

Erläuterungen

Allgemeiner Teil

I. Hintergrund des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaketes

Die Staats- und Regierungschefs der Europäischen Union verständigten sich beim Europäischen Rat in Brüssel am 23. – 24. Oktober 2014 auf die zentralen Ziele, bis 2030 die Treibhausgasemissionen auf Unionsebene gegenüber 1990 um mindestens 40 % zu senken, den Anteil der aus erneuerbaren Quellen erzeugten Energie am Gesamt-Energieverbrauch der Union auf mindestens 27 % zu erhöhen und die Energieeffizienz um mindestens 27 % zu steigern.

In den Schlussfolgerungen vom 19. und 20. März 2015 verpflichtete sich der Europäische Rat zum Aufbau einer Energieunion, die sich auf fünf Dimensionen erstreckt: Energieversorgungssicherheit; ein vollständig integrierter Energiebinnenmarkt; Energieeffizienz; Verringerung der CO₂ Emissionen; Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.

Zur Umsetzung der Energieunion und der europäischen Klima- und Energieziele legte die Europäische Kommission im November 2016 das acht Legislativvorschläge umfassende Maßnahmenpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ vor. Mit der Neufassung der Richtlinie 2009/28/EG als Teil des Maßnahmenpaketes wurde als neues verbindliches Ziel der Union die Erreichung eines Anteils von mindestens 32 % an Energie aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 festgelegt. Das Energieeffizienzziel wurde durch die Änderung der Richtlinie 2012/27/EU auf 32,5 angehoben.

Eingebettet in den europäischen Rechtsrahmen und als Beitrag zur Umsetzung der Unionsziele ist es das Ziel der Österreichischen Bundesregierung, die Stromversorgung bis 2030 auf 100 % (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Energieträgern umzustellen und Österreich bis 2040 klimaneutral zu machen.

Ein wesentliches Element zur Zielerreichung ist die Förderung des Ausbaus von erneuerbaren Energien. Das Ökostromgesetz 2012 bildet seit seinem Inkrafttreten im Juli 2012 die gesetzliche Grundlage für ein bundesweites Fördersystem der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen. Es beruht in seiner Förderstruktur auf den Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen vom 1. April 2008 und wurde von der Europäischen Kommission für eine Dauer von zehn Jahren genehmigt. Mit dem Auslaufen der Genehmigung ist eine Anpassung des Fördersystems an die geänderten beihilferechtlichen Vorgaben erforderlich. Diese Vorgaben sind darauf gerichtet, die Marktintegration von erneuerbaren Energien zu maximieren und unnötige Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

Im Rahmen der Neugestaltung eines dem europäischen Beihilferecht entsprechenden Regelwerks zur Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung werden mit dem vorliegenden Gesetzespaket wesentliche Regelungsbereiche des „Saubere Energie für alle Europäer“-Paketes, insbesondere die Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und Teile der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, umgesetzt, und damit einhergehend wichtige Systeminnovationen implementiert.

Eine der zentralen Systeminnovationen ist die Ermöglichung der Gründung von Energiegemeinschaften, die maßgeblich dazu beitragen sollen, dezentralisierte Versorgung zu fördern und Bürger und Bürgerinnen stärker an der Energiewende teilhaben zu lassen.

Weiters werden regulatorische Freiräume („Sandboxes“) für Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Erprobung innovativer Ideen im Bereich erneuerbare Energien geschaffen.

Der integrierte österreichische Netzinfrastukturplan ist darauf gerichtet, die benötigte Energieinfrastruktur zur Erreichung der 2030-Ziele (einschließlich sektor- und technologiespezifischer Maßnahmen) durch eine Zusammenschau der Sektoren bereitzustellen, insbesondere durch Identifikation von Eignungszonen für Erzeugungs-, Speicher- und Konversionsanlagen sowie Leitungen.

Nicht zuletzt werden innovative Regelungen zur Einführung einer Netzreserve festgelegt, um den dynamischen energiewirtschaftlichen Veränderungen effizient und kostengerecht zu begegnen. Sowohl in Österreich als auch in den Nachbarländern führt die steigende Volatilität zu größeren Netzbelastungen und folglich auch zeitweise zu erhöhtem Redispatchbedarf. Die neuen Regelungen sollen den gesicherten Weiterbetrieb von für das Engpassmanagement relevanten Kraftwerken, die für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit unerlässlich sind, ermöglichen.

Mit den Novellen des EIWOG 2010, des GWG 2011, des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau alternativer Kraftstoffe, des WKLG sowie des

Starkstromwegesetzes 1968 und des Starkstromwege-Grundsatzgesetzes werden die notwendigen legislativen Begleitmaßnahmen zur Integration erneuerbarer Energiequellen in das Energiesystem und zur Implementierung der Systeminnovationen gesetzt.

Die Novellen des GWG 2011, des EnLG 2012 und des E-ControlG dienen zudem der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692 (Änderung der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie 2009/73/EG), der Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (Gas-SoS-VO) und der Verordnung (EU) 2019/941 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG (Strom-SoS-VO).

II. Eckpunkte und Inhalt des Gesetzepaketes

Dem Entwurf liegen neben redaktionellen Änderungen nachstehende Eckpunkte zugrunde:

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

1. Zieldefinition bis 2030
2. Marktprämien zur Förderung der Erzeugung von Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik, Biomasse und Biogas
 - a. Berechnung der Marktprämie aus der Differenz zwischen dem anzulegenden Wert und dem Referenzmarktpreis (Biomasse und Biogas) oder Referenzmarktwert (Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik);
 - b. technologiespezifische Ausschreibungen für Photovoltaik und Biomasse zur Ermittlung des anzulegenden Wertes;
 - c. Festlegung des anzulegenden Wertes durch Verordnung für Wasserkraft, Windkraft, Biogas und kleine Anlagen auf Basis von Biomasse;
 - d. Nachfolgeprämien für bestehende Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas;
 - e. Wechselmöglichkeit für Anlagen mit einem aufrechten Fördervertrag nach dem ÖSG 2012
3. Investitionszuschüsse für die Errichtung, Revitalisierung und Erweiterung von Photovoltaikanlagen, Wasserkraftanlagen, Windkraftanlagen und Stromspeichern;
4. Einrichtung einer konzessionierten EAG-Förderabwicklungsstelle;
5. Einrichtung einer konzessionierten Servicestelle für erneuerbare Gase
6. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften
 - a. Umsetzung von Art. 22 der Richtlinie (EU) 2018/2001;
 - b. Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen; im Strombereich unter Wahrung des Nähekriteriums (Erfordernis der Verbindung von Verbrauchsanlagen und Erzeugungsanlagen über ein Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz);
 - c. offene und freiwillige Teilnahme und keine Einschränkung der freien Lieferantenwahl der Teilnehmer;
 - d. Möglichkeit der Förderung von Erzeugungsanlagen durch Investitionszuschuss;
7. Herkunftsnachweise für erneuerbare Energie
 - a. Anpassung des bisher im ÖSG 2012 geregelten Herkunftsnachweissystems für Strom aus erneuerbaren Quellen an Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Ausweitung auf erneuerbare Gase und aus erneuerbarer Energie hergestellten Wasserstoff;
 - b. Nachweissystem für Wärme und Kälte;
 - c. Grüngassiegel und Grünzertifikate;
 - d. Generierung des Anlagenregisters aus den Daten der Herkunftsnachweisdatenbank, in dem nach dem Vorbild des deutschen Marktstammdatenregisters alle Erzeugungsanlagen erfasst und ausgewählte Daten veröffentlicht werden sollen;
8. Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel
 - a. Übernahme und Anpassung des bisher im ÖSG 2012 geregelten Aufbringungsmechanismus unter Weiterführung des Ökostromförderbeitrags und der Ökostrompauschale als Erneuerbaren-Förderbeitrag und Erneuerbaren-Förderpauschale;
 - b. Maßgeblichkeit der fiktiven Netzebene der Bezugsleistung zur Berechnung der Erneuerbaren-Förderpauschale bei Überschusseinspeisung;
 - c. Befreiung von der Entrichtung des Erneuerbaren-Förderbeitrags für innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft bezogene (elektrische) Energie;

- d. Reduktion der Erneuerbaren-Förderpauschale für Saisonbetriebe;
 - e. Kostenbefreiung für einkommensschwache Haushalte;
9. Monitoring und Transparenz
 - a. Erweiterung des bisherigen Ökostromberichts zum EAG-Monitoringbericht;
 - b. Evaluierung des Fördersystems (Art. 6 Abs. 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001);
 - c. Pflicht der EAG-Förderabwicklungsstelle zur kontinuierlichen Berichterstattung an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie;
 - d. Veröffentlichung von Förderungen ab 100.000 Euro;
 10. Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan.

Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012)

1. Weitergeltung und Anpassung der notwendigen Bestimmungen zur Abwicklung der bestehenden Förderverträge
2. Angleichung der Berechnung des Marktpreises für zugewiesene Strommengen an das EAG
3. Aufhebung der Größenbeschränkung für Photovoltaikanlagen im Fall von Erweiterungen.

Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010)

1. Bürgerenergiegemeinschaften
 - a. Umsetzung von Art. 16 der Richtlinie (EU) 2019/944;
 - b. Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie über das gesamte Marktgebiet und über Konzessionsgebiete verschiedener Netzbetreiber;
 - c. offene und freiwillige Teilnahme und keine Einschränkung der freien Lieferantenwahl der Teilnehmer;
 - d. Regelungen zur Vermessung und Verrechnung orientiert an der Systematik des § 16a EIWOG 2010;
 - e. Zulässigkeit des Eigentums an und des Betriebs von Verteilernetzen;
2. Vereinfachter Netzzutritt für Anlagen auf Basis von erneuerbaren Energieträgern
 - a. Umsetzung des Art. 17 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und Einführung eines Anzeigeverfahrens für den Netzzutritt kleiner Erzeugungsanlagen sowie von Demonstrationsprojekten bis 20 kW;
 - b. Abbau von bürokratischen und finanziellen Hürden für Photovoltaikanlagen, die an einem bestehenden Verbrauchsanschluss an das Netz angeschlossen werden;
 - c. Einführung einer neuen Transparenzbestimmung in § 20 EIWOG 2010, die Netzbetreiber dazu verpflichtet, verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk und Transformatorstation zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren;
 - d. tarifliche Erleichterungen für den Netzanschluss von Photovoltaikanlagen bis zu 100 kW;
3. Ermöglichung des Eigentums von Netzbetreibern an Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas sowie der Errichtung, Verwaltung und des Betriebs solcher Anlagen durch Netzbetreiber (Umsetzung von Art. 36 und 54 der Richtlinie (EU) 2019/944);
4. Netzreserve
 - a. Sicherstellung einer ausreichend großen Leistungsreserve für das Engpassmanagement;
 - b. Verpflichtung des Regelzonenführers, den Bedarf an vorzuhaltender Leistung mittels einer Systemanalyse zu ermitteln und in einem wettbewerblichen Verfahren die nötigen Ressourcen zu kontrahieren;
 - c. zur Stilllegung vorgesehene Erzeugungsanlagen werden für die Netzreserve weiterhin verfügbar gehalten;
 - d. Teilnahme an der Netzreserve steht inländischen und anderen europäischen Erzeugungsanlagen sowie auch Aggregatoren und Entnehmern, die ihre Verbrauchsanlagen temporär reduzieren oder verlagern können, offen;
 - e. striktes Marktverbot während der Kontrahierung zur Hintanhaltung von Marktverzerrungen;
 - f. Einführung eines bescheidmäßigen Stilllegungsverbots durch die Regulierungsbehörde für systemrelevante Kraftwerke;
 - g. Einfügung neuer Straftatbestände für die Verletzung von Verpflichtungen im Rahmen der Netzreserve;

5. Grundlage für die Erlassung eines anteiligen begünstigten Netztarifs („Ortstarif“) für die Mitbenützung des öffentlichen Netzes innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften
6. Regulatorische Freiräume („Sandboxes“)
 - a. Schaffung regulatorischer Freiräume zu Zwecken der Erprobung innovativer Ideen, die die Energiewende vorantreiben (gesetzliche Experimentierklausel);
 - b. Ermächtigung der Regulierungsbehörde, bescheidmäßig Ausnahmen von den Bestimmungen betreffend Systemnutzungsentgelte zu gewähren;
 - c. Forschungs- und Demonstrationsprojekte, die gesetzlich verankerte Ziele verfolgen und in einem vorgelagerten Auswahlverfahren im Sinne dieser Ziele als förderwürdig eingestuft wurden, können einen Antrag auf Erteilung einer Ausnahme stellen;
 - d. Forschungs- und Demonstrationsprojekte müssen den Nachweis einer Förderentscheidung gemäß § 16 FTFG erbringen, um einen Ausnahmeantrag zu stellen;
7. Überarbeitung des Nachweis- und Kennzeichnungssystems in Anlehnung an die entsprechenden Bestimmungen im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz.

Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011)

1. Änderungen zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692
 - a. Verstärkte Einbindung der Mitgliedstaaten und allfälliger Drittstaaten, die von Ausnahmen gemäß § 42 GWG 2011 betroffen sein könnten;
 - b. Übereinkommen mit Drittstaaten über den Betrieb von Fernleitungen verlangen ein gemeinsames Vorgehen mit der Europäischen Kommission;
2. Anpassungen zur Umsetzung der Verordnung (EU) 2017/1938
3. Regulatorische Freiräume („Sandboxes“)
 - a. Schaffung regulatorischer Freiräume zu Zwecken der Erprobung innovativer Ideen, die die Energiewende vorantreiben (gesetzliche Experimentierklausel);
 - b. Ermächtigung der Regulierungsbehörde, bescheidmäßig Ausnahmen von den Bestimmungen betreffend Systemnutzungsentgelte zu gewähren;
 - c. Forschungs- und Demonstrationsprojekte, die gesetzlich verankerte Ziele verfolgen und in einem vorgelagerten Auswahlverfahren im Sinne dieser Ziele als förderwürdig eingestuft wurden, können einen Antrag auf Erteilung einer Ausnahme stellen;
 - d. Forschungs- und Demonstrationsprojekte müssen den Nachweis einer Förderentscheidung gemäß § 16 FTFG erbringen, um einen Antrag gemäß § 78a GWG 2011 zu stellen;
4. Etablierung eines Nachweis- und Kennzeichnungssystems in Anlehnung an die entsprechenden Bestimmungen im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
5. Änderungen zur Umsetzung der Richtlinie 2012/18/EU zur Beherrschung der Gefahren schwerer Unfälle mit gefährlichen Stoffen, zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 96/82/EG des Rates, ABl. Nr. L 197 vom 24.07.2012 S. 1.

Energielenkungsgesetz 2012 (EnLG 2012)

1. Anpassungen zur Umsetzung der Verordnung (EU) 2017/1938
 - a. Verordnungen gemäß § 4 EnLG 2012 sind künftig auch im Solidaritätsfall zulässig;
 - b. Erweiterung des Maßnahmenkatalogs, der in Fällen der Versorgungssicherheit heranzuziehen ist;
 - c. Ermächtigung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum Abschluss von Ressortübereinkommen über Solidaritätsvereinbarungen;
2. Anpassungen zur Umsetzung der Verordnung (EU) 2019/941
 - a. Verordnungen gemäß § 4 EnLG 2012 sind künftig auch im Fall der Unterstützung in Form von regionalen oder bilateralen Maßnahmen zulässig;
 - b. Erweiterung des Maßnahmenkatalogs, der in Fällen der Versorgungssicherheit heranzuziehen ist;
 - c. Etablierung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie als zuständige Behörde für die Wahrnehmung der Aufgaben nach der Verordnung (EU) 2019/941;
 - d. Ermächtigung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum Abschluss von Ressortübereinkommen über regionale oder bilaterale

Maßnahmen gemäß Art. 12 und Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 samt den erforderlichen technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen.

Energie-Control-Gesetz (E-ControlG)

1. Herauslösen der Bestimmungen zum Ladestellenregister
2. Ergänzung für Regelung in der Geschäftsordnung bei Stimmengleichheit im Vorstand
3. Ergänzung der Abberufungsgründe bei Vorstand und Regulierungskommission um grobe Pflichtverletzung
4. Änderungen zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/692 (Änderung der Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie)
5. Aktualisierung der Zusammensetzung des Regulierungsbeirates und des Energiebeirates.

Bundesgesetz zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe

1. Verankerung des Ladestellenregisters
2. Begleitende Regelungen zum Ladestellenregister mit dem Ziel, Verbraucherinnen und Verbraucher umfassend und diskriminierungsfrei zu informieren
 - a. Angabe der ad-hoc-Preise, zu denen die jeweiligen Ladestationen Strom anbieten;
 - b. Verpflichtung für Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten, die in das Ladestellenverzeichnis eingepflegten Daten laufend zu aktualisieren;
 - c. Verpflichtung der Regulierungsbehörde (E-Control), für öffentlich zugängliche Ladepunkte eine alphanumerische Identifikationsnummer zu vergeben;
3. Ermächtigung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, mittels Verordnung die Daten, die von den Betreibern von öffentlich zugänglichen Ladepunkten in das Ladestellenverzeichnis einzumelden sind, zu konkretisieren.

Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz (WKLG)

1. Einführung eines von Förderwerbern vorzulegenden Umstellungsplans (Dekarbonisierungspfad)
2. Festlegung ökologischer Kriterien bei der Vergabe der Fördermittel
3. Einführung eines neuen Fördergegenstands für Nahwärmenetze von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften
4. Weitere Anpassungen resultierend aus der Berücksichtigung jüngerer Technologien sowie der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. Nr. L 187 vom 26.06.2014 S. 1 (AGVO).

Starkstromwegegesetz 1968 und Starkstromwege-Grundsatzgesetz

1. Abänderung der Bewilligungsfreistellung für Leitungsanlagen
2. Schaffung einer Rechtsgrundlage für die Barauslagenabwicklung in Bewilligungsverfahren.

III. Kompetenzrechtliche Grundlagen:

Der Bund kann sich bei den einzelnen Vorhaben auf folgende Kompetenztatbestände stützen:

Art. 10 Abs. 1 Z 4 B-VG (Bundesfinanzen); Art. 10 Abs. 1 Z 6 B-VG (Zivilrechtswesen); Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG (Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie); Art. 10 Abs. 1 Z 10 B-VG (Wasserrecht; Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen, Sicherheitsmaßnahmen auf diesem Gebiet); Art. 12 Abs. 1 Z 2 (Elektrizitätswesen, soweit es nicht unter Art. 10 fällt); Art. 17 (Privatwirtschaftsverwaltung). Darüber hinaus wird für alle Bestimmungen, die keiner Bundeskompetenz zuzuordnen sind, eine im Verfassungsrang stehende Kompetenzdeckungsklausel statuiert oder sie sind als „Verfassungsbestimmung“ ausgewiesen.

Besonderer Teil

Zu Artikel 1 – Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

Zu § 1 (Kompetenzgrundlage und Vollziehung):

Die im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz geregelte Materie ist über weite Teile dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG (Elektrizitätswesen) zuzuordnen. Daher können die im EAG enthaltenen

Regelungen nur unter Schaffung einer Kompetenzdeckungsklausel als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen werden. Die vorgesehene Kompetenzdeckungsklausel verankert daher eine Bundeszuständigkeit für die Erlassung, Änderung, Aufhebung und Vollziehung des EAG.

Zu § 4 (Ziele):

§ 4 verankert das Ziel der Österreichischen Bundesregierung, die Stromversorgung bis 2030 auf 100 % (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Quellen umzustellen. Konkret soll bis 2030 die Jahresstromerzeugung aus Erneuerbaren unter Beachtung strenger Kriterien in Bezug auf Ökologie und Naturverträglichkeit um 27 TWh angehoben werden.

Im Vergleich zu heute entspricht das einer Steigerung um rund 50 %. Angesichts der teilweise langen Projektvorlaufzeiten ist absehbar, dass ein gewisser (kleinerer) Teil der für die 27 TWh erforderlichen Anlagen im Jahr 2030 noch nicht in Betrieb sein wird, auch wenn die gesamte Zubaumenge bis dahin bereits kontrahiert wird.

Entsprechend dem Regierungsprogramm 2020-2024 soll bis 2030 die Erzeugungskapazität bei Photovoltaik um 11 TWh, bei Windkraft um 10 TWh, bei Wasserkraft um 5 TWh und bei Biomasse um 1 TWh zugebaut werden. Der Zubau soll unter Berücksichtigung von Vorlaufzeiten einem zehnjährigen linearen Pfad folgen, um ein Stop-and-Go aufgrund jährlicher Kontingente in Hinkunft zu vermeiden.

Daten zur Ist-Erzeugung sind aktuell bis 2018 verfügbar. 2018 wurden rund 54 TWh erneuerbarer Strom erzeugt. Dieser Wert basiert auf den Berechnungsvorschriften der Richtlinie 2009/28/EG, inkludiert also u.a. Mittelungen über 15 Jahre bei der Wasserkraft- und über 4 Jahre bei der Windkrafteerzeugung.

Geht man näherungsweise von den im ÖSG 2012 genannten technologiespezifischen Volllaststunden aus, korrelieren die 27 TWh mit einem Zuwachs an installierter Leistung von rund 17.000 MW.

Zu § 5 (Begriffsbestimmungen):

Zu Z 1: Der Anlagenbegriff bezieht sich allgemein auf Einrichtungen zur Erzeugung und Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Wie auch im ÖSG 2012 wird zur Bestimmung, ob eine oder mehrere Anlagen vorliegen, auf den technisch-funktionalen Zusammenhang abgestellt. Für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen wird klargestellt, dass der technisch-funktionale Zusammenhang, sofern nicht abweichend bestimmt, durch den Zählpunkt gegeben ist.

Zu Z 2: Der Begriff des „anzulegenden Wertes“ ist dem deutschen Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG 2017) entnommen. Er ist ein Rechenwert zur Bestimmung der Höhe der auszuzahlenden Marktprämie. Der anzulegende Wert wird entweder im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt oder durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festgelegt.

Z 6 setzt die Definition des Art. 2 Z 24 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um. Die im ÖSG 2012 enthaltene Untergliederung in Abfälle mit hohem biogenen Anteil entfällt.

Z 7 setzt die Definition des Art. 2 Z 27 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 8: Die Definition von „Brennstoffnutzungsgrad“ entspricht der Definition im ÖSG 2012.

Zu Z 12: Die Definition von „Engpassleistung“ betreffend Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen entspricht der Definition im ÖSG 2012.

Zu Z 14: Der „Ökostrom-Förderbeitrag“ des ÖSG 2012 als Aufschlag auf Teile des Systemnutzungsentgelts wird im EAG unter der neuen Bezeichnung „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ weitergeführt.

Zu Z 15: Die „Erneuerbaren-Förderpauschale“ entspricht der bisher im ÖSG 2012 normierten Ökostrompauschale.

Z 21 setzt die Definition des Art. 2 Z 32 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 22: Mit der Gebotsmenge bestimmt der Bieter den Umfang des Gebotes.

Z 26 setzt die Definition des Art. 2 Z 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Z 30 setzt die Definition des Art. 2 Z 12 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 34: Die Definition von „Regelarbeitsvermögen“ entspricht der Definition im ÖSG 2012.

Zu Z 35: „Repowering“ bedeutet, dass alte Kraftwerksteile durch neue Anlagenteile, beispielsweise mit höherem Wirkungsgrad oder höherer Leistung, am gleichen Standort ersetzt werden. Bestandteile der schon vorhandenen Anlagen oder Infrastruktur können dabei gegebenenfalls weiterverwendet werden.

Z 36 und Z 37 setzen die Definitionen des Art. 2 Z 43 und 44 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 38: Die Revitalisierung von Wasserkraftanlagen stellt eine Sonderform des Repowerings dar. Im Unterschied zum ÖSG 2012 ist eine Revitalisierung im EAG bereits dann förderfähig, wenn die gesetzten Maßnahmen zu einer Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um zumindest 10 % führen. Bei gleichzeitiger ökologischer Adaptierung (etwa Einbau von Fischwanderhilfen, ökologisch notwendiger Mindestabfluss) muss die ursprüngliche Engpassleistung und das ursprüngliche Regelarbeitsvermögen zumindest erhalten bleiben. Wie bereits bisher im ÖSG 2012 setzt eine Revitalisierung voraus, dass zumindest zwei der wesentlichen Anlagenteile weiterverwendet werden.

Zu Z 39: Die Definition von „Stand der Technik“ entspricht der Definition im ÖSG 2012.

Z 41 setzt die Definition des Art. 2 Z 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Zu Z 44: Die Definition von „Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft“ entspricht der Definition im ÖSG 2012.

Zu § 6 (Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen):

Diese Bestimmung dient der Umsetzung der Art. 29 ff. der Richtlinie (EU) 2018/2001. Bisher war die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien auf den Kraftstoffbereich und auf Energie aus flüssigen Biobrennstoffen beschränkt. In der Ökostromproduktion spielten Anlagen auf Basis flüssiger Biobrennstoffe kaum eine Rolle. Mit der neugefassten Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen erfährt der Anwendungsbereich der Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen eine Erweiterung auf die Energiegewinnung auf Basis von Biomasse-Brennstoffen.

Dies bedeutet, dass die Nachhaltigkeit von Bioenergie entlang der gesamten Wertschöpfungskette vom Anbau und von der Verarbeitung der Biomasse über den Transport bis hin zur Erzeugung von Strom, Gas oder Wärme für die in Abs. 1 genannten Zwecke nachgewiesen werden muss.

Mit Abs. 2 wird für den Beginn der Wertschöpfungskette, nämlich bei Verwendung von land- oder forstwirtschaftlichen Ausgangsstoffen, sichergestellt, dass die jeweils geltenden Rechtsvorschriften einzuhalten sind.

Abs. 3 ermächtigt die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, nähere Regelungen für den weiteren Verlauf der Wertschöpfungskette in der Energieproduktion zu treffen und ein Monitoringsystem zu schaffen. Hierbei sollen nach dem Vorbild des elektronischen Nachweissystems für Biokraftstoffe, das beim Umweltbundesamt angesiedelt ist, und unter Bedachtnahme auf bereits bestehende Nachweissysteme (zB das von der AGCS betriebene Bio-Methanregister) Synergieeffekte genutzt werden, um bei einem möglichst effizienten und gleichzeitig schlanken System zu bleiben.

Die Einhaltung der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen soll nicht wie bisher durch Verweis auf die Kraftstoffverordnung 2012, BGBl. II Nr. 398/2012, gewährleistet, sondern ebenso in der Verordnung gemäß Abs. 3 geregelt werden.

Zu § 7 (Anpassung der Fördermittel):

Zu Abs. 1: Im Regierungsprogramm 2020-2024 ist verankert, dass das Ausmaß des Unterstützungsvolumens im dreijährigen Mittel ein Jahresmaximum von einer Milliarde Euro nicht überschreiten darf. Entsprechend dieser Forderung sieht Abs. 1 einen Mechanismus zur Anpassung der Ausschreibungs- und Vergabevolumen für Marktprämien sowie der Fördermittel für Investitionsförderungen vor. Übersteigen die für Förderungen nach diesem Bundesgesetz aufgebrauchten finanziellen Mittel im dreijährigen Durchrechnungszeitraum eine Milliarde Euro, sind die jährlichen Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen und Fördermittel in den Folgejahren zu kürzen. Das Ausmaß der Kürzung beläuft sich in Summe auf den Anteil, um den das arithmetische Mittel die eine Milliarde Euro übersteigt und ist auf die Folgejahre bis 2030 gleichmäßig zu verteilen.

Zu Abs. 4: Um die Ausschreibungs- bzw. Vergabevolumen für Betriebsförderungen und die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse im gleichen Verhältnis anzupassen, ist bei der Kürzung der Ausschreibungs- und Vergabevolumen von den in Abs. 4 normierten Volllaststunden auszugehen. Diese können, wenn sich etwa aufgrund der technologischen Fortentwicklung die Notwendigkeit dazu ergibt, mit Verordnung der Bundesministerin angepasst werden.

Zu Abs. 5: Der in Abs. 1 normierte Kürzungsmechanismus greift automatisch. Er kann jedoch vom Hauptausschuss des Nationalrates ausgesetzt werden, wenn die Kürzung die Erreichung der Ziele gefährden würde. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat zu diesem Zweck dem Hauptausschuss die eintretende Kürzung und drohende Zielverfehlung bekanntzugeben, und vom Hauptausschuss eine Entscheidung darüber zu verlangen, ob die Kürzung gemäß Abs. 1 vorgenommen oder davon abgesehen werden soll. Eine Befassung des Hauptausschusses erfolgt

nach dem Vorbild des Art. 55 Abs. 4 B-VG. Die Entscheidung über die Aussetzung der Kürzung soll daher in analoger Anwendung des § 31 a Geschäftsordnungsgesetz 1975 unverzüglich in Verhandlung genommen werden und ist ebenso unverzüglich der Bundesministerin mitzuteilen, sodass die im betreffenden Jahr zur Verfügung stehenden Ausschreibungs- und Vergabevolumen bzw. Fördermittel rechtzeitig gemäß Abs. 7 veröffentlicht werden können.

Bei der Kürzung gemäß Abs. 1 handelt es sich um einen gesetzlichen Automatismus, der sich in weiterer Folge auf den Vollzug des EAG auswirkt; die Kürzung per se setzt aber keinen Vollzugsakt der Bundesministerin (bspw. in Form einer Verordnung) voraus, Insofern scheint hier eine Abweichung zu Art. 55 Abs. 4 B-VG zu bestehen, weswegen Abs. 5 als Verfassungsbestimmung normiert wird.

Zu § 9 (Grundsätzliches zur Marktprämie):

Im Förderregime des ÖSG 2012 ist die Ökostromabwicklungsstelle dazu verpflichtet, den in Ökostromanlagen erzeugten Strom von Anlagenbetreibern für eine bestimmte Laufzeit zu behördlich festgelegten Preisen abzunehmen. Es handelt sich dabei um eine Betriebsförderung in Form einer Komplettförderung, die Anlagenbetreiber von den Mechanismen des Energiemarktes nahezu vollständig ausnimmt. Die Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen durch feste Einspeisetarife ist mit den geänderten unionsrechtlichen Bestimmungen nicht mehr vereinbar. Nach den Vorgaben der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UELL) und Art. 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 haben Anlagenbetreiber ihren Strom grundsätzlich selbst zu vermarkten. Förderungen können als Prämie auf den erzielten Marktpreis gewährt werden.

Diesen Vorgaben entsprechend legt § 9 die Förderung durch Marktprämie als Instrument der Betriebsförderung im EAG fest. Sie ist ein Zuschuss auf den vermarkteten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strom, der die höheren Gesteungskosten für erneuerbaren Strom ausgleichen soll. Marktprämien werden im EAG über Ausschreibung oder auf Antrag gewährt (Abs. 3).

Zu § 10 (Allgemeine Fördervoraussetzungen):

§ 10 regelt als zentrale Norm des 1. Hauptstückes des 2. Teils, welche Stromerzeugungstechnologien auf erneuerbarer Basis durch Marktprämie gefördert werden und welche Anforderungen Anlagen erfüllen müssen, um in den Genuss einer Förderung zu kommen.

Zu Z 1: Durch Marktprämie förderfähig ist die Neuerrichtung und Erweiterung von naturverträglichen Wasserkraftanlagen. Keinen Anspruch auf Förderung haben Projekte in wertvollen Gewässerstrecken mit sehr gutem ökologischen Zustand oder sehr guter Hydromorphologie auf einer durchgehenden Länge von zumindest einem Kilometer. Ebenfalls ausgeschlossen sind Projekte in Schutzgebieten, sofern Schutzgüter negativ betroffen sind.

Für Revitalisierungen ist die Möglichkeit eines Investitionszuschusses nach dem 2. Hauptstück vorgesehen. Sie werden nicht durch Marktprämie gefördert.

Zu Z 3: Als bauliche Anlage sind Objekte zu verstehen, die mit dem Boden kraftschlüssig verbunden sind und deren Herstellung ein wesentliches Maß an bautechnischen Kenntnissen erfordert. Auch Stützmauern und Einfriedungen können bauliche Anlagen sein. Der Nutzen von baulichen Anlagen muss über den bloßen Anbringungszweck für eine Photovoltaikanlage hinausgehen, damit eine Förderfähigkeit gegeben ist. Bauliche Anlagen, bei welchen ein überdeckter, allseits oder überwiegend umschlossener Raum vorhanden ist, gelten als Gebäude. Lit. b bezieht sich auf Eisenbahnanlagen im Sinne des Eisenbahngesetzes 1957, BGBl. Nr. 60/1957, und Deponien im Sinne des § 2 Abs. 7 Z 4 Abfallwirtschaftsgesetz 2002, BGBl. I Nr. 102/2002 idF BGBl. I Nr. 71/2019. Nach lit. c sind, anders als bisher unter § 27a ÖSG 2012, auch Photovoltaikanlagen auf unbebauten und unbefestigten Flächen förderfähig. Ist die Fläche im Flächenwidmungsplan als „Grünland“, „Grünfläche“, „Freiland“, „Freifläche“ oder „Bauerwartungsfläche“ ausgewiesen, muss allerdings eine spezielle Widmung für PV-Anlagen vorliegen.

Zu Z 5 lit. d und Z 7 lit. c: Die Förderung von Energieerzeugungstechnologien auf Basis von Biogas soll künftig stärker auf die Produktion und Aufbereitung von erneuerbarem Gas auf Erdgasqualität ausgerichtet werden. Entsprechend soll die Förderung der Verstromung von Biogas nur mehr dann erfolgen, wenn ein Anschluss an das Gasnetz aufgrund der Entfernung technisch und wirtschaftlich nicht vertretbar ist.

Zu Z 6: Zur Bestandssicherung bestehender Anlagen auf Basis von Biomasse ist eine Nachfolgeprämie auch nach Ablauf der Kontrahierungspflicht gemäß § 17 ÖSG 2012 oder einer Förderung auf Grundlage eines Landesausführungsgesetzes zum Biomasseförderung-Grundsatzgesetz möglich. Eine Nachfolgeprämie ist auch für Biogasverstromungsanlagen vorgesehen (Z 7).

Zu Abs. 3: Abs. 3 erster Satz stellt klar, dass bei Anlagenerweiterungen eine Förderung durch Marktprämie auf jene Strommengen begrenzt ist, die aus der Erweiterung resultieren und im Fördervertrag vereinbart

wurden. Besteht für den Anlagenbestand eine aufrechte Tarifförderung, ist eine Marktprämienförderung der Anlagenerweiterung nur möglich, wenn für die Erweiterung durch einen virtuellen Zählpunkt (Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 6) eine von der Bestandsanlage gesonderte Bilanzgruppenmitgliedschaft realisiert werden kann. Ist dies nicht möglich, müssen Betreiber – sofern sie für die Anlagenerweiterung eine Förderung durch Marktprämie erlangen wollen – mit der Bestandsanlage ebenfalls in das Prämiensystem wechseln. Alternativ können sie unter Beibehaltung der Tarifförderung für die Erweiterung einen Investitionszuschuss nach dem 2. Hauptstück beantragen.

Abs. 4 stellt klar, dass bei der Gewährung einer Förderung durch Marktprämie die Bestimmungen des europäischen Beihilferechts eingehalten werden müssen. Hervorgehoben wird die Voraussetzung des „Anreizeffektes“. Der Anreizeffekt liegt nach Rz. 49 der UELL vor, wenn die Beihilfe den Empfänger veranlasst, sein Verhalten dahingehend zu ändern, dass der Umweltschutz oder das Funktionieren eines Energiemarkts mit sicheren, erschwinglichen und nachhaltigen Energien verbessert wird, und diese Verhaltensänderung ohne Beihilfe nicht eingetreten wäre. Der Anreizeffekt ist ausgeschlossen, wenn der Beginn der Arbeiten an dem beihilfefähigen Vorhaben vor Einreichung des Beihilfeantrags bei den nationalen Behörden liegt (vgl. Rz. 50 UELL).

Zu § 11 (Berechnung der Marktprämie):

Die Gesamtkosten einer Anlage, die sich im anzulegenden Wert ausdrücken, sollen aus den erzielten Vermarktungserlösen und den darauf gestützten Marktprämien abgedeckt werden. Für die Festlegung der Höhe der Marktprämie ist zunächst ein Marktpreis zu bestimmen. Der wichtigste Referenzmarkt innerhalb der EU ist der einheitliche Day-Ahead-Markt, an dem im Wesentlichen jeweils die Stundenpreise des Folgetages in einem Marktgebiet (Gebotszone) nach Angebot und Nachfrage ermittelt werden. Dabei ist ein Mittelwert über einen bestimmten Durchrechnungszeitraum zu bilden. Außerdem führt bei der Erzeugung aus volatilen (wetterabhängigen) Quellen der Merit-Order-Effekt tendenziell zu sinkenden Preisen und damit Erlösen, weshalb für diese Technologien ein mengengewichteter „Marktpreis“, genauer: ein Marktwert, zu bestimmen ist, der den spezifischen Wert einer Technologie zu einem bestimmten Zeitpunkt widerspiegelt. Unter Berücksichtigung der Erfahrungswerte aus anderen EU-Mitgliedstaaten und mehreren vorliegenden Studien soll daher für Windkraft-, Wasserkraft- und Photovoltaikanlagen ein Referenzmarktwert je Quartal errechnet werden, für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas ein Referenzmarktpreis je Kalenderjahr.

Durch Marktprämie vergütet wird die erzeugte und ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Menge im Ausmaß der vereinbarten Engpassleistung einer Anlage.

Für den Fall, dass der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert signifikant übersteigt, soll bei größeren Anlagen eine teilweise Rückzahlung der Marktprämie vorgesehen werden, um Überförderungen zu vermeiden. Damit enthält das Marktprämienmodell Elemente eines Differenzkontrakts. Für kleinere Anlagen soll der anzulegende Wert in diesem Fall bei null angesetzt werden.

Zu § 12 (Referenzmarktpreis):

In der österreichischen Gebotszone werden Preise am Day-Ahead-Markt überwiegend im Wege der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung gebildet, in die neben den Geboten der Marktteilnehmer auch die zonenübergreifenden Transportkapazitäten einfließen. Das gemäß Art. 38 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ermittelte Ergebnis der Marktkopplung stellt die Grundlage für den Referenzmarktpreis dar; subsidiär soll das Handelsergebnis des umsatzstärksten nominierten Strommarktbetreibers („NEMOs“) herangezogen werden.

Um für alle Marktteilnehmer ausreichende Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Berechnungsgrundlagen zu gewährleisten, hat die Regulierungsbehörde den Referenzmarktpreis jährlich zu veröffentlichen.

Zu § 13 (Referenzmarktwert):

Der Referenzmarktwert errechnet sich im Wesentlichen aus dem mit den jeweiligen Erzeugungsmengen einer Technologie gewichteten Marktpreis (analog zu § 12) einer bestimmten Stunde. Die Erzeugungsdaten sollten in der Regel von der Informationstransparenzplattform des ENTSO-Strom bezogen werden; bei Nichtverfügbarkeit hat die Regulierungsbehörde die Daten bereitzustellen und erforderlichenfalls im Wege der Auskunftspflicht gemäß § 8 zu erheben.

Zu § 14 (Auszahlung der Marktprämie):

Die Marktprämie soll monatlich ausbezahlt werden. Dazu sind monatlich Akontierungen zu leisten und nach Ablauf des jeweiligen Durchrechnungszeitraums (Quartal bzw. Kalenderjahr) auszugleichen.

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

Rz. 124 lit. c der UELL verlangt Maßnahmen um sicherzustellen, dass Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen. Dies wird in bestehenden Fördersystemen regelmäßig dadurch bewerkstelligt, dass die Marktprämie bei länger andauernden Zeiträumen negativer Preise ausgesetzt wird. Analog zum EEG 2017 soll dieser Zeitraum mit sechs Stunden festgesetzt werden.

Zu den §§ 18 bis 29 (Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen):**Allgemein zu den §§ 18 bis 29 (Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen):**

Rz. 19 Nr. 43 der UELL definiert Ausschreibungen als „*diskriminierungsfreies Bieterverfahren, das die Beteiligung einer ausreichend großen Zahl von Unternehmen gewährleistet und bei dem die Beihilfe entweder auf der Grundlage des ursprünglichen Angebots des Bieters oder eines Clearingpreises gewährt wird. Zudem ist die Mittelausstattung oder das Volumen in Verbindung mit der Ausschreibung ein verbindlicher Höchstwert, so dass nicht allen Beteiligten eine Beihilfe gewährt werden kann.*“

Förderausschreibungen sind somit von vergaberechtlichen Leistungsausschreibungen zu unterscheiden. Sie dienen nicht der Beschaffung von einklagbaren Leistungen, sondern der wettbewerblichen Ermittlung des Empfängers sowie der Höhe einer Förderung (vgl. *Altmann/Hohenwarter*, Ökostromförderung künftig anders – unions- und verfassungsrechtliche Vorgaben für Förderausschreibungen, in Paulus (Hrsg.), Regulierungsrecht. Jahrbuch 19 (2019) 177 (181)).

Das Ausschreibungsmodell des EAG lehnt sich in seiner Grundstruktur und in seinen maßgeblichen Begrifflichkeiten an das deutsche Modell des EEG 2017 an. Als zuständige Stelle für die Durchführung der Ausschreibungen ist die EAG-Förderabwicklungsstelle vorgesehen. Sie hat nach den im EAG normierten Grundsätzen die Ausschreibung bekanntzumachen, die Angebote auf ihre Zulässigkeit zu prüfen, die zulässigen Angebote zu reihen und nach Maßgabe des vorhandenen Ausschreibungsvolumens zu bezuschlagen. Die Auszahlung der Marktprämie erfolgt auf Basis des zwischen der EAG-Förderabwicklungsstelle und des im Ausschreibungsverfahren erfolgreichen Bieters abzuschließenden Fördervertrages. Das Rechtsverhältnis zwischen der EAG-Förderabwicklungsstelle und dem Förderwerber ist privatrechtlicher Natur – entsprechend entscheiden bei Rechtsstreitigkeiten zwischen dem Förderwerber und der EAG-Förderabwicklungsstelle die ordentlichen Gerichte (§ 108).

Zu § 18 (Höchstpreise):

Der Höchstpreis legt die maximal zulässige Gebotshöhe fest. Gebote, die den Höchstpreis übersteigen, sind gemäß § 24 Abs. 1 Z 5 als unzulässig von der Ausschreibung auszuschneiden.

Der Höchstpreis ist nach den in Abs. 2 normierten Grundsätzen für jede Technologie jährlich mit Verordnung festzusetzen. Für den Fall, dass kein Höchstpreis festgelegt wird, gilt gemäß Abs. 3 der für die jeweilige Technologie letztgültige Höchstpreis weiter.

Zu § 19 (Bekanntmachung der Ausschreibung):

Die in Abs. 1 Z 1 bis 6 angeführten Angaben sind Mindestangaben, die von der EAG-Förderabwicklungsstelle verpflichtend spätestens zwei Monate vor dem betreffenden Gebotstermin auf ihrer Internetseite bekanntzumachen sind. Darüber hinaus hat die Abwicklungsstelle einen Leitfaden über den Ablauf des Ausschreibungsverfahrens in einer allgemein verständlichen Form zur Verfügung zu stellen, der Bietern eine Teilnahme an Ausschreibungen ohne professionelle Unterstützung ermöglichen soll.

Zu § 20 (Anforderungen an Gebote):

Gebote müssen bis zum Gebotstermin vollständig bei der EAG-Förderabwicklungsstelle eingelangt sein. Wenn Gebote die Anforderungen gemäß § 20 nicht erfüllen, sind sie von der EAG-Förderabwicklungsstelle auszuschließen (§ 24 Abs. 1 Z 2).

Zu § 21 (Einreichung der Gebote):

Die Ausschreibung wird elektronisch durchgeführt. Das entsprechende System ist von der Abwicklungsstelle einzurichten. Alle Gebote und sonstigen Eingaben, wie auch Rücknahmeerklärungen, sind ausschließlich über dieses System einzubringen.

Gemäß Abs. 4 ist eine Zurückziehung von Geboten nur bis zum jeweiligen Gebotstermin möglich. Nach Ablauf der Einreichfrist sind Bieter an ihre Gebote gebunden, bis sie gemäß § 23 Abs. 4 darüber informiert werden, dass sie keinen Zuschlag erhalten haben.

Zu § 22 (Sicherheitsleistung):

Die Sicherheitsleistung dient der Absicherung der gemäß § 28 zu leistenden Pönalen. Sie ist gestaffelt in zwei Teilbeträgen zu erlegen – die Erstsicherheit wird mit dem Ablauf der Frist zur Abgabe des Gebotes

(Gebotstermin) fällig, die Zweitsicherheit ist nur im Falle eines Zuschlages, und zwar spätestens bis zum Ablauf des zehnten Werktages nach der Veröffentlichung der Zuschlagserteilung, zu entrichten.

Zu § 23 (Zuschlagsverfahren):

Das Zuschlagsverfahren ist von der EAG-Förderabwicklungsstelle durchzuführen. Gemäß Abs. 1 hat die EAG-Förderabwicklungsstelle alle rechtzeitig eingelangten Gebote zu prüfen und diesen Vorgang sowie die Reihung der Gebote (Abs. 2) und die Zuschlagserteilung (Abs. 3) nachvollziehbar zu dokumentieren. Die Dokumentationspflicht soll zur Transparenz beitragen, sie ist aber auch im Hinblick auf etwaige gerichtliche Anfechtungen des Zuschlagsverfahrens notwendig. Die Dokumentationen sind von der EAG-Förderabwicklungsstelle entsprechend aufzubewahren.

Zuschlags- und Reihungskriterium ist gemäß Abs. 2 für alle zulässigen Gebote in erster Linie der gebotene Preis. Bei gleichem Gebotswert ist das Gebot mit der geringeren Gebotsmenge vorzureihen, wodurch kleinere Bieter begünstigt werden sollen. Bei gleichem Gebotswert und gleicher Gebotsmenge entscheidet das Los, sofern eine Losentscheidung für die Zuschlagserteilung erforderlich ist.

Abs. 3 regelt, dass auch jenes Gebot, welches das Ausschreibungsvolumen erstmals überschreitet, einen Zuschlag erhält, wenn das Gebot mit dem verbleibenden Ausschreibungsvolumen noch zur Hälfte bedeckt werden kann. In diesem Fall erfolgt zur vollständigen Bedeckung des Gebotes ein Vorgriff auf das Ausschreibungsvolumen der nächstfolgenden Ausschreibung derselben Technologie. Das Ausschreibungsvolumen dieser Ausschreibung ist in Folge entsprechend zu reduzieren.

Die Verständigungspflicht in Abs. 4 bezieht sich auf Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben und auf Bieter, deren Gebote zwar zulässig und gereiht waren, aufgrund der Erschöpfung des Ausschreibungsvolumens jedoch nicht bezuschlagt wurden. Die Informationspflicht im Fall des Ausscheidens wegen Unzulässigkeit des Gebotes ist in den §§ 24 Abs. 2 und 25 Abs. 2 geregelt.

Zu § 24 (Ausschluss von Geboten):

Gebote sind aus den in Abs. 1 Z 1 bis 8 genannten Gründen von der EAG-Förderabwicklungsstelle verpflichtend vom Zuschlagsverfahren einer Ausschreibungsrunde auszuschließen.

Zu § 25 (Ausschluss von Bietern):

Nach § 25 sind nicht nur einzelne Gebote, sondern Bieter mit all ihren Geboten vom Zuschlagsverfahren einer Ausschreibungsrunde auszuschließen. Bei den in Abs. 1 Z 1 bis 3 normierten Tatbeständen handelt es sich um schwerwiegende Verstöße, die (kartell)strafrechtliche Sanktionen nach sich ziehen können.

Zu § 27 (Erlöschen von Zuschlägen):

Mit dem Erlöschen verliert der Zuschlag ex lege seine Wirksamkeit. In den Fällen der Z 1 und 2 erlischt der Zuschlag ex nunc, in den Fällen der Z 3 und 4 gilt das Erlöschen des Zuschlags ex tunc. Erlischt der Zuschlag ex tunc, ist ein bereits geschlossener Fördervertrag rückwirkend aufzulösen; allfällig bezogene Förderleistungen sind rückabzuwickeln.

Zu § 28 (Pönalen):

Erlöschen die Zuschläge nach § 27 Abs. 1 Z 1 bis 4, müssen Bieter eine Pönale leisten. Pönalen sind ein adäquates und erforderliches Mittel, um strategisches Bieterverhalten zu unterbinden und Bieter dazu anzuhalten, ihre Projekte tatsächlich zu realisieren. Nur durch eine hohe Realisierungsquote können die Ausbauziele gemäß § 4 erreicht werden.

Zu § 29 (Zurückgabe von Sicherheiten):

Die Z 1 und 2 regeln die Rückgabe der erlegten Sicherheiten, wenn kein Zuschlag erteilt wurde. Z 3 betrifft die Erstattung der Sicherheit bei fristgerechter Projektrealisierung.

Zu den §§ 30 bis 34 (Ausschreibung für Photovoltaik):

Die §§ 30 bis 34 legen die für die Durchführung von Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen notwendigen Parameter fest. Das jährliche Ausschreibungsvolumen von mindestens 700 000 kW (§ 31 Abs. 1) unterliegt allfälligen Kürzungen, die sich aufgrund der Überschreitung des „1-Milliarde-Euro-Deckels“ (§ 7 Abs. 1), der Verschiebung zu den Fördermitteln für Investitionsförderungen (§ 7 Abs. 2), der Erreichung des Zielwerts (§ 7 Abs. 3) oder eines Vorgriffes auf das Ausschreibungsvolumen nach § 23 Abs. 3 ergeben.

Während § 7 Abs. 2 eine Verschiebung des Ausschreibungsvolumens zugunsten der Investitionsförderung für Photovoltaikanlagen ermöglicht, kann das verbleibende Ausschreibungsvolumen nach § 31 Abs. 3 letzter Satz auch dem Ausschreibungsvolumen und den Fördermitteln anderer Technologien zugeschrieben werden.

Wird das verbleibende Ausschreibungsvolumen den Fördermitteln für Investitionszuschüsse zugeschlagen, ist der kW-Wert auf den für die jeweilige Technologie entsprechenden Euro-Betrag umzurechnen.

Zu § 33: Da die Stromgestehungskosten bei Freiflächenanlagen geringer sind als bei gebäudeintegrierten Anlagen, ist für Anlagen auf Freiflächen gemäß § 10 Abs. 1 Z 3 lit. c ein Abschlag auf den Zuschlagswert vorgesehen, dessen Höhe durch Verordnung angepasst werden kann.

Zu § 34 Abs. 2: Nicht im Einflussbereich des Bieters liegen jedenfalls Fälle höherer Gewalt und solche, die einem Ereignis höherer Gewalt sehr nahekommen. Dazu zählt etwa auch die Insolvenz des Anlagenherstellers. Allerdings muss der Bieter den Nachweis erbringen, dass eine Ersatzbeschaffung nicht möglich war. Verzögerungen, die vom Bieter zu vertreten sind, etwa bei der Bestellung von Komponenten, der Montage, dem Vertragsmanagement o.Ä., führen nicht zu einer Fristverlängerung.

Zu den §§ 35 bis 38 (Ausschreibung für Anlagen auf Basis von Biomasse):

Teilnahmeberechtigt an Ausschreibungen für Biomasseanlagen sind Anlagen mit einer Engpassleistung von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} sowie Biomasseanlagen mit einer Engpassleistung über 5 MW_{el}. Für letztere ist das Ausmaß der Förderung auf 5 MW_{el} beschränkt.

Zu den §§ 39 bis 43 (Ausschreibung für Windkraftanlagen):

Ausschreibungen für Windkraftanlagen sollen ab 2024 stattfinden, wenn aufgrund des Evaluierungsberichts nach § 87 aufgezeigt wird, dass die Vergabe und Förderung über Ausschreibung effizienter erfolgen kann, als dies durch die administrative Bestimmung der Marktprämie möglich ist.

Angelehnt an das deutsche Referenzertragsmodell ist eine Verordnungsermächtigung zur Anpassung des Zuschlagswerts entsprechend der Standortgüte vorgesehen. Dabei ist von dem anzulegenden Wert für einen Normstandort auszugehen, der den durchschnittlich in Österreich erzielbaren Stromertrag einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist in Prozentpunkten anzugeben und kann insbesondere Unterschiede in der Höhenlage, der Flächenwidmung und der Größe der Anlage im Verhältnis zur Anlage am Normstandort berücksichtigen.

Zu den §§ 44 bis 52 (Antrag auf Förderung durch Marktprämie):

Allgemein zu den §§ 44 bis 52 (Antrag auf Förderung durch Marktprämie):

Die §§ 44 bis 52 regeln die Grundsätze und das Verfahren für die nicht-wettbewerbliche Vergabe von Marktprämien. Im Gegensatz zu den im 2. Abschnitt normierten Ausschreibungen wird der anzulegende Wert im Antragsverfahren nicht über die Gebotsabgabe der Bieter bestimmt, sondern durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festgelegt.

Zu § 45 (Antragstellung und Vertragsabschluss):

Das Antragsverfahren auf Förderung durch Marktprämie erfolgt nach ähnlichen Grundsätzen wie das Antragsverfahren auf Kontrahierung zu festgelegten Einspeisetarifen nach dem ÖSG 2012. Förderanträge sind über das elektronische System der Abwicklungsstelle einzubringen und werden in der Reihenfolge ihres Einlangens behandelt („first come, first served“).

Überschreitet ein Förderantrag das jährlich zur Verfügung stehende Vergabevolumen, ist er (wie im Zuschlagsverfahren nach § 23 Abs. 3) durch einen Vorgriff auf das Vergabevolumen des Folgejahres zu bedecken, sofern der Antrag aus dem Vergabevolumen des Antragsjahres noch zumindest zu 50 % bedeckt werden kann. Anträge, die nicht bedeckt werden können, sind nicht zu berücksichtigen und müssen im Folgejahr neu eingebracht werden. Es werden keine Wartelisten gebildet.

Zu § 46 (Festlegung des anzulegenden Wertes):

Die für die Festlegung der Höchstpreise normierten Grundsätze (§ 18 Abs. 2) gelten auch für die Festlegung der anzulegenden Werte (Abs. 2 Z 1, 2 und 6).

Da die Stromerzeugungskosten und damit der Förderbedarf auch innerhalb einer Technologie stark variieren kann, ist die Möglichkeit der Differenzierung nach Standortqualität (Wind), Anlagengröße (Wasserkraft) und Rohstoffeinsatz (feste Biomasse) vorgesehen.

Zu § 47 (Marktprämie für Windkraftanlagen):

Werden Marktprämien für Windkraftanlagen aufgrund der Ergebnisse des Evaluierungsberichtes (§ 87) ab 2024 durch Ausschreibung vergeben (§ 39 ff), ist § 47 nicht mehr anzuwenden.

Zu § 51 und § 52 (Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas):

Aufgrund der höheren Betriebskosten sieht das Beihilferecht für rohstoffabhängige Anlagen auch nach deren Abschreibung eine Unterstützungsmöglichkeit vor. Diese Anschlussförderung hat sich auf die laufenden Kosten der Anlage zu beschränken. Dementsprechend dürfen Abschreibungen und Verzinsungen

für die Investition bei der Festlegung des anzulegenden Wertes nicht berücksichtigt werden (Abs. 3). Nachfolgeprämien werden für Biomasseanlagen bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres einer Anlage gewährt. Für Biogasanlagen ist die Nachfolgeprämie auf zwölf Monate beschränkt, da es sich um eine Übergangslösung handelt, bis die erforderliche Rechtsgrundlage für die Förderung der Umrüstung dieser Anlagen zur Erzeugung und Aufbereitung von erneuerbarem Gas geschaffen wird.

Zu § 53 (Wechselmöglichkeit):

Durch § 53 wird für Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Biomasseanlagen, die auf Grundlage des alten Fördersystems des ÖSG 2012 einen Einspeisetarif erhalten und zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EAG noch in einem aufrechten Vertragsverhältnis mit der Ökostromabwicklungsstelle stehen, eine Wahlmöglichkeit geschaffen: Die Betreiber solcher Anlagen können entweder im alten Regime der festgelegten Einspeisetarife zu den Bedingungen ihres abgeschlossenen Vertrages bleiben oder in das Marktprämiensystem wechseln. Ein Wechsel in das neue System ist endgültig; ein Zurückwechseln in das alte System ist nicht vorgesehen.

Anlagen, die in das Marktprämiensystem wechseln, haben lediglich die Abs. 2 bis 4 der allgemeinen Fördervoraussetzungen in § 10 zu erfüllen (Abs. 2).

Die Höhe der Marktprämie ergibt sich aus der Umlegung des noch nicht ausbezahlten Tarifanteils auf die verlängerte Förderdauer (bis zum Ablauf des 20. Jahres nach Inbetriebnahme der Anlage) (Abs. 4).

Abs. 5 legt fest, dass die Mittel für die Marktprämienförderung dieser Anlagen auf die jährlichen Ausschreibungs- bzw. Vergabevolumen nicht anzurechnen sind.

Zu § 54 (Allgemeine Bestimmungen Investitionszuschuss):

Zu Abs. 2: Investitionsförderungen werden im EAG im Rahmen von Fördercalls vergeben. Es handelt sich um zeitlich befristete Zeitfenster für die Antragstellung. Um den beihilferechtlich erforderlichen Anreizeffekt zu erfüllen, müssen Förderanträge vor Beginn der Arbeiten bei der EAG-Förderabwicklungsstelle eingebracht werden. Der Begriff „Beginn der Arbeiten“ ist im Sinne der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 zu verstehen. Nach der Definition in Art. 2 Z 23 der VO ist dies „entweder der Beginn der Bauarbeiten für die Investition oder die erste rechtsverbindliche Verpflichtung zur Bestellung von Ausrüstung oder eine andere Verpflichtung, die die Investition unumkehrbar macht, wobei der früheste dieser Zeitpunkte maßgebend ist; der Kauf von Grundstücken und Vorarbeiten wie die Einholung von Genehmigungen und die Erstellung vorläufiger Durchführbarkeitsstudien gelten nicht als Beginn der Arbeiten. Bei einer Übernahme ist der „Beginn der Arbeiten“ der Zeitpunkt des Erwerbs der unmittelbar mit der erworbenen Betriebsstätte verbundenen Vermögenswerte.

Zu Abs. 4: Förderanträge, die innerhalb des Zeitfensters bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen, sind von der Abwicklungsstelle zu prüfen und nach den für die jeweilige Technologie geltenden Kriterien zu reihen.

Zu den Abs. 5 und 6: Die Vergabe der bei einem Fördercall zur Verfügung stehenden Fördermittel erfolgt nach Maßgabe der jeweiligen Reihung. Wie bereits im ÖSG 2012 entscheidet die Bundesministerin über die Gewährung des Investitionszuschusses. Sofern die Förderung in Summe 100.000 Euro übersteigt, ist zuvor der Energiebeirat zu konsultieren. Neu ist die in Absatz 5 normierte Regelung, wonach auch jener Antrag, der die Fördermittel eines Fördercalls – sofern die Fördermittel getrennt nach Kategorien vergeben werden – einer Kategorie erstmals überschreitet, noch eine Förderung erhält, wenn der Förderantrag zumindest noch zur Hälfte bedeckt werden kann. In diesem Fall erfolgt zur vollständigen Bedeckung des Antrags ein Vorgriff auf die Fördermittel des nachfolgenden Fördercalls derselben Technologie, dessen Fördermittel in der Folge entsprechend zu reduzieren sind. Förderanträge, die in einem Fördercall nicht bedeckt werden können, sind zurückzuweisen. Es werden keine Warteleisten gebildet.

Zu den Gründen für eine Fristverlängerung (Abs. 8) siehe zu § 34 Abs. 2.

Zu § 55 (Investitionszuschuss für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher)

§ 55 schafft die erforderliche Rechtsgrundlage für die Investitionsförderung von Photovoltaikanlagen. Gefördert werden maximal bis zu 500 kW_{peak} einer Anlage. Die in Abs. 1 Z 1 bis 3 normierten Voraussetzungen entsprechen den allgemeinen Fördervoraussetzungen nach § 10 Abs. 1 Z 3 lit. a bis c.

Werden Photovoltaikanlagen in Kombination mit einem Stromspeicher errichtet oder erweitert, ist auch eine Speicherförderung vorgesehen (Abs. 2). Ein Förderantrag für Speicher alleine ist nicht möglich.

Die Höhe des Investitionszuschusses richtet sich für Photovoltaikanlagen grundsätzlich nach dem vom Förderwerber angegebenen Förderbedarf in Euro pro kW_{peak}. Der Förderbedarf ist auch der bestimmende Faktor für die Reihung der Förderanträge. Ein niedriger Förderbedarf pro kW_{peak} führt zur Vorreihung, wobei Skaleneffekte durch die Reihung in unterschiedlichen Kategorien berücksichtigt werden.

Abs. 8 regelt, wie mit Restmitteln umzugehen ist. Werden die Fördermittel in drei aufeinanderfolgenden Jahren nicht ausgeschöpft, ist wie bei Betriebsförderungen nach dem 1. Hauptstück eine Mittelverschiebung zugunsten anderer Technologien und Förderarten möglich.

Zu § 56 (Investitionszuschuss für Wasserkraftanlagen):

Neben naturverträglichen Neubauten mit einer Engpassleistung bis 1 MW (Abs. 1) sind auch Revitalisierungen (Abs. 2) durch Investitionszuschuss förderfähig. Die in Abs. 1 Z 1 und 2 normierten Einschränkungen für die Förderfähigkeit von Neubauten sowie die Größenbeschränkung von 1 MW gelten für Revitalisierungen nicht. Voraussetzung für die Förderung einer Revitalisierung ist die Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 10 %. Sofern im Zuge der Revitalisierung Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes gesetzt werden, dürfen die Engpassleistung und das Regelarbeitsvermögen nach durchgeführter Revitalisierung nicht unter den vor der Revitalisierung erreichten Werten liegen (siehe § 5 Abs. 1 Z 38).

Investitionszuschüsse für Wasserkraftanlagen werden für Neuerrichtungen und Revitalisierungen getrennt vergeben (Abs. 3). Für die Reihung der Förderanträge innerhalb einer Kategorie ist der Zeitpunkt des Einlangens des Antrags entscheidend (Abs. 6).

Zu § 57 (Investitionszuschuss für Windkraftanlagen):

§ 57 bildet die Rechtsgrundlage für die Investitionsförderung von kleinen Windkraftanlagen. Die Vergabe der Förderung erfolgt wie bei Photovoltaikanlagen in der Reihenfolge und nach Maßgabe des bei der Antragstellung angegebenen Förderbedarfes.

Zu den §§ 59 und 60 (Konzession der EAG-Förderabwicklungsstelle):

Im EAG ist für die Abwicklung aller Förderungen eine einzige, bundesweit agierende Stelle vorgesehen: die EAG-Förderabwicklungsstelle.

Die §§ 59 und 60 regeln die Grundsätze für das Verfahren zur Auswahl eines geeigneten Unternehmens für die Betrauung mit der Funktion der EAG-Förderabwicklungsstelle. Wie in § 59 Abs. 2 festgehalten, hat das Vergabeverfahren nach den Bestimmungen des Bundesvergabegesetz-Konzession 2018 zu erfolgen. Die Konzession wird mit privatrechtlichem Vertrag erteilt.

Zu § 61 (Auflösung des Konzessionsvertrages):

Die Gründe für die Auflösung des Konzessionsvertrages entsprechen den Gründen für die Rücknahme der Konzession nach § 34 ÖSG 2012, mit der Ausnahme, dass die Bundesministerin die Konzession aus den in der Z 1 genannten Gründen zwingend aufzulösen hat (vgl. Kann-Bestimmung in § 34 Abs. 1 ÖSG 2012).

Zu § 62 (Erlöschen der Konzession):

Da die Vergabe der Konzession nicht wie im ÖSG 2012 durch Bescheid erfolgt, ist auch das Erlöschen der Konzession nicht mit Bescheid festzustellen. Die Gründe für das Erlöschen der Konzession entsprechen den in § 35 Abs. 1 ÖSG 2012 genannten Gründen.

Zu § 63 (Aufgaben der EAG-Förderabwicklungsstelle):

Anders als die Ökostromabwicklungsstelle wird die EAG-Förderabwicklungsstelle nicht als Stromhändlerin tätig. Ihre Aufgaben beschränken sich auf die Funktion einer Subventionsmittlerin, was sich im Aufgabenkatalog der EAG-Förderabwicklungsstelle widerspiegelt. Zentrale Aufgabe der EAG-Förderabwicklungsstelle ist die Vergabe, Abwicklung und Kontrolle von Förderungen nach diesem Bundesgesetz (Abs. 1 Z 1). Unter den Aufgabenbereich der „Vergabe von Förderung“ fällt auch die Durchführung der Förderausschreibungen nach dem 2. Teil, 2. Abschnitt des EAG.

In Abs. 2 wird klargestellt, dass die EAG-Förderabwicklungsstelle zur ordnungsgemäßen Erfüllung ihrer Aufgaben auch Fremdmittel aufnehmen kann. Eine § 14 Abs. 5 ÖSG 2012 vergleichbare Bestimmung, wonach die Ökostromabwicklungsstelle die Vergütung von Ökostrom aliquot zu kürzen hat, wenn mit den verfügbaren Finanzmitteln nicht das Auslangen für laufende Verträge gefunden wird, ist im EAG nicht vorgesehen. Die Aufnahme von Fremdmitteln sollte sich jedoch auf Ausnahmesituationen beschränken. Sie ist jedenfalls von der Bundesministerin zu genehmigen.

Zu § 65 (Abgeltung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle):

Die in § 65 geregelte Abgeltung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle funktioniert nach dem bekannten Prinzip des § 42 ÖSG 2012, BGBl. I Nr. 75/2011 idF BGBl. I Nr. 24/2020. Da die EAG-Förderabwicklungsstelle im neuen Fördersystem nicht mehr als Stromhändlerin agiert (Abnahme von Ökostrom zum Einspeisetarif und Zuweisung an Stromhändler), erzielt sie auch keine eigenen Erlöse. Die Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle werden ausschließlich aus den in § 67 angeführten Mitteln gedeckt.

Zu § 66 (Aufsicht und Kontrolle):

Gemäß dieser Bestimmung obliegt die Aufsicht über die EAG-Förderabwicklungsstelle der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Die EAG-Förderabwicklungsstelle unterliegt überdies der Prüfung durch den Rechnungshof.

Zu den §§ 67 bis 73 (Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel):**Allgemein zu den §§ 67 bis 73 (Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel):**

Der Aufbringungsmechanismus des ÖSG 2012 wird im EAG mit kleineren Anpassungen weitergeführt. Die bisherige „Ökostrompauschale“ erhält die Bezeichnung „Erneuerbaren-Förderpauschale“, der „Ökostromförderbeitrag“ wird zum „Erneuerbaren-Förderbeitrag“. Die Möglichkeit der Befreiung von den Erneuerbaren-Förderkosten für einkommensschwache Haushalte bleibt im EAG bestehen.

Zu § 69 Abs. 2

Es handelt sich hier um die Beträge der geltenden Ökostrompauschale-Verordnung 2018. Es wird in Aussicht genommen, diese Werte im Zuge des Ordnungsverfahrens für die Periode 2021-2023 zu aktualisieren.

Zu § 69 Abs. 3:

Werden Anlagen als Überschussanlagen geführt, besteht oftmals die Problematik, dass die Einspeiseleistung deutlich über der Bezugsleistung liegt und den Anschluss an eine höhere Netzebene erfordert. Dies führte in der Vergangenheit oft dazu, dass Überschusseinspeiser eine im Verhältnis zur Bezugsleistung sehr hohe Ökostrompauschale zu entrichten hatten. Die Regelung in Abs. 3 soll diesem Problem Abhilfe schaffen, indem zur Berechnung der Erneuerbaren-Förderpauschale auf jene Netzebene abgestellt wird, auf der die Anlage bei alleiniger Betrachtung der Bezugsleistung liegen würde.

Zu § 69 Abs. 5:

Diese Bestimmung richtet sich insbesondere an Saisonbetriebe, wie Seilbahnen, Skilifte und Hotels, die nur in wenigen Monaten des Jahres eine größere Menge an Strom beziehen. Bisher mussten sie die volle Ökostrompauschale als jährlichen Fixbetrag entrichten, was oft zu einem Missverhältnis zwischen den Ökostromförderkosten im Vergleich zum Leistungsentgelt für den bezogenen Strom führte. Diesem Missverhältnis soll durch die Reduktion der Erneuerbaren-Förderpauschale für den Zeitraum des verminderten Strombezugs, maximal jedoch für neun Monate, beigegeben werden. Voraussetzung für die Inanspruchnahme ist die Fernsteuerbarkeit der Anlage sowie die Ausstattung mit einem Smart Meter bzw. Lastprofilzähler.

Zu § 71 Abs. 5:

Die Ausnahme bezieht sich nur auf die Verbrauchsmengen innerhalb einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft. Mengen, die aus dem öffentlichen Netz bezogen werden, sind zu berücksichtigen.

Zu § 73 (Zuweisung von Technologiefördermitteln an die Länder):

Wie bisher sind den Bundesländern Technologiefördermittel im Ausmaß von insgesamt sieben Millionen Euro zur Verfügung zu stellen. Diese sind in doppelter Hinsicht zweckgebunden. Einerseits sind sie zur Unterstützung von Projekten zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen einzusetzen, andererseits sind sie so einzusetzen, dass sie zur Erreichung der in § 4 gelisteten Ziele beitragen.

Der den einzelnen Ländern zukommende Anteil ist im Ausmaß von zwei Millionen – wie bisher – nach dem Verhältnis der Abgabe von elektrischer Energie an Endverbraucher im jeweiligen Land zur Abgabemenge an Endverbraucher in Österreich zu bemessen. Die übrigen fünf Millionen werden nach dem Verhältnis des jährlichen Zubaus an Erzeugungsleistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen zum jährlichen Gesamtzubau in Österreich verteilt. Für die Berechnung dieses Anteils wird der Betrag von fünf Millionen Euro durch die Anzahl der im EAG förderbaren Technologien (fünf: Wasserkraft, Photovoltaik, Windkraft, Biomasse und Biogas) geteilt und der Wert des Quotienten wiederum durch die Kapazität der jeweiligen Technologie gemäß dem linearen Ausbaupfad. Dies ergibt die Berechnungsbasis für die einzelne Technologie, die zur Ermittlung des Anteils jedes Bundeslandes – als prozentueller Wert zum Gesamtbetrag von fünf Millionen – herangezogen wird.

Der Pflicht zur ordnungsgemäßen Berichterstattung über den Einsatz der Mittel (Abs. 3) wird insofern Nachdruck verliehen, als die Auszahlung weiterer Technologiefördermittel bis zur Vorlage eines vollständigen und mangelfreien Berichtes ausgesetzt wird.

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

Zu Abs. 1: Die Entwicklung dezentraler Technologien für die Erzeugung erneuerbarer Energie sowie die Eigenversorgung, vor allem mit erneuerbarer Elektrizität, gewinnen zunehmend an Bedeutung. Die

Verankerung der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen mit der sog. „Kleinen Ökostrom-Novelle 2017“, BGBl. I Nr. 108/2017, in § 16a ElWOG 2010 war ein wichtiger Schritt in Richtung mehr Bürgerenergie und mehr Eigenversorgung. Die Möglichkeit des Zusammenschlusses von Privaten und lokalen Behörden zu einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft – über Grundstücksgrenzen hinweg – geht diesen Weg weiter: Sie trägt wesentlich dazu bei, dezentralisierte Versorgung zu fördern und Bürger und Bürgerinnen stärker an der Energiewende teilhaben zu lassen. Mit Investitionen vor Ort und der Möglichkeit, an Projekten im Bereich der erneuerbaren Energie teilzunehmen, wird zu einer Steigerung der lokalen Akzeptanz erneuerbarer Energie beigetragen.

Eigentümer einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen können sowohl die Gemeinschaft selbst als auch deren Mitglieder oder Gesellschafter sein. Die Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen liegt – mit Ausnahme des Eigenverbrauchs von Mitgliedern, die eine Erzeugungsanlage einbringen – bei der Gemeinschaft.

Die im Rahmen einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft erzeugten und verbrauchten Energiemengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems; die für Lieferanten geltenden Vorschriften des ElWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen.

Es gelten die Rechte und Pflichten nach dem ElWOG 2010 je nach übernommener Rolle – sei es die Rolle des Endverbrauchers, des Erzeugers, des Einspeisers oder des Lieferanten.

Zu Abs. 2: Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind als Vereine, Genossenschaften oder sonstige Personen- oder Kapitalgesellschaften mit Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Eigentümergemeinschaften nach dem WEG 2002 können im Rahmen der Verwaltung nach § 18 WEG 2002 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gründen. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften haben im Sinne der Gemeinnützigkeit ohne vorrangige Gewinnabsicht zu agieren (zB gemeinnützige GmbH). Mitglieder sind Private, lokale Dienststellen von Behörden oder KMUs, deren Haupttätigkeit nicht die Erzeugung von und Versorgung mit Energie ist. Versorger oder Lieferanten im Sinne des ElWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, sind daher von der Mitgliedschaft in oder Beteiligung an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ausgeschlossen. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollen in der Lage sein, in den eigenen Anlagen produzierte Energie gemeinsam zu nutzen. Die Teilnahme an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft ist freiwillig und offen. Das Recht auf freie Lieferantenwahl bleibt unberührt.

Für die Einordnung eines Unternehmens als kleines oder mittleres Unternehmen wird auf die Empfehlung der Kommission betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen, ABl. L 124 vom 25.03.2003, S. 36, verwiesen.

Das Ziel einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft liegt nicht im finanziellen Gewinn, sondern in der Gemeinnützigkeit. Sie soll den Mitgliedern oder Gesellschaftern bzw. den Gebieten vor Ort, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile bringen.

Wo sich die Gemeinnützigkeit nicht schon – quasi automatisch – aus der Gesellschaftsform ergibt, sollte die „nicht vorrangige Ausrichtung auf Gewinn“ in der Satzung festgehalten werden (zB GmbH).

Zu Abs. 3: Die Regelungen zu den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften in der Richtlinie (EU) 2018/2001 sind grundsätzlich energieträgerneutral formuliert. Die Richtlinie selbst geht in den Erwägungsgründen davon aus, dass sich das Konzept der Eigenversorgung und damit das Konzept der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften bislang vordergründig im Bereich erneuerbarer Elektrizität realisiert hat. Dementsprechend sind die Bestimmungen in der österreichischen Umsetzung konzipiert und derzeit im Wesentlichen auf den Elektrizitätsbereich zugeschnitten. Um Ausbau- bzw. Verankerungsmöglichkeiten des Konzepts der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften vor allem im Wärmebereich, aber auch in den Bereichen erneuerbares Gas, erneuerbarer Wasserstoff u.a. auszuloten, ist anlehnend an Art. 22 Abs. 3 Richtlinie (EU) 2018/2001 bis Ende 2023 eine entsprechende Potentialanalyse zu erstellen.

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

Abs. 1 definiert den Nahebereich der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft im Strombereich. Ausschlaggebend ist die Verbindung der Verbrauchsanlagen der Teilnehmenden mit den Erzeugungsanlagen über ein Mittel- oder Niederspannungs-Verteilnetz im gleichen Netzbereich. Damit weisen die Erzeugungsanlagen Verbrauchernähe auf. Die Durchleitung von Energie aus Erzeugungsanlagen oder Speichern über die Netzebenen 1 bis 4 – mit Ausnahme der Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk – zu Verbrauchsanlagen von teilnehmenden Netzbenutzern ist unzulässig. Dabei wird für den Zweck des „Ortsstarifs“ zwischen dem Lokalbereich (NE 6 und 7) und dem Regionalbereich (ausgehend von der Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk und die NE 5, 6

und 7) unterschieden. Nachträglich auftretende technische Umstände, die nicht der Sphäre des Mitglieds zuzuordnen sind, haben keine Auswirkungen auf die Mitgliedschaft und die damit einhergehenden tariflichen oder steuerlichen Begünstigungen.

Eine Erzeugungsanlage bzw. Verbrauchsanlage kann jeweils nur einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft angehören.

Abs. 2 legt fest, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften dem Förderregime des EAG unterliegen. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften können für ihre jeweiligen Anlagen um Investitionszuschüsse ansuchen.

Gemäß Abs. 3 soll der Netzbetrieb grundsätzlich möglich sein. Der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft steht es dabei frei, gemäß den entsprechenden Bestimmungen des 4. Teils des EIWOG 2010 Eigentümerin eines Verteilernetzes zu sein und dieses entweder selbst zu betreiben oder den Betrieb durch einen konzessionierten Netzbetreiber zu ermöglichen.

Zu § 76 (Organisation des Betriebs und Netzzugangs):

Die Bestimmungen zur Organisation des Betriebs und Netzzugangs sind den Bestimmungen zu § 16a EIWOG 2010 nachgebildet. Mit Abs. 1 soll sichergestellt werden, dass der jeweilige Verteilnetzbetreiber mit der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zusammenarbeitet, um Energieübertragungen innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften als auch die Einspeisung von Überschussmengen zu erleichtern. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind Netzzugangsberechtigte iSd § 7 Z 54 EIWOG 2010. Personen, die sich zu einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zusammenschließen wollen, ist auf Anfrage unbürokratisch und kostenfrei von Netzbetreibern Auskunft darüber zu erteilen, an welche Verteilernetzebene ihre Anlagen angeschlossen bzw. ob sie im Lokal- oder Regionalbereich einer konkreten Gemeinschaft in Gründung sind.

Abs. 2 regelt die Mindestinhalte des Gründungsdokuments. Der ideelle Anteil nach Z 3 entspricht dem rechnerisch bilanziellen Verbrauchsanteil des teilnehmenden Netzbenutzers an der Gesamterzeugung der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft. Gemäß Z 4 ist im Gründungsdokument zu regeln, wie mit der Überschussenergie zu verfahren ist: Analog zu § 16a Abs. 5 EIWOG 2010 kann die Gemeinschaft mit einem Stromhändler einen Abnahmevertrag für die nicht verbrauchte Überschussenergie abschließen, alternativ kann diese den einzelnen Mitgliedern entsprechend ihrem ideellen Anteil zugeordnet werden.

Das Gründungsdokument sowie jede Änderung des Gründungsdokuments ist dem Netzbetreiber zu übermitteln.

Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft schließt für jede Erzeugungsanlage einen Netzzugangsvertrag mit dem Netzbetreiber ab. Bei bereits bestehenden Netzzugangsverträgen tritt die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft anstelle des Eigentümers in die Vertragsverhältnisse mit dem Netzbetreiber der Erzeugungsanlage ein.

Zu § 77 (Messung und Verrechnung):

Die Bestimmungen basieren auf den Bestimmungen und bisherigen Praxiserfahrungen zu § 16a EIWOG 2010.

Zu § 78 (Herkunftsnachweisdatenbank):

Als zentrales Register für Herkunftsnachweise kommt in Umsetzung und nach den Vorgaben der Richtlinie (EU) 2018/2001 die bereits für den Strombereich etablierte Registerdatenbank der E-Control zur Anwendung. Die Datenbank soll eine reibungslose Durchführung der Herkunftsnachweistransfers, -ausstellung und -entwertung auch bei Umwandlung zwischen den Energieträgern ermöglichen. Das Herkunftsnachweissystem soll möglichst effizient verwaltet und abgewickelt werden.

Zu Abs. 1: Wie bislang in § 10 ÖSG 2012 ist für die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung und der Entwertung der Herkunftsnachweise die E-Control zuständig.

Abs. 2 normiert eine Registrierungspflicht für alle Erzeugungsanlagen in der Herkunftsnachweisdatenbank. Die Registrierung ist entweder vom Anlagenbetreiber selbst vorzunehmen oder von einem Anlagenbevollmächtigten. Die Registrierung kann auch durch die Ökostromabwicklungsstelle, die EAG-Förderabwicklungsstelle, Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, Bürgerenergiegemeinschaften oder sonstige Förderstellen, wie dem Klima- und Energiefond, erfolgen.

Zu Abs. 4: Auf die Registrierungspflicht nach Abs. 2 haben im Gasbereich die Bilanzgruppenkoordinatoren und im Strombereich die Netzbetreiber hinzuweisen. Außerdem hat die E-Control entsprechende Informationen auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Beim Abgleich von Zählpunkt-Daten kommt es in der Praxis regelmäßig vor, dass registrierte Zählpunkte in der Herkunftsnachweisdatenbank nicht

eingetragen sind. Satz 2 des Abs. 4 verfolgt daher den Zweck, die Vollständigkeit und Handhabbarkeit der Herkunftsnachweisdatenbank zu gewährleisten.

Zu Abs. 5: Derzeit haben Herkunftsnachweise den Anforderungen der Norm CEN-EN 16325 zu entsprechen. Diese Norm wird derzeit überarbeitet; es ist davon auszugehen, dass diese im Laufe des Jahres 2021 in Kraft tritt. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie soll diese allfällige zukünftige Überarbeitungen dieser Norm oder weitere technische Spezifikationen mit Verordnung für verbindlich erklären können.

Zu Abs. 7: Durch die Bereitstellung von Daten durch den Bilanzgruppenkoordinator wird auch das Biomethanregister erfasst. Über das Biomethanregister des Bilanzgruppenkoordinators sollen Doppelmeldungen/-aufwände bei Marktteilnehmern vermieden werden. Das Biomethanregister ist ein zur freiwilligen Nutzung angebotenes Servicetool, welches zumindest in Bezug auf Bewegungsdaten (wie Ein-/Ausspeisungen) auf die Daten des Bilanzgruppenkoordinators zugreift.

Zu Abs. 8: Diese Bestimmung begründet eine Schnittstelle zu den Nachhaltigkeitskriterien und den damit zusammenhängenden Nachweisdatenbanken. Um das Risiko einer etwaigen Doppelzählung bei der Anwendung von erneuerbarem Gas als Treibstoff, für die gem. Kraftstoffverordnung 2012, BGBl. II Nr. 398/2012 idF BGBl. II 86/2018, ein elektronisches nationales Biokraftstoffregister (bzw. ein elektronischer Nachhaltigkeitsnachweis – ElNa) geführt werden muss, zu vermeiden, soll die Regulierungsbehörde eine reibungslose Abwicklung der Herkunftsnachweisausstellung und -entwertung sicherstellen. Diese Register müssen daher im ständigen Datenaustausch stehen und die Daten möglichst transparent offenlegen.

Zu Abs. 9: Ein Teil der in der Herkunftsnachweisdatenbank eingepflegten Daten soll für die Marktteilnehmer im Anlagenregister veröffentlicht werden.

Zu § 79 (Eigenversorgung):

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

Zu § 80 (Herkunftsnachweise):

Herkunftsnachweise, die für die Zwecke der Richtlinie (EU) 2018/2001 ausgestellt werden, dienen ausschließlich dazu, einem Endkunden gegenüber nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie aus erneuerbaren Quellen produziert wurde. Ein Herkunftsnachweis kann, unabhängig von der Energie, auf die er sich bezieht, von einem Inhaber auf einen anderen übertragen werden. Um sicherzustellen, dass eine Einheit erneuerbare Energie einem Kunden gegenüber nur einmal ausgewiesen werden kann, sollte jedoch eine Doppelzählung und doppelte Ausweisung von Herkunftsnachweisen vermieden werden. Energie aus erneuerbaren Quellen, deren begleitender Herkunftsnachweis vom Produzenten separat verkauft wurde, sollte gegenüber dem Endkunden nicht als Energie aus erneuerbaren Quellen ausgewiesen oder verkauft werden.

Diese Bestimmungen entsprechen im Wesentlichen dem bisherigen § 10 ÖSG 2012, wobei nunmehr auch Regelungen für erneuerbare Gase vorgesehen sind.

In Abs. 2 wird die Gültigkeit von Herkunftsnachweisen nach den Vorgaben der Richtlinie (EU) 2018/2001 beschränkt. Demnach gelten die Herkunftsnachweise 12 Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit; sie verfallen spätestens nach 18 Monaten.

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

Diese Bestimmung ist in Übereinstimmung mit der Richtlinie (EU) 2018/2001 § 11 ÖSG 2012 nachgebildet. Hervorzuheben ist, dass Herkunftsnachweise aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU-Mitgliedstaat oder EWR-Vertragsstaat nicht auf das nationale Erneuerbaren-Referenzziel angerechnet werden können.

Zu § 82 (Grüngassiegel):

Herkunftsnachweise werden dann mit einem Grüngassiegel versehen, wenn die eingesetzten Energieträger den Nachhaltigkeitskriterien gemäß § 6 entsprechen und damit auf das Erneuerbaren-Referenzziel gemäß Art. 3 Abs. 2 Richtlinie (EU) 2018/2001 angerechnet werden können. Herkunftsnachweise mit Grüngassiegel können zum Nachweis der Erreichung einer Grün-Gas-Quote (§ 84) herangezogen werden.

Herkunftsnachweise sollen – wie schon bisher – von den Netzbetreibern für die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Gasen angefordert werden. Hierzu wird die Herkunftsnachweisdatenbank der Regulierungsbehörde genutzt.

Diese Bestimmung gilt nicht für Nachweise, die für die Herkunft von Wasserstoff ausgestellt werden.

Zu § 83 (Grünzertifikate):

Grünzertifikate für Gas werden für nicht in das öffentliche Netz eingespeistes erneuerbares Gas auf Basis der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control gemäß §§ 78 und 79 ausgestellt. Können sie mit einem Grüngassiegel versehen werden, können sie zum Nachweis einer Grün-Gas-Quote herangezogen werden. Nur mit Grüngassiegel können Grünzertifikate für Gas ausschließlich für den Zweck der Anrechnung auf eine Grün-Gas-Quote unter den Verpflichteten gehandelt werden.

Zu § 85 (Anrechnung und Nachweis der Grün-Gas-Quote)

Sollten Versorger zukünftig dazu verpflichtet werden, einen Anteil der verkauften Gasmengen durch erneuerbare Gase zu substituieren (Grün-Gas-Quote), regelt § 85, dass dieser Anteil entweder durch Herkunftsnachweise mit Grüngassiegel (§ 82) oder durch Grünzertifikate für Gas mit Grüngassiegel (§ 83) nachgewiesen werden kann.

Hinsichtlich der Grünzertifikate für Gas besteht eine Einschränkung: Sie dienen nur dann als Nachweis, wenn ein Versorger selbst eine Produktionsstätte für erneuerbares Gas betreibt oder eine beherrschende Kontrolle über den Betreiber einer solchen Anlage ausübt. Diese Regelung soll Geschäftsmodelle erlauben, die von Versorgern selbst betrieben oder unternehmensrechtlich kontrolliert werden. Grünzertifikate fallen grundsätzlich für jede im Bundesgebiet erzeugte Einheit erneuerbarer Energie an, sofern diese nicht in das öffentliche Netz eingespeist wurde. Sie dienen als Nachweis für den Erzeuger, dass die produzierte Energie aus erneuerbaren Quellen stammt. Grünzertifikate können – abgesehen von der Möglichkeit zur Anrechnung auf eine zukünftige Quote – für die Energiestatistik und freiwillige Ausweisung von erneuerbarer Energie genutzt werden.

Die spezifischen Regeln für die Anrechenbarkeit auf die Quote lassen jene Vorschriften unbenommen, die ganz allgemein die Gleichwertigkeit von Herkunftsnachweisen aus einem anderen EU-Mitgliedstaat oder einem EWR-Vertragsstaat sichern. Die einzige Voraussetzung ist, dass diese zumindest den Anforderungen des Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen.

Zu § 85 (Fernwärme und Fernkälte):

Art. 19 Richtlinie (EU) 2018/2001 verpflichtet die Mitgliedstaaten, auch für den Bereich Wärme oder Kälte Regelungen für Herkunftsnachweise vorzusehen. In Umsetzung dieser Bestimmung besteht künftig für Betreiber von größeren Fernwärme- oder Fernkälteanlagen die Verpflichtung, einmal im Jahr eine Aufschlüsselung über die Herkunft der in den Anlagen verwendeten Brennstoffe der E-Control zu melden.

Auch Fernwärme- und Fernkälteanlagen sollen in der Herkunftsnachweisdatenbank registriert werden.

Zu § 86 (EAG-Monitoringbericht):

Der EAG-Monitoringbericht ist eine Erweiterung und Vertiefung des bisher in § 52 ÖSG 2012 verankerten Ökostromberichts, der durch den EAG-Monitoringbericht ersetzt wird. Der EAG-Monitoringbericht soll nicht nur Aufschluss über den Grad der Zielerreichung geben, sondern detaillierte Informationen über alle damit im Zusammenhang stehenden Aspekte liefern.

Zu § 87 (Evaluierung):

Mit dem EAG wird die Fördersystematik des Ökostromgesetzes grundlegend überarbeitet und es werden bislang noch kaum erprobte Konzepte eingeführt. Daher soll nach zwei Jahren eine erste Evaluierung des neuen Systems erfolgen. Der Zeitpunkt des ersten Evaluierungsberichts ist mit dem durch die Verordnung (EU) 2018/1999 geschaffenen Governance-Mechanismus zur Umsetzung und Überwachung der europäischen Klima- und Energieziele abgestimmt, der eine potentielle Pflicht zur Aktualisierung der nationalen Energie- und Klimapläne bis zum 30. Juni 2024 vorsieht. Der Evaluierungsbericht soll eine fundierte Entscheidungsgrundlage für etwaig notwendige Anpassungen des Fördersystems sowie der rechtlichen Rahmenbedingungen für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (6. Teil) und der im EIWOG 2010 geregelten Bürgerenergiegemeinschaften und gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen liefern.

Zu § 89 (Transparenz und Veröffentlichung gewährter Förderungen):

§ 89 entspricht § 51a ÖSG 2012 mit der Maßgabe, dass im Sinne einer Steigerung der Fördertransparenz künftig alle auf Grundlage des EAG gewährten Einzelförderungen über 100.000 Euro unter Anführung der in Abs. 1 genannten Informationen veröffentlicht werden sollen.

Zu den §§ 90 bis 92 (Integrierter österreichischer Netzinfrasturplan):**Allgemein zu den §§ 90 bis 92 (Integrierter österreichischer Netzinfrasturplan):**

Die §§ 90 bis 92 regeln den „Integrierten österreichischen Netzinfrasturplan“ (kurz: NIP) als neues, national freiwilliges (d.h. vom Unionsrecht nicht verpflichtend vorgegebenes) Planungsinstrument im Energieinfrastrukturbereich.

Der NIP ist eine im „Integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich, Periode 2021-2030“, vorgesehene Begleitmaßnahme und soll durch Zusammenschau der Sektoren beitragen, die benötigte Energieübertragungsinfrastruktur im Hinblick auf die verbindlichen EU 2030-Ziele (einschließlich sektor- und technologiespezifischer Maßnahmen) zu erreichen. Rechtsgrundlage ist die Verordnung (EU) 2018/1999.

Zu § 90:

Planerstellerin und zuständige Behörde ist die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Der NIP ist in Verbindung mit der Zielbestimmung des § 90 Abs. 2 Z 4 stehend, einer Strategischen Umweltprüfung nach der Richtlinie (EU) 2001/42/EG (SUP-Richtlinie) zu unterziehen: Nach der Judikatur des Europäischen Gerichtshofs (C-567/10, Inter-Environnement Bruxelles u.a.) regelt die SUP-Richtlinie nicht nur Pläne und Programme, die in nationalen Rechtsvorschriften vorgesehen sind, sondern auch solche, deren Annahme vorgesehen, aber nicht verpflichtend ist.

Im Zuge der Erstellung des NIP-Entwurfs und vor dessen öffentlicher Auflage zur Umweltprüfung hat die Bundesministerin die Regulierungsbehörde sowie Übertragungsnetzbetreiber (§ 37 EIWOG 2010) und Marktgebietsmanager (§ 13 GWG 2011) als Bescheidadressaten eines gemäß § 37 EIWOG 2010 erstellten Netzentwicklungsplans bzw. eines gemäß § 63 GWG 2011 erstellten koordinierten Netzentwicklungsplans und einer gemäß § 22 GWG 2011 erstellten langfristigen Planung beizuziehen bzw. anzuhören.

Abs. 2 regelt die Ziele und Grundsätze des NIP:

Nach Z 1 soll der NIP als Eckpfeiler der Versorgungsstrategie die Schnittstellen und möglichen Potentiale aufzeigen, um die vorhandenen Optimierungsoptionen einer engeren wechselseitigen Betrachtung des Strom- und Gassystems zu realisieren. Dies etwa durch die Identifizierung der optimalen Standorte für große Speicher- und Konversionsanlagen – wie beispielsweise Power-to-Gas – und ähnlichen Optionen.

Z 2 erweitert die Z 1 im Energieinfrastrukturbereich, um Informationen und Einschätzungen über spezifische Wechselwirkungen und Synergien zu gewinnen; zusammenschauende Betrachtungsobjekte können Energieträger, Energiewegeplanung, technologiespezifische Kraftwerksmodalitäten und/oder Bedürfnisse des Verbrauchssektors sein.

Z 3 ergänzt im Sinne des Berücksichtigungsprinzips die Z 1 und 2, um die positive Wechselwirkung und Abstimmung mit anderen Fachplanungen des Bundes und der Raumplanung der Länder (Gemeinden) auch nach ökologischen Gesichtspunkten zu identifizieren und zu verstärken.

Die Festlegung von raumbezogenen Energie-Infrastrukturanforderungen ist eine Querschnittsmaterie der Raumordnung und im Schnittstellenbereich vielschichtig. Die Netzinfrasturplan ist ein Betrachtungsausschnitt, neben beispielsweise einer Standortbewirtschaftung für Energie-Erzeuger/Gewerbe/Industrie oder einer Wohnraumbewirtschaftung im Hinblick auf die Versorgung der Bevölkerung.

Kompetenzrechtlich können Angelegenheiten der Länder nach Art. 15 B-VG, wie beispielsweise Naturschutz oder Bauordnung, durch die Kompetenz des Bundes nicht verdrängt werden; demgegenüber kann die Raumordnung der Länder durch die (Fachplanungs-)Kompetenz des Bundes, etwa im Starkstromwegerecht nach Art. 10 und 12 B-VG, „durchbrochen werden“. Materiengesetzkonflikte schlagen nach dem Kumulationsprinzip auf die Bewilligungsebene durch: Ein Bewilligungswerber darf erst mit der Projektrealisierung beginnen, wenn die dafür positiven Bewilligungen bei den zuständigen Behörden aufgrund sämtlicher Materiengesetze des Bundes und der Länder erwirkt wurden. Verfahrensdauer und Prozesskosten werden dadurch mitbestimmt. Daher sollen sich die Materiengesetze bzw. die darauf basierenden Planungen „sinnvollerweise“ in der zulässigen Nutzung zumindest nicht ausschließen; dies vor allem, wenn sie Außenwirkungen entfalten.

Da die sachbezogene Fachplanungskompetenz des Bundes, etwa im bundesländerüberschreitenden Starkstromwegerecht, und die Planung der Länder sich sinnvollerweise nicht wechselseitig ausschließen sollen, ist eine Koordination durch Kooperation und Schnittstellenarbeit anzustreben. Es bedarf gemeinsamer Anstrengungen aller Gebietskörperschaften (Bund, Länder, Gemeinden), Instrumente jenseits der Komplexität von Art. 15a B-VG-Vereinbarungen zu entwickeln. Dies wären beispielsweise wechselseitige Koordinations- und Kooperationspflichten, dazu rasch handhabbare Prozesse und Mechanismen.

Der NIP soll auf Tatsachenebene fachliche Informationen über die Flächennutzung und Standorteignung von Energieinfrastruktur verschränken und bereitstellen, ohne in die Planungskompetenz der Länder einzugreifen. Damit können im Sinne einer Positivplanung zwecks Rechtssicherheit und Kostenersparnis frühzeitig – und nicht erst im Bewilligungsverfahren – Nutzungskonflikte für Projektanten/Investoren im Energieinfrastrukturbereich identifiziert und gelöst werden.

Gemäß Z 4 sollen alle an Energieinfrastruktur interessierte Personen frühzeitig informiert und eingebunden werden. Dieses Ziel wird abgesichert, indem der NIP einer Strategischen Umweltprüfung nach Maßgabe der SUP-Richtlinie zu unterziehen ist; deren Vorgaben werden in den §§ 91 und 92 umgesetzt.

Abs. 3 beschreibt demonstrativ Inhalte und Maßnahmen des NIP in Verbindung mit den Grundsätzen und Zielen des Abs. 2.

Abs. 4 steht in Verbindung mit Abs. 2 Z 3 und betont die informative, nicht in die Kompetenz der Länder eingreifende Wirkung des NIP. Die vorgesehene Vermeidung von SUP-Mehrfachprüfungen entspricht dem Gebot des Art. 4 Abs. 3 SUP-Richtlinie.

Abs. 5 steht in Verbindung mit Abs. 2 Z 1, eine engere wechselseitige Betrachtung des Strom- und Gassystems zu forcieren: Der „Integrierte nationale Energie- und Klimaplan für Österreich, Periode 2021-2030“, sieht vor, dass „unter Einbindung der Länder und Gemeinden (vor allem wegen der Beachtung von raumplanerischen Aspekten) ein koordinierter integrierter Netzinfrastrukturplan erstellt werden“ soll, welcher „auch gesetzliche Anpassungen im ELWOG 2010 sowie im GWG 2011 erfordert“.

Zu Abs. 6: Zur Erstellung des NIP kann sich die Bundesministerin gegenüber Elektrizitäts- und Erdgasunternehmen auf die Auskunftspflicht des § 8 stützen.

Zu Abs. 8: Der NIP umfasst einen Planungszeitraum von zehn Jahren, ist im Sinne einer zyklischen Fortschreibung alle fünf Jahre zu aktualisieren und auf der Internetseite des Bundesministeriums zu veröffentlichen.

Zu den §§ 91 und 92:

Die §§ 91 und 92 setzen in Verbindung mit der Anlage 1 die inhaltlichen und prozessualen Vorgaben der SUP-Richtlinie um und betreffen vor allem folgende Aspekte: zwingende Inhalte des Umweltberichts, Durchführung der Öffentlichkeitsbeteiligung und grenzüberschreitenden Konsultationen sowie Form und Umfang des zu veröffentlichen Ergebnisses.

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

Da die Pflicht zur Selbstvermarktung für kleinere Anlagenbetreiber eine Hürde darstellen kann, sieht § 93 für Betreiber von Anlagen mit einer Engpassleistung unter 500 kW die Möglichkeit der Zuweisung eines Stromhändlers vor. Diese Möglichkeit besteht unabhängig von der Größe der betriebenen Anlagen auch für den Fall, dass der Anlagenbetreiber trotz Bemühungen keinen Stromhändler für die Vermarktung seines Stroms finden kann.

Das Regelungsmodell ist § 25 Kraftfahrzeug-Haftpflichtversicherungsgesetz 1994 nachempfunden und baut wie dieses auf der Selbstorganisationsfähigkeit der Wirtschaftsteilnehmer auf. Gemäß Abs. 3 hat der Bilanzgruppenkoordinator, der den Überblick über alle in Österreich tätigen Stromhändler hat, einen geeigneten Stromhändler auszuwählen und diesen gemäß Abs. 4 zum Vertragsabschluss zu verpflichten. Der Bilanzgruppenkoordinator hat dabei auf eine gerechte Lastenverteilung innerhalb der Stromhändler zu achten. Die privatrechtliche Zuteilung durch den Bilanzgruppenkoordinator löst eine ebenso privatrechtliche Kontrahierungspflicht des betreffenden Stromhändlers zum Referenzmarktpreis gemäß § 12 aus.

Zu den §§ 94 und 95 (Servicestelle für erneuerbare Gase):

Die Servicestelle für erneuerbare Gase soll für Marktakteure (Produzenten, Versorger, Finanzdienstleister und weitere) eine Schnittstelle bilden, Angebot und Nachfrage zusammenführen sowie Unterstützung für Projektwerber anbieten. Sie soll den neu zu errichtenden Markt für erneuerbare Gase beobachten und der

Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie über dessen Entwicklungen Bericht erstatten und Empfehlungen aussprechen.

Zu § 96 (Strafbestimmungen):

Zu Abs. 2: Neben der bereits im ÖSG 2012 vorgesehenen Verwaltungsstrafe bei Verstößen gegen die Verpflichtung zur Einhebung der Ökostrompauschale (Erneuerbaren-Förderpauschale im EAG) durch den Netzbetreiber ist im EAG auch die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Einhebung des Erneuerbaren-Förderbeitrags verwaltungsstrafrechtlich erfasst.

Zu § 97 (Austragung von Streitigkeiten):

Das Rechtsverhältnis zwischen der EAG-Förderabwicklungsstelle und Fördernehmern bzw. potenziellen Fördernehmern ist privatrechtlicher Natur. Nur klarstellend wird in § 95 festgehalten, dass für Streitigkeiten zwischen der Abwicklungsstelle und Fördernehmern, Bietern und Förderwerbern die ordentlichen Gerichte zuständig sind.

Zu § 98 (Allgemeine Übergangsbestimmungen)

Zu Abs. 1: Förderanträge, die auf Grundlage des ÖSG 2012 gestellt wurden und zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EAG bei der Ökostromabwicklungsstelle gereiht sind, werden nur dann in das neue Fördersystem übergeleitet, wenn es sich um Anträge auf Förderung durch feste Einspeisetarife (§ 12 ÖSG 2012) für Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen oder Biomasseanlagen mit einer Engpassleistung unter 0,5 MW_{el} handelt.

Zu Abs. 2: Antragsteller, deren Förderanträge gemäß Abs. 1 in das neue Fördersystem übergeleitet werden, haben ihre Förderanträge nach Aufforderung durch die EAG-Förderabwicklungsstelle den Bestimmungen des EAG anzupassen. Eine Förderung wird nur dann gewährt, wenn die Anlage die im EAG normierten Fördervoraussetzungen erfüllt.

Zu Abs. 3: Alle Anträge, die nicht unter Abs. 1 fallen, gelten als zurückgezogen. Sie können bei der EAG-Förderabwicklungsstelle neu eingebracht werden.

Zu Abs. 4: Mit dem Außerkrafttreten des § 48 Abs. 2 ÖSG 2012 fällt die gesetzliche Grundlage für die Ökostromförderbeitragsverordnung 2021, BGBl. II Nr. x/2010, weg. Da die Ökostromförderbeitragsverordnung 2021 bis zum Inkrafttreten einer neuen Verordnung weitergelten soll, muss sie einer neuen gesetzlichen Grundlage zugeordnet werden.

Zu Artikel 2 – Änderung des Ökostromgesetzes

Zu § 1:

Die bereits bisher in § 1 Ökostromgesetz 2012 enthaltene Kompetenzdeckungsklausel bietet lediglich für die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung der Bestimmungen des Ökostromgesetzes 2012 in der jeweiligen Fassung eine ausreichende kompetenzrechtliche Grundlage. Änderungen sind davon nicht gedeckt. Für die Gesetzesänderung ist daher die Schaffung einer geeigneten kompetenzrechtlichen Grundlage durch Neuerlassung der Kompetenzdeckungsklausel erforderlich, die bewirkt, dass die Novellierung von der Kompetenzdeckungsklausel erfasst ist.

Zu § 10 Abs. 1 und Abs. 7:

Das System der Herkunftsnachweise wird im EAG geregelt. Die Bestimmungen im ÖSG 2012 gelten nur, sofern sie für Ökostromanlagen im Sinne des ÖSG 2012 Abweichendes vorsehen.

Zu § 41 Abs. 2:

Mit den Änderungen in § 41 Abs. 2 wird der Preis für den von der Ökostromabwicklungsstelle an die Stromhändler zugewiesenen Strom an den Referenzmarktpreis des § 12 EAG angeglichen.

Zu § 42 Abs. 2:

Die Verwaltung der Fördermittel für Förderungen nach dem ÖSG 2012 und dem EAG obliegt zukünftig der EAG-Förderabwicklungsstelle. § 42 Abs. 2 normiert die Vorgehensweise für die Abgeltung der Aufwendungen der Ökostromabwicklungsstelle aus den von der EAG-Förderabwicklungsstelle verwalteten Fördermitteln.

Zu § 57e:

Die Bestimmungen des ÖSG 2012 und ihr verbleibender Anwendungsbereich sollen auf jenen Umfang beschränkt werden, der zur Abwicklung der bestehenden Förderverträge notwendig ist. Neue Förderverträge, ob nach § 12, § 17 oder nach den Bestimmungen betreffend Investitionszuschüsse (§ 24 ff.), werden nicht mehr abgeschlossen. Eine Ausnahme besteht nur für Anlagen, die bereits eine

Förderzusage erhalten haben. Auch Erweiterungen von nach dem ÖSG 2012 geförderten Anlagen unterliegen den Bestimmungen des EAG. Zusätzlich wird geregelt, dass eine Erweiterung von tarifgeförderten Photovoltaikanlagen über die in § 20 Abs. 4 Z 4 festgelegte Höchstgrenze von 500 kW_{peak} hinaus zukünftig ohne Verlust der Förderung möglich sein soll.

Der Abschluss eines Vertrages mit der Ökostromabwicklungsstelle nach § 13 (Kontrahierung zum Marktpreis) soll im Einklang mit den beihilferechtlichen Vorschriften nur noch für Anlagen mit einer Engpassleistung unter 500 kW möglich sein (vgl. Rz. 125 iVm 124 der UELL). Die Ökostromabwicklungsstelle tritt im Rahmen dieser neu abgeschlossenen Verträge als Vermarkter auf; die abgenommenen Strommengen werden nicht – wie bei Altverträgen und Förderverträgen – den Stromhändlern nach der Bestimmung des § 37 Abs. 1 Z 3 zugewiesen, sondern sind von der Ökostromabwicklungsstelle am Strommarkt bestmöglich zu vermarkten. Neu abgeschlossene Verträge nach § 13 sowie zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EAG bestehende Verträge nach § 13 enden spätestens mit 31. Dezember 2030.

Zu Artikel 3 – Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010

Zu § 1:

Die im EIWOG 2010 geregelte Materie ist über weite Teile dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG (Elektrizitätswesen) zuzuordnen. Daher können die im EIWOG 2010 enthaltenen Regelungen nur unter Schaffung einer Kompetenzdeckungsklausel als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen werden. Die bereits bisher in § 1 EIWOG 2010 enthaltene Kompetenzdeckungsklausel bietet lediglich für die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung der Bestimmungen des EIWOG 2010 in der jeweiligen Fassung eine ausreichende kompetenzrechtliche Grundlage. Änderungen dieses Bundesgesetzes sind jedoch davon nicht gedeckt. Für die Novellierung der im EIWOG 2010 enthaltenen Bestimmungen ist daher die Schaffung einer geeigneten kompetenzrechtlichen Grundlage durch Neuerlassung der Kompetenzdeckungsklausel erforderlich, die bewirkt, dass auch die in der Novelle enthaltenen Änderungen von der Kompetenzdeckungsklausel erfasst sind. Neu in den Katalog der von der Kompetenzdeckungsklausel erfassten Bestimmungen aufgenommen werden §§ 16b, 17a, 20, 22a, 23a, 23b, 23c Abs. 2 bis Abs. 5, 23d sowie § 45a.

Zu § 7 Abs. 1 Z 11a, Z 13a, Z 52a, Z 78a und Z 78b:

Die Begriffsbestimmungen dienen der Präzisierung und Klarstellung des Konzepts der Netzreserve.

Zu § 12 Abs. 2:

Hinsichtlich des Begriffs „synthetisches Gas“ ist auf die Begriffsdefinition im GWG 2011 zu verweisen.

Zu § 16b:

Zu Abs. 1: Eigentümer einer Erzeugungsanlage können sowohl die Gemeinschaft selbst als auch deren Mitglieder bzw. Gesellschafter sein. Die Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen liegt – unter Ausnahme des Eigenverbrauchs von Mitgliedern, die eine Erzeugungsanlage einbringen – bei der Gemeinschaft. Die im Rahmen einer Bürgerenergiegemeinschaft erzeugten und verbrauchten Energiemengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems; die für Lieferanten geltenden Vorschriften des EIWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen.

Im Außenverhältnis gelten die Rechte und Pflichten nach dem EIWOG 2010 je nach übernommener Rolle. Die Bürgerenergiegemeinschaft kann auch als Vollversorger auftreten; diesfalls besteht die Verpflichtung der Bürgerenergiegemeinschaft, sich einer bestehenden Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu gründen.

Zu Abs. 2: Bürgerenergiegemeinschaften sind als Vereine, Genossenschaften oder sonstige Personen- oder Kapitalgesellschaften mit Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Eigentümergemeinschaften nach dem WEG 2002 können im Rahmen der Verwaltung nach § 18 WEG 2002 eine Bürgerenergiegemeinschaft darstellen. Eine Bürgerenergiegemeinschaft kann sich über das gesamte österreichische Marktgebiet erstrecken und demnach Konzessionsgebiete verschiedener Verteilernetzbetreiber betreffen. Für die Mitbenützung des öffentlichen Netzes sind Systemnutzungsentgelte gemäß EIWOG 2010 und der darauf basierenden Systemnutzungsentgelte-Verordnung zu entrichten; eine Sonderregelung in Form eines begünstigten Netzentgelts ist nicht vorgesehen.

Bürgerenergiegemeinschaften haben im Sinne der Gemeinnützigkeit ohne vorrangige Gewinnabsicht zu agieren. Die Erzielung von Gewinnen ist zwar grundsätzlich zulässig (wie zB geringfügige Vermarktungserlöse aus Überschussmengen, die Gewinnkomponenten enthalten), solange die Gewinne nicht um ihrer selbst willen erfolgen, sondern an die Mitglieder bzw. an die Gemeinschaft weitergegeben

werden. Wo sich die Gemeinnützigkeit nicht schon aus der gewählten Gesellschaftsform ergibt, ist die „nicht vorrangige Ausrichtung auf Gewinn“ in der Satzung festzuhalten. Die Bürgerenergiegemeinschaft ist demnach kein Stromhändler iSd § 7 Abs. 1 Z 65.

Hervorzuheben ist, dass die Teilnahme an der Bürgerenergiegemeinschaft offen und freiwillig ist, und von privaten Teilnehmenden die Rechte als Endverbraucher, insbesondere die freie Lieferantenwahl, nicht eingeschränkt werden.

Zu Abs. 3: Die Mitgliedschaft in einer Bürgerenergiegemeinschaft steht grundsätzlich allen Arten von Rechtspersonen offen, wobei die wesentlichen Entscheidungsbefugnisse in einer Bürgerenergiegemeinschaft auf diejenigen Mitglieder beschränkt sein müssen, die nicht in großem Umfang kommerziellen Tätigkeiten nachgehen und für die die Energiewirtschaft nicht der primäre Bereich der Geschäftstätigkeit ist. Von einer Kontrolle im Sinne dieses Absatzes sind demnach einerseits große und mittlere Unternehmen sowie jene Unternehmen ausgeschlossen, deren Haupttätigkeit die Erzeugung von und Versorgung mit Energie ist, d.h. Versorger oder Lieferanten im Sinne des ElWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind.

Für die Einordnung eines Unternehmens als kleines oder mittleres Unternehmen wird auf die Empfehlung der Kommission betreffend die Definition der Kleinstunternehmen sowie der kleinen und mittleren Unternehmen, ABl. Nr. L 124 vom 25.03.2003 S. 36, verwiesen.

Für die Auslegung des Kontrollbegriffs nach diesem Absatz sind auch die Definition in § 7 Abs. 1 Z 34 und die darauf basierenden Auslegungsgrundsätze heranzuziehen. Natürliche Personen, die an einer Bürgerenergiegemeinschaft teilnehmen, dürfen zudem nicht in einem direkten Weisungszusammenhang zu einem nach diesem Absatz von der Kontrolle ausgeschlossenen Unternehmen stehen. Demnach dürfen keine natürlichen Personen an einer Bürgerenergiegemeinschaft teilnehmen, die eine Vertretungs- oder Organfunktion in einem solchen Unternehmen ausüben. Ein bloßes Angestelltenverhältnis ist hiervon nicht erfasst.

Zu Abs. 4: Die Bestimmungen zur Organisation des Betriebs und Netzzugangs sind den Bestimmungen zu § 16a nachgebildet. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass die jeweiligen Verteilernetzbetreiber mit der Bürgerenergiegemeinschaft zusammenarbeiten, um sowohl Energieübertragungen innerhalb von Bürgerenergiegemeinschaften als auch die Einspeisung von Überschussmengen zu erleichtern. Weiters werden hier die Mindestinhalte des Gründungsdokuments der Bürgerenergiegemeinschaft geregelt.

Der ideelle Anteil gemäß Z 3 entspricht dem rechnerisch bilanziellen Verbrauchsanteil des teilnehmenden Netzbenutzers an der Gesamterzeugung der Bürgerenergiegemeinschaft.

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

Um eine möglichst unbürokratische Gründung zu ermöglichen, sollen allen Verteilernetzbetreibern, in deren Konzessionsgebieten Erzeugungsanlagen der Bürgerenergiegemeinschaft und/oder Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzbenutzer angeschlossen sind, nur jene Inhalte (und deren Änderungen) zur Kenntnis gebracht werden, die für die Messung und Verrechnung notwendig sind. Die Bürgerenergiegemeinschaft schließt für jede Erzeugungsanlage einen Netzzugangsvertrag mit dem Netzbetreiber ab. Bei bereits bestehenden Netzzugangsverträgen tritt die Bürgerenergiegemeinschaft anstelle des Eigentümers der Erzeugungsanlage in die Vertragsverhältnisse mit dem Netzbetreiber ein.

Zu Abs. 5 und 6: Die Bestimmungen zur Messung und Verrechnung basieren auf den Bestimmungen und Praxiserfahrungen zu § 16a. Da sich eine Bürgerenergiegemeinschaft über Konzessionsgebiete mehrerer Netzbetreiber erstrecken kann, wird durch Abs. 5 Z 3 sichergestellt, dass die Verteilernetzbetreiber einander die für die Messung erforderlichen Daten, Zähl- und Messwerte der Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen in einer Bürgerenergiegemeinschaft zur Verfügung stellen. Die Netzbetreiber sollen sich zu diesem Zweck bestehender Datenverarbeitungsprozesse bedienen, sofern sich die entsprechenden technischen Voraussetzungen mit einem verhältnismäßigen Aufwand einrichten lassen (vgl. dazu auch § 45a). In jedem Fall ist ein primär verantwortlicher Netzbetreiber als Ansprechperson für die Bürgerenergiegemeinschaft festzulegen. Dies wird in aller Regel der Netzbetreiber sein, in dessen Konzessionsgebiet die Erzeugungsanlage der Bürgerenergiegemeinschaft angeschlossen ist. Wenn die Bürgerenergiegemeinschaft über mehrere Erzeugungsanlagen verfügt, die in verschiedenen Konzessionsgebieten liegen, ist ebenfalls ein Netzbetreiber festzulegen, der für die Abwicklung des Datenaustausches primär verantwortlich ist.

Zu Abs. 7: Der Bürgerenergiegemeinschaft steht es frei, gemäß den entsprechenden Bestimmungen des 4. Teils des ElWOG 2010 Eigentümerin eines Verteilernetzes zu sein und dieses entweder selbst zu betreiben oder den Betrieb durch einen konzessionierten Netzbetreiber zu ermöglichen.

Zu § 17a:

Zu Abs. 1: Hiermit wird Art. 17 der Richtlinie (EU) 2018/2001 umgesetzt, der für kleine Erzeugungsanlagen und Demonstrationsprojekte auf Basis erneuerbarer Energieträger ein Verfahren der einfachen Mitteilung für den Netzzugang vorsieht. Demnach sieht Abs. 1 für diese Anlagen ein entsprechendes Anzeigeverfahren vor, wobei die Leistungsgrenze mit 20 kW festgelegt wird. Zudem wird in § 7 Abs. 1 Z 7a eine neue Definition des Demonstrationsprojekts eingefügt, die jener in Art. 2 Z 24 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 158 vom 14.06.2019 S. 54, entspricht.

Zu Abs. 2: Ein Netzanschluss auf Basis einer Anzeige setzt voraus, dass die Anzeige vollständig ist und die in Abs. 2 genannten Angaben enthält. Diese entsprechen den Kriterien gemäß § 3 Abs. 3 der Verordnung des Vorstands der E-Control über die Qualität der Netzdienstleistungen (NetzdienstleistungsVO Strom 2012), BGBl. II Nr. 477/2012, sowie den Vorgaben in Kapitel 4.2. der Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR), Erzeuger Typ A.

Zu Abs. 6: Diese Bestimmung soll Photovoltaikanlagen erfassen, die nachträglich an einem bereits bestehenden Verbrauchsanschluss an das Verteilernetz angeschlossen werden. Diese sollen jedenfalls zu 100 % des Ausmaßes der vereinbarten Netznutzung (§ 55) an das Verteilernetz angeschlossen werden und bis zu 100 % dieses Ausmaßes eigenerzeugte Energie in das öffentliche Netz einspeisen dürfen, ohne hierfür nochmals mit einem Netzzutrittsentgelt belastet zu werden. Für das konkrete Ausmaß der Einspeisung ist allem voran der Wunsch des Betreibers der Erzeugungsanlage ausschlaggebend. Klargestellt wird, dass dies unbeschadet der Marktregeln (s. zB die P(U)- und Q(U)-Regelung gemäß TOR Erzeuger) sowie einer Anwendung des § 54 Abs. 3 gilt.

Zu § 20:

Aufgrund der Vorgaben der Verordnung (EU) 2019/943 ist § 20 in der bisherigen Form nicht mehr zeitgemäß und hat daher zu entfallen. Stattdessen gelten nunmehr unmittelbar die Regelungen zum Dispatch und Redispatch gemäß Art. 12 und Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943.

Anstelle des bisherigen § 20 wird eine neue Transparenzbestimmung eingefügt, die Netzbetreiber dazu verpflichtet, verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk und Transformatorstation zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren. Zur Erreichung der für 2030 vorgesehenen energiepolitischen Ziele ist ein Zubau von rund 27 TWh erforderlich. Allein im Bereich der Photovoltaik hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, 11 TWh an Erzeugungskapazität zuzubauen. Um diesen Ausbau zu bewerkstelligen und insbesondere Photovoltaikanlagen in großer Menge und Leistung anzuschließen, zugleich aber eine gleichmäßige, kostensparende und netzverträgliche Verteilung sicherzustellen, bedarf es eines transparenten Netzzugangs. Ein Aspekt hiervon ist die im neuen § 20 vorgesehene Verpflichtung der Netzbetreiber, verfügbare Netzkapazitäten offenzulegen.

Angesichts der erfolgten Änderung ist § 20 als unmittelbar anwendbares Bundesrecht ausgestaltet und daher in den Katalog der Kompetenzdeckungsklausel des § 1 aufgenommen.

Zu § 21 Abs. 1:

Die Streichungen in § 21 Abs. 1 sind einerseits bedingt durch den Umstand, dass es mittlerweile kein System mit zugelassenen Kunden mehr gibt und andererseits auf die Vorgaben des Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 zurückzuführen.

Zu § 22a:

Zu Abs. 1: Gemäß Art. 2 Z 60 der Richtlinie (EU) 2019/944 handelt es sich bei einer Energiespeicheranlage um eine Anlage im Elektrizitätsnetz, in der Energiespeicherung erfolgt. Art. 2 Z 59 der Richtlinie (EU) 2019/944 definiert die Energiespeicherung wiederum als eine im Elektrizitätsnetz erfolgende Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger. Dementsprechend fallen Konversionsanlagen wie Elektrolyseanlagen unter den europarechtlichen Begriff der Energiespeicheranlage, weswegen ein Betrieb durch Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber unter den Voraussetzungen der Richtlinie (EU) 2019/944 zugelassen werden kann.

Ein Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas durch Übertragungs- oder Verteilernetzbetreiber darf nur unter den Voraussetzungen des Abs. 1 erfolgen. Abgesehen von der Leistungsgrenze und der Berücksichtigung der Sektorintegration gemäß Abs. 1 Z 1 und

Z2 muss daher jedenfalls eine der Fallkonstellationen gemäß Abs.1 Z3 vorliegen. Bei der Konversionsanlage muss es sich somit entweder um eine vollständig integrierte Netzkomponente handeln und eine Genehmigung der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 2 vorliegen (erster Fall) oder es muss ein sogenannter Markttest gemäß Abs. 1 Z3 unter den Bedingungen der lit. a bis lit. c durchgeführt werden (zweiter Fall).

Zu Abs. 2: Gemäß Art. 2 Z 51 der Richtlinie (EU) 2019/944 sind vollständig integrierte Netzkomponenten jene, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich oder dem Engpassmanagement dienen. Gemäß Erwägungsgrund 63 der Richtlinie (EU) 2019/944 können zu vollständig integrierten Netzkomponenten etwa Kondensatoren oder Schwungräder zählen, die in erheblichem Maße der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes dienen bzw. dazu beitragen können, die Synchronisierung unterschiedlicher Teile des Systems zu ermöglichen.

Netzbetreiber haben die für die Genehmigung der Regulierungsbehörde nach Abs. 2 ausschlaggebenden Kriterien in ihrem Antrag anzuführen und zu begründen; dies betrifft einerseits das Kriterium der Integration in das Netz, das sich etwa durch den Anlagenstandort (zB räumliche Nähe zu bestimmten Netzknoten oder Umspannwerken) ergeben kann. Weiters sind auch konkrete Einsatzzwecke und der technische Bedarf der Netzkomponente darzulegen (also zB welche Fähigkeiten der Netzbetreiber benötigt und welche Reaktionsfähigkeiten bzw. Verfügbarkeiten die Anlage aufweist und wie oft Einsätze erwartet werden).

Der Flexibilitätsmarkt soll durch den Betrieb von Konversionsanlagen als vollständig integrierte Netzkomponenten im regulierten System nicht dauerhaft beschränkt werden. Daher dürfen solche Anlagen nicht innerhalb des Regelenergie- und Engpassmanagements eingesetzt werden. Allem voran sollten diese innerhalb der nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen zur Anwendung gelangen.

Zu § 23 Abs. 2 Z 5:

Die vorgeschlagenen Änderungen sind einerseits auf die Vorgaben des Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 zurückzuführen; andererseits war § 23 Abs. 2 Z 5 im Hinblick auf die neuen Regelungen zur Netzreserve zu ergänzen.

Zu § 23a:

Zu Abs. 1: Um dem Regelzonenführer die für eine Systemanalyse notwendigen Informationen über künftige Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken zur Verfügung zu stellen, müssen Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW jährlich geplante Stilllegungen verbindlich anzeigen. Betreiber von Erzeugungsanlagen mit temporären saisonalen Stilllegungsanzeigen haben den Zeitraum der Stilllegung gemäß § 7 Abs. 1 Z 78b jeweils im Vorhinein für die angestrebte Kontrahierungsdauer anzugeben. Nach Ablauf der Kontrahierungsdauer gemäß § 23a Abs. 5 bzw. eines Stilllegungsverbots gemäß § 23c können Betreiber von Erzeugungsanlagen am nächsten Ausschreibungs- und Kontrahierungsprozess teilnehmen, wobei sie beabsichtigte Stilllegungen erneut nach diesem Absatz anzeigen müssen.

Die Verbindlichkeit der Anzeige ergibt sich aus dem Innenverhältnis der das Kraftwerk betreibenden Gesellschaft. In Betracht kommt beispielsweise bei einer Aktiengesellschaft ein Beschluss des Aufsichtsrats. Bei kurzfristiger Nichtverfügbarkeit kann auch ein Beschluss der Geschäftsleitung ausreichen.

Zu Abs. 3: Die Ergebnisse der Analyse sowie die dieser zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden sind erst nach abgeschlossener Kontrahierung zu veröffentlichen, um strategischem Bieterverhalten entgegenzuwirken.

Zu § 23b:

Zu Abs. 1: Das vom Regelzonenführer durchgeführte Ausschreibungsverfahren unterliegt nicht dem BVerG oder dem BVerGKonz 2018. Teilnahmeberechtigt sind Betreiber von inländischen Erzeugungsanlagen mit mindestens 1 MW, wobei im Falle von Erzeugungsanlagen gemäß § 23a Abs. 1 eine verbindliche Stilllegungsanzeige innerhalb des jeweiligen Ausschreibungszeitraums (Kontrahierungsdauer) Voraussetzung für die Teilnahme ist.

Weiters können auch Entnehmer, die durch Anpassung ihrer Verbrauchsanlagen ihren Verbrauch temporär – zumindest aber für 12 Stunden – reduzieren oder zeitlich verlagern können und Aggregatoren, die mehrere technische Einheiten gemäß Z 1 oder Z 2 zu einem gesamthaft abrufbaren Pool zusammenfassen, wobei die Engpassleistung von jeweils einem angebotenen Pool (Erzeugung oder Verbrauch) 1 MW nicht unterschreiten darf, am Ausschreibungsverfahren teilnehmen.

Die Teilnahme steht zudem auch Betreibern von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Schweizerischen Eidgenossenschaft offen, sofern die Bedingungen der Z 4 erfüllt sind. Eine vergleichbare Weise, eine Stilllegung solcher Anlagen iSd Z 4 anzuzeigen, stellt beispielsweise eine Veröffentlichung von Informationen über geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten gemäß Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, ABl. Nr. L 326 vom 08.12.2011 S. 1, dar. Weiters könnte in diesem Zusammenhang auch auf die Informationen über die Nichtverfügbarkeit von Erzeugungs- und Produktionseinheiten gemäß Art. 15 der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009, ABl. Nr. L 163 vom 15.06.2013 S. 1, zurückgegriffen werden.

Zu Abs. 2: Das Auswahlverfahren erfolgt in zwei Stufen: Zunächst legt der Regelzonenführer technische Eignungskriterien fest, die sich beispielsweise auf den Einspeiseort einer Anlage und die Wirksamkeit zur Behebung von relevanten Netzengpässen oder auf Verfügbarkeitsbedingungen, wie etwa entsprechende Vorlaufzeiten, beziehen können, und ruft zur Interessensbekundung auf. Die Bekundung des Interesses hat binnen vier Wochen zu erfolgen. Die Interessenten werden in weiterer Folge vom Regelzonenführer hinsichtlich ihrer Eignung zur Erbringung von Engpassmanagement und zur Erfüllung der technischen Eignungskriterien geprüft. Eine Erzeugungsanlage, deren Emissionen mehr als 550 g CO₂ je kWh Elektrizität betragen oder die radioaktiven Abfälle produziert, kann in keinem Fall als geeignet eingestuft werden. In einer zweiten Stufe sind die als geeignet eingestuften Interessenten zur Angebotslegung binnen vierwöchiger Frist aufzufordern.

Zu Abs. 3: Hinsichtlich der eingelangten Angebote ist auf eine größtmögliche Vergleichbarkeit zu achten: Dies ist bereits bei der Gestaltung der Ausschreibung durch den Regelzonenführer im Hinblick auf die Ausschreibungsunterlagen zu berücksichtigen. Alle Informationen, die notwendig sind, um ein vollständiges Angebot zu legen, müssen den Bietern im Vorhinein eindeutig, klar und transparent vorliegen. Dies betrifft insbesondere auch jene Informationen, die für die Kalkulierbarkeit der Angebote nach kaufmännischen Grundsätzen erforderlich sind. Sämtliche für die Angebotslegung relevante Kriterien müssen objektiv begründbar sein; zudem dürfen sie nicht geeignet sein, bestimmte Anbieter bzw. Teilnehmer zu diskriminieren. Dies gilt insbesondere auch für die Festlegung, unter welchen Voraussetzungen Verträge für zwei Jahre oder ein Jahr abgeschlossen werden bzw. wie viele einjährige und zweijährige Verträge vergeben werden. Hierdurch soll insgesamt eine Vergleichbarkeit der eingelangten Angebote anhand der gebotenen Preise (im Nachhinein) sichergestellt werden. Dieselben Erwägungen sind bei der Vergleichbarkeit der kontrahierten Anbieter nach Abs. 5 heranzuziehen.

Der Regelzonenführer legt den Referenzwert, anhand dessen die eingelangten Angebote geprüft werden, fest und beurteilt die Signifikanz einer Überschreitung desselben. Dabei hat er die Ergebnisse des Marktberichts der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 8 zu berücksichtigen. Die Signifikanz ist mittels eines Prozentsatzes über dem Referenzwert festzulegen und in der zweiten Verfahrensstufe – sprich bei Aufforderung zur Angebotslegung – den als geeignet eingestuften Interessenten bekannt zu geben. Bei dem erstmaligen Ausschreibungsverfahren gilt § 111 Abs. 7. Angebote, die den Referenzwert signifikant überschreiten, sind der Regulierungsbehörde zu melden. Kann der festgestellte Bedarf nicht mit dem Zuschlag „angemessener“ Angebote gedeckt werden, so sind alle Anbieter zur neuerlichen Abgabe von Angeboten innerhalb von 10 Tagen aufzufordern, wobei das erneute Angebot günstiger sein muss als das erstmalig abgegebene. Jene Angebote, die den Referenzwert erneut signifikant überschreiten, werden vom Verfahren ausgeschlossen.

Zu Abs. 4: Bei einer Auswahl der zu kontrahierenden Netzreserveanbieter nach dem Effizienzprinzip sind insbesondere Wirksamkeit, Wirkungsgrad, Standort und Kosten maßgeblich. In Ausnahmefällen wäre es daher möglich, statt einer großen, insgesamt nicht benötigten Anlage, eine kleinere, etwas teurere Anlage zu kontrahieren, sofern dies etwa im Hinblick auf deren Wirksamkeit zur Behebung bestimmter Engpässe bzw. im Hinblick auf die Gesamteffizienz notwendig erscheint.

Im Verfahren zur bescheidmäßigen Genehmigung der Auswahl gelten Anlagenbetreiber als Beteiligte im Sinne des AVG.

Zu Abs. 5: Mit erfolgter Kontrahierung wird die Marktteilnahme – mit Ausnahme des § 23d Abs. 1 – für die Dauer des Vertrags unzulässig.

In die Verträge ist eine Rückforderungsklausel aufzunehmen. Hiermit soll sichergestellt werden, dass etwaige Überkompensationen für die Leistungsvorhaltung, die im Zuge der Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörde nachträglich festgestellt werden, dem Regelzonenführer rückerstattet werden können. Außerdem sollen hierdurch auch anfänglich unzulässige Vertragsabschlüsse erfasst werden, bei denen sich im Nachhinein herausstellt, dass die gesetzlichen Voraussetzungen für eine Kontrahierung nicht gegeben waren.

Abs. 5 gilt auch im Falle einer Kontrahierung gemäß Abs. 6 sowie einer Kontrahierung nach Verhängung eines Stilllegungsverbots gemäß § 23c Abs. 2.

Zu Abs. 6: Wurden zu Beginn des Verfahrens lediglich ein oder zwei Angebote von unterschiedlichen Unternehmen gelegt, oder kann der Bedarf aufgrund der gelegten und nicht ausgeschiedenen Angebote nicht gedeckt werden, so muss die Regulierungsbehörde die Betreiber von geeigneten, aber noch nicht kontrahierten Anlagen, für welche gemäß § 23a Abs. 1 eine Stilllegung angezeigt wurde, zur Bekanntgabe ihrer Aufwendungen und Kosten gemäß § 23c Abs. 3 binnen angemessener Frist auffordern. Unterschiedliche Unternehmen nach diesem Absatz bedeutet, dass Unternehmen nicht konzernverbunden im Sinne des ElWOG 2010 sind; für die Beurteilung in diesem Zusammenhang ist auf den Kontrollbegriff gemäß § 7 Abs. 1 Z 34 und die darauf basierenden Auslegungsgrundsätze zurückzugreifen. Das Prozedere nach diesem Absatz kann bereits vor dem Genehmigungsbescheid der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 4 gestartet werden.

Zu Abs. 7: Hiermit wird nochmals bekräftigt, dass Stilllegungsanzeigen gemäß § 23a Abs. 1 verbindlich sind und eine Außerbetriebnahme zu erfolgen hat, wenn eine Kontrahierung gemäß Abs. 5 oder 6 nicht erfolgt. Ausgenommen hiervon sind Fälle, in denen die Regulierungsbehörde die betroffene Anlage mit einem Stilllegungsverbot gemäß § 23c Abs. 1 versieht oder der Betreiber seine Stilllegungsabsicht unter den Bedingungen des § 23d Abs. 3 zurückzieht.

Zu § 23c:

Das Stilllegungsverbot in Abs. 1 ist als ultima ratio vorgesehen. Es wird durch die Regulierungsbehörde bescheidmäßig ausgesprochen, wenn bereits alle gemäß § 23b Abs. 2 erfolgten Interessensbekundungen oder alle erstmalig gelegten Angebote den Bedarf nicht decken könnten, oder trotz Kontrahierung von Anlagen gemäß § 23b der festgestellte Bedarf nicht gedeckt werden kann. Das Stilllegungsverbot darf nur auf begründeten Vorschlag des Regelzonenführers und nur gegenüber Betreibern von Erzeugungsanlagen, die gemäß § 23a Abs. 1 ihre Stilllegung angezeigt haben, ausgesprochen werden. Es umfasst höchstens die Dauer der angezeigten Stilllegung, wobei eine Dauer von zwei Jahren – in Anlehnung an die höchstmögliche Kontrahierungsdauer – keinesfalls überschritten werden darf. In diesem Zeitraum sind betroffene Betreiber verpflichtet, ihre Anlagen ausschließlich für Zwecke des Engpassmanagements in Betrieb zu halten; die Marktteilnahme ist – mit den in § 23d normierten Ausnahmen – unzulässig.

Die Vergütung für die Erbringung der Netzreserve nach dieser Bestimmung wird nach dem Kostenkatalog des Abs. 3 ermittelt. Hinsichtlich der im Gesetz angeführten, berücksichtigungswürdigen Kosten wird kein Unterschied im Hinblick auf die voraussichtliche Dauer der Stilllegung gemacht.

Zu § 23d:

Mit dieser Bestimmung werden Regelungen eingeführt, die es Betreibern von Erzeugungsanlagen ermöglichen, einmalig aus dem System der Netzreserve auszusteigen und wieder am Markt teilzunehmen. Dies betrifft die Verkürzung von Verträgen gemäß § 23b Abs. 5 oder 6 (Abs. 1), die Verkürzung des Stilllegungsverbots gemäß § 23c Abs. 1 (Abs. 2) sowie die Zurückziehung einer verbindlichen Stilllegungsanzeige (Abs. 3).

§ 23d ist als (einmalige) Ausnahme vom Grundsatz des strikten Marktverbots konzipiert und vor dem Hintergrund der Unterstützung von Marktteilnahmen zu betrachten. Daher ist in jedem Fall eines Ausstiegs aus der Netzreserve nach dieser Bestimmung sicherzustellen, dass die jeweilige Anlage für das Engpassmanagement unter den gleichen Verfügbarkeitsbedingungen bis zum Ablauf der ursprünglich geplanten Kontrahierungsdauer bzw. der ursprünglich vorgesehenen Dauer des Stilllegungsverbots zur Verfügung steht. Nach Inanspruchnahme der einmaligen Verkürzung ist eine Rückkehr in das System der Netzreserve innerhalb des jeweiligen Kontrahierungszeitraums nicht mehr möglich. Eine Teilnahme an einem nachfolgenden Ausschreibungsprozess mit erneuter Stilllegungsanzeige gemäß § 23a Abs. 1 bleibt hingegen möglich.

Zu Abs. 1 und 2: Auf Ersuchen eines Betreibers kann die Laufzeit eines Vertrags gemäß § 23b Abs. 5 oder 6 mittels einer vertraglichen Anpassung einmalig verkürzt werden (Abs. 1) oder auf Antrag die Dauer des bescheidmäßig verhängten Stilllegungsverbots einmalig verkürzt werden (Abs. 2), um eine Marktteilnahme der betroffenen Anlage unter den Bedingungen des Abs. 1 zu ermöglichen.

Zu Abs. 3: Weiters können auch Betreiber mit Stilllegungsanzeigen gemäß § 23a Abs. 1, die jedoch nicht gemäß § 23b Abs. 5 und 6 kontrahiert wurden, ihre Stilllegungsabsicht – als Ausnahme von § 23b Abs. 7 – einmalig zurückziehen. Hiefür ist ein Antrag des Anlagenbetreibers und eine entsprechende Genehmigung der Regulierungsbehörde notwendig.

Jedenfalls muss ein contrarius actus zur Anzeige gemäß § 23a Abs. 1 des jeweils zuständigen Organs der das Kraftwerk betreibenden Gesellschaft vorliegen (siehe dazu die Erläuterungen zu § 23a Abs. 1). Der Anlagenbetreiber hat in seinem Antrag darzulegen und mit entsprechenden Unterlagen nachzuweisen, dass

sich die für die Stilllegung ursprünglich maßgeblichen Gründe und Umstände wesentlich geändert haben. Die Umstandsänderung muss demnach signifikant und in Richtung einer Trendwende gegeben sein (zB wesentliche Abweichung der Planungsgrundlagen, Änderung der kraftwerksrelevanten Marktbedingungen, nicht jedoch bloß kurzfristige Preisschwankungen). Die Regulierungsbehörde hat die dargelegten Gründe und Unterlagen im Hinblick auf ihre Plausibilität zu prüfen und gegebenenfalls eine Genehmigung zu erteilen.

Zu § 37 Abs. 5 und § 38 Abs. 3:

Um die vorhandenen Optimierungsoptionen durch eine enge wechselseitige Betrachtung des Strom- und Gassystems zu realisieren, werden durch die vorgeschlagenen Änderungen (sowie die entsprechenden Änderungen im GWG 2011) die regulatorischen Planungsinstrumente „Netzentwicklungsplan“ nach EIWOG 2010 einerseits und „koordinierter Netzentwicklungsplan“ sowie „langfristige Planung“ nach GWG 2011 andererseits normativ verschränkt: Dies erfolgt durch ein wechselseitiges Koordinations- und Berücksichtigungsgebot bei der Erstellung, wobei das Erstellungsintervall (von bisher einem Jahr) auf zwei Jahre angehoben wird, durch eine konzentriert durchgeführte Konsultation und im Zuge der Kohärenzprüfung durch die Regulierungsbehörde. Bei der Erstellung ist außerdem der Integrierte Netzinfrastukturplan gemäß § 90 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) zu berücksichtigen, der die zusammenschauende Planung der Sektoren Strom und Gas als ein zentrales Motiv und Eckpfeiler der Versorgungsstrategie anführt.

Zu § 45a:

Ein voll funktionsfähiger, verlässlicher und vielfältiger Energiemarkt setzt die Standardisierung energiewirtschaftlicher Geschäftsprozesse, Datenformate und Datenströme voraus. Dies spiegelt sich auch in den unionsrechtlichen Vorgaben des Clean Energy Package wider: Art. 23 und 24 der Richtlinie (EU) 2019/944 sehen vor, dass die Mitgliedstaaten ein effizientes Datenverwaltungsmodell festlegen und die vollständige Interoperabilität der Energiedienstleistungen in der Union erleichtern sollen. Gemäß Art. 23 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2019/944 ist die Datenverwaltung derart zu organisieren, dass ein möglichst effizienter und sicherer Datenzugang und -austausch sowie Datenschutz und -sicherheit gewährleistet sind. Diesen Anforderungen soll mit einem neuen § 45a Rechnung getragen werden.

Die Frage, welche Daten nach dieser Bestimmung an welchen Empfänger zu übermitteln sind, richtet sich nach den jeweils einschlägigen Gesetzen, Verordnungen und vertraglichen Regelungen und muss zudem im Einklang mit dem Datenschutzrecht erfolgen. Dasselbe gilt für die Frage, wer gemäß § 45a berechtigt ist, die Übermittlung von Daten anzufordern.

In jedem Fall ist Kapitel 5 der Sonstigen Marktregeln für Strom einzuhalten, das Rahmenbedingungen für die Erarbeitung Technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung festlegt.

Zu § 54 Abs. 3:

Zu Abs. 3: Photovoltaikanlagen bis 100 kW sollen für den Netzanschluss ein nach der Engpassleistung gestaffeltes, pauschales Entgelt entrichten. Im Gegenzug kann im Netzzugangsvertrag vereinbart werden, dass diese Anlagen nur bis zu einem gewissen Ausmaß garantiert in das öffentliche Netz einspeisen dürfen. Eine Einspeisung darüber hinaus hängt von der konkreten Situation im Verteilernetz ab. Im Gesetz ist lediglich das Höchstausmaß der zulässigen Einschränkung festgelegt (Abs. 3 letzter Satz.); genauere Regelungen sind im Netzzugangsvertrag vorzusehen. Ein entsprechendes Vehikel könnte hier auch die vertraglich vorgesehene P(U)-Regelung gemäß TOR Erzeuger sein.

Zu § 58a:

Zu Abs. 1: Im neuen § 58a wird eine gesetzliche Grundlage für die Erlassung von Ausnahmebescheiden für bestimmte innovative Forschungs- und Demonstrationsprojekte geschaffen, mit denen die Regulierungsbehörde von den gesetzlichen Bestimmungen betreffend Systemnutzungsentgelte sowie der Systemnutzungsentgelte-Verordnung abweichen kann. Die Zuständigkeit für die Erlassung von Ausnahmebescheiden nach dieser Bestimmung kommt der Regulierungskommission zu; eine gesetzliche Verankerung erfolgt in § 12 Abs. 1 Z 8 E-ControlG.

Eine entsprechende Bestimmung für den Gasbereich wurde in § 78a GWG 2011 eingefügt.

Zu Abs. 3: Ein Ausnahmebescheid erfolgt ausschließlich auf Antrag, wobei die Antragstellung nur ganz bestimmten Forschungs- und Demonstrationsprojekten zusteht. Eine Voraussetzung ist einerseits, dass Forschungs- und Demonstrationsprojekte zur Erreichung von zumindest zwei der in Abs. 2 festgesetzten Ziele beitragen müssen. Weiters müssen diese Projekte vor Antragstellung in einem vorgelagerten Auswahlverfahren als innovativ und förderwürdig im Sinne des Abs. 2 eingestuft worden sein und über eine entsprechende Förderentscheidung gemäß § 16 Forschungs- und Technologieförderungsgesetz

(FTFG) verfügen. Die Auswahl im vorgelagerten Verfahren erfolgt unter den Bedingungen des FTFG und der darauf basierenden Förderrichtlinien, wobei die Regulierungsbehörde dem Verfahren im Zuge der Bewertung von Vorhaben beizuziehen ist.

Zu Abs. 4: Aus dem Antrag und den beigelegten Unterlagen muss sich ergeben, welche Art und welcher Umfang an Ausnahme angestrebt wird und warum diese beantragt wird. Grundlage für eine Ausnahme muss immer eine in Bezug auf Systemnutzungsentgelte aufgestellte Hypothese bzw. Forschungsfrage sein, die im vorgelagerten Verfahren – unter entsprechender Beiziehung von Vertretern der Regulierungsbehörde – als innovativ und förderwürdig im Sinne der Zielerreichung gemäß Abs. 2 bewertet wurde. Zum Nachweis hat der Antragsteller dem Antrag sämtliche Unterlagen bzw. Arbeitspakete aus dem vorgelagerten Verfahren beizulegen. Wenn der Antrag vollständig ist und insbesondere der Nachweis über die Förderentscheidung erbracht wurde, hat die Regulierungsbehörde einen entsprechenden Ausnahmebescheid zu erlassen.

Zu Abs. 5: Der Ausnahmebescheid ist den vom Forschungs- und Demonstrationsprojekt betroffenen Netzbetreibern zu Kenntnis zu bringen; den Netzbetreibern kommen keine Partei- oder Beteiligtenrechte gemäß § 8 AVG zu.

Zu Abs. 6: Bei der Entscheidung über Art und Umfang der Ausnahme hat die Regulierungsbehörde den Antrag samt beigelegter Unterlagen, insbesondere jedoch die Förderentscheidung und die Bewertung des Vorhabens im vorgelagerten Auswahlverfahren zu berücksichtigen. Bei der Gewährung von Ausnahmen sind die Projektziele und die mit dem Projekt verbundene Forschungsfrage zu beachten.

Zum Entfall von § 66 Abs. 2a:

Im Hinblick auf die neuen Regelungen zur Netzreserve und die diesbezüglichen Verpflichtungen gemäß § 23a Abs. 1 war § 66 Abs. 2a zu streichen.

Zu § 72:

Die überarbeiteten Bestimmungen des § 72 sind den entsprechenden Regelungen im EAG nachgebildet.

Als zentrales Register für Herkunftsnachweise kommt die bereits für den Ökostrombereich etablierte und im Rahmen des EAG erweiterte Registerdatenbank der Regulierungsbehörde zur Anwendung. Die Datenbank soll eine reibungslose Durchführung der Herkunftsnachweistransfers, -ausstellung und -entwertung auch bei Umwandlung zwischen den Energieträgern ermöglichen.

Zu Abs. 1: Dieser Absatz entspricht dem bisherigen Abs. 4: Wie bislang ist für die Überwachung der Ausstellung, der Übertragung und der Entwertung der Herkunftsnachweise die Regulierungsbehörde zuständig.

Zu Abs. 2: Hiermit wird eine Registrierungspflicht für alle Erzeugungsanlagen in der Herkunftsnachweisdatenbank normiert. Die Registrierung ist entweder vom Anlagenbetreiber selbst vorzunehmen oder von einem Anlagenbevollmächtigten. Die Registrierung kann auch durch einen vom Anlagenbetreiber beauftragten Dritten, bspw. durch eine Bürgerenergiegemeinschaft oder eine Förderstelle, erfolgen. Wer die Registrierung nicht vornimmt, begeht eine Verwaltungsstrafe gemäß § 99 Abs. 5 Z 4.

Zu Abs. 3: Grundsätzlich dienen Herkunftsnachweise der Kennzeichnung der Elektrizität dem Kunden gegenüber. Mit dieser Bestimmung sollen auch Anlagen, die zur Eigenversorgung Elektrizität erzeugen in der Herkunftsnachweisdatenbank sowie für das Anlagenregister erfasst werden. Es soll auch für Eigenerzeugungsanlagen möglich sein, Herkunftsnachweise zu generieren. Diese können für statistische Zwecke, Marketingzwecke, Nachhaltigkeitsberichte oder Ähnliches verwendet werden. Die für die Eigenerzeugung ausgestellten Herkunftsnachweise sind nicht handelbar. Der Anteil der Eigenerzeugung wird mittels intelligenten Messgeräten gemessen. Für Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität gilt gemäß Abs. 2 ein Schwellenwert von 100 kW. Darunter erfolgt anhand der vorhandenen Daten eine rechnerische Ermittlung des „Eigenversorgungsanteils“.

Abs. 4 entspricht dem bisherigen Abs. 1.

Zu Abs. 5: Auf die Registrierungspflicht nach Abs. 2 haben die Netzbetreiber hinzuweisen. Außerdem hat die Regulierungsbehörde entsprechende Informationen auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen. Beim Abgleich von Zählpunkt-Daten kommt es in der Praxis regelmäßig vor, dass registrierte Zählpunkte in der Herkunftsnachweisdatenbank nicht eingetragen sind. Satz 2 des Abs. 5 verfolgt daher den Zweck, die Vollständigkeit und Handhabbarkeit der Herkunftsnachweisdatenbank zu gewährleisten.

Abs. 6 und 7 entsprechen den bisherigen Abs. 2 und 3.

Abs. 8 entspricht dem bisherigen Abs. 5 und wurde an die Formulierung im EAG angepasst.

Abs. 9 entspricht dem bisherigen Abs. 6.

Zu Abs. 10: Umwandlungsverluste treten sowohl bei der Speicherung und Rückverstromung von Elektrizität in Pumpspeicherkraftwerken als auch bei der Konversion von Strom zu Wasserstoff auf. Entsprechend der Verlustmengen müssen Herkunftsnachweise entwertet werden.

Abs. 11 und 12 entsprechen den bisherigen Abs. 7 und 8.

Zu Abs. 13: Ein Teil der in der Herkunftsnachweisdatenbank eingepflegten Daten soll für die Marktteilnehmer im Anlagenregister veröffentlicht werden. Diese Regelung findet sich auch im EAG wieder.

Zu § 73:

Die bestehenden Regelungen wurden um die Regelungen zu Herkunftsnachweisen aus Drittstaaten ergänzt.

Zu den §§ 78 und 79:

Die Stromkennzeichnung in der aktuellen Form gibt es seit rund 15 Jahren. Sie stellt seitdem einen großen Schritt zu mehr Transparenz und Diversifizierung auf den Strommärkten dar und hat sich grundsätzlich bewährt.

Die Änderungen der bisherigen §§ 78 bis 79a dienen einerseits der Bereinigung der teilweise überlappenden Regelungen, andererseits stehen sie im Lichte des durch das „Clean Energy Package“ der Europäischen Union überarbeiteten Rechtsrahmens; dabei soll insbesondere den Entwicklungen auf dem Strommarkt in Richtung erweiterter Produktdiversifizierung und neuer Marktakteure (zB Energiegemeinschaften) Rechnung getragen werden.

Das gesteigerte Bewusstsein der Kundinnen und Kunden gegenüber der Herkunft des Stroms berücksichtigend verfolgen die Novellierungen darüber hinaus das Ziel, die sehr umfangreiche Darstellung der Stromkennzeichnung auf den Rechnungen und Werbematerialien zu vereinfachen.

Zu § 78 Abs. 1 bis 3:

Mit dem Ziel der vereinfachten Darstellung soll es nunmehr eine zweistufige Stromkennzeichnung geben:

Die verpflichtende Ausweisung des Versorgermixes auf der Stromrechnung (und sonstigen Informationsmaterialien) hat drei Kategorien zu umfassen, nämlich Technologie, Ursprungsland des Herkunftsnachweises und das Ausmaß des gemeinsamen Handels von Herkunftsnachweisen und Strom (§ 78 Abs. 1 und 2). Mit der Verpflichtung zur Ausweisung, wieviel Herkunftsnachweise und Strom in der jeweiligen Kennzeichnungsperiode gemeinsam gehandelt wurden, soll der getrennte Handel von Strom und Herkunftsnachweisen möglich bleiben, jedoch dem Anliegen Rechnung getragen werden, mehr Transparenz zu schaffen.

In einem zweiten Schritt hat auf der Internetseite des Stromhändlers oder Lieferanten bzw. auf Wunsch per Zusendung an die Endkundinnen und Endkunden eine vollumfassende Ausweisung, so wie sie bisher schon gilt, zu erfolgen (§ 78 Abs. 3).

Zu § 78 Abs. 4:

Entsprechend der Richtlinie (EU) 2018/2001 und auf Basis von Anregungen aus der Praxis sollen die Möglichkeiten der Kennzeichnung ausgeweitet werden, indem der Lieferantenmix nicht nur einen Produktmix, sondern auch einen spezifischen Kundemix umfassen kann.

Zu § 78 Abs. 6:

Kleine Lieferanten, die lediglich Strom aus eigenen Kraftwerken liefern, hatten im bisherigen Stromkennzeichnungssystem einen hohen administrativen Aufwand zu bewerkstelligen. Für diese sollen daher Erleichterungen geschaffen werden.

Zu § 79 Abs. 5:

§ 79 Abs. 5 entspricht dem bisherigen § 79 Abs. 8. Die Änderung von vier auf drei Monate ist der derzeit laufenden Überarbeitung der Norm CEN-EN 16325 geschuldet. Es ist absehbar, dass dort ein Zeitraum von drei Monaten vorgesehen wird. Auch bei RE-DISS Best Practice zeichnet sich ein Zeitraum von drei Monaten ab. Die genaue Vorgehensweise bei der Umstellung vom Wirtschaftsjahr auf das Kalenderjahr wird von der Regulierungsbehörde auf ihrer Internetseite bekannt gegeben (siehe § 111 Abs. 8).

Zum Entfall von § 109 Abs. 7:

Die Regelung war im Hinblick auf die Evaluierungsbestimmung in § 87 Abs. 3 EAG zu streichen.

Zu § 111 Abs. 4 und Abs. 5:

Für Pumpspeicherkraftwerke und Konversionsanlagen sollen temporäre Befreiungen von Netzentgelten vorgesehen werden. Pumpspeicherkraftwerke sind funktionell als Speicher anzusehen; sie stellen Flexibilität in einem von volatilen erneuerbaren Energieträgern geprägten Strommarkt bereit. Ähnliches

gilt für Konversionsanlagen, die Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas umwandeln. Die besondere Funktion dieser Anlagen, die sie von anderen Endverbrauchern unterscheidet, fand schon bisher in § 111 Abs. 3 Anerkennung und soll sich in einer (teilweisen) Befreiung von Netznutzungs- und Netzverlustentgelten niederschlagen.

Zu den sonstigen Änderungen:

Die sonstigen Änderungen sind einerseits redaktionelle Änderungen und andererseits Anpassungen an die neuen Ressortkompetenzen und -bezeichnungen gemäß BGBl. I Nr. 8/2020 (Novelle des Bundesministerengesetzes 1986).

Zu Artikel 4 – Novelle des GWG 2011

Die Bestimmungen der vorliegenden Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz basieren auf dem Kompetenztatbestand „Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie“ (Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG).

Zu § 2, § 4 Z 6, § 22 Abs. 1 Z 3, § 63 Abs. 4 Z 4, § 66 und § 121 Abs. 5:

Die Anpassungen betreffen Verweise auf die umzusetzenden Rechtsakte der Europäischen Union. Das betrifft einerseits den Hinweis auf die durch das jeweilige Gesetz umgesetzten Unionsrechtsakte (vgl. § 2 Z 1, Z 2 und Z 4) sowie andererseits die Querverweise auf einzelne Bestimmungen in der Verordnung (EU) 2017/1938. Die Anpassungen entsprechen den Vorgaben des Anhang IX der Verordnung (EU) 2017/1938.

Zu § 7 Abs. 1 Z 8a, Z 20a, Z 20b, Z 22a und Z 63:

In Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 sind als eine wesentliche Maßnahme der gegenseitigen Unterstützung im Energieversorgungsfall die Solidaritätsvereinbarungen vorgesehen. Aus diesem Grund sind unter § 7 neue Begriffsdefinitionen aufzunehmen. Hervorzuheben sind dabei die Begriffsdefinitionen der „durch Solidarität geschützten Kunden“ und der „geschützten Kunden“. Ersterer Begriff umfasst die Haushaltskunden, die an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind, sowie grundlegende soziale Dienste, die nicht den Bereichen Bildung und öffentliche Verwaltung angehören. Haushaltskunden sind dabei nur jene Kunden, die das Erdgas für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen. Daraus folgt, dass KMUs sowie Fernwärmanlagen nicht zu den geschützten Kunden zählen. Das bringt mit sich, dass im Fall der Solidaritätsleistung an einen benachbarten Mitgliedstaat eine Abschaltung dieser „Endverbraucher“ bzw. „Kunden“ (vgl. § 7 Abs. 1 Z 11 und Z 32 GWG 2011) möglich ist. Im Unterschied dazu dürfen die durch Solidarität geschützten Kunden unter keinen Umständen von der Versorgung mit Erdgas ausgeschlossen bzw. die Versorgung mit Erdgas unterbrochen werden. Der Hintergrund für die eingeschränkte Definition der durch Solidarität geschützten Kunden liegt insbesondere bei den ansonsten vorzuhaltenden Mengen an Erdgas; dies würde unweigerlich die Kosten für Erdgas erheblich erhöhen. Die unionsrechtlichen Vorgaben zu den Begriffsdefinitionen finden sich in Art. 2 Z 5 und 6 der Verordnung (EU) 2017/1938.

Die Begriffsdefinition der „grundlegenden sozialen Dienste“ hat seinen Ursprung in Art. 2 Z 4 der Verordnung (EU) 2017/1938. Zu den Diensten zählen insbesondere Kranken- und Pflegeanstalten, Schulen, die Verwaltung des Bundes und der Länder.

Die Erweiterung des Begriffs „Verbindungsleitung“ (§ 7 Abs. 1 Z 63) ist durch die Umsetzungspflicht der Richtlinie (EU) 2019/692 bedingt. Wesentliche Neuerung der Richtlinie ist die Anwendung des Binnenmarktregulierungsrechts auch auf Verbindungsleitungen mit Drittstaaten. Ihre Geltung soll sich auf jenen Teil der Leitungen erstrecken, der auf dem Hoheitsgebiet der Mitgliedstaaten oder im Küstenmeer des Mitgliedstaates verläuft, in dem der erste Kopplungspunkt mit dem Netz der Mitgliedstaaten gelegen ist.

Zu § 12 Abs. 5:

Aktuell regelt § 12 Abs. 5, dass Netze verschiedener Marktgebiete, die miteinander verbunden sind, zu einem Marktgebiet zusammenzufassen sind. Ein Automatismus erscheint insofern problematisch, als eine Zusammenfassung von Marktgebieten nicht in jedem Fall einer physischen Verbindung von Netzen zweckmäßig ist. So würde ein Automatismus etwa im Fall der Realisierung der – in der langfristigen Planung 2019 genehmigten Projekte „Leistungsverbindung Salzburg-Tirol“ – dazu führen, dass die Marktgebiete Tirol und Ost jedenfalls zusammenzulegen wären. Dies wäre allerdings nicht wünschenswert, da für diese Marktgebiete eine sehr gut funktionierende Marktintegrationsvariante zum deutschen Marktgebiet NCG gefunden wurde und diese seit Oktober 2013 implementiert ist.

Da jedoch nicht auszuschließen ist, dass in Zukunft zwischen den drei österreichischen Marktgebieten physische Verbindungen bestehen könnten, die die Zusammenfassung zu einem Marktgebiet zweckmäßig machen, wird § 12 Abs. 5 mit der vorgeschlagenen Änderung als Kannbestimmung formuliert und die Entscheidung über die Zusammenfassung von Marktgebieten der Regulierungsbehörde übertragen. Die Regulierungsbehörde hat bei ihrer Entscheidung die Zweckmäßigkeit der Zusammenfassung vor dem

Hintergrund der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in den betroffenen Marktgebieten sowie eine bereits bestehende regionale oder internationale Marktintegration zu berücksichtigen.

Zu § 18 Abs. 1 Z 12a, § 22 Abs. 2, Abs. 3 Z 2, Abs. 5a und Abs. 6, § 63 Abs. 2 und Abs. 5 sowie § 64 Abs. 3:

Um die vorhandenen Optimierungsoptionen durch eine enge wechselseitige Betrachtung des Strom- und Gassystems zu realisieren, werden durch die vorgeschlagenen Änderungen (sowie die entsprechenden Änderungen im EIWOG 2010) die regulatorischen Planungsinstrumente „Netzentwicklungsplan“ nach EIWOG 2010 einerseits und „koordinierter Netzentwicklungsplan“ sowie „langfristige Planung“ nach GWG 2011 andererseits normativ verschränkt: Dies erfolgt durch ein wechselseitiges Koordinations- und Berücksichtigungsgebot bei der Erstellung, wobei das Erstellungsintervall (von bisher einem Jahr) auf zwei Jahre angehoben wird, durch eine konzentriert durchgeführte Konsultation und im Zuge der Kohärenzprüfung durch die Regulierungsbehörde. Bei der Erstellung ist außerdem der Integrierte Netzinfrastukturplan gemäß § 90 EAG zu berücksichtigen, der die zusammenschauende Planung der Sektoren Strom und Gas als ein zentrales Motiv und Eckpfeiler der Versorgungsstrategie anführt.

Zu § 22 Abs. 5:

Im Sinne einer gesamthaften Betrachtung des Energiesystems werden durch die vorgeschlagene Änderung auch der Regelzonenführer gemäß § 7 Abs. 1 Z 60 EIWOG 2010 und die Verteilernetzbetreiber gemäß § 7 Abs. 1 Z 76 EIWOG 2010 verpflichtet, die für die Erstellung der langfristigen Planung notwendigen Daten dem Verteilergiebtsmanager zur Verfügung zu stellen; hiervon sind auch verfügbare Bestandsdaten von Leitungen und Umspannwerken auf Nieder- und Mittelspannungsebene umfasst.

Zu § 42 Abs. 7a und 7b:

Die Ausnahmebestimmung für neue Infrastrukturen (vgl. § 7 Abs. 1 Z 50) setzt Unbedenklichkeit in Bezug auf den Erdgasbinnenmarkt in der Europäischen Union voraus. Hinzu kommt, dass die Regulierungsbehörde bei der Prüfung der Ausnahmebestimmung auch die Regulierungsbehörden jener Mitgliedstaaten zu konsultieren hat, deren Märkte durch den Betrieb der neuen Infrastruktur betroffen sein könnten. Eine gesamthafte und volkswirtschaftliche Betrachtung legt eine weite Auslegung des Begriffs „wahrscheinlich“ in § 42 Abs. 7a nahe.

Zu § 66a:

Grundsätzlich steht es den Betreibern von Fernleitungsnetzen frei, technische Fragen zum Betrieb und zur Verbindung von Fernleitungsnetzen mit Drittstaaten in technischen Vereinbarungen zu regeln, sofern diese Vereinbarungen österreichischem oder europäischem Recht und Beschlüssen der Regulierungsbehörde nicht widersprechen.

Zu § 66b:

Diese Bestimmung setzt Art. 49b der Richtlinie (EU) 2019/692 um. Gegenstand des § 66b sind Übereinkommen mit Drittstaaten über den Betrieb von Fernleitungen. Letztere sind nur dann zu unterzeichnen, wenn die Europäische Kommission gemäß § 66b in das Verfahren einbezogen wurde. Die Europäische Kommission hat sowohl vor Aufnahme als auch vor Unterzeichnung über die Vereinbarkeit des Übereinkommens mit Art. 49b Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/692 zu entscheiden. Bei einer abschlägigen Beurteilung hat die Europäische Kommission die Verfahrensschritte in Art. 49b der Richtlinie (EU) 2019/692 einzuhalten.

Zu § 78a:

Diese Bestimmung bildet die Grundlage für die Schaffung regulatorischer Freiräume im Gasbereich und ist § 58a EIWOG 2010 nachgebildet. Bei den Zielen, die förderwürdige Projekte zu erreichen haben, waren im Vergleich zu § 58a EIWOG 2010 Anpassungen im Hinblick auf die Besonderheiten des Energieträgers Gas notwendig. Im Übrigen wird auf die Erläuterungen zu § 58a EIWOG 2010 verwiesen.

Zu § 129b und § 129c:

Diese Bestimmungen sind den §§ 72 und 73 EIWOG 2010 bzw. den entsprechenden Regelungen im EAG nachgebildet.

Als zentrales Register für Herkunftsnachweise kommt die bereits für den Ökostrombereich etablierte und im Rahmen des EAG erweiterte Registerdatenbank der Regulierungsbehörde zur Anwendung. Die Datenbank soll eine reibungslose Durchführung der Herkunftsnachweistransfers, -ausstellung und -entwertung auch bei Umwandlung zwischen den Energieträgern ermöglichen. Im Übrigen wird auf die Erläuterungen zu den entsprechenden Bestimmungen im EAG und EIWOG 2010 verwiesen.

Zu § 130 Abs. 2, Abs. 3 und Abs. 5:

Die Absätze 2, 3 und 5 setzen die Vorgaben der Richtlinie (EU) 2018/2001 um.

Abs. 2 betrifft die Ausweisung von Umweltauswirkungen auf der Gasrechnung und des an Endverbraucher gerichteten Werbematerials.

Abs. 3 betrifft die Ausweisung der verschiedenen Primärträger.

Zu § 133a:

Zur verbesserten und strategischen Integration von erneuerbarem Wasserstoff im Gesamtenergiesystem soll eine Zielvorgabe der Wasserstofftoleranz im Gasnetz ermöglicht werden.

Zu § 146 Abs. 2, § 159 Abs. 6 und Abs. 7 sowie zur Anlage 4:

Mit den vorgeschlagenen Änderungen wird die Richtlinie 2012/18/EU vollständig in das GWG 2011 umgesetzt. Dies betrifft zum einen Art. 6 Abs. 1, Art. 10, Art. 11, Art. 17 lit. a bis d, Art. 19 Abs. 1 und Art. 20 der Richtlinie 2012/18/EU, die durch ergänzende Verweise auf die Gewerbeordnung umgesetzt werden (§ 146 Abs. 2 GWG 2011). Weiters werden in Übereinstimmung mit Art. 28 der Richtlinie 2012/18/EU Sanktionen für die Verletzung von Verpflichtungen nach dem GWG 2011 geschaffen (§ 159 Abs. 6 und Abs. 7).

Zum anderen werden die Anhänge II und III sowie Anhang IV Z 1 der Richtlinie 2012/18/EU in einer neuen Anlage 4 für Betriebe, die in den Geltungsbereich des GWG 2011 fallen, umgesetzt.

Zu § 153a:

§ 153a ist § 3b UVP-G 2000 nachgebildet; mit der Möglichkeit zur Beiziehung von nicht amtlichen Sachverständigen geht auch die Regelung der Kostentragung und Direktverrechnung für den Projektwerber einher.

Zu § 159 Abs. 1 Z 18:

Art. 14 Abs. 10 der Verordnung (EU) 2017/1938 verpflichtet die Mitgliedstaaten zur Verhängung wirksamer, verhältnismäßiger und abschreckender Sanktionen gegen Erdgasunternehmen bei Verstößen gegen die ihnen aus den Art. 14 Abs. 6 und Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/1938 erwachsenden Verpflichtungen. Die Art. 14 Abs. 6 und Abs. 7 verpflichten die Erdgasunternehmen die zuständige Behörde im jeweiligen Mitgliedstaat über konkrete Lieferverträge zu informieren. Die Mitgliedstaaten haben die erhaltenen Informationen in der Folge anonymisiert an die Europäische Kommission zu übermitteln. Von besonderer Bedeutung sind jene Lieferverträge, die 28 % des jährlichen Gasverbrauchs in dem betroffenen Mitgliedstaat umfassen. Mit dieser Bestimmung wird daher gewährleistet, dass der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie all jene Daten geliefert werden, zu deren Vorlage an die Europäische Kommission sie auf Grund der EU-Richtlinie verpflichtet ist. Zweck dieser unionsrechtlichen Verpflichtung ist es, das Risiko für die Sicherheit der Gasversorgung eines Mitgliedstaats oder einer Region beurteilen zu können.

Eine Verletzung dieser Pflichten ist künftig zu sanktionieren. Entsprechend des Katalogs an Verwaltungsstraftatbeständen im GWG 2011 fügt sich die Verwaltungsstrafbestimmung in § 159 Abs. 1 ein, sind doch unter Abs. 1 vorwiegend Melde- und Informationspflichtverletzungen unter Verwaltungsstrafe gestellt.

Zur Anlage 1:

Angesichts der in der langfristigen Planung 2019 vorgesehenen Verbindungsleitung „Hochfilzen“ zwischen Salzburg und Tirol sowie einer Ersatzinvestition der Südleitung in der Steiermark war die Anlage 1 entsprechend anzupassen.

Zur Anlage 3:

Die Auflistung der Verteilernetzbetreiber in der Anlage 3 war in Bezug auf geänderte Firmenbezeichnungen zu aktualisieren.

Zu den sonstigen Änderungen:

Die sonstigen Änderungen sind einerseits redaktionelle Änderungen und andererseits Anpassungen an die neuen Ressortkompetenzen und -bezeichnungen gemäß BGBl. I Nr. 8/2020 (Novelle des Bundesministeriengesetzes 1986).

Zu Artikel 5 – Änderung des Energielenkungsgesetzes 2012

Zu § 1:

Die Bestimmung in § 1 enthält eine Kompetenzdeckungsklausel für die Erlassung, Aufhebung sowie Vollziehung von einfachgesetzlichen Vorschriften, damit diese auch in den Belangen Bundessache sind, hinsichtlich derer das B-VG etwas anderes bestimmt. Änderungen dieses Bundesgesetzes sind jedoch davon nicht gedeckt. Für die Novellierung des EnLG 2012 ist daher die Schaffung einer geeigneten kompetenzrechtlichen Grundlage durch Neuerlassung der Kompetenzdeckungsklausel erforderlich, die bewirkt, dass auch die in der Novelle enthaltenen Änderungen von der Kompetenzdeckungsklausel erfasst sind.

Zu § 2, § 4 Abs. 4, § 26 Abs. 2, § 27 Abs. 1 und Abs. 4, § 29 sowie § 30:

Die Anpassungen betreffen Verweise auf die umzusetzenden Rechtsakte der Europäischen Union. Das umfasst einerseits den Hinweis auf die durch das jeweilige Gesetz umgesetzten Unionsrechtsakte (vgl. § 2) sowie andererseits die Querverweise auf einzelne Bestimmungen der Verordnung (EU) 2017/1938 und der Verordnung (EU) 2019/941. Die Anpassungen im Hinblick auf die Verordnung (EU) 2017/1938 entsprechen den Vorgaben ihres Anhang IX.

Zu § 4 Abs. 1 und Abs. 2:

§ 4 Abs. 1 bestimmt unter welchen Voraussetzungen Lenkungsmaßnahmen nach dem EnLG 2012 ergriffen werden können. In § 4 Abs. 2 sind die dazugehörigen Ziele formuliert. Beide Bestimmungen werden um eine Z 3 und eine Z 4 ergänzt, die den notwendigen Bezug zu der Verordnung (EU) 2017/1938 und der Verordnung (EU) 2019/941 formuliert.

Zu § 6 Abs. 2 und Abs. 5:

Die Änderungen zu § 6 Abs. 2 und Abs. 5 betreffen Anpassungen im Bereich des Datenschutzrechts. In § 6 Abs. 2 wird der Verweis auf das Datenschutzgesetz (BGBl. I Nr. 165/1999 idF BGBl. I Nr. 14/2019) aktualisiert. Der hinzugefügte Abs. 5 orientiert sich an § 159 Abs. 3 GWG 2011. Abs. 5 erlaubt den Behörden die Weitergabe von Daten an die Organe der Europäischen Union, soweit eine unionsrechtliche Pflicht zur Datenübermittlung vorliegt (vgl. Art. 14 Abs. 6 und Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/1938).

Zu § 14 Abs. 2:

Gemäß Art. 3 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/941 hat jeder Mitgliedstaat eine nationale Regierungs- oder Regulierungsbehörde als zuständige Behörde zur Wahrnehmung der in der Verordnung vorgesehenen Aufgaben zu bestimmen. In Kohärenz mit der für den Gasbereich in § 26 Abs. 2 bestehenden Regelung ist die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie auch für den Strombereich als zuständige Behörde zu verankern.

Zu § 15 Abs. 1:

Gemäß Art. 3 Abs. 3 der Verordnung (EU) 2019/941 können die Mitgliedstaaten der zuständigen Behörde gestatten, anderen Einrichtungen die operativen Aufgaben in Bezug auf die Risikovorsorgeplanung und das Risikomanagement gemäß dieser Verordnung zu übertragen.

Die Anpassungen in § 15 Abs. 1 entsprechen der Systematik des EnLG 2012 (vgl. die Parallelbestimmung für Gas in § 27 Abs. 1 und die dort normierte Mitwirkung der Regulierungsbehörde an der Erstellung eines Präventions- und Notfallplanes sowie der Risikobewertung gemäß der Verordnung (EU) 2017/1938). Die Mitarbeit der Regulierungsbehörde würde dabei die Aufbereitung von Input bzw. Informationen bezüglich jener Aspekte betreffen, hinsichtlich derer diese in ihrer Rolle als Regulator über die nötigen Informationen verfügt, wie zB im Hinblick auf das Erfordernis der Festlegung eines Rahmens für den manuellen Lastabwurf (Anhang 3.1 der Verordnung (EU) 2019/941) oder die Bereitstellung von Marktdaten zur Erörterung der Frage, welche zu liefernde Höchststrommenge für den Krisenfall im Rahmen der regionalen Maßnahmen vereinbart wird (Anhang 3.2.b der Verordnung (EU) 2019/941). Die Entscheidungsgewalt verbleibt bei der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Zu § 25a:

§ 25a Abs. 1 ermächtigt die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum Abschluss von Ressortübereinkommen über regionale oder bilaterale Maßnahmen gemäß Art. 12 und Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 sowie dazu, die erforderlichen technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen für die Umsetzung der regionalen oder bilateralen Maßnahmen abzuschließen.

Gemäß Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 bieten die Mitgliedstaaten, sofern sie dazu technisch in der Lage sind, einander Unterstützung in Form von regionalen oder bilateralen Maßnahmen an, die gemäß

Art. 12 und Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 vereinbart wurden, bevor diese Unterstützung angeboten wird. Ebenso vereinbaren die Mitgliedstaaten die erforderlichen technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen für die Umsetzung der regionalen oder bilateralen Maßnahmen, bevor die Unterstützung angeboten wird. Die Verordnung (EU) 2019/941 lässt den Mitgliedstaaten bei der Vereinbarung von Solidaritätsmaßnahmen einen großen Spielraum, insbesondere können die Mitgliedstaaten das Ausmaß der Unterstützungsleistung (also der Stromlieferung in das Hoheitsgebiet des um Unterstützung ersuchenden Mitgliedstaates) frei vereinbaren.

Art. 12 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/941 normiert, dass regionale Maßnahmen in der betreffenden Region zwischen Mitgliedstaaten vereinbart werden, die über die technischen Möglichkeiten verfügen, sich gemäß Art. 15 gegenseitig Unterstützung zu leisten. Bilaterale Maßnahmen hingegen werden zwischen Mitgliedstaaten vereinbart, die direkt verbunden sind, aber nicht derselben Region angehören. Gemäß Art. 12 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/941 muss der Risikovorbehalteplan eines jeden Mitgliedstaates neben nationalen Maßnahmen auch regionale und gegebenenfalls bilaterale Maßnahmen umfassen.

Haben die Mitgliedstaaten im Falle einer Stromversorgungskrise noch keine regionalen oder bilateralen Maßnahmen und keine technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen im Sinne des § 25a getroffen, vereinbaren sie sog. „Ad-hoc-Maßnahmen“ und Regelungen für die Anwendung des Art. 15 der Verordnung (EU) 2019/941 einschließlich der angemessenen Kompensation gemäß Art. 15 Abs. 4, 5 und 6 der Verordnung (EU) 2019/941.

Zu § 26 Abs. 1 Z 1a und § 28a:

§ 28a legt eine neue Lenkungsmaßnahme fest, die im Lenkungsfall durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie verordnet werden kann. Entscheidet sich die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie dafür, die Lenkungsmaßnahme gemäß § 28a zu ergreifen, sind die Endverbraucher verpflichtet, bereits erworbenes oder gebuchtes Erdgas über Flexibilisierungsinstrumente anzubieten. Voraussetzung hierfür ist, dass ein Fall des § 4 Abs. 1 Z 1, 2 oder 3 vorliegt.

Als mögliche Flexibilisierungsinstrumente stehen die „Merit Order List“ (MOL) und die „Flexible Merit Order List“ (FlexMOL) zur Verfügung. Diese Instrumente können von den Marktteilnehmern bereits derzeit genutzt werden, allerdings können die Endverbraucher nach geltender Rechtslage nicht zur Angebotslegung verpflichtet werden. Mit § 28a wird eine solche Pflicht für den Energielenkungsfall geschaffen. Sofern die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie von der Lenkungsmaßnahme im Rahmen einer Verordnung auf Grundlage des EnLG 2012 Gebrauch macht, sind die Endverbraucher verpflichtet, ihr bereits erworbenes oder gebuchtes Erdgas an der MOL oder FlexMOL anzubieten. Diese Lenkungsmaßnahme ermöglicht es vor allem – trotz eines Energielenkungsfalls – marktbasierete Preise für das angebotene Gas zu erzielen; dabei ist der Eingriff überdies ein gelinderes Mittel im Vergleich zu einer unmittelbaren Abschaltung allenfalls betroffener Endverbraucher.

Operativ liegen der MOL und FlexMOL folgende Überlegungen zugrunde: Beide Instrumente sind zur Beschaffung von Ausgleichsenergie heranzuziehen, um die Netzstabilität in Österreich sicherzustellen. Grundsätzlich ist die notwendige Ausgleichsenergie über die Börse zu beschaffen. Wird indes kein oder nicht ausreichend Gas an der Börse angeboten, kann der Markt- und Verteilergiebtsmanager die Großverbraucher von Gas aufrufen, die von ihnen kontrahierten Gasmengen nicht selbst zu verbrauchen, sondern zu einem von ihnen festgelegten Preis auf der MOL (mit Standardvorlaufzeiten und Standardmengeneinheiten) und – wenn dies mengenmäßig unzureichend ist – danach auf der FlexMOL (mit vom Anbieter festgelegten Vorlaufzeiten und Mengeneinheiten) anzubieten. Der Bilanzgruppenkoordinator reicht die eingegangenen Angebote an den Markt- und Verteilergiebtsmanager weiter; letzterer kauft die angebotenen Mengen (angefangen vom günstigsten bzw. mengen- und zeitmäßig am besten passenden Offert) bis sein Bedarf zur Netzstabilisierung gedeckt ist. Die operativen Bestimmungen hierzu finden sich in § 31 GMMO-VO 2012, BGBl. II Nr. 171/2012 idF BGBl. II Nr. 425/2019, sowie künftig in den §§ 29ff GMMO-VO 2020, BGBl. II Nr. 425/2019.

Zu § 29 Abs. 2 bis Abs. 5:

Gemäß § 15 Abs. 11 und § 27 Abs. 11 kann die Regulierungsbehörde alle zwei Jahre die Übung von Krisenszenarien anordnen. Im Rahmen der Energielenkungsübung im Jahr 2018 hat sich gezeigt, dass eine Ergänzung des § 29 Abs. 2 bis Abs. 5 zweckmäßig wäre. Aus diesem Grund soll der Verteilergiebtsmanager künftig eine Methode erstellen, anhand derer die Mengen an Erdgas ermittelt werden können, deren Empfänger im Fall der Verteilung nach dem Grad der Dringlichkeit vorübergehend von der Belieferung ausgeschlossen bzw. in der Belieferung beschränkt werden.

Im Sinne einer größtmöglichen Transparenz ist die Methode durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie in geeigneter Weise zu veröffentlichen (etwa auf der Internetseite des Bundesministeriums). Die Methode hat keineswegs bestimmte Unternehmen zu nennen bzw. zu bezeichnen, die jedenfalls zur Abschaltung gelangen sollen. Vielmehr dient sie der Vorbereitung für den Energielenkungsfall; auf Basis der Methode kann sodann eine rasche, fundierte Entscheidung getroffen werden. Der Verteilergebietsmanager kann im Energielenkungsfall bei Gefahr in Verzug von der erstellten Methode abweichen. Eine solche Regel ist notwendig, um unvorhergesehene Situationen bei der Gasversorgung berücksichtigen zu können.

Zu § 35a:

§ 35a Abs. 1 ermächtigt die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum Abschluss von Ressortübereinkommen über die technischen, rechtlichen und finanziellen Regelungen zur Inanspruchnahme und Gewährung von Solidaritätsmaßnahmen gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 mit direkt oder über Drittstaaten verbundenen Mitgliedstaaten der Europäischen Union.

Darüber hinaus formuliert § 35a Abs. 1 Z 1 bis 3 weitere Bedingungen, die seitens der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bei den Verhandlungen mit den Mitgliedstaaten zu berücksichtigen sind. § 35a Abs. 1 Z 1 legt fest, dass ein solches Ressortübereinkommen weder die durch Solidarität geschützten Kunden noch die kritischen Gaskraftwerke im Sinne des Art. 11 Abs. 7 der Verordnung (EU) 2017/1938 berühren darf. Daraus folgt, dass das für die Belieferung der kritischen Gaskraftwerke erforderliche Gas nicht zur Solidaritätsleistung aufgrund einer Solidaritätsvereinbarung mit einem benachbarten Mitgliedstaat heranzuziehen ist.

§ 35a Abs. 1 Z 2 und 3 sieht zwei weitere Vorgaben an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie vor. Gemäß § 35a Abs. 1 Z 2 muss der vom Solidaritätsgeber anzubietende Preis für 1 MW/Erdgas mindestens jenem Wert entsprechen, den die Regulierungsbehörde im Verfahren gemäß Abs. 2 ermittelt hat. Die Bestimmung bindet die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie das Erdgas zumindest zu diesem Preis an den solidaritätsanfordernden Mitgliedstaat anzubieten; das schließt nicht aus, dass – angesichts des konkreten Energielenkungsfalls – ein höherer Preis für 1 MW/Erdgas gefordert wird. § 35a Abs. 1 Z 2 liegt die in Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 normierte Systematik zugrunde, dass der um Solidarität ansuchende Mitgliedstaat von sämtlichen benachbarten Mitgliedstaaten ein Anbot einholt. Schließlich verpflichtet § 35a Abs. 1 Z 3 die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie dazu, in den Solidaritätsvereinbarungen eine Sicherheitsleistung bzw. eine vergleichbare Garantie für geliefertes Erdgas vorzusehen. Die in § 35a Abs. 1 Z 1 bis 3 vorgesehenen Bedingungen für den Abschluss einer Solidaritätsvereinbarung erlauben im Sinne des Art. 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 eine sichere technische, finanzielle und rechtliche Abwicklung.

Solange die Mitgliedstaaten keine Solidaritätsvereinbarungen untereinander abschließen, haben die Mitgliedstaaten gemäß Art. 13 Abs. 14 der Verordnung (EU) 2017/1938 sog. „Ad-hoc-Maßnahmen“ bereitzuhalten.

Zu den sonstigen Änderungen:

Die sonstigen Änderungen sind einerseits redaktionelle Änderungen und andererseits Anpassungen an die neuen Ressortkompetenzen und -bezeichnungen gemäß BGBl. I Nr. 8/2020 (Novelle des Bundesministeriengesetzes 1986).

Zu Artikel 6 – Änderung des Energie-Control-Gesetzes

Zu § 1 Abs. 1:

Die im E-ControlG geregelte Materie ist über weite Teile den Kompetenzatbeständen des Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG („Elektrizitätswesen, soweit es nicht unter Art. 10 fällt“) und des Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG („Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie“) zuzuordnen, weshalb die im E-ControlG enthaltenen Regelungen nur unter Schaffung einer Kompetenzdeckungsklausel als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen werden können. Die Bestimmung in Abs. 1 enthält somit eine Kompetenzdeckungsklausel für die Erlassung, Aufhebung sowie Vollziehung von einfachgesetzlichen Vorschriften, damit diese auch in den Belangen Bundessache sind, hinsichtlich derer das B-VG etwas anderes bestimmt.

Zu § 1 Abs. 2 und § 3:

In § 1 Abs. 2 ist der Katalog der durch das E-ControlG umgesetzten EU-rechtlichen Vorgaben betreffend die Richtlinie (EU) Nr. 2019/692 zu aktualisieren. Selbiges gilt für die Begriffsdefinition in § 3 Z 6.

Zu § 3 und § 22a:

Die Bestimmungen zum Ladestellenregister werden in das Gesetz zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe, BGBl. I Nr. 38/2018, übergeführt.

Zu § 7 Abs. 2:

In der Geschäftsordnung des Vorstands ist nunmehr zwingend zu regeln, wie Beschlüsse des Vorstands im Falle einer Stimmgleichheit zustande kommen. Möglich ist beispielsweise, dass die Geschäftsordnung ein Dirimierungsrecht des Vorstandsmitglieds festlegt, in dessen Ressortzuständigkeit die zu entscheidende Angelegenheit fällt. Diese Regelung soll verhindern, dass Beschlüsse im Zweivorstand mangels Einigkeit überhaupt nicht zustande kommen.

Zu § 8 Abs. 3 Z 4 und § 10 Abs. 6 Z 4:

Normiert wird die Möglichkeit der Abberufung eines Vorstandsmitglieds sowie eines Mitglieds der Regulierungskommission, sofern eine grobe Pflichtverletzung vorliegt. Diese Möglichkeit entspricht dem aktuellen gesellschaftsrechtlichen Standard, vgl. etwa § 7 Abs. 3 Z 3 Finanzmarktaufsichtsbüroengesetz.

Zu § 16 Abs. 2:

Die Bestimmung ist bisher sanktionslos. Nunmehr wird festgehalten, dass eine grobe Pflichtverletzung jedenfalls dann vorliegt, wenn ein Mitglied des Vorstands die Bestimmungen des E-ControlG, die Bestimmungen eines gemäß § 21 der E-Control zur Vollziehung übertragenen Bundesgesetzes oder die Geschäftsordnung verletzt und den rechtmäßigen Zustand nicht binnen angemessener Frist wiederherstellt (vergleichbare Regelungen finden sich etwa in § 11 Abs. 2 Finanzmarktaufsichtsbüroengesetz oder § 5 Abs. 9 AMA-Gesetz 1992).

Zu § 23 Abs. 1 und 1a:

Die Richtlinie ergänzt die allgemeine Kooperationspflicht gegenüber anderen Regulierungsbehörden um eine solche auch für die Fälle im Verhältnis zu Drittstaaten.

Zu den sonstigen Änderungen:

Die sonstigen Änderungen sind Anpassungen an die neuen Ressortkompetenzen und -bezeichnungen gemäß BGBl. I Nr. 8/2020 (Novelle des Bundesministeriengesetzes 1986).

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

Zu § 1:

Das vorliegende Gesetz ist auf die Kompetenztatbestände „Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie“ (Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG) und „Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen, Sicherheitsmaßnahmen auf diesem Gebiet“ (Art. 10 Abs. 1 Z 10 B-VG) zu stützen und ist daher sowohl in Gesetzgebung als auch Vollziehung Bundessache.

Die mit der Novelle neu einfließenden Bestimmungen zum Ladestellenverzeichnis in der Elektromobilität sind dem Kompetenztatbestand des Art. 12 Abs. 1 Z 2 B-VG (Elektrizitätswesen) zuzuordnen, weswegen diese nur unter Schaffung einer Kompetenzdeckungsklausel als unmittelbar anwendbares Bundesrecht beschlossen werden können. Die vorgesehene Kompetenzdeckungsklausel begründet daher die für die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung der mit der gegenständlichen Novelle beschlossenen Bestimmungen eine Bundeszuständigkeit.

Zu § 3 Abs. 5:

§ 3 Abs. 5 entspricht im Wesentlichen dem bisherigen § 22a Satz 1 E-ControlG. Die Bestimmung wird insofern erweitert, als dass sie Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladestellen dazu verpflichtet, über Ortsangaben hinaus nach Maßgabe der Verordnung gemäß § 4a Abs. 3 auch weitere Angaben in das Ladestellenverzeichnis einzumelden und diese aktuell zu halten. Die Betriebseinstellung von Ladepunkten ist der E-Control innerhalb eines Monats zu melden.

Zu § 4a:

Die E-Control ist aufgrund ihrer Erfahrungen bei der Überwachung und dem Monitoring von Energieunternehmen sowie durch die Einrichtung und den Betrieb der Preistransparenz-Datenbank und des Spritpreisrechners geeignet, ein Onlineverzeichnis über alle öffentlich zugänglichen Ladepunkte in Österreich zu führen. Das Ladestellenverzeichnis wurde auf Grundlage des § 22a E-ControlG bereits eingerichtet und im November 2019 als Betaversion im Internet veröffentlicht. Durch die gegenständliche Novelle wird zur Erstellung und Pflege des Ladestellenverzeichnisses weiterhin die E-Control betraut, hinzu kommt die Vergabe von eindeutigen Identifikationsnummern für Betreiber von öffentlich

zugänglichen Ladepunkten. Die E-Control hat diese Aufgaben in organisatorischer und finanzieller Hinsicht gemäß § 5 Abs. 4 in Verbindung mit § 32 Abs. 6 E-ControlG zu besorgen. Die Kompetenzen der E-Control im regulatorischen Bereich bleiben davon unberührt. Die E-Control hat sich bei der Ausgestaltung des Ladestellenverzeichnisses an die Vorgaben der Verordnung gemäß Abs. 3 zu halten.

Zu § 4a Abs. 1:

§ 4a Abs. 1 entspricht dem bisherigen § 22a Satz 2 E-ControlG, demzufolge in Umsetzung des Art. 7 der Richtlinie (EU) 94/2014 nur Ortsangaben für öffentlich zugängliche Ladepunkte bekannt zu machen waren. In der Praxis sind jedoch auch Steckertyp, Ladeleistung je Ladepunkt oder der ad-hoc-Preis wichtig, um den Informationsgehalt des Ladestellenverzeichnisses für die Nutzerinnen und Nutzer zu steigern. Eine Präzisierung der verpflichtenden Meldeattribute erfolgt durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie gemäß Abs. 3.

Zu § 4a Abs. 2:

Mit dieser Bestimmung wird die Regulierungsbehörde als offizielle ID-Vergabestelle für Österreich bestimmt. Die alphanumerische Identifikationsnummer ist erforderlich, um Ladestellenbetreiber und deren Ladepunkte bzw. E-Mobility-Service-Provider im Ladestellenverzeichnis zu erfassen und diese eindeutig zu identifizieren. In der Praxis erfolgt dies durch standardisierte Identifikatoren (ID), welche auch für Roamingverträge, Online-Geodaten oder sonstige IT- Prozesse genutzt werden können.

Zu § 4a Abs. 3:

Um sicherzustellen, dass Nutzerinnen und Nutzer von öffentlich zugänglichen Ladepunkten möglichst breit informiert werden und einem im Aufbau befindlichen Markt (Angebot an öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur) Rechnung getragen wird, sollen die von Betreibern einzumeldenden Angaben in einer Verordnung näher geregelt werden. Im Fall von Änderungen der Markterfordernisse oder unionsrechtlichen Vorgaben kann die Verordnung entsprechend angepasst werden.

Zu § 4a Abs. 4:

Mit dem Bericht sollen die Entwicklung des Datenstandes, Besuchshäufigkeiten des Online-Verzeichnisses sowie die Anzahl der vergebenen und administrierten E-Mobility-IDs dokumentiert werden.

Zu § 5 Abs. 2:

Die Verwaltungsstrafbestimmung fällt unter die Kompetenzdeckungsklausel des § 1.

Zu Artikel 8 – Änderung des Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetzes

Zu § 2 Abs. 2 Z 2:

Mit der Formulierung soll eine klare inhaltliche Abgrenzung zu Förderungen nach dem Umweltförderungsgesetz (UFG), BGBl. Nr. 185/1993 idGF, geschaffen werden. Projekte, die nach dem UFG gefördert werden, fallen nicht in den Anwendungsbereich des WKLG. Daher werden nach dem WKLG keine Projekte gefördert, die einen Anteil von mehr als 80% erneuerbarer Energie aufweisen (s. § 4 Abs. 1a).

Zu § 4 Abs. 1a:

Ein klimazielformer Betrieb von Wärme- oder Kältenetzen erfordert einen höheren Anteil an erneuerbarer Energie oder Abwärme in den Fernwärme- bzw. Fernkältesystemen. Zu diesem Zweck werden Förderwerber nunmehr verpflichtet, bei der Einreichung eines Förderansuchens einen Umstellungsplan für ihr Bestandnetz vorzulegen, in welchem sie darzulegen haben, wie sie bis 2030 einen Anteil von bis zu 80 % erneuerbarer Energie in der Fernwärme- oder Fernkältebereitstellung erreichen (Dekarbonisierungspfad). Im Rahmen dessen haben die Förderwerber die notwendigen Maßnahmen zur Umstellung und den zeitlichen Ablauf der Umstellung zu beschreiben und die zu erwartenden Einsparungen zu quantifizieren. Die Umstellungspläne sollen Grundlage für eine schrittweise Sanierung der Netze sein, wobei die kommunale Wärmeplanung zu berücksichtigen sein wird. Der genaue Inhalt der Umstellungspläne wird in den Förderrichtlinien gemäß § 10 Abs. 3 geregelt, dabei sind insbesondere die Mindestanforderungen für einzelne Komponenten festzulegen (zB Vermeiden der Überdimensionierung der Wärmeleitung oder Wärmedämmleistung). Weitere (technische) Anforderungen, wie die Innovation des Gesamtkonzepts, die Mindestgröße, das Temperaturniveau, die Effizienz der Hausübergabestationen und ein (Online-)Monitoring, können ebenso in den Förderrichtlinien festgelegt werden. Da Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften für Nahwärmenetze definitionsgemäß zu 100% auf erneuerbaren Energieträgern basieren, erübrigt sich für diese die Vorlage eines Dekarbonisierungsplans.

Zu § 4 Abs. 2:

Die unionsrechtlichen Vorgaben ergeben sich im Wesentlichen aus der AGVO, den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. Nr. C 200 vom 28.6.2014 S. 1 (UELL) sowie der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABl. L 315 vom 14.11.2012 S. 1. Sowohl die AGVO als auch die UELL verweisen in ihren Begriffsbestimmungen auf Art. 2 Z 41 und 42 der Richtlinie 2012/27/EU. Diese Bestimmungen bleiben durch die Richtlinie (EU) 2018/2002 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz unverändert.

Zu § 4 Abs. 3:

Die Förderpraxis hat gezeigt, dass die in der bisherigen Regelung enthaltene „feste“ Grenze von 50 % nicht zweckdienlich ist, weil die Volatilität der Strompreise Einfluss auf den ökonomischen Einsatz von Absorber- bzw. Kompressoranlagen hat. Mit der vorliegenden Novelle soll dieses Kriterium folglich entfallen; gleichzeitig soll mit der neuen Regelung zum Ausdruck gebracht werden, dass Absorptionskältemaschinen technisch gesehen die präferierte Lösung zur Fernkälteerzeugung sind. Daneben können auch Kompressorkälteanlagen oder ähnliche Anlagen – es handelt sich im Text um eine demonstrative Nennung des Anlagentyps – zum Einsatz kommen.

Zu § 4 Abs. 6:

Der Nachweis einer Reduktion des Primärenergieträgereinsatzes sowie der CO₂-Emissionen ist ausschließlich für Fördertatbestände des WKLG relevant, bei denen nicht schon definitionsgemäß ausschließlich erneuerbare Energieträger zum Einsatz kommen. Förderansuchen von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften für Nahwärmenetze benötigen diese Nachweise daher nicht.

Zu § 4 Abs. 7:

Als besondere Förderungsvoraussetzung für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im WKLG gilt, dass diese ein Nahwärmenetz betreiben und in ihrer Ausgestaltung den Regelungen des Artikels 22 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen.

Zu § 6:

§ 6 Abs. 1 wurde um den neuen Fördertatbestand der Nahwärmenetze von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ergänzt. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die Regelungen zu den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften in der Richtlinie (EU) 2018/2001 grundsätzlich energieträgerneutral formuliert sind und sich das Modell der gemeinsamen Nutzung einer Anlage zur Eigenversorgung auch auf den Wärmebereich übertragen lässt.

Gemäß Art. 46 Z 5 AGVO sind die beihilfefähigen Kosten für das Verteilnetz die Investitionskosten und nicht die Investitionsmehrkosten. Zum Verteilnetz zählen auch die Hausanschlüsse. Gemäß Anhang 2 der UELL sind die beihilfefähigen Kosten für Fernwärme- und Fernkälteanlagen (Erzeugungseinheiten) ebenso die Investitionskosten.

Für die Berechnung der Förderung gemäß § 6 Abs. 2 Z 1, 2 und 3 sowie für Nahwärmenetze von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften nach § 6 Abs. 2 Z 6 sind daher die Investitionskosten und nicht mehr die Investitionsmehrkosten relevant.

Zu § 8 Abs. 2:

In der Praxis hat sich gezeigt, dass es bei der Realisierung von Projekten zu Verzögerungen kam, die nicht in der Verantwortung des Förderwerbers lagen. Es soll daher der Abwicklungsstelle die Möglichkeit eingeräumt werden, bei Vorliegen besonders berücksichtigungswürdiger Gründe die Realisierungsfrist verlängern zu können. Zu diesen zählen beispielsweise Schäden bzw. Lieferverzögerung an wesentlichen Anlagenteilen, Bauverzögerungen aufgrund von archäologischen Funden und Kriegsmaterial, unvorhergesehene Grabungsverbote.

Zu § 11 Abs. 2:

Mit dieser Regelung wird festgelegt, dass bei der Reihung von einlangenden Förderansuchen der Anteil an erneuerbarer Energie im Energiemix des Fernwärme- oder Fernkältesystems maßgeblich ist. Der Anteil an erneuerbarer Energie wird über einen Zeitraum von zehn Jahren von der Abwicklungsstelle geprüft. Der Nachweis, dass die Anteile gehalten werden, kann bspw. über ein laufendes (Online-) Monitoring gewährleistet werden.

Zu Artikel 9 und 10 – Änderung des Starkstromwegesetzes 1968 und des Bundesgesetzes vom 6. Feber 1968 über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken

Zu § 3 StWGG und § 3 StWG (Bewilligungsfreistellungen bis 45 kV):

Abs. 1 normiert unverändert eine grundsätzliche Bewilligungspflicht für Leitungsanlagen hinsichtlich Errichtung, Bestand, Änderungen, Erweiterungen und Betrieb.

Abs. 2 zählt jene Fälle auf, die von der Bewilligungspflicht nach Abs. 1 ausgenommen werden.

Unter dem Aspekt der Deregulierung werden mit der neuen Z 1 generell die Bewilligungsfreistellungen für Spannungsebenen (von bisher 1 000 auf) bis 45 000 Volt für alle Leitungsanlagen ausgeweitet, sofern es sich nicht um Freileitungen handelt.

Da in dieser Anlagengrößenordnung nach Erfahrungswerten aus der Praxis und nach dem gewöhnlichen Lauf der Dinge keine sicherheitstechnisch komplexen Fragestellungen zu besorgen sind, überwiegt das Interesse, den bürokratischen Verwaltungs- und Kostenaufwand zu reduzieren.

Dem durch den Wegfall des Bewilligungsverfahrens eingeschränkten Rechtsschutz wird zum einen mit dem Antragsrecht nach Abs. 3, mit der Leitungsdokumentation nach Abs. 4 und zum andern mit der unmittelbar anwendbaren Schadenersatzregelung des geltenden § 17 begegnet. Die Einhaltung des Standes der Technik wird als Betreiberpflicht nach dem Elektrotechnikgesetz 1992 sanktioniert.

Z 2 entspricht der geltenden Rechtslage.

Z 3 war ersatzlos zu streichen, weil eine statische Verweisung auf den nicht mehr dem Rechtsbestand angehörenden § 31 Abs. 3 Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz, BGBl. I Nr. 143/1998, angeordnet wird.

Der neue Abs. 3 berücksichtigt – im Einklang mit dem Erkenntnis des Verwaltungsgerichtshofes vom 02.04.2009, VwGH 2007/05/0244 – die rechtliche Konsequenz einer Bewilligungsfreistellung, keinen Titel für eine Zwangsrechtseinräumung innezuhaben, weil eine Zustimmung eines geschützten Rechtsträgers (z. B. Liegenschaftseigentümers) nicht erwirkt werden kann. Im Hinblick auf die erforderliche Titelerlangung wird daher ein Antragsrecht auf die Einleitung, Durchführung und Entscheidung eines Bewilligungsverfahrens eingeräumt, aus welchem sich Inhalt und Umfang des Zwangsrechtes ergeben soll.

Der neue Abs. 4 soll dem Umstand Rechnung tragen, dass bei der Behörde keine Projektinformationen über die verlegten elektrischen Leitungsanlagen hinsichtlich Lage, Art und Kapazität aufliegen. Die Evidenzhaltung der Leitungsdokumentation entspricht den Sicherheitsstandards im Hinblick auf Störfallvorsorge. In Verbindung mit den Auskunfts- und Einsichtsrechten nach § 10 EIWOG 2010 wird im Wege der Behörde Rechtssicherheit auch gegenüber Dritten mit berechtigten Interessen eröffnet.

Zu § 12a StWGG und § 20a StWG:

Nach § 76 Abs. 1 AVG hat dann, wenn der Behörde bei einer Amtshandlung Barauslagen erwachsen, sofern nach den Verwaltungsvorschriften nicht auch diese Auslagen von Amts wegen zu tragen sind, die Partei aufzukommen, die den verfahrenseinleitenden Antrag gestellt hat. Als Barauslagen gelten auch die Gebühren, die den Sachverständigen und Dolmetschern zustehen.

Barauslagen sind nach ständiger Rechtsprechung des Verwaltungsgerichtshofes (VwGH) Aufwendungen, die der Behörde zunächst selbst erwachsen sind. Für diese Aufwendungen hat unter den Voraussetzungen des § 76 Abs. 1 AVG die Partei aufzukommen, die um die Amtshandlung angesucht hat. Der Ersatz der Barauslagen durch die Partei setzt aber voraus, dass die Barauslagen der Behörde bereits erwachsen sind, d.h. dass sie zB die vom Sachverständigen für seine Tätigkeit angesprochene Gebühr nach deren Festsetzung iSd § 53a AVG bereits bezahlt hat. § 76 Abs. 1 AVG bietet keine Handhabe dafür, die Partei zu verpflichten, eine Vergütung an den Sachverständigen für eine Arbeitsleistung zu bezahlen, die ihm von der Behörde aufgetragen wurde (s. VwGH, 18.11.1953, 1628/52, VwSlg 3201 A/1953).

Die Regelung entspricht der dem § 3b UVP-G 2000 entnommenen Konstruktion und bietet in Abweichung zum § 76 Abs. 1 AVG die vom VwGH geforderte Rechtsgrundlage, um die aufwandsvereinfachende Behördenpraxis der Forderungsübertragung und Zahlungsanweisung an den Projektwerber zur direkten Überweisung zu legitimieren.

Zu § 21 Abs. 3 StWGG und § 28 Abs. 5 StWG:

In Verbindung mit § 3 und § 12a bzw. § 20a sind Übergangsregelungen zu treffen, wonach bereits anhängige Verfahren nach den bisher geltenden Vorschriften zu beenden sind.