bei der ein möglichst hoher systemischer Mehrwert bei gleichzeitig möglichst geringer individueller Beschränkung geschaffen wird.

Von dieser Regelung sind sowohl neue als auch wesentlich geänderte Netzzugänge iSd technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen umfasst, was Kohärenz zwischen § 76 und § 101 sicherstellt. Im Fall von wesentlichen Änderungen erstreckt sich die Anwendbarkeit der Bestimmung jeweils auf die gesamte Leistung und nicht nur eine allfällige Erweiterung. Nicht umfasst sind rein administrative Änderungen ohne Auswirkung auf den Umfang oder die technischen Parameter des Netzzugangs.

Bei Hybridanlagen, die von der Spitzenkappung sowohl gemäß Abs. 1 als auch Abs. 2 betroffen sind, darf die netzirksame Leistung den summierten technologiebezogenen Leistungsmindestwert nicht unterschreiten.

Beispiel: Ein Windpark wurde als 12,3 MW-Windpark errichtet und später, ohne Änderung der vereinbarten netzirksamen Leistung am Netzanschlusspunkt, um 9,24 MWp PV erweitert. Für Hybridanlagen gilt: Der Leistungsmindestwert entspricht 85% der installierten Windleistung zuzüglich 60% der Modulspitzenleistung der Photovoltaik. Im Beispiel ergäbe dies einen summierten technologiebezogenen Leistungsmindestwert von rund 16 MW. Da das vertraglich vereinbarte Ausmaß der zulässigen Netznutzung 12,3 MW beträgt und damit unter dem Leistungsmindestwert liegt, greift keine Spitzenkappung.

Gemäß Abs. 1 sind Netzbetreiber ermächtigt, die Einspeisung im Ausmaß von 2% der Jahresenergieerzeugung und 15% der netzirksamen Leistung einer Windkraftanlage zu begrenzen. Bezugsgröße ist hierbei eine Referenzanlage, die nach der im Rahmen des EAG entwickelten Methodik für die Bemessung anzulegender Werte je Technologie bestimmt wird und durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Energie und Tourismus festzulegen ist. Die Verordnung soll ausschließlich der Festlegung von Referenzanlagen dienen, das Ausmaß der zulässigen Spitzenkappung wird durch die in Abs. 1 festgelegten Werte bestimmt.

Für Photovoltaikanlagen enthält Abs. 2 eine gesonderte Regelung zur Spitzenkappung. Die Bestimmung ist eng mit § 76 verknüpft, der die Betreiber von neuen Photovoltaikanlagen zur Herstellung der Steuerbarkeit und Netzbetreiber zur entsprechenden Ansteuerbarkeit verpflichtet. Im Einklang damit setzt Abs. 3 nach Anlagengröße gestaffelte Fristen für die Umsetzung der dynamischen Spitzenkappung ohne Mindestleistungswerte fest. Sobald die Ansteuerbarkeit hergestellt ist, soll – unter Berücksichtigung des Maximierungsgebots gemäß Abs. 4 – von der Möglichkeit der dynamischen Spitzenkappung Gebrauch gemacht werden. Für Anlagen mit einer netzirksamen Leistung von mehr als 7 kW stellt die statische Spitzenkappung somit nur eine Übergangslösung dar, bis eine flexiblere Lösung einsatzfähig ist. Darüber hinaus soll sie bei grundsätzlich vorhandener Ansteuerbarkeit nur zu Anwendung gelangen, wenn die Ansteuerbarkeit temporär (z. B. aufgrund technischer Gebrechen) nicht zur Verfügung steht. Für Anlagen bis einschließlich 7 kW ist die Ansteuerbarkeit jedenfalls zulässig, sofern ein Anlagenbetreiber auf sein Verlangen mit einer technischen Einrichtung zur Steuerbarkeit gemäß § 76 ausgestattet ist.

Abs. 3 statuiert analog zu § 103 Abs. 3 ein Maximierungsgebot, das sicherstellen soll, dass der Netzbetreiber ausschließlich dann von der Begrenzung der netzirksamen Leistung Gebrauch macht, wenn es die Netzsituation tatsächlich erfordert. Insbesondere gilt dies auch für die „Hellbrise“, bei der die Erzeugung die Abnahme übersteigt.

Die Spitzenkappungen gemäß Abs. 1 und 2 sind unabhängig vom flexiblen Netzzugang gemäß § 103. Über die Begrenzungen gemäß Abs. 1 und 2 hinausgehende Maßnahmen unterliegen den Bestimmungen des Engpassmanagements gemäß § 140 und Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 einschließlich den darin vorgesehenen Regelungen über den finanziellen Ausgleich.

Die Spitzenkappung soll in den in Abs. 4 genannten Fällen nicht anwendbar sein.

Räumt der Netzbenutzer dem Netzbetreiber im Rahmen eines flexiblen Netzanschlussvertrages zusätzliche Steuerungs- oder Abschaltbefugnisse ein, die im Ergebnis eine Reduktion der Einspeiseleistung zulassen, die mindestens dem Ausmaß der Spitzenkappung gemäß Abs. 1 oder 2 entspricht, ist die Anlage von der Spitzenkappung befreit.

Unter einem einheitlichen, elektronischen und maschinenlesbaren Format gemäß Abs. 5 ist eine standardisierte Programmierschnittstelle (API) zu verstehen. Die Nutzung einer solchen soll sicherstellen,

dass die Daten zum frühestmöglichen Zeitpunkt, elektronisch und leicht lesbar zur Verfügung stehen. Ist bereits vor 9:00 Uhr des vor der Spitzenkappung liegenden Tages bekannt, dass Spitzen gekappt werden sollen, ist der Erzeuger verpflichtet nach Können und Vermögen seine Handelsposition anzupassen, um Ausgleichsenergie zu vermeiden. Die verbleibende Zeit reicht aus, um sich in der Day-Ahead Auktion einzudecken. Bei späterer Benachrichtigung trägt der verursachende Netzbetreiber etwaige anfallende Ausgleichsenergiekosten. Im Fall von Engpassmanagement ist durch den Regelzonenführer sicherzustellen, dass keine Ausgleichsenergie anfällt. Der verursachende Netzbetreiber ist jener, von dem der Bedarf der Spitzenkappung ausgeht. Der abrufende Netzbetreiber ist jener, welcher die Spitzenkappung gegenüber einem Erzeuger anweist.

Gemäß Abs. 7 soll das neue Instrument der Spitzenkappung auf seine Wirkungsweise hin evaluiert werden.

Zu § 102 (Verweigerung des Netzzuganges):

Vorgänger dieser Bestimmung war § 46 Abs. 3 EIWOG 2010. Sie dient der Umsetzung von Art. 6 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Die Verpflichtung zur alternativen Prüfung eines flexiblen Netzzugangs gemäß Abs. 2 soll dazu beitragen, Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien schneller ans Netz zu bringen. Nur weil das ursprünglich beantragte Ausmaß bzw. der ursprünglich beantragte Zeitpunkt für den Netzzugang nicht gewährt werden kann, soll die mögliche Netznutzung nicht gänzlich unterbleiben.

Durch die Anknüpfung an die Netzentwicklungspläne für das Verteiler- und Übertragungsnetz in Abs. 4 soll die Datengrundlage für den bedarfsgerechten Netzausbau zur Erreichung der EAG-Ziele verbessert werden.

Zu § 103 (Flexibler Netzzugang im Verteilernetz):

Die Bestimmung nutzt das Konzept der netzwirksamen Leistung und ermöglicht es, durch eine Leistungsvorgabe des Netzbetreibers mehr Einspeisekapazitäten schneller ans Netz zu bringen. Damit wird Art. 6a der Richtlinie (EU) 2019/944 betreffend flexible Netzanschlussverträge umgesetzt.

Sofern das ursprünglich beantragte Ausmaß für den Netzzugang nicht gewährt werden kann, kann der Netzbetreiber mit einspeisenden Netzbenutzern vereinbaren, dass er die maximale netzwirksame Leistung vorgibt, wodurch die mögliche Netznutzung nicht gänzlich unterbleibt. Die Festlegung der maximalen netzwirksamen Leistung kann dabei statisch oder dynamisch (etwa eine spannungsabhängige Leistungsbegrenzung [P(U)-Regelung], eine höhere maximale netzwirksame Leistung von Montag bis Freitag und eine niedrigere maximale netzwirksame Leistung an Samstagen und Sonntagen) so vereinbart werden, dass eine maximale Einspeiseleistung dennoch ermöglicht wird.

Abs. 2 bringt den Charakter der Bestimmung als temporäre Möglichkeit, Anlagen früher Netzzugang zu gewähren, zum Ausdruck. Vorübergehende flexible Netzzugänge liefern keinesfalls einen Grund, um notwendige Netzausbaumaßnahmen hintanzustellen. Die differenzierte Fristdauer je nach Netzebene soll die unterschiedliche Komplexität der jeweiligen Anschlusskonstellationen zum Ausdruck bringen. Zu berücksichtigen sind auch Verzögerungen im Netzausbau, die sich dem Einfluss des Netzbetreibers entziehen. Die Nachweispflicht im Falle von Verzögerungen liegt beim Netzbetreiber. Als Verzögerungen, die nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers liegen, kommen insbesondere Fälle höherer Gewalt oder lange Verfahrensdauern trotz fristgerechter Einreichung in Betracht.

In jedem Fall ist die netzwirksame Leistung gemäß Abs. 3 derart vorzugeben, dass sie eine bestmögliche Netznutzung durch den Einspeiser zulässt (Maximierungsgebot).

Zu § 104 (Flexibler Netzzugang im Übertragungsnetz):

Mit dieser Bestimmung werden Art. 6a und Art. 42 Abs. 2 2. Unterabsatz der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt.

Die vorgesehenen Beschränkungen können dabei sowohl die Anschlusskapazität an sich begrenzen, als auch die maximale Anschlusskapazität durch technische Vorkehrungen beschränken. Die Genehmigung der Beschränkungen und Begrenzungen kann durch die Genehmigung der Allgemeinen Netzbedingungen durch die Regulierungsbehörde (§ 94) erfolgen.

Analog zum flexiblen Netzzugang gemäß § 103 ist auch bei Begrenzungen und Beschränkungen eine bestmögliche Netznutzung durch den Einspeiser und Energiespeicheranlagen zu gewährleisten (Abs. 2, Maximierungsgebot).

Abs. 4 erlaubt die Nutzung von Begrenzungen bzw. Beschränkungen im Verteilernetz auch zugunsten des Übertragungsnetzes. Diese sind ohne Entschädigung ausschließlich nach Maßgabe und im Ausmaß der

Begrenzungen bzw. Beschränkungen des § 101 Abs. 1 und 2 sowie der zwischen Verteilernetzbetreiber und Netzbenutzer vereinbarten Leistungsvorgabe des § 104 zulässig.

Über die im Rahmen des Netzzugangs vereinbarten Begrenzungen und Beschränkungen hinausgehende Maßnahmen unterliegen den Bestimmungen des Engpassmanagements gemäß § 140 und Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 einschließlich den darin vorgesehenen Regelungen über den finanziellen Ausgleich, wobei eine Umgehung des vergütungspflichtigen Engpassmanagements durch weitergehende privatrechtliche Vereinbarungen ausgeschlossen ist.

Zu § 105 (Streitbeilegungsverfahren):

Der bisherige § 22 ElWOG 2010 soll übernommen werden. Durch Abs. 2 Z 4 wird unter anderem Art. 17 Abs. 3 lit. f der Richtlinie (EU) 2019/944, wonach ein Mechanismus für die Beilegung von Streitigkeiten im Zusammenhang mit der Ausgleichsenergieverantwortung von Aggregatoren einzurichten ist, umgesetzt.

Zu § 109 (Zählpunkte):

Durch die Bestimmung sollen die an einzelnen Stellen bereits untergesetzlich festgelegten Regelungen zur Vergabe und Zuordnung von Zählpunkten systematisch zusammengeführt und gesetzlich geregelt werden.

Abs. 2 folgt auf § 16 Abs. 2 ElWOG 2010 und ist Grundlage für die Netzbenutzerkategorien-Verordnung, in der die Regulierungsbehörde weitere Netzbenutzerkategorien (z. B. Haushalt, Nicht-Haushalt, Haushalt mit Erzeugung etc.) festzulegen hat.

Abs. 3 entspricht der bisherigen Regelung in der Begriffsbestimmung des § 7 Abs. 1 Z 83 ElWOG 2010, die aus systematischen Erwägungen in den materiellen Teil überführt wurde.

Die Verordnung gemäß Abs. 2 ist Grundlage für die gemäß Abs. 5 zu erstellenden standardisierten Lastprofile. Diese haben sich an den festgelegten Netzbenutzerkategorien zu orientieren. Die Pflicht zur Veröffentlichung und Zuweisung standardisierter Lastprofile war vormals in § 17 Abs. 2 ElWOG 2010 geregelt. Die Neuregelung soll zu einer besseren Datenqualität führen und die Netzbetreiber in die Lage versetzen, das Einspeise- und Verbrauchsverhalten ihrer Netzkundinnen und -kunden noch besser vorhersagen zu können. Die gemäß Abs. 5 zugewiesenen standardisierten Lastprofile sind aufgrund der geltenden Marktkommunikationsprozesse auch den jeweiligen Lieferanten bekannt, weswegen sie von diesen für die Information über den Verbrauch einer Durchschnittskundin bzw. eines Durchschnittskunden gemäß § 42 Abs. 3 Z 10 herangezogen werden können.

Zu § 110 (Abrechnungspunkte):

Diese Bestimmung in Verbindung mit § 111 reagiert auf die zunehmend notwendige Flexibilisierung der Energieversorgung, wobei der flexible Einsatz von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen – insbesondere auch in Form von bidirektional ladenden Elektrofahrzeugen – deutlich höhere Anforderungen an die Mess- und Abrechnungssystematik im Stromnetz stellt. Um flexibles Agieren im Netz bei gleichzeitig wirtschaftlich optimalem Betrieb der Anwendungen innerhalb der Anlage eines Netzbenutzers zu ermöglichen, müssen detaillierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten der jeweiligen Betriebsmittel oder Anwendungen erfasst werden. Im bestehenden System muss für jede Anwendung ein eigener Zählpunkt installiert werden. Ein Austausch von Energie aus einer Anwendung (beispielsweise einem E-Fahrzeug) mit anderen Anwendungen innerhalb der Kundenanlage (Verbrauchs-, Speicher- oder PV-Anlage) ist nicht möglich. Es kann nur aus dem Netz bezogen oder dorthin eingespeist werden.

Abhilfe schafft in diesem Fall die Möglichkeit der Ausstattung von Betriebsmitteln mit zusätzlichen Zählpunkten und die Einführung von Messkonzepten gemäß § 111.

Zu Betriebsmitteln zählen gemäß § 98 Stromerzeugungsanlagen bzw. Stromerzeugungseinheiten, Energiespeicheranlagen und Verbrauchsanlagen bzw. Verbrauchseinheiten. § 54 Abs. 2 nennt zusätzlich beispielhaft Wärmepumpen oder Ladepunkte.

Zu § 111 (Messkonzepte):

Um Energiemengen innerhalb der Anlage eines Netzbenutzers zuordnen zu können, braucht es definierte Messkonzepte.

Durch die Einführung von Messkonzepten, die den durch die technischen und organisatorischen Regeln konkretisierten gesetzlichen Vorgaben (Abs. 1 und 2) oder von der Regulierungsbehörde festgelegten standardisierten Messkonzepten (Abs. 3) zu entsprechen haben, wird dem Betrieb von flexiblen Anlagenkonfigurationen Rechnung getragen. Diese ermöglichen eine ökonomisch effiziente Nutzung von Betriebsmitteln in der Anlage eines Netzbenutzers. So kann Energie zwischen Erzeugungsanlagen, Speichersystemen (E-Fahrzeuge über bidirektionales Laden, Gewerbe- und Heimspeicher) und

Verbrauchsanlagen innerhalb der Kundenanlage flexibel genutzt und verteilt werden. Die in den jeweiligen Messkonzepten zu definierende Abrechnungsmethodik liegt somit näher an den physikalischen Energieflüssen und stellt eine korrekte Bilanzierung innerhalb der Kundenanlage sicher. Möglich wird dadurch die Nutzung mehrerer Energieliefer- oder Abnahmeverträge für getrennte Betriebsmittel, wie beispielsweise Ladestationen, Wärmepumpen oder Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Technologien, bei gleichzeitig korrekter Zuordnung von Energiemengen und Herkunftsnachweisen (s. dazu auch Art. 4 der Richtlinie (EU) 2019/944).

Die zu entwickelnden Messkonzepte sollen ua. dezentrale Speicherlösungen im Rahmen der gemeinsamen Energienutzung leichter ermöglichen, worunter sowohl Heim- als auch Quartierspeicherlösungen zu verstehen sind.

Zu Abs. 1 Z 1: Die Gesamtanordnung der Anlage beschreibt, welche Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinrichtungen vorhanden sind, wie diese intern verschaltet sind und wo Netzanschluss und Messeinrichtungen liegen. Sie macht jene Energieflüsse sichtbar, die für Abrechnung und Herkunftsnachweise relevant sind.

Zu Abs. 1 Z 2: Gemäß § 109 Abs. 1 ist jeder Messeinrichtung immer ein Zählpunkt zugeordnet, diese müssen den relevanten Teilen der Anlage zuordenbar sein.

Zu Abs. 1 Z 3: Da der Netzbetreiber wissen muss, welche Zählpunktwerte welchem Lieferanten zu melden sind, müssen die vorhandenen Abrechnungspunkte, die unterschiedlichen Lieferverträgen zugeordnet sein können, dem Netzbetreiber bekannt sein.

Zu Abs. 1 Z 4: Diese Regelung betrifft die Auswahl des Zuordnungsmodells der Energieflüsse innerhalb der Kundenanlage und folglich die Frage, wie in Bezug auf einen Zählpunkt rechnerische Werte ermittelt werden. Dies ist für die Zuordnung von Herkunftsnachweisen relevant.

Abs. 2 konkretisiert die Vorgabe an die Regulierungsbehörde dahingehend, dass die Messkonzepte so auszugestalten sind, dass die Summe aller Zählwerte je Abrechnungsintervall mit dem physisch ausgetauschten Wert übereinstimmt, keine doppelten Abrechnungen entstehen und Netzbetreiber durch eine bestimmte Messanordnung nicht schlechter gestellt werden (zB Eigenversorgung, Systemnutzungsentgelte). Zeitversetzte Energieflüsse über stationäre und mobile Energiespeicher, wie bidirektionales Laden und Entladen von E-Fahrzeugen auch an anderen Netzanschlusspunkten (V2G/V2H), der Einsatz von Heim- und Quartierspeichern in der gemeinsamen Energienutzung, einschließlich des parallelen Bezugs und der Einspeisung aus der bzw. in die Bilanzgruppe, sowie die technologiebezogene Zuordnung von Erzeugungsmengen in Hybridanlagen sollen mit diesen Rechenregeln abgebildet werden können.

Soweit im Gesetz von einer Berücksichtigung „mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand“ die Rede ist, bedeutet dies, dass die Regulierungsbehörde vereinfachte und pauschalierende Verfahren vorsehen kann (zB begrenzte Anzahl von Herkunftskategorien) und keine messtechnischen oder kommunikationstechnischen Nachrüstungen anzuordnen hat, die in keinem angemessenen Verhältnis zur betroffenen Energiemenge stehen würden, insbesondere bei kleinen oder mobilen Speichern.

Bei mobilen Speichern ist mangels fester Zuordnung zu einer Kundenanlage grundsätzlich von einer sonstigen Einspeisung auszugehen; eine abweichende Zuordnung (zB zu einer Energiegemeinschaft oder zu förderrelevanten Energiemengen) kommt erst in Betracht, wenn Lade- und Entladepunkt in den technischen und organisatorischen Regeln als zulässige Punkte definiert sind.

Zu Abs. 3 bis 5: Die Regulierungsbehörde legt standardisierte Messkonzepte fest, die alle Netzbetreiber anbieten und umsetzen müssen. Ergänzend können Netzbetreiber und Netzbetreiber im Einzelfall individuelle (nicht standardisierte) Messkonzepte vereinbaren – das wird überwiegend für umfangreiche oder industrielle Anlagen in Betracht kommen. Für dabei erforderliche zusätzliche Messeinrichtungen trägt grundsätzlich der jeweilige Netzbetreiber die Kosten.

Abs. 5 räumt der Regulierungsbehörde die Möglichkeit ein, für Speicher vereinfachte, aber einheitliche Regeln vorzuschreiben. Dabei ist es zulässig, Pauschalierungen vorzunehmen und Ungenauigkeiten in Kauf zu nehmen. Ökonomisch ist es nicht notwendig, für jedes einzelne Speichersystem über die Zeit eine technisch exakte Zustandsführung zu machen. Die Behörde kann für unterschiedliche Speichersysteme pauschale Verlustannahmen festlegen. Weil solche pauschalen Verfahren zu Abweichungen zwischen physischem Speicherinhalt und rechnerischer Zuordnung führen können, kann die Behörde eine begrenzte Vortragsdauer vorsehen. Nach Ablauf dieses Zeitraums verfällt die im virtuellen Speichersubkonto geführte rechnerische Zuordnung; danach gelten ausgespeiste Energiemengen als Speicherstrom ohne besondere (zB förder- oder gemeinschaftsbezogene) Zuordnung und werden als gewöhnliche Netzeinspeisung behandelt. Der physische Messwert bleibt dabei in jedem Fall maßgeblich. Zusätzliche, über eine Kommunikationsschnittstelle übermittelte, Zweck- oder

Nutzungsinformationen können erforderlich sein, da sich aus dem Messwert allein nicht der energiewirtschaftliche Zweck der Energiemenge ableiten lässt. Eine Entladung aus dem Speicher kann der gemeinsamen Energienutzung, förderrelevanten Energiemengen oder eine allgemeine Netzeinspeisung sein.

Zu § 112 (Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb):

Durch die Bestimmung soll eine weitere Möglichkeit zur Optimierung der bestehenden Netzinfrastuktural geschaffen werden, die parallel zum notwendigen Netzausbau die Integration der Energie aus Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger beschleunigen und unterstützen soll. Die Strombelastbarkeit (und damit auch die Transportkapazität) von Freileitungen richtet sich in der Regel nach einer normierten Strombelastbarkeit, die sich auf Basis einer Hochsommerwetterlage berechnet und bezogen auf die Kühleffekte den „ungünstigen“ Fall darstellt („Normbedingungen“: 35°C Lufttemperatur, beinahe Windstille mit 0,6 m/s Windgeschwindigkeit, hohe Sonneneinstrahlung mit 900 W/m²). Im witterungsabhängigen Freileitungsbetrieb wird jedoch die jeweils vorherrschende Umgebungs- bzw. Wettersituation berücksichtigt. Dadurch kann bei geringeren Außentemperaturen und insbesondere bei höheren Windgeschwindigkeiten durch „Kühleffekte“ die Strombelastbarkeit der Leiterseile von Freileitungen um bis zu 80% angehoben werden (sofern im Bereich der Umspannwerke keine Restriktionen vorliegen). Dies bietet nutzbares Potenzial für die Strombelastbarkeit und vor allem höhere Betriebsreserven (z. B. im [n-1]-Fall) und resultiert damit insgesamt auch in höheren Übertragungskapazitäten.

Zu § 113 (Ausübungsvoraussetzungen für den Betrieb von Verteilernetzen):

Bei der in dieser Grundsatzbestimmung genannten „Konzession“ handelt es sich in der Sache um eine behördliche Genehmigung (vgl. § 43 GWG 2011), nicht jedoch um eine Konzession im Sinne des Bundesvergabegesetzes Konzessionen 2018 (BVerGKKonz 2018), BGBl. I Nr. 65/2018.

Zu § 115 (Pflichten der Verteilernetzbetreiber):

Förderbeiträge im Sinne der Z 6 sind die Erneuerbaren-Förderpauschale (§ 73 EAG), der Erneuerbaren-Förderbeitrag (§ 75 EAG) und der Grünas-Förderbeitrag (§ 76 EAG).

Die Pflicht gemäß Z 16 soll von der Regulierungsbehörde im Rahmen ihrer Überwachungsaufgabe gemäß § 161 Abs. 1 Z 2 überwacht werden.

Z 22 setzt Art. 31 Abs. 9 der Richtlinie (EU) 2019/944 um.

Durch Z 24 wird die Umsetzung von Art. 17 Abs. 2 der Richtlinie und durch Z 25 die Umsetzung von Art. 33 Abs. 1 der Richtlinie sichergestellt.

Zu § 117 (Gemeinsame Internetplattform):

Zu Abs. 2: Klarstellend ist festzuhalten, dass unter datenschutzrechtlichen Bestimmungen ua. die DSGVO und das DSG zu verstehen sind.

Zu Abs. 5: Daten sind dem Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus bzw. den betroffenen Landesregierungen zu Informationszwecken für Endnutzerinnen und Endnutzer sowie zu Zwecken der räumlichen Energieplanung in geeigneter Form (GIS) zur Verfügung zu stellen.

Durch Abs. 6 wird die Regulierungsbehörde ermächtigt, Vergleichskennzahlen für Verteilernetzbetreiber ab 10 000 Zählpunkten über die gemeinsame Internetplattform zu veröffentlichen. Inhalt, Methodik, Darstellung und Rhythmus bestimmt die Regulierungsbehörde; die Netzbetreiber liefern hierfür die erforderlichen Daten unentgeltlich, elektronisch und standardisiert. Die Vergleichbarkeit berücksichtigt dabei Unterschiede die sich beispielhaft zwischen urbanen und ländlichen bzw. alpinen Versorgungsgebieten sowie verdichteten und weitläufigen Netzen oder Kundendichten ergeben. Diese Kriterien sind sowohl für den nationalen als auch den europäischen Vergleich heranzuziehen. Veröffentlicht werden ausschließlich aggregierte, nicht personenbezogene Informationen unter Wahrung von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen. Die Benchmarks adressieren insbesondere Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit, Service- und Prozessqualität der Anschlussprozesse, Digitalisierungsstand sowie Datenverfügbarkeit. Der überwiegende Teil der hierfür benötigten Daten liegt der Regulierungsbehörde bereits aus bestehenden Berichtspflichten und Regulierungsprozessen vor; lediglich in eng begrenzten Fällen sind klar definierte zusätzliche Angaben nachzuliefern, um Vergleichbarkeit sicherzustellen.

Zu § 118 (Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz):

Die in Art. 32 Abs. 2 bis 5 der Richtlinie (EU) 2019/944 vorgesehenen Netzentwicklungspläne für das Verteilernetz sollen in geraden Kalenderjahren zu veröffentlichen sein, um einen alternierenden Rhythmus mit den bereits existenten Netzentwicklungsplänen für das Übertragungsnetz zu erreichen.

Die Planungsgenauigkeit der Netzentwicklungspläne soll in angemessener Relation zum Zeithorizont stehen. Naturgemäß ist eine Vorschau auf Entwicklungen in zwei Jahren detaillierter möglich als eine Vorschau auf Entwicklungen in zehn Jahren. Dieselbe angemessene Abstufung der Planungsgenauigkeit ist in Hinblick auf die einzelnen Netzebenen vorzunehmen.

Bei neuen 110kV-Leitungen ist die Möglichkeit zur Verkabelung im Sinne des Abs. 3 Z 3 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 Regierungsbehörde festgelegten Methode zu berechnen. Abs. 4 soll die notwendige Kohärenz mit bereits bestehenden Planungsinstrumenten sicherstellen. Dieses Berücksichtigungsgebot bezieht sich auch auf die diesen Planungsinstrumenten zugrundeliegenden Lage und Prognosen im Bereich Angebot und Nachfrage, wie sie für den Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz in Abs. 1 genannt sind. Abs. 4 Z 4 soll sicherstellen, dass benachbarte Verteilernetzbetreiber sich im Rahmen ihrer Planungstätigkeiten untereinander koordinieren und eine abgestimmte Netzplanung gewährleisten. Unter Planungsprämissen sind Informationen zu den getroffenen Annahmen über die zukünftige Entwicklung von Stromangebot und -verbrauch, Energieeffizienz, Energiespeicheranlagen und weiteren Flexibilitätspotenzialen zu verstehen.

Der neu eingeführte Abs. 5 soll eine Stärkung des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau) in der Netzplanung 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.

Zu § 119 (Anzeige des Netzentwicklungsplans für das Verteilernetz):

In der Verordnung nach Abs. 2 ist insbesondere ein einheitliches Format für die Veröffentlichung auf der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117 festzulegen.

Sollte der angezeigte Netzentwicklungsplan für das Verteilernetz die notwendigen Voraussetzungen nicht erfüllen, ermöglicht Abs. 3 der Regulierungsbehörde, die Verteilernetzbetreiber verbindlich zur Änderung des Netzentwicklungsplans aufzufordern.

Abs. 5 präzisiert die Rolle des Regelzonenführers im Rahmen der Erstellung der Netzentwicklungspläne für das Verteilernetz und verpflichtet zur Erstellung eines Berichts, der von den Verteilernetzbetreibern im weiteren Prozess zu berücksichtigen ist.

Zu § 120 (Voraussetzungen für den Betrieb von Ladepunkten durch Netzbetreiber):

Durch die Bestimmung soll von der Ausnahmemöglichkeit gemäß Art. 33 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 Gebrauch gemacht werden.

Die in Abs. 1 genannten Tätigkeiten sind nicht alternativ ausschließend zu verstehen, mehrere davon können auch parallel durch den Netzbetreiber ausgeübt werden, wenn einer der Ausnahmegründe gemäß Z 1 oder 2 gegeben ist.

Bevor ein Ausschreibungsverfahren durchgeführt wird, hat gemäß Abs. 2 Z 1 eine Prüfung des Bedarfs in der Ausschreibungsregion zu erfolgen. Die Ergebnisse dieser Überprüfung sind der Regulierungsbehörde mitzuteilen.

Der Netzbetreiber darf den Zuschlag nur dann im Sinne des Abs. 2 Z 2 verwehren, wenn die Zuschlagskriterien nicht erfüllt wurden. Das Kriterium der Rechtzeitigkeit darf jedenfalls nicht so interpretiert werden, dass es sich dabei um ein de facto Ausschlusskriterium für Dritte handelt.

Zu Abs. 3: Sofern die Regulierungsbehörde Leitlinien erlassen hat und der Netzbetreiber sich bei der Erstellung des Ausschreibungsverfahrens und dessen Bedingungen an die Leitlinien gehalten hat, gilt die Vermutung, dass die Voraussetzungen des Abs. 2 Z 2 eingehalten werden. Die Regulierungsbehörde hat daher keine weiteren Ermittlungsschritte zu setzen, sofern ihr keine offensichtlichen Anhaltspunkte dafür bekannt sind, dass im Einzelfall doch ein Ausschreibungsverfahren erstellt wurde, welches nicht den Anforderungen des Abs. 2 Z 2 entspricht. Offensichtliche Anhaltspunkte liegen insbesondere dann vor, wenn ohne ein aufwendiges Ermittlungsverfahren, aus allgemeinen Erfahrungsgrundsätzen oder sonstigen Gründen mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden kann, dass im konkreten Einzelfall die Vermutung nicht zutrifft.

Zu Abs. 4: Die Regulierungsbehörde führt die öffentliche Konsultation gemäß Abs. 4 auf Basis der Daten zu den vorhandenen Ladepunkten durch. Die in Abs. 4 angesprochene Errichtungsbereitschaft ist nur dann im Zuge der öffentlichen Konsultation zu erheben, wenn zwar ein Ausschreibungsverfahren

durchgeführt und auch ein Zuschlag erteilt werden konnte, die Anlage aber zum Zeitpunkt der Konsultation noch immer nicht errichtet wurde.

Zu Abs. 6: Vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen können in ihrer Funktion als Erzeuger oder Lieferanten Ladepunkte unabhängig von den Regelungen des Abs. 1 bis 5 betreiben. In diesem Fall können vertikal integrierte Elektrizitätsunternehmen die Kosten für die Ladepunkte jedoch nicht als Kosten gemäß § 134 anerkennen lassen. Außerdem sind gemäß § 153 Abs. 2 Z 1 lit. e eigene Konten für die Ladepunktaktivitäten zu führen.

Zu § 121 (Geschlossene Verteilernetze):

Bislang machte Österreich von der unionsrechtlich vorgesehenen Möglichkeit, geschlossene Verteilernetze als Unterkategorie der Verteilernetze umzusetzen, keinen Gebrauch. Nun soll Art. 38 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt und die geschlossenen Verteilernetze als Unterkategorie der Verteilernetze in den Elektrizitätsrechtsbestand eingeführt werden. Bei der Bestimmung handelt es sich um eine Ausnahmeregelung, die in engen Grenzen netzregulatorische Erleichterungen ermöglicht.

Anders als ein reguläres Verteilernetz dient das geschlossene Verteilernetz einer geschlossenen Benutzergruppe und nicht der öffentlichen Versorgung.

Eine technische Verknüpfung gemäß Abs. 1 Z 1 ist jedenfalls beim Vorliegen einer Wertschöpfungskette sowie bei funktionalem Zusammenhang der (Produktions- oder Dienstleistungs-) Prozesse gegeben, insbesondere wenn ein Unternehmen Erzeugnisse herstellt, die vom anderen weiterverarbeitet werden, wenn gemeinsame Infrastrukturen für betriebliche Zwecke genutzt werden oder wenn vergleichbare betriebliche Zusammenhänge bestehen. Eine sicherheitstechnische Verknüpfung im Sinne des Abs. 1 Z 2 liegt vor, wenn die betroffenen Nutzer des Netzes vergleichbare Anforderungen an die technische Qualität des Netzes haben, die von jener des öffentlichen Netzes abweichen. Festzuhalten ist, dass ein gemeinsamer Energiebezug allein für das Vorliegen der erforderlichen Verknüpfung jedenfalls nicht ausreicht.

Unterbleibt ein Antrag gemäß Abs. 1 obwohl die materiellen Voraussetzungen für das Vorliegen eines geschlossenen Verteilernetzes erfüllt sind und erlangt die Regulierungsbehörde von diesem Umstand Kenntnis, kann sie gemäß § 24 E-ControlG mit Bescheid die Herstellung des rechtmäßigen Zustandes auftragen.

Die Anordnung der vorläufigen Einstufung als geschlossenes Verteilernetz ab Antragstellung gemäß Abs. 2 letzter Satz stellt eine Übergangslösung bis zur Entscheidung der Regulierungsbehörde dar. Dadurch sollen allfällige Verwaltungsstrafen, die – da für den antragstellenden Betreiber (noch) keine netzregulatorischen Erleichterungen gewährt wurden – theoretisch verhängt werden könnten, zumindest vorläufig hintangehalten werden.

Abs. 4 stellt klar, dass die Belieferung von Haushaltskundinnen und Haushaltskunden einer Einstufung als geschlossenes Verteilernetz grundsätzlich entgegensteht. Lediglich bei einer geringen Anzahl an Haushaltskundinnen und Haushaltskunden der genannten Kategorie ist die Einstufung des Netzes als geschlossenes Verteilernetz dennoch möglich, wobei auf die Anzahl der angeschlossenen Haushalte abzustellen ist und nicht auf die Relation der verteilten Energie zwischen Haushaltskundinnen und Haushaltskunden und den übrigen Netzbenutzern.

Zu Abs. 5: Hintergrund des Abs. 5 ist, dass bei geschlossenen Verteilernetzen Endkundinnen und Endkunden häufig zugleich Bestandnehmer von Liegenschaften im Bereich des geschlossenen Verteilernetzes sind. Pauschalverträge, die neben dem Bestandzins auch den Preis für die Lieferung und die Netznutzung umfassen (sog. „All-in-Verträge“), sind aus Praktikabilitätsgründen gängige Praxis. Um das Recht auf freie Lieferantenwahl zu gewährleisten, kommt Endkundinnen und Endkunden in solchen Konstellationen ein Opt-out-Recht zu, das binnen kurzer Frist zu getrennten Verträgen und vollumfänglicher Handlungsfähigkeit führt. Bis zum Opt-Out kommen die Bestimmungen in Zusammenhang mit der Rechnungslegung nicht zur Anwendung.

Zu § 122 (Pflichten der Übertragungsnetzbetreiber):

Zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944: Z 7 setzt Art. 40 Abs. 1 lit. h, Z 8 setzt Art. 40 Abs. 1 lit. i, Z 9 Art. 40 Abs. 1 lit. d erster Satz und Z 15 setzt Art. 40 Abs. 1 lit. j um.

Durch Z 16 soll Art. 20a der Richtlinie (EU) 2018/2001 in Bezug auf die Übertragungsnetzbetreiber umgesetzt werden. Die Verfügbarkeit von Echtzeitdaten soll die Systemintegration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen unterstützen. Unter „leicht zugänglich“ ist zu verstehen, dass die Daten interoperabel, in einem harmonisierten Datenformat sowie in standardisierten Datensätzen zur Verfügung zu stellen sind, sodass Marktteilnehmer sie diskriminierungsfrei verwenden können. Im Fall einer zentralen Datenbereitstellung durch einen der Übertragungsnetzbetreiber kann zum Teil auf die Daten

gemäß Art. 16 Abs. 1 lit b der Verordnung (EU) 2013/543 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, die sich auf die gesamte Regelzone beziehen, zurückgegriffen werden.

Zu Z 18: Der Bericht zu Transparenzverpflichtungen hat insbesondere eine Spezifikation der veröffentlichten Informationen, die Art der Veröffentlichung (z. B. Internetadressen, Zeitpunkte und Häufigkeit der Veröffentlichung sowie qualitative oder quantitative Beurteilung der Datenzuverlässigkeit der Veröffentlichung) zu enthalten. Der Bericht zur technischen Zusammenarbeit mit Übertragungsnetzbetreibern anderer Mitgliedstaaten oder aus Drittländern hat insbesondere auf die mit den Übertragungsnetzbetreibern vereinbarten Prozesse und Maßnahmen hinsichtlich länderübergreifender Netzplanung und -betrieb sowie auf vereinbarte Daten für die Überwachung dieser Prozesse und Maßnahmen einzugehen.

Abs. 2 dient der Umsetzung von Art. 40 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Zu § 123 (Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz):

Die Bestimmung folgt auf § 37 EIWOG 2010.

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. Der neu eingeführte Abs. 5 soll eine Stärkung des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Netz-Verstärkung vor Netz-Ausbau) in der Netzplanung 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.

Unter dem Projektstatus in Abs. 9 ist das Stadium zu verstehen, in dem sich das Projekt befindet, z. B. „in Planung“, „erstinstanzlich bewilligt“, „rechtskräftig bewilligt“, „Baubeschluss vorhanden“, „in Betrieb“.

Zum 10. Teil (Systemnutzungsentgelte):

Der EuGH hat in seinem Urteil vom 2.9.2021 (EuGH 2.9.2021, C-718/18, Kommission/Deutschland, ECLI:EU:C:2021:662) zusammengefasst ausgesprochen, dass aufgrund des detaillierten normativen Rahmens auf Unionsebene kein Bedarf für nationale gesetzgeberische Festlegungen zur Berechnung von Netzentgelten bestehe, um die Richtlinien 2009/72 und 2009/73 umzusetzen. Vielmehr sei die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde auch gegenüber dem nationalen Gesetzgeber zu gewährleisten; diesem sei es nicht gestattet, der Regulierungsbehörde Befugnisse zu entziehen und sie anderen öffentlichen Stellen zuzuweisen. Hervorzuheben ist, dass sich der unionsrechtliche Rahmen seither insbesondere durch die in Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943 festgelegten Grundsätze für die Festsetzung von Netzentgelten durch die Regulierungsbehörden weiter verdichtet hat.

Vor diesem Hintergrund soll die Rolle der Regulierungsbehörde in der Vollziehung des einschlägigen (unionalen) Rechtsrahmens aufgewertet werden, während sich der Gesetzgeber im Wesentlichen auf die Festlegung von Grundsätzen, Verfahren und Ermächtigungen zurückzieht. Die generelle Systematik der Systemnutzungsentgelte, insbesondere die Zweiteilung in eine Kosten- und Mengenermittlung einerseits und eine daran anknüpfende Entgeltermittlung andererseits soll dabei erhalten bleiben.

Zu § 127 (Bestimmung der Systemnutzungsentgelte):

Zu den Komponenten des Systemnutzungsentgelts sollen weiterhin das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt sowie das Entgelt für sonstige Leistungen zählen. Das bisherige Netzzutrittsentgelt und das Netzbereitstellungsentgelt sollen zu einem neuen Netzanschlussentgelt zusammengeführt werden. Im Regelleistungsentgelt soll insbesondere das bisherige Systemdienstleistungsentgelt aufgehen.

Abs. 1 letzter Satz stellt klar, dass die Saldierung des Systemnutzungsentgelts für die Einspeisung und Entnahme ausgeschlossen ist (kein sog. „Net-Metering“). Die Voraussetzung dafür wird u.a. durch die getrennte Messung der Viertelstundenenergiewerte für Einspeisung und Entnahme in § 54 Abs. 1 geschaffen. Der Ausschluss der Saldierung dient weiters der Umsetzung von Art. 15 Abs. 2 lit. e und Art. 16 Abs. 3 lit. d der Richtlinie (EU) 2019/944, die eine solche jedenfalls für Aktive Kunden und Bürgerenergiegemeinschaften ausschließen.

Zu Abs. 3: Energiespeicheranlagen kommt bei der Bereitstellung der für die Transformation des Energiesystems notwendigen Flexibilität eine entscheidende Rolle zu. Bei systemdienlichem Betrieb, beispielsweise in ihrer Funktion als mögliches Bindeglied zwischen Erzeugern und Endverbrauchern und durch die Reduktion von Leistungsspitzen, können Energiespeicheranlagen Kosten im Netz reduzieren. Im Einklang damit statuiert Abs. 3 unter Berücksichtigung des systemdienlichen Betriebs eine

Freistellung hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgeltkomponenten gemäß § 128 (Netznutzungsentgelt) und § 129 (Netzverlustentgelt).

Zu § 128 (Netznutzungsentgelt):

Die Regulierungsbehörde hat insbesondere unionsrechtliche Vorgaben zu berücksichtigen, wenn es um die Festsetzung des Netznutzungsentgelts für Einspeiser geht.

Auf Basis der Ermächtigung gemäß Abs. 4 sollen bisher im ElWOG 2010 getroffene Festlegungen in eine Verordnung der Regulierungsbehörde überführt und wo erforderlich weiterentwickelt werden können. Diese Ermächtigung umfasst unter anderem Pauschalierungen, die jedenfalls dort erforderlich sind, wo eine Leistungsmessung noch nicht möglich ist. Die Vorgabe von Mindestbezugswerten soll dazu dienen, den laufenden Aufwand für die Leistungsvorhaltung und die Wartung des Netzes durch den Netzbetreiber angemessen vergüten zu können, insbesondere, wenn ein Entnehmer nur gelegentlich vom Netz Gebrauch macht. Im Falle von unterbrechbarer bzw. regelbarer Leistung kann die Verordnung nähere Vorgaben zu Unterbrechungssignalen, der Unterbrechungsdauer und eine Verpflichtung zur Vorabankündigung durch die Netzbetreiber umfassen.

Zu den in Abs. 4 Z 3 genannten Systemdienstleistungen zählt insbesondere die Bereitstellung von Blindleistung.

Netzbenutzer können durch zeitvariable Netznutzungsentgelte aktiv zur netzdienlichen Betriebsweise beitragen. Durch die Preissteuerung werden Anreize gesetzt, den Stromverbrauch in Zeiten niedriger Netzbelastung oder hoher erneuerbarer Einspeisung zu verlagern und Lastspitzen zu reduzieren. Dadurch wird die Netzstabilität erhöht, Netzausbaukosten werden langfristig vermieden bzw. reduziert. Kundinnen und Kunden partizipieren an den volkswirtschaftlichen Vorteilen (zB geringere Netzausbaukosten, effizientere Netzauslastung, Integration erneuerbarer Energien), indem diese Vorteile über reduzierte Netznutzungsentgelte anteilig weitergegeben werden. Zeitvariable Netznutzungsentgelte werden so kalibriert, dass Netzbenutzer mit Standardlastprofil im Erwartungswert indifferent zwischen zeitvariablem und nicht zeitvariablem Entgelt sind; Effizienzgewinne aus Lastverschiebungen werden anteilig über die Entgelte auch nicht teilnehmenden Netzbenutzern zugutekommen. Gleichzeitig erhalten sie mehr Transparenz und Steuerungsmöglichkeiten über ihre Energiekosten. Daher sollen neben den bislang fixen Netznutzungsentgelten auch Festlegungen zur Ausgestaltung von zeitvariablen Netznutzungsentgelten getroffen werden, um die Weitergabe des finanziellen Vorteiles zu ermöglichen. Ermittlungsbasis für zeitvariable Netznutzungsentgelte sind die aggregierten Viertelstundenenergiwerte.

Abs. 5 stellt klar, dass Netzkunden zwischen einem zeitvariablen und einem nicht zeitvariablen Netznutzungsentgelt wählen können. Nicht zeitvariabel bedeutet, dass innerhalb des Abrechnungszeitraums keine Staffelung der Preissätze nach Uhrzeit, Wochentag oder Saison erfolgt. Festgehalten wird, dass die Messwirkung keine Zeitdifferenzierung darstellt. Das bloße Messen eines monatlichen Viertelstundenhöchstwerts als Bemessungsgröße führt nicht zu einem zeitvariablen Entgelt, solange die Preissätze während des Abrechnungszeitraums unverändert bleiben.

Unabhängig davon sollen Netzkunden die Inanspruchnahme der Leistung ganz oder teilweise als unterbrechbar bzw. regelbar vereinbaren können, wofür Abschläge zu gewähren sind. Nicht unterbrechbare bzw. regelbare Leistung ist insbesondere für Betreiber von (Heim)-Speichern relevant, die nicht an systemdienlichen Standorten lokalisiert sind. Darüber hinaus ermöglichen unterbrechbare oder regelbare Netznutzungsentgelte die netzausbaureduzierende Wirkung eines systemdienlichen Betriebs von Speichern vertraglich abzusichern und damit in der Kapazitätsberechnung gemäß § 99 zu berücksichtigen.

Unter den in Abs. 6 genannten Netzebenen, die von teilnehmenden Netzbenutzern gemäß § 68 Abs. 3 in Anspruch genommen werden, sind der Lokalbereich (Netzebene 7) bzw. der Regionalbereich (Netzebenen 5, 6 und 7) gemäß § 70 Abs. 6 zu verstehen. Die administrativen Aufwendungen beim Netzbetreiber, die aufgrund der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich anfallen, können im Rahmen der Bestimmung des Netznutzungsentgelts Eingang finden.

Zu § 130 (Netzanschlussentgelt):

Mit der in Abs. 1 vorgesehenen Verpflichtung der Netzbetreiber, Anschlusskosten transparent und nachvollziehbar darzulegen, sollen Netzbenutzer in die Lage versetzt werden, die Zusammensetzung der Kosten prüfen und gegebenenfalls auch beanstanden zu können. Klargestellt wird überdies, dass das Netzanschlussentgelt im Falle einer Erhöhung der netzwirksamen Leistung nur im Ausmaß der Erhöhung anfällt. Wie in § 6 Abs. 1 Z 117 klargestellt, ist die „netzwirksame Leistung“ dabei die im Vertrag über Netzanschluss und Netzzugang vereinbarte maximale Leistung in Einspeise- oder Bezugsrichtung am Netzanschlusspunkt, welche die Gesamtanordnung der Anlage des Netzbenutzers, die aus Kombinationen

von Stromerzeugungseinheiten, Verbrauchseinheiten und Energiespeicheranlagen bestehen kann, sowie das vom Netzbetreiber vorgesehene Regel- und Betriebskonzept berücksichtigt.

Die Verordnungsermächtigung in Abs. 4 soll der Regulierungsbehörde die Möglichkeit einräumen, eine Methodik für die Bestimmung eines aufwandsbezogenen Anteils im Netzanlassentgelt festzulegen, dieses bis zum Netzanlasspunkt vorzusehen und davon anteilige Kosten des bereits erfolgten und notwendigen Netzausbaus (vgl. bisheriges Netzbereitstellungsentgelt gemäß § 55 ElWOG 2010) abzugrenzen.

Netzzugangsberechtigte können ihre Netzanlassentgelte insbesondere dadurch verringern, dass sie Anlagen über einen bestehenden Anschluss errichten (PV-Kleinanlagen bis 7 kW gemäß § 96 Abs. 5 gänzlich ohne zusätzlichem Netzanlassentgelt, sonstige erneuerbare Anlagen mit um 85 % reduziertem Entgelt gemäß § 96 Abs. 6), systemdienliche Standorte mit hoher verfügbarer Kapazität wählen oder durch eine eigenoptimierte Wahl der netz wirksamen Leistung – etwa durch die Kombination mit Speichern – den erforderlichen Netzanlassumfang begrenzen. Zusätzlich kann die Regulierungsbehörde für flexible Netzanlassverträge gemäß Abs. 5 Z 4 weitere Entgeltreduktionen vorsehen.

Mögliche Reduktionen des Netzanlassentgelte gemäß Abs. 5 und § 96 Abs. 6 kommen jeweils multiplikativ zur Anwendung. Liegen die Voraussetzungen für beide Vergünstigungen vor, wird jeweils der verbleibende Restbetrag weiter gemindert; eine additive Verrechnung findet nicht statt.

Beispiel: 85% (beschender Bezugsanschluss) und zusätzlich 30% (systemdienlicher Standort) führen zu einem Zahlbetrag von $15\% \times 70\% = 10,5\%$ der Pauschale (entspricht einer Gesamtvergünstigung im Ausmaß von 89,5%). Die multiplikative Anwendung verhindert eine Überkompensation und schließt negative Entgelte („Cashback“) aus.

Da mit dem Netzanlassentgelt Kosten in Form von langjährigen Investitionen abgegolten werden sollen, war für vereinnahmte Netzbereitstellungsentgelte in § 55 Abs. 6 ElWOG 2010 eine Auflösung über 20 Jahre vorgesehen. Für das Netzanlassentgelt soll nunmehr in Abs. 7 eine Bilanzierungsregel verankert werden, wonach diese Entgelte im Rahmen des Jahresabschlusses der Netzbetreiber – entsprechend den Rechnungslegungsvorschriften – zu aktivieren bzw. zu passivieren sind, um den Investitionen der Netzbetreiber eine entsprechende Position gegenüberzustellen.

Hervorzuheben ist, dass damit das Ermessen der Regulierungsbehörde bei der Festlegung der Netzanlassentgelte bzw. deren Berücksichtigung im Rahmen der Kostenfeststellung (bspw. durch Festlegung einer Abschreibungs- bzw. Auflösungsdauer) nicht eingeschränkt wird.

Zu § 131 (Regelleistungsentgelt):

Das Regelleistungsentgelt ersetzt das Systemdienstleistungsentgelt gemäß § 56 ElWOG 2010. Über das Regelleistungsentgelt werden dem Regelzonenführer die Beschaffungskosten für die Primär-, Sekundär-, und Tertiärregelleistung abgegolten, nicht mehr nur für die Sekundärregelleistung. Künftig werden über das Regelleistungsentgelt auch keine Regelennergiekosten abgedeckt. Diese sind vielmehr über den Preis für die Ausgleichsenergie (§ 12 Abs. 3) zu verrechnen.

Zu § 132 (Entgelt für sonstige Leistungen):

Die Bestimmung entspricht weitgehend § 58 ElWOG 2010. Unter sonstige Leistungen können beispielsweise Mahnspeisen, vom Netzbetreiber veranlasste Änderungen der Messeinrichtung oder die Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs fallen. Wie bisher sollen Leistungen von Netzbetreibern im Zusammenhang mit Energiegemeinschaften nicht Gegenstand gesonderter Entgelte sein. Die Verpflichtung zur Bedachtnahme auf die soziale Verträglichkeit gründet sich auf Art. 27 Abs. 6 der Richtlinie (EU) 2023/1791 (Energieeffizienz-Richtlinie). So ist etwa bei Mahnspeisen und Netztrennungen der Aspekt der Kostenorientierung oft nachrangig gegenüber der sozialen Verträglichkeit und kann nicht einfach durch öffentliche Zuwendungen, Förderungen oder allgemeine sozialpolitische Maßnahmen kompensiert werden.

Zu § 133 (Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte):

Die mit dem EAG-Paket in § 58a ElWOG 2010 eingeführte Möglichkeit der Ausnahme von Netzentgelten für bestimmte innovative Forschungs- und Demonstrationsprojekte soll dem Grunde nach erhalten bleiben; die nähere Ausgestaltung soll jedoch der Regulierungsbehörde überlassen werden. Diese soll mit Verordnung Ziele und Anforderungen für eine solche Ausnahme festlegen können (Abs. 2).

Unter Forschungs- und Demonstrationsprojekten sind auch solche Vorhaben zu verstehen, die unter die Begriffsbestimmungen in Art. 2 der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit

bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt (AGVO) für Beihilfen für Forschung und Entwicklung und Innovation fallen.

Weiterhin soll ein Ausnahmebescheid ausschließlich auf Antrag gewährt werden (Abs. 3). In der Praxis bewährt hat sich die Einstufung als innovativ und förderwürdig im Rahmen vorgelagerten Auswahlverfahren gemäß § 16 Forschungs- und Technologieförderungsgesetz (FTFG), BGBl. Nr. 434/1982 oder im Rahmen eines äquivalenten europäischen Förderprogramms. Aus dem Antrag und den beigelegten Unterlagen muss sich ergeben, welche Art und welcher Umfang an Ausnahme angestrebt wird und warum diese beantragt wird.

Die Pflicht zur Erlassung eines Ausnahmebescheids gemäß Abs. 3 besteht nur bei Vorliegen der – gegebenenfalls mit Verordnung spezifizierten – Voraussetzungen, ansonsten müsste innerhalb dieser Entscheidungsfrist ein abweisender Bescheid erlassen werden.

Der Ausnahmebescheid ist gemäß Abs. 4 den vom Forschungs- und Demonstrationsprojekt betroffenen Netzbetreibern (einschließlich Regelzonenführer in Bezug auf Projekte, die Regelleistungsentgelte zu entrichten hätten) zur Kenntnis zu bringen; den Netzbetreibern kommen keine Partei- oder Beteiligtenrechte gemäß § 8 AVG zu.

Soweit es sich bei den Ausnahmen um staatliche Beihilfen handelt, werden diese entweder nach der AGVO freigestellt oder als De-minimis-Beihilfen gewährt und letzterenfalls als solche im Ausnahmebescheid (unter Verweis auf Verordnung (EU) Nr. 2023/2831 über die Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union auf De-minimis-Beihilfen) ausgewiesen.

Zu § 134 (Verfahren zur Feststellung der Kostenbasis):

Das bisher in § 48 ElWOG 2010 verankerte Bescheidverfahren zur Kostenermittlung soll mit geringfügigen Anpassungen fortgeführt werden. Die Rolle der Sozialpartner als Legalparteien soll dabei ebenso erhalten bleiben wie die Möglichkeit eines Kostenfeststellungsantrags für Netzbetreiber, die keinem Bescheidverfahren gemäß Abs. 1 unterliegen.

Die Pflicht zur vertraulichen Behandlung wirtschaftlich sensibler Informationen (Abs. 2) ergibt sich auch aus Art. 55 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Bei der Feststellung der Kosten ist die Regulierungssystematik, die die Regulierungsbehörde gemäß § 138 festlegt, anzuwenden.

Zu § 135 (Verfahren zur Festsetzung der Systemnutzungsentgelte):

Bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte soll die Regulierungsbehörde in Umsetzung von Art. 59 Abs. 1 lit. a der Richtlinie (EU) 2019/944 künftig allgemeine Grundsätze einerseits und die jährliche Höhe der einzelnen Entgelte andererseits in separaten Verordnungen festlegen. Dementsprechend könnten die in Abs. 1 aufgelisteten grundsätzlichen Inhalte für mehrere Jahre (beispielsweise für die Dauer einer Regulierungsperiode oder darüber hinaus) verordnet werden, während die aus der jährlichen Kosten- und Mengenermittlung resultierenden Entgelte jährlich mit einer eigenen Verordnung bestimmt werden, in der auch die Kostenwälzung und allfällige Ausgleichszahlungen festgelegt werden.

Bei Abs. 2 handelt es sich um eine eigenständige Ermächtigung. Zwischen einer Verordnung gemäß Abs. 1 (Festlegungen „dem Grunde nach“) und einer Verordnung gemäß Abs. 2 (Festlegungen „der Höhe nach“) besteht ein inhaltlicher Konnex, jedoch keine formalrechtliche Bindung.

Mit Abs. 4 und 6 wird Art. 59 Abs. 9 der Richtlinie (EU) 2019/944 in Bezug auf die Entgelte umgesetzt. Die Veröffentlichung entspricht der bestehenden Praxis der Regulierungsbehörde zu der, entsprechend der expliziten Vorgabe der Richtlinie, die Kosten (der jeweiligen Netzebene im jeweiligen Netzbereich) hinzutreten. Eine zahlenmäßige Aufstellung der zugrundeliegenden Kosten wird in der Regel erst mit der Konsultation der Entgelte möglich sein, weil die Kosten (insbesondere aufgrund von Rechtsmittelfristen) erst dann weitgehend feststehen.

Die in Abs. 7 vorgesehene Regelung zur vorläufigen Bestimmung der Entgelte stützt sich auf Art. 60 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2019/944, der die Festlegung vorläufiger Entgelte im Falle einer Verzögerung ermöglicht.

Zu § 136 (Monitoring der Entwicklung der Systemnutzungsentgelte):

Im Hinblick auf die unterschiedliche Entwicklung von Kosten und darauf basierenden Entgelten in den einzelnen Netzbereichen wird die Regulierungsbehörde mit einer Abschätzung der Entgeltentwicklung beauftragt.

Zu § 137 (Regulierungskonto):

Mit dem Regulierungskonto wurde bereits in § 50 ElWOG 2010 ein Instrument des Differenzausgleichs und der Glättung eingerichtet, dessen Funktion nunmehr weitergeführt wird. Wie bisher soll Abs. 1 im Wesentlichen einen Plan-Ist-Abgleich von Kosten bzw. Erlösen samt anschließender Aufrollung in nachfolgenden Verfahren ermöglichen. Abs. 2 dient dazu, durch Verteilung von Erlösen oder Aufwendungen im Zeitverlauf sprunghafte Erhöhungen oder Reduktionen von Entgelten zu vermeiden.

Abs. 3 zielt auf den Ausgleich von Mehr- bzw. Mindererlösen, die bei der Abrechnung von Regelenergie und Ausgleichsenergie entstehen, ab.

Die Regelungen in Abs. 4 bis 6 stellen sicher, dass Änderungen und Aufhebungen von Kostenbescheiden (insbesondere im Zuge von Rechtsmittelverfahren) oder von Verordnungen in jeweils nachfolgenden Verfahren berücksichtigt werden und sich deren Auswirkungen damit letztlich in den Entgelten niederschlagen.

Abs. 7 stellt eine besondere Bilanzierungsregel dar: § 198 Abs. 8 Z 1 Unternehmensgesetzbuch (UGB), dRGBI. S. 219/1897, sieht eine Verpflichtung zur Bildung von Rückstellungen für ungewisse Verbindlichkeiten und drohende Verluste aus schwebenden Geschäften, die am Abschlussstichtag wahrscheinlich oder sicher, aber hinsichtlich ihrer Höhe oder des Zeitpunkts ihres Eintritts unbestimmt sind, zwingend vor. Daher sind für gerichtliche Auseinandersetzungen mit Handelspartnern typischerweise Rückstellungen zu bilden. Eine niedrigere Kostenfeststellung hat gemäß Abs. 3 und 4 zur Folge, dass vom Netzbetreiber Erlöseinbußen in der Zukunft hinzunehmen sind. Wird von einer Verfahrenspartei ein Rechtsmittel eingelegt, das wahrscheinlich zu einer niedrigeren Kostenfeststellung führt, ist dies somit mit einer gerichtlichen Auseinandersetzung eines Unternehmens mit seinen Kunden vergleichbar. In der Praxis werden derartige Rückstellungen unter Verweis auf den Wortlaut in § 198 Abs. 8 UGB dennoch oft nicht gebildet. Um zu verhindern, dass die auf Basis überhöhter Netzkosten erzielten Netzerlöse vorzeitig ausgeschüttet werden, soll daher eine einheitliche Regelung vorgesehen werden.

Zu § 138 (Grundsätze der Kosten- und Mengenermittlung):

Für die Kosten- und Mengenermittlung hatte der Gesetzgeber bisher in den §§ 59 bis 61 ElWOG 2010 zum Teil detaillierte Regelungen vorgesehen. Diese Vorgaben sollen im Hinblick auf Art. 18 der Verordnung (EU) 2019/943 sowie die oben erwähnte Rechtsprechung des EuGH reduziert werden. Die Festlegung über die nähere Regulierungssystematik der Kosten- und Mengenermittlung dient (neben § 134) der Umsetzung von Art. 59 Abs. 1 lit. a der Richtlinie (EU) 2019/944. Neben den unionsrechtlichen Vorgaben stellen die Zielvorgaben gemäß § 5 sowie § 4 E-ControlG maßgebliche Determinanten der Kosten- und Mengenermittlung dar.

Indem die Regulierungsbehörde gemäß Abs. 1 sicherstellt, dass Quersubventionierungen verhindert werden, wird Art. 59 Abs. 1 lit. j der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt.

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 angemessene und risikoadäquate Verzinsung des eingesetzten und für die Erbringung der Dienstleistungen erforderlichen Mindestkapitals zu umfassen, die auch unter Berücksichtigung der Übernahme des Mengenrisikos durch die Netznutzer gemäß § 137 zu bemessen ist. Bei der Festlegung der angemessenen Eigenkapital- und Refinanzierungsverzinsung ist die Eigentümerstruktur der Netzbetreiber in ihrer Gesamtheit zu berücksichtigen. Ebenso sind die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen im öffentlichen Interesse der Netzbetreiber gemäß § 7 Abs. 2 in einer Weise einzubeziehen, dass sie den Netznutzern zugutekommen. Die Höhe des Gewinns und das unternehmerische Risiko haben dabei – unter Bedachtnahme auf die besonderen Marktbedingungen – in einem angemessenen Verhältnis zueinander zu stehen.

Für die Marktüblichkeit im Sinne von Abs. 2 Z 2 ist der Vergleich mit europäischen Netzbetreibern relevant. Zu berücksichtigen ist, dass Netzbetreiber nicht am klassischen Wettbewerbsmarkt teilnehmen, sondern regulierte Monopolisten sind.

Durch die in Abs. 2 Z 5 vorgesehene Streckung der Abschreibungsdauer für bestehende Anlagengüter und Neuinvestitionen sollen Netzkosten auf einen längeren Zeitraum verteilt und die Kostenentwicklungskurve geglättet werden.

Die in Abs. 3 Z 2 genannten Anreize sollen im Einklang mit Art. 18 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2019/943 effiziente und zeitnahe Investitionen fördern und insbesondere auch zur Erreichung der Klima- und Energieziele einschließlich der Steigerung der Energieeffizienz beitragen (vgl. den Zielkatalog des § 5 und den Anhang XI zur Richtlinie 2012/27/EU sowie die Mitteilung der Europäischen Kommission über einen EU-Aktionsplan für Stromnetze, COM(2023) 757 final, S. 8). Hinsichtlich geförderter

Finanzierungen darf die Inanspruchnahme europäischer und internationaler Förder- und Finanzierungsinstrumenten nicht dazu führen, dass Netzbetreiber wirtschaftlich schlechter gestellt werden, als sie ohne die Inanspruchnahme dieser Mittel stünden.

Durch die Festlegung einer angemessenen Normkapitalstruktur gemäß Abs. 3 Z 4 ist sicherzustellen, dass das Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital so ausgestaltet wird, dass die Netzkosten effizient und zugleich bestmöglich reduziert werden. Gleichzeitig ist darauf Bedacht zu nehmen, dass die Finanzierungssicherheit und damit die Stabilität des Netzbetriebs gewährleistet bleiben. Ziel ist eine ausgewogene Balance zwischen Kosteneffizienz und Risikominimierung.

Mit Abs. 4 wird Art. 59 Abs. 9 der Richtlinie (EU) 2019/944 in Bezug auf die Regulierungssystematik umgesetzt. Die Veröffentlichung entspricht der bestehenden Praxis der Regulierungsbehörde. Die Veröffentlichung der umfassenden Beschreibung der Regulierungssystematik erscheint im Hinblick auf das Transparenzgebot und die breite Vorgabe zur Veröffentlichung in Art. 59 Abs. 9 der Richtlinie (EU) 2019/944 erforderlich, zumal die unionsrechtlichen Vorgaben hier keine klare Trennung zwischen Kosten- und Tarifmethode ziehen.

Zu §§ 139-142 (11. Teil, 1. Hauptstück Flexibilitätsleistungen):

In diesem Hauptstück sollen die Bestimmungen zu Flexibilitätsleistungen im Verteiler- und Übertragungsnetz systematisch gesammelt werden.

Zu § 139 (Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsleistungen):

Mit der Bestimmung sollen Art. 31 Abs. 6 und Art. 32 Abs. 1-2 der Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt werden. Die gemäß Abs. 2 festzulegenden Spezifikationen können sich insbesondere auf die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit oder den Ort beziehen.

Zu § 140 (Engpassmanagement im Übertragungsnetz):

Der bisherige § 23 Abs. 2 Z 5 ElWOG 2010 soll herausgelöst und als selbstständige Bestimmung konzipiert werden.

Bisherige Engpassmanagement-Verträge gelten nunmehr als Verträge über die Erbringung von Flexibilitätsleistungen und sind grundsätzlich im Rahmen des § 140 iVm § 142 über die Flexibilitätsplattform zu beschaffen.

Hinsichtlich der Vergütung ist zu differenzieren: Kleine Stromerzeugungs- und Energiespeichereinrichtungen unter 1 MW sind nach den allgemeinen Regeln für Flexibilitätsleistungen marktbasiert zu vergüten. Für große Stromerzeugungs- und Energiespeichereinrichtungen ab 1 MW gilt wie bisher die Verpflichtung zur Abgeltung wirtschaftlicher Nachteile und Kosten (Nachteilsausgleich). Gleiches gilt auch für alle Anlagen, die gemäß Abs. 1 Z 2 außerhalb von Verträgen gemäß Abs. 1 Z 1 auf Anordnung des Regelzonenführers Leistungen erbringen (vgl. bisher § 23 Abs. 9 ElWOG 2010). Generell soll mit der kostenmäßigen Begrenzung auf einen Nachteilsausgleich strategisches Bieterverhalten unterbunden werden.

Zu § 141 (Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen):

Die Beschaffung von nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen durch Netzbetreiber in Umsetzung von Art. 31 Abs. 7 und Art. 40 Abs. 5 und 6 der Richtlinie (EU) 2019/944 soll nur erfolgen, soweit dies für einen sicheren, zuverlässigen und effizienten Netzbetrieb erforderlich ist. Der Informationsaustausch und die Abstimmung zwischen dem Regelzonenführer und den Verteilernetzbetreibern sind erforderlich, um die Ressourcen optimal zu nutzen, die Netze sicher und effizient zu betreiben sowie die Marktentwicklung zu erleichtern.

Abs. 1 setzt Art. 40 Abs. 5 der Richtlinie (EU) 2019/944 um.

Bezüglich der Trägheit der lokalen Netzstabilität, der Schwarzstarfähigkeit sowie der Inselbetriebsfähigkeit ist von einer Beschaffung durch den Übertragungsnetzbetreiber auszugehen, da diese nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen seinem Aufgabenbereich zuzuordnen sind.

Zu Abs. 3: Vollständig integrierte Netzkomponenten sind eigene Betriebsmittel des Netzbetreibers und daher in Umsetzung von Art. 40 Abs. 7 der Richtlinie (EU) 2019/944 von der Beschaffung ausgenommen.

Abs. 4 dient der Umsetzung von Art. 40 Abs. 6 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Abs. 5 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. d der Richtlinie (EU) 2019/944 um.

Zu §§ 143-146 (11. Teil, 2. Hauptstück Netzreserve):

Die Rechtsgrundlage für die Netzreserve, die bisher in den §§ 23a bis 23d ElWOG 2010 geregelt war, soll mit leichten Änderungen in die §§ 143ff ElWG überführt werden. Durch das Auslaufen der

Genehmigung des bisherigen Beihilfemechanismus mit 31. Dezember 2025 und vor dem Hintergrund der Praxiserfahrungen seit 2021 wurde die Netzreserve weiterentwickelt. Die Neuregelung wurde von der Europäischen Kommission im Oktober 2025 beihilferechtlich genehmigt. Prüfungsmaßstab waren nunmehr, anders als noch 2021, die europäischen Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, ABl. C 80 vom 18.2.2022, S. 1-89 (KUEBLL).

Zu § 143 (Anzeigepflichten und Systemanalyse):

Nach Rz. 333 der KUEBLL ist die Abschätzung der Erforderlichkeit der Netzreserve als Maßnahme zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit von der Regulierungsbehörde entweder zu genehmigen oder zu überprüfen. § 143 trägt dieser Anforderung insofern Rechnung, als dass die durch die Regulierungsbehörde festgelegte Methode gemäß Abs. 3 sowie die festgelegten Eingangsdaten und Annahmen für Szenarien gemäß Abs. 4 der Bedarfsermittlung zugrunde zu legen sind.

Bei Abs. 3 und 4 handelt es sich jeweils um antragsgebundene Bescheidverfahren, für die Abs. 5 besondere Verfahrensbestimmungen regelt.

Die Mitwirkungspflicht in Abs. 5 zweiter Satz konkretisiert die gemäß § 39 AVG. ohnehin bestehende Pflicht der Partei, an der Ermittlung des Sachverhalts mitzuwirken. Ohne Zugriff auf der für die Festlegung der Methode sowie der Eingangsdaten und Szenarien erforderlichen Daten ist es der Behörde faktisch nicht möglich, den für die Entscheidung maßgeblichen Sachverhalt festzustellen. Da die Feststellung eines allfälligen Netzreservebedarfs sowie das Beschaffungsverfahren in ein enges Zeitkorsett eingebettet sind, bedarf es einer spezifischen Dateneinsichtsmöglichkeit der Regulierungsbehörde. Die generelle Befugnis der Regulierungsbehörde, gemäß § 34 E-ControlG in alle Unterlagen von u.a. Netzbetreibern Einsicht zu nehmen und über alle auf ihre Tätigkeit Bezug habenden Umstände Auskunft zu verlangen, wäre im Falle einer Nichtäußerung über ein Auskunftspflichtverfahren durchzusetzen, das potenziell die operative Notwendigkeit einer straffen Prozessgestaltung gefährden könnte. Die Einsichtsmöglichkeit ist auf die für die Aufgaben gemäß Abs. 3 und 4 erforderlichen Daten beschränkt. Die Zuerkennung des Ausschlusses der aufschiebenden Wirkung ist unerlässlich, um den engen Fristenlauf des Netzreserveprozesses einhalten zu können.

Zu § 146 (Änderungen):

Um bezüglich gewisser Elemente Änderungen des Netzreservemechanismus zu ermöglichen, sieht Abs. 4 eine Ermächtigung der Regulierungsbehörde vor, die näheren rechtlichen Rahmenbedingungen für die Netzreserve durch eine Verordnungsermächtigung näher zu regeln. Hauptzweck der Verordnungsermächtigung ist die Umsetzung des von der Europäischen Kommission genehmigten Beihilfemechanismus. Die Erfahrungen aus der Praxis haben gezeigt, dass kleinere technische Anpassungen auch darüber hinaus möglich bleiben sollte. Die weitere Abänderbarkeit ist auf Änderungen beschränkt, die gemäß Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 794/2004 zur Durchführung der Verordnung (EU) 2015/1589, ABl. Nr. L 140 vom 30.4.2004, S. 1 nicht als Änderung einer bestehenden Beihilfe anzusehen sind, weil sie rein formaler oder verwaltungstechnischer Natur sind und keinen Einfluss auf die Würdigung der Vereinbarkeit der Beihilfemaßnahmen mit dem Binnenmarkt haben können.

Zu § 148 (Versorgungssicherheitsstrategie):

Die Bestimmung folgt auf den bisherigen § 88a ElWOG 2010 und regelt die Aktualisierung der darauf basierenden Versorgungssicherheitsstrategie, die erstmalig bis zum 30. Juni 2023 zu erstellen war.

Zu § 149 (Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene):

Die Verankerung der periodischen Durchführung einer Abschätzung der Angemessenheit der Ressourcen auf nationaler Ebene soll die unionsrechtskonforme Durchführung der Vorgaben der Verordnung (EU) 2019/943 unterstützen.

Zu § 150 (Bewertung des Flexibilitätsbedarfs):

§ 150 dient der unionsrechtskonformen Durchführung von Art. 19e der Verordnung (EU) 2019/943.

Zu § 152 (Vertraulichkeit):

Der bisherige § 11 ElWOG 2010 ist systematisch eine Entflechtungsbestimmung und soll deswegen in den Entflechtungsteil überführt werden.

Zu § 153 (Entflechtung und Transparenz der Rechnungslegung, Verbot von Quersubventionen)

Zu Abs. 1: Zu den geltenden Rechnungslegungsbestimmungen zählen insbesondere jene nach dem UGB.

Zu § 155 (Voraussetzungen):

Zu Abs. 2 Z 2: Der unabhängige Netzbetreiber hat über ein qualifiziertes Eigenpersonal zu verfügen.

In Abs. 2 Z 5 wird nunmehr klargestellt, dass sämtliche Vereinbarungen bereits im Entwurfsstadium der Regulierungsbehörde vorzulegen sind.

Zu § 157 (Unabhängigkeit des Eigentümers des Übertragungsnetzes):

Zu Abs. 2 Z 3: Der Kündigungsschutz der Sicherheitsfachkraft ist insbesondere in § 9 Arbeitsvertragsrechts-Anpassungsgesetz (AVRAG), BGBl. Nr. 459/1993 normiert.

Zu § 158 (Vermögenswerte, Unabhängigkeit, Dienstleistungen, Verwechslungsgefahr):

Die in der Vorgängerbestimmung § 28 Abs. 2 Z 1 ElWOG 2010 noch vorgesehenen Kraftwerksleitungen sollen zur Herstellung der Unionsrechtskonformität entfallen.

Zu § 160 (Unabhängigkeit der Unternehmensleitung und der Beschäftigten):

Von Abs. 1 Z 4 sind Beteiligungen am und Zuwendungen vom Übertragungsnetzbetreiber ausgenommen. Betriebsratsfonds, die zur Deckung der Kosten der Geschäftsführung des Betriebsrats und der Konzernvertretung sowie zur Errichtung und Erhaltung von Wohlfahrtseinrichtungen und zur Durchführung von Wohlfahrtsmaßnahmen zugunsten der Arbeitnehmerschaft und der ehemaligen Arbeitnehmer des Betriebs eingerichtet sind, fallen nicht unter das Beteiligungsverbot, da sie nicht zur Ausschüttung von Gewinnanteilen an die dem Beteiligungsverbot unterliegenden Personengruppen eingerichtet sind.

Die Ergänzung von Abs. 5 Z 4 wird in Hinblick auf das Urteil des EuGH vom 2.9.2021 (EuGH 2.9.2021, C-718/18, Kommission/Deutschland, ECLI:EU:C:2021:662) vorgenommen. Das Verbot des Haltens von Beteiligungen am vertikal integrierten Unternehmen impliziert eine Veräußerungspflicht für solche vor dem 03.03.2012 bereits erworbenen Beteiligungen und gilt für Personen der Unternehmensleitung und übrige Beschäftigte des Übertragungsnetzbetreibers gleichermaßen. Weder Unternehmensleitung noch Beschäftigte dürfen Beteiligungen oder finanzielle Zuwendungen vom vertikal integrierten Unternehmen erhalten.

Zu § 162 (Gleichbehandlungsprogramm):

Zu Abs. 12: Der Kündigungsschutz der Sicherheitsfachkraft ist insbesondere in § 9 AVRAG normiert.

Zu § 164 (Verfahren zur Zertifizierung und Benennung von Übertragungsnetzbetreibern):

Art. 51 der Verordnung (EU) 2019/943 findet auf das Zertifizierungsverfahren Anwendung.

Zu § 165 (Verfahren zur Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern in Bezug auf Drittländer):

Beim Verfahren zur Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern in Bezug auf Drittländer sind die Vorgaben aus der Richtlinie (EU) 2022/2555 zu beachten.

Die Stellungnahme gemäß Abs. 5 (siehe Art. 53 der Richtlinie (EU) 2019/944) soll von der Regulierungsbehörde, die für die Prüfung der Entflechtungsvoraussetzungen zuständig ist, einzuholen sein.

Zu § 166 (Entflechtung von Verteilernetzbetreibern):

Zu Abs. 2 Z 3: Der Netzbetreiber hat über ein qualifiziertes Eigenpersonal zu verfügen.

Zu Abs. 6: Der Kündigungsschutz der Sicherheitsfachkraft ist insbesondere in § 9 AVRAG normiert.

Zu § 168 (Auskunfts- und Einsichtsrechte):

Die Unternehmens- bzw. Konzernstruktur am Energiemarkt wurde in den letzten Jahren teils grundlegend umgestellt. Inzwischen gibt es Konstellationen, in denen die Konzernmutter selbst keine Funktionen eines Elektrizitätsunternehmens ausübt, aber solche selbstredend weiter kontrolliert und diesen gegenüber z.T. wichtige Dienste erbringt oder diese Dienste durch andere Unternehmen (z. B. Servicegesellschaften für IT und Telekommunikation) erbringen lässt die zwar Teil der Gruppe des vertikal integrierten Elektrizitätsunternehmens sind aber selbst keine Elektrizitätsunternehmen sein müssen.

Ein vertikal integriertes Elektrizitätsunternehmen war nicht vom Wortlaut des bisherigen § 10 ElWOG 2010 erfasst, den Behörden kommen jedoch auch hinsichtlich dieser Unternehmen Überwachungs- und Aufsichtsfunktionen zu (vgl. § 25 Abs. 1 Z 2 E-ControlG), welche es erforderlich machen, hier Auskunfts- und Einsichtspflichten vorzusehen.

Eine ähnliche Konstellation besteht auch hinsichtlich der von den Netzbetreibern beauftragten Stelle zur gemeinsamen Datenverwaltung (bisher nach § 19a ElWOG 2010, nunmehr § 17). Da deren Kosten maßgeblich von den Netzbetreibern getragen werden, ist erforderlich, auch diese gegenüber den Behörden zur Auskunft zu verpflichten, damit die Angemessenheit der Kostenbeteiligung der Netzkunden überprüft werden kann. Selbiges gilt für eine von den Netzbetreibern beauftragte Stelle zur Betreuung der gemeinsamen Internetplattform gemäß § 117.

Mit der ausdrücklichen Nennung der verbundenen Unternehmen im Sinne von Art. 2 Z 55 der Richtlinie (EU) 2019/944 soll dafür Sorge getragen werden, dass die Regulierungsbehörde im Rahmen ihres Vollzugsbereichs auch in sämtliche Holding- oder Konzernstrukturen Einsicht nehmen kann, auch wenn eine einzelne juristische Person innerhalb einer Unternehmens- oder Konzernstruktur selbst unmittelbar kein (vertikal integriertes) Elektrizitätsunternehmen im engeren Sinne ist.

Zu § 169 (Überwachungsaufgaben):

Zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944: Abs. 1 Z 1 und 5 in Verbindung mit Abs. 5 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. m, Abs. 1 Z 2 in Verbindung mit Abs. 4 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. l, Abs. 1 Z 3 in Verbindung mit Abs. 2 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. n, Abs. 1 Z 4 in Verbindung mit Abs. 2 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. o, Abs. 1 Z 6 in Verbindung mit Abs. 2 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. p, Abs. 1 Z 7 in Verbindung mit Abs. 8 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. q, Abs. 1 Z 8 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. b und Abs. 1 Z 8 in Verbindung mit § 23 E-ControlG setzt lit. c, Abs. 1 Z 9 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. v, Abs. 1 Z 10 in Verbindung mit § 4 Z 5 E-ControlG setzt Art. 59 Abs. 1 lit. z (wobei der Begriff „Beseitigung“ nicht übernommen wurde, da erst die Beobachtung von Hemmnissen deren Beseitigung ermöglichen soll), Abs. 1 Z 12 setzt Art. 59 Abs. 10, Abs. 1 Z 13 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. w und Abs. 5 setzt Art. 59 Abs. 1 lit. s um.

Abs. 1 Z 2 in Verbindung mit Abs. 4 kann, solange es diesen gibt, im Rahmen des Berichts gemäß § 51 Abs. 4 miterledigt werden. Umgekehrt ist es auch denkbar, dass der Bericht gemäß § 51 Abs. 4 im Bericht gemäß Abs. 4 aufgeht.

Bei Abs. 2 handelt es sich um eine demonstrative Aufzählung. Weitere Erhebungsinhalte sowie die Bestimmung des meldepflichtigen Personenkreises können von der Regulierungsbehörde im Rahmen der Elektrizitäts-Monitoring-Verordnung festgelegt werden.

Stellt die Regulierungsbehörde im Rahmen ihrer Monitoringaufgaben Preisabsprachen, marktverzerrende Produktangebote oder ähnliche den Markt beeinträchtigende Praktiken seitens der Lieferanten fest, sind die Empfehlungen gemäß Abs. 5 jedenfalls an die Bundeswettbewerbsbehörde weiterzuleiten.

In Abs. 6 wurden der bisherige § 88 Abs. 1 und Abs. 3 ElWOG 2010 zusammengeführt. Der Landesregierung soll weiterhin ein privilegiertes Informationsrecht zukommen.

Gemäß Abs. 7 soll die Überwachungstätigkeit der Landesregierung sich auf die Einhaltung der Konzessionsvoraussetzungen erstrecken. Die Überwachung der Entflechtungsbestimmung ist nunmehr Teil der Aufgaben der Regulierungsbehörde.

Der neue Abs. 9 soll dem Umstand Rechnung tragen, dass es gerade ein Hauptzweck der Monitoring-Tätigkeit ist, die Basis für weitere Untersuchungen und Ermittlungen im Rahmen des behördlichen Aufgabenspektrums zu schaffen.

Nachdem die Regulierungsbehörde berechtigt ist, die entsprechenden Daten sonst von den Unternehmen anzufordern und die Weiterverwendung auf erforderliche Zwecke im Rahmen der Befugnisse und Aufgaben der Regulierungsbehörde im öffentlichen Interesse beschränkt ist, sollte diese Bestimmung zur Sicherstellung einer effizienten Verwaltungstätigkeit keinen verfassungsrechtlichen Bedenken begegnen.

Zu § 171 (Anordnung und Durchführung statistischer Erhebungen):

Die in Abs. 4 geregelte Datenweitergabe kann einzelne Datensätze, die auf Grundlage der Verordnung nach Abs. 1 erhoben wurden, umfassen. Dies betrifft beispielsweise für einzelne Kundengruppen erhobene Wechselzahlen und Neukundenzahlen.

Zu § 172 (Automationsunterstützter Datenverkehr):

Die in Abs. 2 geregelte Datenweitergabe kann beispielsweise im Rahmen von Streitbeilegungsverfahren gemäß § 98 zur Anwendung gelangen und Daten zum jeweiligen Netzanschluss- bzw. -zugangsverhältnis umfassen.

Zu den §§ 176 bis 187 (Behörden, Strafbestimmungen und Geldbußen):

Die Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) wurde mit Verordnung (EU) 2024/1106, ABl. L, 2024/1106, 17.04.2024, überarbeitet. Mit den Änderungen soll vor allem die Kohärenz zu den Finanzmarktvorschriften der Union (wie der Verordnung (EU) Nr. 596/2014 über Marktmissbrauch) hergestellt werden. Die in diesem Teil vorgenommenen Anpassungen dienen insbesondere zur Umsetzung der neuen unionsrechtlichen Regelungen.

Zu § 176 (Zuständigkeit der Behörden in Elektrizitätsangelegenheiten):

Abs. 2 stellt klar, dass die Regulierungsbehörde die zuständige nationale Behörde zur Durchsetzung der Vorgaben und Verbote nach REMIT ist. Das ElWG sieht im Gegensatz zum ElWOG 2010 keine gerichtlich strafbaren Handlungen in Zusammenhang mit der Integrität und Transparenz des

Energiegroßhandelsmarktes und dem Schutz vor Marktmissbrauch vor. Die Strafbestimmungen des ehemaligen § 108a ElWOG 2010 werden in Verwaltungsstrafbestimmungen überführt. Zuständige Behörde für die Verhängung von Verwaltungsstrafen bei REMIT-Verstößen ist gemäß Abs. 5 die Regierungsbehörde. Für andere Verstöße gegen das ElWG sind weiterhin die Bezirksverwaltungsbehörden zuständig (Abs. 4). Geldbußen gemäß der §§ 184 bis 187 sind gemäß Abs. 8 vom Kartellgericht zu verhängen. Hierbei ist aufgrund geringer Fallzahlen mit keinem wesentlichen Mehraufwand für das Kartellgericht zu rechnen.

Zu § 181 (Strafbestimmungen gegen Marktmissbrauch):

Der Unionsgesetzgeber sieht in Art. 18 REMIT nunmehr Mindesthöhen und Höchstgrenzen der höchsten Geldstraf- bzw. Geldbußdrohung bei REMIT-Verstößen vor. Die gegenüber dem ElWOG 2010 spürbaren Straferhöhungen sind auf diese Vorgaben zurückzuführen.

Die in Abs. 3 Z 4 genannte Mitteilung hat auch die persönlichen Daten des benannten Vertreters zu umfassen.

Zu § 182 (Strafbarkeit juristischer Personen)

Die Mindest- und Höchstgrenzen für Geldbußen beruhen auf Art. 18 REMIT.

Zu § 183 (Besondere Bestimmungen über Verwaltungsstrafverfahren):

Abs. 2: Die Verjährungsfristen für Verwaltungsübertretungen gemäß den §§ 181 und 182 werden abweichend von § 31 VStG geregelt, da es sich hierbei um Vergehen in Zusammenhang mit der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 handelt. Diese Verfahren sind in der Regel äußerst komplex und weisen zumeist einen Auslandsbezug auf.

Zu § 188 (Inkrafttreten und Außerkrafttreten):

Zu Abs. 4: Eine angemessene Vorlaufzeit bis zum Inkrafttreten soll sicherstellen, dass sich Betreiber geschlossener Verteilernetze ausreichend auf die Einhaltung der netzregulatorischen Verpflichtungen, von denen sie durch § 121 nicht freigestellt werden, vorbereiten können. Dafür sind sowohl Vorkehrungen technischer als auch personeller Natur notwendig, die ein verspätetes Inkrafttreten rechtfertigen.

Zu § 189 (Allgemeine Übergangsbestimmungen):

Zu Abs. 5: Gemäß Art. 5 Abs. 4 lit. d Richtlinie (EU) 2019/944 müssen staatliche Eingriffe in die Festsetzung der Strompreise zeitlich begrenzt und für ihre Begünstigten verhältnismäßig sein. Diesen Anforderungen wird mit dem § 188 Abs. 2 und dieser Bestimmung entsprochen. § 188 Abs. 2 sieht ein Außerkrafttreten des gestützten Preises für begünstigte Haushalte mit 31. März 2036 vor. Das Auslaufen der Maßnahme ist jedoch mit einer Evaluierungspflicht verbunden; im Rahmen der Evaluierung sollen insbesondere die Wirksamkeit, Verhältnismäßigkeit sowie Verteilungseffekte geprüft werden. Die Ergebnisse der Evaluierung bilden die Grundlage für eine etwaige Verlängerung oder Überarbeitung des gestützten Preises für begünstigte Haushalte. Ein automatischer Übergang in eine verlängerte Geltung erfolgt nicht.

Die Übergangsbestimmung des § 189 Abs. 6 ordnet an, dass zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes bereits bestehende Netzanschlussverhältnisse gemäß § 44 Abs. 1 ElWOG 2010, die die Voraussetzungen eines geschlossenen Verteilernetzes gemäß § 121 Abs. 1 erfüllen, ex lege, d.h. ohne bescheidmäßige Einstufung, als geschlossene Verteilernetze im Sinne des § 121 gelten. Der solcherart ex lege erlangte Status als geschlossenes Verteilernetz geht nicht verloren, wenn sich zu einem späteren Zeitpunkt neue Netzbenutzer (wie beispielsweise eine PV-Anlage) an das geschlossene Verteilernetz anschließen.

Abs. 13 stellt klar, dass das Außerkrafttreten des ElWOG 2010 per se keinen Grund für eine Nichtigkeit bzw. (vorzeitige) Auflösung von privatrechtlichen Verträgen bildet. Privatrechtliche Vereinbarungen bleiben grundsätzlich aufrecht, allerdings mit abgeändertem Inhalt, sofern sie im Widerspruch zum ElWG und den darauf basierenden Verordnungen stehen.

Abs. 14 stellt klar, dass Lieferanten, die sich nach Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes auf das dort verankerte gesetzliche Recht auf Änderung der Allgemeinen Lieferungen und Entgelte berufen wollen, dies gemäß den Vorgaben des § 21 Abs. 2 erster Satz mitzuteilen haben. Den betroffenen Endkundinnen und Endkunden kommt für diesen Fall das Widerspruchsrecht gemäß § 21 Abs. 2 zu. Das nunmehr eingeführte gesetzliche Recht auf Änderung von Entgelten soll nicht auf frühere Änderungen von Entgelten zurückwirken, d.h. in der Vergangenheit vorgenommene, einseitige Änderungen sind auch nach Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes jedenfalls nach Maßgabe der vertraglich vereinbarten Änderungsrechte zu beurteilen. Eine Berufung auf das gesetzliche Änderungsrecht gemäß § 21 für in der

Vergangenheit erfolgte Änderungen soll daher nicht möglich sein. Außerdem wird klargestellt, dass im Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes anhängige Verfahren durch die Regelung des § 21 unberührt bleiben.

Zu Artikel 2: Energiearmuts-Definitions-Gesetz

In Art. 29 der Richtlinie (EU) 2019/944 werden die Mitgliedstaaten dazu verpflichtet, Energiearmut zu definieren. Die Mitgliedstaaten haben Kriterien (Indikatoren) festzulegen, anhand derer die Anzahl von Haushalten, die von Energiearmut betroffen sind (energiearme Haushalte), geschätzt werden kann.

Beispielhaft werden in der Bestimmung folgende Kriterien genannt: ein niedriges Einkommen, ein hoher Anteil der Energieausgaben am verfügbaren Einkommen und schlechte Energieeffizienz.

Die Definition von Energiearmut im Sinne des Art. 29 Richtlinie (EU) 2019/944 dient der Berichterstattung über das Ausmaß von Energiearmut im Rahmen der nationalen Energie- und Klimapläne gemäß Art. 3 Abs. 3 lit. d Governance-Verordnung (EU) 2018/1999, ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018 S. 1.

Für die erstmalige Berichterstattung im Rahmen des NEKP 2019 erstellte das Umweltbundesamt (UBA) im Auftrag des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus 2018 eine Analyse über die Situation von Energiearmut in Österreich. Das UBA legte ihrer Analyse eine Arbeitsdefinition zugrunde, die an Vorarbeiten der Regulierungsbehörde anknüpfte (E-Control, Energiearmut in Österreich, Definition und Indikatoren, 2013 und 2014). Im Auftrag der Regulierungsbehörde wurden außerdem von der Bundesanstalt „Statistik Österreich“ (Statistik Austria) folgende Berichte zum Thema Energiearmut erstellt: Haushaltsenergie und Einkommen mit besonderem Fokus auf Energiearmut 2014, Erscheinungsjahr 2017; Energiearmut in Österreich 2016 – Haushaltsenergie und Einkommen, Erscheinungsjahr 2019; Erweiterte Betrachtung der Energiearmut in Österreich 2018, Erscheinungsjahr 2021; Dimensionen der Energiearmut in Österreich – Höhe Energiekosten bzw. Nicht-Leistbarkeit von Energie für Wohnen, Erscheinungsjahr 2022.

Anfang 2020 fanden zwischen dem damaligen Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), dem Bundesministerium für Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz (BMSGPK), der Regulierungsbehörde sowie externen Expertinnen und Experten aus Wissenschaft und Forschung unter Einbindung der Statistik Austria mehrere Arbeitstreffen statt.

Im Juli 2020 wurde ein Konsortium (bestehend aus UBA, Institut für Immobilien Bauen und Wohnen GmbH, Wirtschaftsuniversität Wien und Caritas Österreich) beauftragt, eine Definition von Energiearmut und Grundlagen für die Erstellung einer Roadmap zum Thema Energiearmut im Rahmen einer Studie auszuarbeiten.

Basierend auf dem Austausch der genannten Institutionen und der im Jahr 2021 abgeschlossenen Studie sowie unionsrechtlichen Grundlagen (zuletzt wurde mit der Richtlinie (EU) 2023/1791 zur Energieeffizienz und zur Änderung der Verordnung (EU) 2023/955 (Neufassung), ABl. Nr. L 231 vom 20.09.2023 S. 1, eine Definition zu Energiearmut erlassen) gliedert sich das vorgeschlagene Bundesgesetz inhaltlich in zwei Teile:

Zum einen wird eine Definition für die statistische Erfassung von Energiearmut verankert, damit einhergehend werden Indikatoren für die Messung von Energiearmut festgelegt (2. Abschnitt).

Zum anderen werden Zielgruppen für Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut und für Förderungen im Bereich der Energieeffizienz und klimarelevanter Investitionen definiert und damit einhergehende Verfahrensbestimmungen geregelt (3. Abschnitt).

Die Definition in § 4 verfolgt den Zweck der statistischen Erfassung von Energiearmut.

Die Definition in § 7 verfolgt den Zweck, Zielgruppen für Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut (Abs. 1 Z 1) bzw. Zielgruppen für klimarelevante Förderungen (Abs. 1 Z 2) zu bestimmen.

Die für Unterstützungen relevante Definition des § 7 stellt im Gegensatz zu jener gemäß § 4 aus verwaltungsökonomischen Gründen nur auf das Einkommen ab. Die Einkommenssituation dient als Anknüpfungspunkt für konkrete Unterstützungsmaßnahmen, die Maßnahme selbst kann dann gezielt auf den Haushalt abgestimmt werden: bspw. Tausch von Geräten (altes gegen energieeffizientes Gerät), Heizungstausch oder ähnliche Maßnahmen.

Zu den Bestimmungen im Einzelnen:**Zu § 1 (Kompetenzgrundlage und Vollziehung):**

Da einige Bestimmungen des vorliegenden Gesetzes wie die Bestimmungen, mit denen unterstützungswürdige Haushalte definiert und Regelungen zum Nachweis der Unterstützungswürdigkeit getroffen werden, dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 B-VG (Armenwesen und Elektrizitätswesen) zuzuordnen sind, können diese Bestimmungen nur unter Schaffung einer Kompetenzdeckungsklausel als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen werden. Die vorgesehene Kompetenzdeckungsklausel verankert eine Bundeszuständigkeit für die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung dieser Bestimmungen.

Zu § 2 und 3 (Regelungsinhalt sowie Umsetzung und Durchführung von Unionsrecht)

Das vorliegende Gesetz regelt folgende Inhalte:

1. Aufgrund der aus der Richtlinie (EU) 2019/944 in Zusammenhalt mit der Verordnung (EU) 2018/1999 resultierenden Verpflichtung werden eine Definition für die statistische Erfassung von Energiearmut verankert und Indikatoren für die Messung von Energiearmut festgelegt. Die entsprechenden Regelungen finden sich im zweiten Abschnitt dieses Bundesgesetzes. Die Definition von Energiearmut nach dem zweiten Abschnitt dient ausschließlich statistischen Zwecken, um eine quantitative Beschreibung und Beurteilung des Phänomens und Ausmaßes von Energiearmut zu ermöglichen und – im Wege der Berichterstattung im Rahmen der NEKP – ein Monitoring der Situation im Zeitverlauf sicherzustellen. An diese Definition sind keine Leistungen oder Förderungen geknüpft.
2. Neben dem Erfordernis eine Definition für die statistische Beobachtung von Energiearmut festzulegen, besteht der Bedarf, Zielgruppen für Maßnahmen zur Bekämpfung von Energiearmut und für Förderungen im Bereich der Energieeffizienz und klimarelevanter Investitionen zu definieren. Zwischen Förderungen, die vordergründig armutspolitische Ziele (etwa Abfederung hoher Energiekosten) und Förderungen, die primär klimapolitische Ziele verfolgen (hier geht es um die Abfederung hoher Investitionskosten, etwa bei thermischen Sanierungsmaßnahmen oder beim Tausch des Heizungssystems), ist zu unterscheiden, weswegen zwei Zielgruppen definiert werden, nämlich „schutzbedürftige Haushalte“ bzw. „einkommensschwache Haushalte“ für energiearmutspolitische Maßnahmen sowie „förderungswürdige Haushalte“ für klimarelevante Förderungen. Die entsprechenden Regelungen finden sich im dritten Abschnitt. Mit der Definition des „schutzbedürftigen Haushalts“ wird auch Art. 28 Richtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt, wobei bei der Definition vordergründig auf das Haushaltseinkommen abgestellt wird. Wie oben dargelegt, ist dies vordergründig verwaltungsökonomischen Gründen geschuldet. Eine Prüfung der individuellen Wohnverhältnisse oder Energiekosten zusätzlich zur Einkommensprüfung wäre administrativ kaum bewältigbar. Die Einkommenssituation dient als Anknüpfungspunkt für gezielte Unterstützungsmaßnahmen (z. B. Energieberatung, Gerätetausch, Heizungstausch, finanzielle Unterstützung u.Ä.). Mit Blick auf das Konzept des schutzbedürftigen Kunden ist das vorliegende Gesetz in Ergänzung zu den im EIWG (§§ 18 ff.) und GWG 2011 (§§ 122 ff.) enthaltenen Bestimmungen zu sehen.

Zu § 4 (Definition von Energiearmut):

Die Definition vereint bestehende Ansätze auf EU-Ebene und nationaler Ebene und setzt in Verbindung mit § 5 die Energiearmutsdefinition in Art. 2 Z 52 der Richtlinie (EU) 2023/1791 um.

Die Definition ist offen genug, um das Phänomen Energiearmut in ihrer Multidimensionalität erfassen zu können, indem sie sowohl objektive als auch subjektive Indikatoren sowie eine Kombination von Indikatoren zulässt. Gleichzeitig ermöglicht sie den Rückgriff auf verfügbare Datenquellen.

Sie baut auf die bekannte „Energiearmuts-Trias“ aus niedrigem Einkommen, hohen Energiekosten und schlechter Energieeffizienz auf, ermöglicht aber auch zusätzliche bzw. andere Faktoren in Betracht zu ziehen.

Auf eine explizite Bezugnahme der Armutsgefährdungsschwelle wird verzichtet, weil sie bereits etablierte Indikatoren ausschließen (z. B. jene, die im Bericht der Statistik Austria herangezogen wurden, s. Statistik Austria, Dimensionen der Energiearmut in Österreich, 2022, S. 10, Indikatoren (2) und (3)) oder Stichproben so einschränken würde, dass sie nicht mehr aussagekräftig wären.

Zu § 5 (Indikatoren zur Messung von Energiearmut):

Die Festlegung der Indikatoren und die Möglichkeit der Anpassung mittels Verordnung gemäß Abs. 2 zielt darauf ab, eine breite Betrachtung des Phänomens auf Basis vorhandener statistischer Methoden und

Datenquellen (Eurostat, Mikrozensus, EU-SILC, Verwaltungsdaten etc.; s. auch § 6 Bundesstatistikgesetz 2000, BGBl. I Nr. 163/1999) zu ermöglichen.

Die für die statistische Auswertung benötigten Kennzahlen werden in Österreich mithilfe von Verwaltungs- und Befragungsdaten im Rahmen der jährlichen EU-SILC-Erhebungen ermittelt. Die objektiven Indikatoren sind Indikatoren, die auf verfügbaren objektivierbaren Daten basieren (wie Haushaltseinkommen und Energiekosten). Neben dem bisher von der Regulierungsbehörde verfolgten Ansatz, Energiearmut an niedrigem Haushaltseinkommen und hohen Energiekosten festzumachen (Abs. 1 Z 1 lit. a), soll auch die sog. „versteckte“ Energiearmut erfasst werden. Damit können auch diejenigen Haushalte einbezogen werden, die ihren Energiekonsum gezwungenermaßen niedrig halten und daher geringe Energiekosten haben (Abs. 1 Z 1 lit. b). Um den Betrachtungsansatz zu erweitern, bedarf es auch einkommensunabhängiger Indikatoren (Abs. 1 Z 1 lit. c). So kann ein überdurchschnittlich hoher Energiekostenanteil ein Indikator für Energiearmut sein, wobei der heranzuziehende Energiekostenanteil bei mindestens 10% zu liegen hat. Um eine aussagekräftige Stichprobe zu erlangen, können auch 15% herangezogen werden (s. Statistik Austria, Dimensionen der Energiearmut in Österreich, 2022, S. 10).

Bei den subjektiven Indikatoren geht es um die subjektive Einschätzung der eigenen Situation. Die in Abs. 1 Z 2 beispielhaft genannten Indikatoren orientieren sich an Informationen, die im Rahmen der EU-SILC (European Union Statistics on Income and Living Conditions, Deutsch: Europäische Gemeinschaftsstatistik über Einkommen und Lebensbedingungen) abgefragt werden.

Die in Abs. 1 Z 3 enthaltenen ergänzenden Indikatoren sind auf den Anhang der Kommissions-Empfehlung zu Energiearmut (EU) 2020/1563, ABl. Nr. L 375 vom 27.10.2020 S. 35, zurückzuführen.

Abhängig von weiteren Entwicklungen zur Erfassung des Phänomens Energiearmut und damit einhergehenden Änderungen bzw. Erweiterungen der Verfügbarkeit von Daten – sowohl in wissenschaftlicher Hinsicht als auch auf EU-Ebene (bspw. gibt es seitens der Europäischen Kommission bereits zwei Empfehlungen zu Energiearmut, s. Empfehlung (EU) 2020/1563, ABl. Nr. L 375 vom 27.10.2020 und (EU) 2023/2407, ABl. Nr. L vom 23.10.2023) – soll dem Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus die Möglichkeit eingeräumt werden, nach Anhörung der Regulierungsbehörde und der Statistik Austria und im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Arbeit, Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz den Katalog von Indikatoren zu ändern bzw. zu ergänzen.

Zu § 6 (Durchführung von statistischen Analysen):

Die Statistik Austria wird beauftragt, alle zwei Jahre – beginnend mit Dezember 2026 – eine statistische Analyse zu Energiearmut vorzulegen und zu veröffentlichen; die Erstellung und Veröffentlichung der Analyse hat bis Dezember des jeweiligen Jahres zu erfolgen. Die Analyseintervalle orientieren sich am Berichtszyklus der Governance-Verordnung, wonach erstmals bis zum 15. März 2023 und danach alle zwei Jahre ein Fortschrittsbericht zum im Dezember 2019 fertiggestellten NEKP zu erstellen ist (Art. 17).

Die den statistischen Analysen zugrunde liegenden Daten liegen bei der Statistik Austria gemäß § 26 Bundesstatistikgesetz 2000, BGBl. I Nr. 163/1999 als pseudonymisierte Daten ohne Identifikatoren vor. Die Daten sind mit dem bereichsspezifischen Personenkennzeichen „Amtliche Statistik“ (bPK-AS) verknüpf- und auswertbar. Klarstellend ist festzuhalten, dass das bPK (sowie die damit verknüpften Daten) personenbezogene Daten gemäß Art. 4 Z 1 DSGVO darstellen und dem Anwendungsbereich des Grundrechtes auf Datenschutz sowie der DSGVO unterliegen.

Trotz der Möglichkeit verschiedene Dimensionen/Aspekte des Phänomens Energiearmut durch die Festlegung unterschiedlicher Kombinationen von Indikatoren abbilden zu können, ist ein Monitoring im Zeitverlauf insbesondere im Hinblick auf die Berichterstattung im Rahmen des NEKP sicherzustellen, weswegen bei der Erstellung der Analyse die Einbindung des Bundesministers für Wirtschaft, Energie und Tourismus sowie der Bundesministerin für Arbeit, Soziales, Gesundheit, Pflege und Konsumentenschutz vorgesehen ist. Der Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus hat die Empfehlungen der Koordinierungsstelle für die Bekämpfung von Energiearmut sowie der Regulierungsbehörde zu berücksichtigen.

Zu § 7 (Unterstützungswürdige Haushalte):

Das auf dem Unionsrecht fußende Erfordernis, Definitionen für die statistische Beobachtung von Energiearmut und für schutzbedürftige Kundinnen und Kunden festzulegen, geht einher mit dem immer evidenter werdenden Bedarf, Förderkriterien bzw. Zielgruppen für die unterschiedlichen Förderungen im Bereich der Bekämpfung von Energiearmut, der Energieeffizienz und klimarelevanten Investitionen zu bestimmen.

Dabei ist zwischen Förderungen, die vordergründig armutspolitische Ziele (etwa Abfederung hoher Energiekosten-Belastung und teilweise die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen) und Förderungen, die primär klimapolitische Ziele verfolgen (hier geht es um die Abfederung hoher

Investitionskosten), zu unterscheiden. Letztere sind beispielsweise iZm Kesseltausch, thermischer Gebäudesanierung oder dem Übergang zu erneuerbarer Energieversorgung relevant. Die hohen Kosten, die mit diesen Investitionen verbunden sind, sind für einen wesentlich größeren Teil der Bevölkerung nicht leistbar.

In der Praxis hat sich gezeigt, dass bei jeder Fördermaßnahme der Kreis der Begünstigten und eine einkommensprüfende Stelle neu zu bestimmen war. Die in diesem Abschnitt vorgesehenen Regelungen sollen daher der Kohärenz und besseren Administrierbarkeit von Fördervorhaben dienen. Förderstellen können auch andere Zielgruppen für ihre Fördermaßnahmen festlegen. Die Bestimmung ist daher bewusst als Kann-Bestimmung formuliert.

Der Begriff „schutzbedürftiger Haushalt“ oder „einkommensschwacher Haushalt“ in Abs. 1 Z 1 ist vordergründig für Maßnahmen relevant, die armutspolitische Ziele verfolgen. Die Begriffsbestimmung des Abs. 1 Z 1 orientiert sich unter Berücksichtigung des Art. 28 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2019/944 („Für die Definition des Begriffs „schutzbedürftiger Kunde“ können die Höhe des Einkommens [...] herangezogen werden.“) an § 72a Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG).

Der Begriff „förderungswürdiger Haushalt“ in Abs. 1 Z 2 orientiert sich am *zweifachen* ASVG-Ausgleichszulagen-Richtsatz. Damit wird ein deutlich größerer Kreis an potentiell förderungswürdigen Haushalten erfasst und folglich ein weitaus größerer Kreis dabei unterstützt, die für die Dekarbonisierung des Wohnbestands oder die Senkung des Energiebedarfs notwendigen Investitionen tätigen zu können.

Die beiden Begriffe (Zielgruppen) werden aus regelungstechnischen Erwägungen unter der Überschrift „unterstützungswürdiger Haushalt“ zusammengefasst. Wenn in den folgenden Bestimmungen auf die Unterstützungswürdigkeit von Haushalten Bezug genommen wird, sind davon beide Zielgruppen umfasst.

Förderungen, die sowohl klima- als auch armutspolitische Ziele verfolgen und bei denen eine Einkommensprüfung Voraussetzung ist (wie bspw. das Programm „Saubere Heizen für Alle“), können unter Z 1 subsumiert werden.

Zu den §§ 8 bis 10 (Nachweis und Prüfung der Unterstützungswürdigkeit):

Diese Bestimmungen sollen zu einer effizienteren Förderabwicklung beitragen. Die ORF-Beitrags Service GmbH, die auf Bundesebene die Einkommensverhältnisse bereits in Zusammenhang mit der Befreiung der Beitragspflicht nach dem ORF-Beitrags-Gesetz 2024, BGBl. I Nr. 112/2023, prüft, wird damit betraut, auch in Belangen dieses Bundesgesetzes die Einkommensverhältnisse auf Antrag zu prüfen und mittels Bescheid festzustellen. Hinsichtlich der Ermittlung des Haushalts-Nettoeinkommens und des Verfahrens zur Einkommensprüfung sind die Bestimmungen des ORF-Beitrags-Gesetzes (sowie bis zum 31. Dezember 2025 die Bestimmungen der Fernmeldegebührenordnung) maßgeblich. Hinsichtlich der Rolle der ORF-Beitrags Service GmbH als Verantwortliche im Sinne des Art. 4 Z 7 der Verordnung (EU) 2016/679 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG (DSGVO), ABl. Nr. L 119 vom 04.05.2016 S. 1, zuletzt berichtigt durch ABl. Nr. L 74 vom 04.03.2021 S. 35, für die nach diesem Bundesgesetz zu verarbeitenden personenbezogenen Daten ist auf § 13 Abs. 5 ORF-Beitrags-Gesetz 2024 hinzuweisen.

Die in § 8 Abs. 1 genannten Leistungen (diese orientieren sich unter anderem am EEffG in der Fassung der Novelle BGBl. I Nr. 59/2023) sollten zum Nachweis der Unterstützungswürdigkeit iSd § 7 Abs. 1 Z 1 ausreichen. Den in Abs. 1 genannten Nachweisen liegt bereits eine Einkommensprüfung zugrunde. Im Sinne der Verwaltungswirtschaft sollte eine Einkommensprüfung durch die ORF-Beitrags Service GmbH nur bei Nichtvorliegen der Nachweise oder im Fall des § 7 Abs. 1 Z 2 erfolgen.

Allerdings kann gemäß § 8 Abs. 4 eine Förderabwicklungsstelle auf Grundlage von Förderrichtlinien/Förderprogrammen o.Ä. eine Einkommensprüfung durch die ORF-Beitrags Service GmbH verlangen. In diesem Fall hat die ORF-Beitrags Service GmbH die Einkommensverhältnisse gemäß § 9 ebenso zu prüfen.

Wird ein Antrag auf Einkommensprüfung über eine Förderabwicklungsstelle bei der ORF-Beitrags Service GmbH eingebracht, hat die Förderabwicklungsstelle den Antrag samt dazugehöriger Unterlagen an die ORF-Beitrags Service GmbH weiterzuleiten.

Zu § 12 (Abgeltung der Leistungen der ORF-Beitrags Service GmbH):

Abs. 4 enthält eine Verordnungsermächtigung für eine allfällige Valorisierung (VPI) des Kostenersatzes nach Abs. 2.

Zu Artikel 3: Energie-Control-Gesetz

Die Novellierung des Energie-Control-Gesetzes ist erforderlich, um es die Inhalte und die Terminologie des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes anzugleichen. Mit wenigen Ausnahmen sind die Änderungen folglich ausschließlich redaktioneller Natur.

Zu den Bestimmungen im Einzelnen:

Zu § 3 (Errichtung der Regulierungsbehörde):

In Umsetzung des Art. 76 Abs. 1 Richtlinie (EU) 2024/1788 wird die Regulierungsbehörde E-Control auch als zuständige Stelle für Wasserstoffwirtschaft benannt.

Zu § 23 (Regulierungssystem für europaweite regionale und grenzüberschreitende Aspekte):

Abs. 3 dient der Umsetzung von Art. 61 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Zu § 23a (Aufgaben und Befugnisse gegenüber den regionalen Koordinierungszentren):

Die Bestimmung setzt Art. 62 der Richtlinie (EU) 2019/944 um.

Zu den §§ 25a bis 25c:

Im Zuge der Zentralisierung des Vollzugs der Verordnung (EU) 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT) bei der Regulierungsbehörde (siehe die Erläuterungen zu § 176 EIWG) sind deren Befugnisse zu erweitern. Anlehnung wird dabei an den Vollzug des Wettbewerbsrechts genommen.

Zu § 26 (Schlichtung von Streitigkeiten):

Abgesehen von redaktionellen Anpassungen dient die Ergänzung inhaltlicher Natur der Umsetzung von Art. 17 Abs. 3 lit. f der Richtlinie (EU) 2019/944.

Zu § 28 (Berichtspflichten):

Die Ergänzung von Abs. 4 dient der Umsetzung von Art. 18 Abs. 5 der Richtlinie (EU) 2019/944.

Zu § 32 (Kosten der Regulierung):

Zu Abs. 6: Neben ihren regulierungsbezogenen Aufgaben nimmt die Regulierungsbehörde auch Tätigkeiten wahr, die im allgemeinen öffentlichen Interesse zu erfüllen sind (§ 5 Abs. 4). Hierfür leistet der Bund jährlich einen Beitrag, der von den Gesamtkosten der Regulierungsbehörde abzuziehen ist. Die Jahresplanung dieser Aufgaben ist mit dem Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus abzustimmen; damit ist weder eine fachliche Weisungsbefugnis noch ein Genehmigungsvorbehalt verbunden. Die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde bleibt damit unberührt. Für Aufgaben nach dem Energieeffizienzgesetz gilt § 69 EEffG.

Zu § 35 (Amtshilfe):

Durch die Ergänzung von Abs. 1 wird klargestellt, dass auch die Regulierungsbehörde zur Amtshilfe verpflichtet ist, soweit dies nicht ihrer Unabhängigkeit widerspricht.

Zu § 36 (Verfahren):

Klarstellend ist anzumerken, dass das VStG gemäß Art. I Abs. 2 Z 2 EGVG auf alle Verwaltungsstraßenbehörden anzuwenden ist, so auch auf die Regulierungsbehörde, soweit sie (ausnahmsweise) Strafbehörde ist. Der neue Abs. 2a und die Ergänzungen in Abs. 3 detaillieren die Vorschriften für Bescheid- bzw. Ordnungsverfahren der Regulierungsbehörde. Da es sich nunmehr um allgemeine Verfahrensregeln handelt, sind diese – z. B. mit Blick auf das EIWG – für sämtliche Bescheid- bzw. Ordnungsverfahren der Regulierungsbehörde anzuwenden. Eine explizite Verpflichtung bei der jeweiligen materiellen Verpflichtung (wie bislang z. B. in § 38 Abs. 1 EIWOG 2010) kann damit entfallen.

Zu § 36a (Großverfahren):

Im Hinblick auf die Anzahl der bei der Feststellung der Kosten und Festlegung der Methoden dabei angewendeten Methoden betroffenen Personen soll mit dem neuen § 36a E-ControlG eine dem § 40 KommAustria-Gesetz, BGBl. I Nr. 32/2001, nachgebildete Regelung getroffen werden. Die Regulierungsbehörde kann auch in anderen Materien Großverfahren führen, wenn die Voraussetzungen des Abs. 1 gegeben sind.

Systematisch wird die Regelung nach dem allgemeinen Verweis auf die Geltung des AVG in Verwaltungsverfahren der Regulierungsbehörde eingegliedert.

Das Erfordernis einer Sonderregelung gegenüber den §§ 44a ff. AVG ergibt sich aus dem Umstand, dass die Regulierungsbehörde die meisten Verfahren – so auch die meisten Verfahren im Bereich der

Netzkostenregulierung – von Amts wegen führt, wobei ein Großverfahren nach § 44a Abs. 1 AVG sonst nur auf Antrag zulässig ist. Daneben wird aus verwaltungsökonomischen Zwecken auf elektronische Kommunikationsmittel gesetzt. Im Übrigen ist die Regelung weitgehend an die §§ 44a ff. AVG angelehnt und gelten diese subsidiär.