

EAG-Paket

Art. 1: EAG-Strom

I. Allgemeiner Teil

1. Kompetenzgrundlagen

Die im § 1 (wiederholt) erhoffte Möglichkeit, Änderungen mittels einfacher Bundesgesetze vornehmen zu können, wurde in der Vergangenheit von den Ländern immer wieder abgelehnt. Der Spielraum für Änderungen mit einfacher Mehrheit wird sehr gering sein, zumal Kompetenzdeckungsklauseln eng auszulegen sind. Klarzustellen wäre jedenfalls, ob eine (Rest-) Kompetenz der Länder verbleibt (siehe z.B. Biomasseförderung-Grundsatzgesetz).

Durch den Geltungsbereich sollte in unmissverständlicher Weise zum Ausdruck gebracht werden, was nun tatsächlich Regelungsgegenstand dieses Gesetzes sein soll (nur Strom aus erneuerbaren Quellen) und müsste dies in der weiteren Folge konsequent beibehalten werden.

Während im EAG die Änderungsmöglichkeit in der Kompetenzdeckungsklausel aufgenommen werden soll, findet sich diese Änderungsmöglichkeit nicht in den weiteren geplanten Novellen (siehe ÖSG 2012, EIWOG 2010, Energielenkungsgesetz, E-Control-Gesetz, Infrastrukturausbau-gesetz für alternative Kraftstoffe).

Im Übrigen bedarf es für die Belange „erneuerbares Gas“ (einige Bestimmungen sind im EAG enthalten) lediglich einer Klausel analog GWG (nur für die Vollziehung!). Es erhebt sich somit die Frage, aus welchen Gründen erneuerbares Gas im EAG und nicht im GWG oder einem eigenen Bundesgesetz geregelt wird.

2. Gase

Im Vergleich zu früheren Ankündigungen ist ein Quotenmodell im Begutachtungsentwurf nicht vorgesehen. Allerdings sind noch immer einige Bestimmungen das erneuerbare Gas betreffend im Begutachtungsentwurf enthalten (z.B. § 2 Abs. 1 Z 4, §§ 82 bis 85, 94, 95), die zu streichen sind, es denn, ein Fördermodell für erneuerbares Gas wird wieder aufgenommen.

Zur Umsetzung der Richtlinie „Erneuerbare Energie“ betreffend „erneuerbares Gas“ wird dringend empfohlen, in einem eigenen Bundessgesetz (Erneuerbares-Ausbau-Gesetz-Gas) diese Belange zu regeln und den Entwurf einem entsprechenden Begutachtungsverfahren zu unterziehen.

3. Ausschreibungen

Ausschreibungen sind nur dann sinnvoll, wenn das Angebot größer ist als die Nachfrage. Voraussetzung für eine Ausschreibung ist jedenfalls, dass die ausschreibende Stelle Kenntnis über die möglichen Angebote hat, um so das Ausschreibungsvolumen (mit Verordnung) festlegen zu können. Zu bedenken ist auch, dass auf Grund der Vernetzung die Betreiber die Angebote steuern können. Auf Art. 4 Abs. 5 RL bzw. Punkt 3.3.2. der Leitlinien für staatliche Beihilfen im Energie- und Umweltbereich, die Ausnahmen ermöglichen, wird hingewiesen. Diese Ausnahmen treffen in Österreich, zumindest für Wind und Biomasse, zu! Es wäre darzulegen, aus welchen sachlichen Erwägungen an Ausschreibungen festgehalten wird und ob bzw. welche Vorteile man sich trotz der vielfach vorgebrachten Bedenken erhofft.

4. Referenzmarktpreis-Referenzmarktwert

Aus Gründen der Gleichbehandlung sollte zur Berechnung der Marktprämie bei allen Technologien der Referenzmarktwert herangezogen werden (vereinfacht auch die Abwicklung).

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

Wenn der Day-Ahead-Spotmarktpreis in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, für den gleichen Zeitraum jedoch der Intraday-Spotmarktpreis positiv ist (z.B. aufgrund eines Kraftwerksausfalls), soll die Marktprämie für diesen Zeitraum nicht auf null festgesetzt werden, damit ein Anreiz besteht, gerade bei einem Bedarf an elektrischer Energie die Erzeugungsanlagen nicht abzuschalten.

5. Nachfolgeprämien

Gemäß Punkt 3.3.2.3. der Leitlinien für staatliche Beihilfen im Energie- und Umweltbereich sind „Nachfolgeprämien“ an keine Frist gebunden. Vielmehr ist jährlich der Förderbedarf zu überprüfen. Entgegen dieser Vorgaben werden die Nachfolgeprämien für Biomasseanlagen längsten 30 Jahre ab Inbetriebnahme und für Biogasanlagen ab Vertragsabschluss (nach diesem Gesetz) lediglich für 12 Monate(!) gewährt, was eine Ungleichbehandlung darstellt.

Für manche Biogasanlagen endet die Tariflaufzeit bereits im nächsten Jahr. Die Umrüstung für die Einspeisung ins Erdgasnetz erfordert einen gewissen Zeitraum (Planung, Genehmigung, Rechtsmittel, Finanzierung, Bauphase). Die Einjahresfrist wird dazu führen, dass Biogasanlagen nicht umgerüstet sondern stillgelegt werden und somit keine Einspeisung ins Erdgasnetz erfolgen wird. Abgesehen davon ist zu berücksichtigen, dass jene Biogasanlagen, die aus wirtschaftlichen Gründen (z. B. Entfernung zur Erdgasleitung) nicht umgerüstet werden, nach Ablauf der Einjahresfrist jedenfalls stillgelegt werden und somit nicht für Zwecke der Versorgungssicherheit im Strombereich zur Verfügung stehen.

Es wird als erforderlich erachtet, die Nachfolgeprämien nicht zu befristen (ist Eu-rechtlich nicht gefordert) oder zumindest die Fristen analog zur Biomasse festzulegen.

6. Kleinanlagen

Nach der RL Erneuerbare Energie kann das bisherige System für Kleinanlagen (bis 500 kW, bei Windkraft wesentlich höher) beibehalten werden. Es ist nicht bekannt, auf Grund welcher Überlegungen von diesem System abgegangen wird. Die sog. Zwangszuweisung zu Stromhändlern ist kein tauglicher Ersatz für das bestehende System. Auch die EU Leitlinien würden dies weiterhin ermöglichen.

7. 100%-Ziel (erneuerbarer Strom)

Nicht berücksichtigt ist, dass bestehende Anlagen ihren Betrieb möglicherweise einstellen oder ihre Anlagen, falls die Rahmenbedingungen passen, auf Gaseinspeisung umrüsten. Will man das 100%-Ziel tatsächlich erreichen, ist für diese Anlagen Ersatz erforderlich, ohne dass dieser Ersatz dem zusätzlichen Ausbauziel angerechnet wird oder das jährliche Vergabevolumen wird um jene Leistungen der stillgelegten oder umgerüsteten Anlagen entsprechend erhöht.

Es ist erforderlich, die jährlichen Vergabevolumen bzw. Ausschreibungsvolumen (z.B. von 400 MW auf 500 MW bei Wind) entsprechend zu erhöhen.

8. Nachhaltigkeitskriterien und Treibhausgaseinsparungen

Nach Art. 29 RL Erneuerbare Energie dürfen Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe nur dann einen Beitrag zum Unionsziel nach Art. 3 Abs. 1 und zum Anteil erneuerbarer Energie der Mitgliedstaaten leisten, wenn die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen eingehalten werden. Außerdem dürfen gemäß Art. 29 RL Förderungen nur bei Einhaltung dieser Kriterien gewährt werden. Es stellt sich daher die Frage, aus welchen Gründen diese Kriterien nicht in den Fördervoraussetzungen (2. Teil) aufgenommen sind (vgl. z.B. §§ 10, 35, 46, 51, 52). Zur VO-ermächtigung stellt sich die Frage, was regeln nun die beiden BM (siehe Abs. 3 und 4)?

9. Doppelförderungen

Förderungen können durch Bund, Länder und Gemeinden gewährt werden. Um Doppel- oder Dreifachförderungen, auch aus Eu-rechtlicher Sicht sind Überförderungen hintanzuhalten, zu vermeiden, wäre ein Kumulierungsverbot vorzusehen.

10. Managementprämie

Im Rahmen der Direktvermarktung sind den Anlagenbetreibern auch die Kosten für Ausgleichsenergie abzugelten.

11. Nachweise

Es sind keine Regelungen zur periodischen Prüfung der Fördervoraussetzungen enthalten. Dies ist auch im Hinblick auf Art. 31 RL (Nachhaltigkeits- und Treibhauskriterien) erforderlich (vgl. dazu auch ÖSG 2012).

12. Erneuerbare Energiegemeinschaften, Herkunfts nachweise

Es erhebt sich die Frage, ob mit §§ 74ff alle erneuerbaren Energiequellen tatsächlich erfasst sind. So ist nach § 80 Abs. 2 anzugeben, ob ein Herkunfts nachweis Elektrizität oder Gas betrifft. Wärme bzw. Kälte ist nicht erwähnt. Da das EAG nur Strom aus erneuerbaren Quellen fördert, wären die Regelungen über erneuerbare Energiegemeinschaften und Herkunfts nachweise auf Strom einzuschränken. Auf den Geltungsbereich dieses Bundesgesetzes (vgl. § 2 Abs. 2) wird verwiesen. Es wäre zweckmäßig, sich bei der Textierung an diesen Bereich zu halten.

Nicht geregelt ist die Frage der Kostentragung für Ausgleichsenergie. Im Sinne einer Gleichbehandlung mit allen anderen Marktteilnehmern sollten auch Energiegemeinschaften an der Mittelaufbringung für die entstehende Ausgleichsenergie beteiligt werden. Darüber hinaus sind die bestehenden Prozesse der Marktkommunikation um den Informationsaustausch über Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnis etc. zwischen Energiegemeinschaften und den anderen Marktteilnehmern zur Minimierung von Ausgleichsenergie zu erweitern.

Die Erläuterungen, insbesondere zu § 74 Abs. 2, stimmen zum Teil nicht mit dem Gesetzestext und somit auch nicht mit Art. 22 der RL überein.

Die Verpflichtungen, die sich aus dem EEffG ergeben, wären zu berücksichtigen.

Laut Entwurf (§ 75 Abs. 3) ist auf den Betrieb der Verteilernetze, die von Gemeinschaften betrieben werden können, der 4. Teil des EIWOG anzuwenden. Die Gemeinschaft benötigt daher für den Betrieb eines Verteilernetzes eine sogenannte „Gebietskonzession“. Alle Gebiete in Ö sind bereits vergeben, sodass keine neue Konzession erteilt werden kann, es sei denn, die Rechte der Konzessionsinhaber werden per Gesetz eingeschränkt. Jedenfalls wäre zu prüfen, welche Bestimmungen des 4. Teiles des EIWOG nun tatsächlich zur Anwendung gelangen sollen (z.B. Allgemeine Verteilernetzbedingungen, Anschlusspflicht etc.). Der Aufbau von Parallelnetzen sollte tunlichst vermieden werden.

13. Abwicklungsstelle

Es wäre die Frage zu klären, ob es tatsächlich erforderlich ist, die EAG-Förderabwicklungsstelle neu auszuschreiben oder ob es möglich ist, die bestehende Abwicklungsstelle mit den zusätzlichen Aufgaben zu betrauen (Zeit- und Kostenersparnis).

14. Umsetzung der RL

Es wird erforderlich sein, in einer Tabelle (zumindest in den Erläuterungen) darzustellen, welche Art. der RL durch welche Bestimmungen dieses Gesetzespakets vollständig oder teilweise umgesetzt werden. Bei nur teilweiser Umsetzung oder Nichtumsetzung von Art. wird es angebracht sein, anzugeben, aus welchen Gründen keine vollständige bzw. keine Umsetzung erfolgt. Beispielsweise dürfen die Art. 2, Art. 19 (Wärme/Kälte), 20 Abs. 2 und 3, 21, 22 (Wärme/Kälte), 23, 24 Abs. 2 bis 9, 26, 29, 30 und 31 der RL Erneuerbare Energie aufgezählt werden, die keine Umsetzung mit dem gegenständlichen Paket erfahren.

15. Erneuerbare Gase

Erneuerbare Gase haben eine besondere Bedeutung für die Energiewende. Es ist daher erforderlich, ein marktbautes Fördermodell festzulegen, das ausreichende Investitionssicherheit für die Betreiber, Kostentransparenz für die Endverbraucher und die Wettbewerbsneutralität für die Versorger gewährleistet.

Da nicht ausgeschlossen werden kann, dass das Quotenmodell in den EAG-Entwurf wiederum aufgenommen wird, wird auf **Beilage 3** verwiesen, die sich mit diesem Modell auseinander setzt.

Konkrete Änderungsvorschläge sind in die Gesetzestexte (EAG und EIWOG) eingearbeitet (siehe Beilagen 1 und 2).

II. Zu den einzelnen Bestimmungen

Zu § 1: Siehe Allgemeiner Teil.

Zu § 2: In Abs. 1 Z 3 müsste es anstelle „Energie“ „Strom“ lauten. Abs. 1 Z 4 hat zu entfallen. In Abs. 2 Z 2 fehlt das Wort „Repowering“.

Zu § 4: Siehe Allgemeiner Teil. In Abs. 1 Z 4 müsste es „von Strom aus erneuerbaren Quellen“ lauten.

Abs. 1 sollte um Z 8 (neu) ergänzt werden.

In Abs. 5 müsste es „Ökostromgesetz“ lauten.

Zu § 5: Nicht definiert sind die Begriffe Aggregator, neu errichtete Anlage, bestehende Anlage, Abfälle, Anlagenbetreiber, bauliche Anlage, Gebäude, Nahbereich, Normstandort, Bahnstromnetz. Aufbereitetes Holzgas, wie auch Klär- und Deponiegas wird neben Biogas auch zukünftig zur Stromerzeugung genutzt werden. Entsprechende Definitionen und Regelungen wären daher vorzusehen. Im Vergleich zur Richtlinie fehlen einige Definitionen (z.B. Bruttoendenergieverbrauch, gemeinsam handelnde Eigenversorger, Eigenversorger etc.).

Zu Abs. 1:

Z 10: Statt „erzeugter Energie“ sollte es „erzeugtem Strom“ lauten.

Z 11: Aus Gründen der besseren Verständlichkeit sollte durchgehend der Ausdruck „Strom aus erneuerbaren Quellen“ verwendet werden. Die Ausdrücke „Energie aus erneuerbaren Energieträgern“ und „erneuerbare Energie“ sollten daher entfallen. Auch Holzgas sollte aufgenommen werden.

Z 14 und 15: Wenn Pumpspeicherwerkwerke befreit werden sollten, dann sind auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff etc. zu befreien.

Z 16: Es sollte klargestellt werden, dass Bio-, Klär-, Deponie- und Holzgas angesprochen werden. Anstelle „Energieträger“ sollte durchgehend (wie in Z 18) der Ausdruck „Energiequellen“ verwendet werden.

Z 19: Was ist der Unterschied zwischen „Erweiterung“ und „Repowering“. Eine Klarstellung ist erforderlich.

Z 20: Ist zu gestrichen. Feinstaub ist in den Genehmigungsbescheiden abgehandelt. Im Übrigen steht dieser Begriff im Widerspruch zu § 10 Abs. 1 Z 4 lit.b, zumal sich der Stand der Technik kontinuierlich verändert, jedoch nicht die hier gewählte Definition.

Z 22: Der Begriff „Leistung“ ist nicht definiert. Sollte „Engpassleistung“ lauten.

Z 27 und 29: haben zu entfallen.

Z 30: Anstelle „Energie“ hat es „Strom“ zu lauten.

Neue Z 31a: „pauschale Ausgleichsenergieverrechnung“ die Beteiligung an der Mittelaufbringung für die Ausgleichsenergie durch die Verrechnung einer Ausgleichsenergiapauschale in €/kW/Jahr bezogen auf die Summe der installierten Engpassleistung der Erzeugungsanlagen, welche kostenorientiert von der Verrechnungsstelle festzulegen und von den Netzbetreibern einzuheben ist;

Zu 32: Hat zu entfallen.

Z 35: Dieser Begriff wird in der weiteren Folge nicht verwendet. In diesem Zusammenhang wäre zu klären, worin nun der Unterschied zwischen „Erweiterung“, „Repowering“ und „Revitalisierung“ tatsächlich besteht. Eine Klarstellung ist erforderlich.

Z 38: Die Umsetzung des NGP führt vielfach zu Erzeugungseinbußen bis zu 20% im Regeljahr. In Trockenjahren sind die Einbußen bis zu 40 %. Ohne entsprechende Förderungen ist in vielen Fällen eine Bestandssicherung nicht möglich.

Z 40: Hier fehlt das Wörtchen „erneuerbarem“ (siehe Z 18). Es wird doch nicht die Absicht verfolgt werden, synthetisches Gas zu fördern, wenn dieses mit fossiler Energie erzeugt wird!

Zu § 6: Auf den Allgemeinen Teil wird verwiesen. Es ist klarzustellen, dass § 6 eine Fördervoraussetzung darstellt. Daher ist im 2. Teil sowohl bei der Förderung durch Marktprämie als auch bei der Förderung durch Investförderung darauf Bezug zu nehmen.

Zu § 8: „zuständige Behörden“ ist zu allgemein. Die Behörden sollten genannt werden.

Zu § 9 Abs. 2: Siehe Allgemeiner Teil. Aus Gleichheitsgründen sollte zur Berechnung der Marktprämie bei allen Technologien nur auf den Referenzmarktwert abgestellt werden.

Da keine Regelungen für den Fall der Abgabe erneuerbaren Stroms aus mehreren Anlagen bzw. Anlagenteilen vorgesehen sind, sollten folgende Absätze aufgenommen werden (siehe Beilage 1).

Zu § 10: Siehe Allgemeiner Teil.

Abs. 1 Z 1: Bei Revitalisierung von Wasserkraftwerken entsteht oft ein Erzeugungsverlust (z.B. Fischtreppen). Nach „errichteten“ sollte „revitalisierten“ eingefügt werden. Dürfen die Anlagen im Zeitpunkt der Antragstellung auf Förderung bereits errichtet sein? Eine Klarstellung ist erforderlich.

Abs. 1 Z 2: Repowering fehlt!

Abs. 1 Z 3: Es soll den Ländern bzw. Behörden überlassen werden, festzulegen, auf welchen Flächen Photovoltaikanlagen errichtet werden, die dann förderfähig sind.

Abs. 1 Z 4: Lit. b ist zu streichen (siehe auch zu § 5 Abs. 1 Z 20). Es obliegt den Behörden, den Stand der Technik festzustellen. Der Abwicklungsstelle stehen keine SV zur Verfügung. Auf § 6 Abs. 2 und 3 ist Bezug zu nehmen.

Abs. 1 Z 5: Der Brennstoffnutzungsgrad sollte bei allen rohstoffabhängigen Anlagen gleich hoch sein. Der Begriff „Nahbereich“ (lit. b) ist nicht definiert. Wie stellt nun die EAG-Abwicklungsstelle diesen Nahbereich fest? Willkür? Auf § 6 Abs. 2 und 3 ist Bezug zu nehmen.

Abs. 1 Z 6:

Auf § 6 Abs. 2 und 3 ist Bezug zu nehmen.

Abs. 1 Z 7:

Auf § 6 Abs. 2 und 3 ist Bezug zu nehmen.

Die erneuerbaren Energiequellen „**Holz-, Deponie- und Klärgas**“ fehlen. Eine Ergänzung ist im § 10 vorzunehmen.

Abs. 2: Nicht der Anschluss ans „österreichische“ Elektrizitätsnetz (z.B. Anlage in Ungarn nahe der österreichischen Grenze speist ins österreichische Netz ein) sollte ein Kriterium sein, sondern, ob der Standort der Anlage in Ö liegt.

Unter Hinweis auf den Allgemeinen Teil (Doppelförderung) sollte ein neuer Abs. 5 angefügt werden.

Zu § 11:

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

Zu § 12: Sollte gestrichen werden.

Zu § 13: In Abs. 1 sollte klargestellt werden, dass der Stundenpreis heranzuziehen ist. In Abs. 2 ist zu ergänzen, dass die für die gesamte österreichische Regelzone veröffentlichten Daten zu verwenden sind. In Abs. 3 und 4 ist anstelle des Quartals das Kalendermonat heranzuziehen (siehe Änderungsvorschläge zu § 11).

Zu § 14: Aus Vereinfachungsgründen sollte die Auszahlung für den jeweils vorangegangenen Kalendermonat erfolgen. Dadurch kann die vorgesehene Akontierung und nachträgliche Aufrollung vermieden werden (vereinfacht die Abwicklung). Auch die im Entwurf vorgesehene Rückzahlung der akontierten Marktprämie, wenn diese tatsächlich kleiner Null wäre, kann dadurch entfallen.

Die Abs. 2 und 3 sollten entfallen.

Zu § 15: Siehe Allgemeiner Teil. Wenn der Day-Ahead-Spotmarktpreis in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, für den gleichen Zeitraum jedoch der Intraday-Spotmarktpreis positiv ist (z.B. aufgrund eines Kraftwerksausfalls), soll die Marktprämie für diesen Zeitraum nicht auf null festgesetzt werden, damit ein Anreiz besteht, gerade bei einem Bedarf an elektrischer Energie die Erzeugungsanlagen nicht abzuschalten.

§ 15a (neu): Im Rahmen der vorgesehenen Direktvermarktung sind den Betreibern auch die Kosten für die anfallende Ausgleichsenergie abzugelten, andernfalls müssten diese Kosten bei der Ermittlung des anzulegenden Wertes berücksichtigt werden.

Zu § 17: es sollte „Antrag“ lauten.

Zu § 18: Aus welchen Gründen es für notwendig erachtet wird, Höchstpreise für Ausschreibungen zu verordnen, ist nicht erkennbar. Wenn das jeweilige Ausschreibungsvolumen mangels genehmigter Projekte nicht erreicht werden kann, werden sich die an der Ausschreibung teilnehmenden Projekte am Höchstpreis orientieren. Auf den Allgemeinen Teil wird verwiesen. Nach den Vorgaben des Abs. 2 ist der Best -Case für ein Projekt fest zu legen. Der so ermittelte Preis wäre jedenfalls um ca. 40% zu erhöhen, damit auch Projekte an Ausschreibungen teilnehmen können, die dem Best-Case nicht entsprechen.

Zu § 20: In Z 7 fehlt das Wort „Repowering“.

§ 32a (neu): Durch einen Korrekturfaktor soll Ungleichgewichten beim Ausbau von PV-Anlagen in den unterschiedlichen Regionen entgegengewirkt werden. Dadurch reduziert sich gleichzeitig die Anforderung an die Netze, was die Notwendigkeit des Netzausbau reduzieren würde.

Zu § 33: Die Verordnungsermächtigung ist zu präzisieren (formalgesetzliche Delegation). Ein Abschlag von 30% ist nicht nachvollziehbar. Der Kostenvorteil beträgt rund 5%.

Zu § 34: Die Frist von 12 Monaten sollte auf 24 Monaten verlängert werden.

Zu § 35 Abs. 2: Das Zitat „Abs. 2 und 4“ sollte „Abs. 2, 4 und 5“ lauten.

Zu § 39: Ausschreibungen in Europa haben in vielen Ländern zu groben Verwerfungen geführt. Daher sollte auf Ausschreibungen gänzlich verzichtet werden, zumal ausreichend Gründe für eine Ausnahmegenehmigung vorliegen (vgl. dazu auch den Allgemeinen Teil). Mit Ausschreibungen bei Windkraftanlagen wird das ehrgeizige Ziel bis 2030 kaum erreichbar sein (siehe auch zu § 18). Im Übrigen sollte klargestellt werden, ab welcher Größe Windkraftanlagen teilnehmen dürfen, da für Kleinwindkraftanlagen eine Investitionsförderung vorgesehen ist.

Zu § 42: Die Standortdifferenzierung sollte sich am deutschen System orientieren.

Zu § 43: Die Frist für die Inbetriebnahme, zumindest für Windkraftanlagen sollte 36 Monate betragen, da Gründe für Verzögerungen meist nicht in der Sphäre der Betreiber liegen. Außerdem wären mögliche Rechtmittel gegen Bewilligungsbescheide zu berücksichtigen.

Zu § 44: In Z 2 müsste es „Engpassleistung“ lauten. In Z 5 muss „Repowering“ aufgenommen werden.

Zu § 45: Die Überschrift müsste „Antragstellung“ lauten.

Zu § 46: In Abs. 1 sollte es anstelle „gewährten“ lauten „zu gewährenden“.

Abs. 2 Z 3: Da keine Erlöse aus der Vermarktung der Herkunftsachweise festgesetzt sind, wäre die Wortfolge „und von Herkunftsachweisen gemäß § 80“ zu streichen.

Abs. 2 Z 4: Es sollte „im Sinne des § 42“ eingefügt werden.

Abs. 2 Z 5 sollte ergänzt werden.

Die Nachhaltigkeitskriterien wären zu berücksichtigen.

Zu § 47:

In Abs. 4 fehlen die Investitionsförderungen. Auf die Anmerkungen zu § 43 wird verwiesen.

Zu §§ 49 und 50:

Die Verlängerungsmöglichkeiten sollten harmonisiert werden (entweder alle zweimal oder alle einmal). In den Absätzen (1) sollte es anstelle „Abs. 2 und 4“ lauten „Abs. 2, 4 und 5“.

Zu § 51: Nachhaltigkeitskriterien fehlen (vgl. Anmerkungen zu § 10). Das Zitat „Abs. 2 und 4“ sollte daher „Abs. 2, 4 und 5“ lauten.

Zu § 52: Auf den allgemeinen Teil wird verwiesen. Nachhaltigkeitskriterien fehlen. Das Zitat „Abs. 2 und 4“ sollte daher „Abs. 2, 4 und 5“ lauten.

Abs. 2 ist jedenfalls an § 51 Abs. 2 anzupassen.

Zu § 53: In Abs. 1 fehlen die Biomasseanlagen, die nach den Ausführungsgesetzen der Länder gefördert werden. Der anzulegende Wert sollte der für diese Ökostromanlagen vereinbarte Einspeisetarif sein, jedoch umgelegt auf 20 Jahre Förderdauer. Die Wechselfrist sollte auf zwei Jahre verlängert werden.

Zu § 54:

Abs. 1: Wenn Bahnstromnetz, dann müssten auch Industrienetze aufgenommen werden.

Zu § 56:

Abs. 1: Zwischen Investitionszuschuss und Marktprämie soll frei gewählt werden können.

Zu § 57: Die Verordnungsermächtigung gemäß Abs. 3 ist zu präzisieren. In Abs. 8 fehlt die Verlängerungsmöglichkeit für die Inbetriebnahme. Sollte für alle Anlagen gleich sein.

Zu § 63:

Nach Abs. 1 hat die EAG-Förderabwicklungsstelle nur Aufgaben nach diesem „Bundesgesetz“ zu erledigen.

Zu § 65:

Im Gegensatz zu § 63 wird in Abs. 1 Z 4 auf die der Ökostromabwicklungsstelle gemäß § 42 ÖSG abzugeltenden Mehraufwendungen verwiesen. Da die Funktion der Ökostromabwicklungsstelle mit der Bestellung der neuen Abwicklungsstelle erlischt, hat die alte Abwicklungsstelle keine Mehraufwendungen mehr. Es ist anzunehmen, dass die Rechte und Pflichten mit dem Erlöschen der alten Abwicklungsstelle auf die neu bestellte übergehen werden. Die Mehraufwendungen dieser neuen Abwicklungsstelle gemäß ÖSG müssen in § 65 Abs. 1 ihren Niederschlag finden. Vorgeschlagen wird, die Wortfolge „der Ökostromabwicklungsstelle“ zu streichen.

Zu § 69:

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

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

Wenn die Auslegung der Zahlungsverpflichtung weiterhin in dieser Form beibehalten werden soll, ist die neue Regelung gemäß Abs. 3 überbestimmt und leistet keinen Beitrag zur Klarstellung.

Im Gegenteil wird hier eine Regelung geschaffen, welche keine Praxisrelevanz hat und die Ausnahme gemäß Rundschreiben in Frage stellen würde.

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

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

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

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

Zu § 71 Abs. 1:

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

Zu §§ 74 bis 77:

Nach § 4 (Geltungsbereich) Abs. 1 Z 1 wird nur die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen gefördert. Es ist erforderlich, dies im § 74 klar zu stellen. Nicht geregelt ist die Frage der Ausgleichsenergie. Um Parallelnetze zu vermeiden, wäre § 75 Abs. 3 zu streichen.

In den Erläuterungen zu § 74 wird darauf verwiesen, dass die Entwicklung dezentraler Technologien zunehmend an Bedeutung gewinnt. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sollen wesentlich dazu beitragen, die dezentralisierte Versorgung zu fördern.

Es wird daher vorgeschlagen, den Begriff der „dezentralen Erzeugungsanlage“ im Zusammenhang mit der Erzeugung von Strom durch eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zu verwenden, d.h. das Wort „dezentral“ ist bei der Anführung von Erzeugungsanlagen in den §§ 74 – 77 durchgängig zu ergänzen.

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

§ 74 Abs. 2 verlangt (entsprechend den Vorgaben der EU-Richtlinie), dass im Falle von Privatunternehmen die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein darf. In den Erläuterungen wird angeführt, dass „Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWO 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, von der Mitgliedschaft ausgeschlossen sind“. Diese in den Erläuterungen angeführte Interpretation ist jedoch nicht aus Art 22 Abs. 1 RL 2018/2001 ableitbar. Wenn Elektrizitätsunternehmen auch nicht über Töchter beteiligt sein dürfen, sind de facto alle Unternehmen mit Know-How ausgeschlossen. Art 22 Abs. 1 der RL verlangt wörtlich: „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass sich Endkunden und insbesondere Haushalte, unter Beibehaltung ihrer Rechte oder Pflichten als Endkunden, an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligen dürfen, ohne ungerechtfertigten oder diskriminierenden Bedingungen oder Verfahren unterworfen zu sein, durch die ihre Beteiligung an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft verhindert würde, sofern die Beteiligung im Fall von Privatunternehmen nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit ist.“ Diese Formulierung wird von § 74 Abs 2 aufgegriffen: „Die Teilnahme an einer EE-Gemeinschaft ist freiwillig und offen, im Fall von Privatunternehmen darf die Teilnahme nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein.“ Aus dem Wortlaut ergibt sich klar, dass die Teilnahme an Energiegemeinschaften (also die Beteiligung) nicht die Haupttätigkeit sein darf; dass aber Unternehmen ausgeschlossen sein sollen, die eine der Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie wahrnehmen und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnehmen, ergibt sich aus diesem Wortlaut nicht.

Die Erläuterungen sind daher dahingehend abzuändern und diese - aus dem EU-Recht nicht ableitbare – Forderung, dass Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWO 2010 oder Unternehmen, an denen

Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind, von der Mitgliedschaft ausgeschlossen sind“ zu streichen, damit im Ergebnis auch in der Praxis moderne Windparks oder größere PV-Anlagen oder Wasserkraftanlagen teilnehmen können. Vielmehr sollte in den Erläuterungen klar gemacht werden, dass die Teilnahme von Elektrizitätsunternehmen unter den Vorgaben von Art 22 der EU-Richtlinie möglich ist.

Dir Richtlinie sieht vor, dass Erzeugungsanlagen im Eigentum der Gemeinschaft stehen müssen; europarechtlich existiert kein einheitlicher Begriff, es kann grundsätzlich zwischen zivilrechtlichem und wirtschaftlichem Eigentum unterschieden werden. Anknüpfend an das wirtschaftliche Eigentum sollte in den Erläuterungen klargestellt werden, dass es genügt, wenn der Gemeinschaft ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt zukommt.

Die Erläuterungen zu § 74 Abs. 1 sollten daher lauten:

„Eigentümer einer Anlage zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen können sowohl die Gemeinschaft selbst, als auch deren Mitglieder, oder Gesellschafter oder Dritte sein. Ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen hat ggf auf Basis vertraglicher Vereinbarungen mit dem Eigentümer (z.B. Pachtverträge, Contractingverträge, Beherrschungsverträge) - bei der Gemeinschaft zu liegen, wiewohl sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden kann.“

Erneuerbare Energiegemeinschaften sollten nicht nur Investitionsförderungen sondern auch Marktprämien in Anspruch nehmen können (vgl. § 75 Abs. 2).

Die in § 75 Abs. 3 vorgesehene Schaffung der Möglichkeit für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, dass diese Eigentümer oder Betreiber eines Verteilernetzes sein können, wird abgelehnt. Der Betrieb eines Verteilernetzes ist nur unter Einhaltung der allgemeinen und besonderen Konzessionsvoraussetzungen gemäß den landesgesetzlichen Ausführungsregelungen möglich und bedeutet in jedem Fall, dass innerhalb eines bestehenden Konzessionsgebietes eines Verteilernetzbetreibers eine weitere Konzession erteilt und eine parallele Infrastruktur zum bestehenden Netz errichtet werden würde. Der Verweis auf den 4. Teil des ElWOG 2010 (Betrieb von Netzen) hat zur Folge, dass alle weiteren für Netzbetreiber wesentlichen Bestimmungen des ElWOG 2010 (wie z.B. des 5. Teils betreffend die Festlegung der Systemnutzungsentgelte) nicht zur Anwendung kommen. Damit wird eine neue Kategorie von Netzbetreibern geschaffen, die zwar über eine entsprechende Konzession verfügen müssen, im Übrigen aber nicht dem Regulierungsregime des ElWOG 2010 und damit auch keiner Aufsicht durch die Regulierungsbehörde Energie-Control unterliegen. Dies ist aus Gründen der Gleichbehandlung abzulehnen, selbst rechtlich nicht entflochtene Netzbetreiber unterliegen der regulatorischen Kontrolle durch die Energie-Control.

Die Ausdehnung des Regionalbereichs über die Ebene 5 inkl. der Sammelschiene des Umspannwerkes lässt Konstellationen von Energiegemeinschaften zu, bei welchen die Erzeugungsanlagen und die Teilnehmer der Gemeinschaft weit voneinander entfernt sein können. Bei einer derartigen Ausdehnung ist eine positive technische Auswirkung auf die Verteilnetze nicht darstellbar. Überschusserzeugung, welche weit entfernt von einer Gemeinschaft verbraucht wird, kann bei unpassenden Anreizeffekten sogar negative Auswirkungen auf die Verteilnetze auslösen. Ein positiver Effekt mit sinnvollen Anreizen zum lokalen/regionalen Ausgleich von Energieerzeugung und Verbrauch ist daher auf Teilabschnitte von Mittelspannungsabzweigen zu begrenzen. Damit ist auch keine Einschränkung für kommunale Interessenten gegeben, weil durch diese Begrenzung die Teilnahmemöglichkeit von Gemeinden in keiner Weise eingeschränkt wird.

Die Erläuterungen zu § 76 widersprechen der Regelung zu § 77 Abs. 2 Z 1.

Entsprechend § 77 Abs. 2 Z 1. kann in Analogie zu § 16a dem einzelnen Teilnehmer nicht mehr zugeordnet werden, als er in der ¼-h verbraucht. Dem einzelnen Teilnehmer kann demnach gar nicht mehr zugeordnet werden als er selbst verbraucht. Überschuss geht von der(n) jeweiligen Erzeugungsanlage/n an die abnehmende Bilanzgruppe.

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

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

Darüber hinaus sollten Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften verpflichtet werden, auch für die erzeugte und innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft gemeinsam genutzte elektrische Energie die Herkunft gegenüber den teilnehmenden Berechtigten nachzuweisen. Damit soll ein Level-Playing-Field und Transparenz gewährleistet werden.

Der bestehende Prozess der Marktkommunikation sollte zur Minimierung der Ausgleichsenergie auch die Gemeinschaften miteinbeziehen.

Zu §§ 78, 79:

Herkunfts nachweise sind für erneuerbaren Strom, erneuerbares Gas und für erneuerbare Wärme/Kälte auszustellen (vgl. Art. 19 RL). Nach § 78 hat man den Eindruck, dass alle erneuerbaren Quellen erfasst sind. Nach § 80 ist nur Elektrizität und Gas erfasst. Wärme/Kälte fehlt. Unter Hinweis auf den Geltungsbereich sollten Herkunfts nachweise nur für Strom aus erneuerbaren Quellen in diesem Gesetz geregelt werden. Im Übrigen ist darauf hinzuweisen, dass die Herkunfts nachweise für erneuerbare Gase nach den vorliegenden Begutachtungsentwürfen im EAG und im GWG geregelt sind, was (EU-) rechtlich unzulässig ist.

Für die Ermittlung des Eigenversorgungsanteils gemäß § 79 Abs. 2 und 3 ist die Gesamterzeugung zu messen und davon die gemessene Netzeinspeisung abzuziehen. Die Messung der Gesamterzeugung und die Ermittlung des Eigenversorgungsanteils könnten auch durch die Netzbetreiber erfolgen. Zwischen 0,8 und 100 kW wäre auch eine rechnerische Ermittlung denkbar (Vollaststunden je Technologie multipliziert mit Engpassleistung abzüglich gemessener Netzeinspeisung).

Zu § 80:

Abs. 2: Herkunfts nachweise sollten weiterhin 16 Monate ab der Erzeugung gelten.

Abs. 3 Z 2: Es ist nur Elektrizität und Gas erfasst, obwohl in § 78 von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen gesprochen wird. Eine Klarstellung in § 78 ist erforderlich. Auf den Geltungsbereich wird verwiesen. Im Übrigen wird der Herkunfts nachweis für erneuerbares Gas im EAG und im GWG geregelt!!!

Abs. 7: Unter Kunden werden Endverbraucher, Händler und Elektrizitätsunternehmen verstanden. Wie soll der Betreiber sicherstellen, dass bei Verkauf z.B. an einen Händler erneuerbarer Strom ausschließlich für die Belieferung von Kunden im „Inland“ verwendet wird? Welche rechtlichen Konsequenzen sind daran geknüpft? Wer überprüft die Einhaltung dieser Bestimmung? Im Übrigen wäre zu prüfen, ob diese Bestimmung mit EU-Recht (Warenverkehrsfreiheit) vereinbar ist. Wenn die Verletzung dieser Bestimmung keine Konsequenzen hat, wäre sie zu streichen. Im Übrigen stellt sich die Frage, aus welchen Gründen erneuerbares Gas mit einem „Grüngassiegel“ belegt werden soll, während man bei grünem Strom mit Abs. 7 das Auslangen findet?

Zu § 81: Die vorgesehenen Regelungen sollten an die im EIWOG enthaltenen Regelungen möglichst angeglichen werden.

Zu den §§ 82, 83, 84: Sind zu streichen.

Zu § 85: Auf den Geltungsbereich wird hingewiesen. Die Labelingbestimmungen sind zu streichen und ins geplante Wärmegesetz aufzunehmen.

Zu § 90-92:

Die Einbindung „aller interessierten“ Personen in die Planung zur Errichtung der erforderlichen Infrastruktur ist zu weitgehend und sollte auf die von der Infrastruktur „betroffenen“ Personen beschränkt werden.

Zu § 93:

Nur Anlagen mit einer Engpassleistung unter 500 kW sollten einen Anspruch haben.

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

Auf den alternativen Vorschlag in Beilage 1 wird hingewiesen.

Neuer § 93a: Siehe Allgemeiner Teil (Nachweise).

Zu §§ 94 und 95 (Überschrift fehlt):

Auf den Allgemeinen Teil wird verwiesen. Sind zu streichen.

Zu § 96:

In Abs. 1 letzter Nebensatz fehlt das Prädikat.

Zu § 98:

Die bestehende Warteliste sollte rasch abgebaut werden. Es sollten sich durch die Überführung in ein neues EAG-Fördersystem keine finanziellen Nachteile einstellen. Daher sollten die jeweils festgelegten Einspeisetarife gemäß ÖSG 2012 als anzulegende Werte für die Berechnung der Marktprämie herangezogen werden.

Art. 2: Ökostromgesetz

Den Übergangsbestimmungen kann nicht entnommen werden, zu welchem Zeitpunkt jene Bestimmungen des ÖSG 2012, die mit Inkrafttreten des EAG weiter gelten, außer Kraft treten (z.B. die §§ 12, 14 bis 27a, 13, 31ff, § 42 Abs. 2 etc.).

Dem § 57 e Abs. 2 Z 2 sollte angefügt werden:

„Wurde für eine Ökostromanlage bereits ein Vertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle abgeschlossen und kann diese Ökostromanlage aufgrund von technischem Fortschritt gemäß erteilter Bewilligung mit höherer Engpassleistung errichtet werden als im Vertrag ausgewiesen, erstreckt sich die Vergütung gemäß Vertrag auf die Engpassleistung der erteilten Bewilligung. Wird eine bereits errichtete Anlage erweitert, sind auf den erweiterten Teil die Bestimmungen des EAG anzuwenden;“

§ 57e Abs. 2 Z 3 ÖSG 2012 bedeutet, dass ab Inkrafttreten des EAG für Betreiber von Anlagen über 500 kW keine Möglichkeit mehr besteht, bei der OeMAG Verträge zum Marktpreis nach § 13 ÖSG abzuschließen. Das EU-Recht (EU-Richtlinie 2018/2001 sowie Beihilfenrecht) ermöglicht Ausnahmen für Kleinanlagen, und zwar für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW, wobei für Windkraftanlagen als Grenzwert eine installierte Kapazität von 3 MW oder 3 Erzeugungseinheiten gilt. Es sollte daher möglich sein, dass Windkraftanlagen unterhalb dieser Schwelle nach wie vor Verträge nach § 13 ÖSG bei der OeMAG erhalten können. § 57e Abs 2 Z 3 ist dahingehend abzuändern.

Art. 3: EIWOG

I. Allgemeiner Teil

1. Umsetzung von EU-Recht

Dem Begutachtungsentwurf kann nicht entnommen werden, ob und wenn ja welche Rechtkakte der EU mit dieser Novelle umgesetzt werden sollen. Eine Ergänzung ist erforderlich.

2. Netzzutritt, Kostentragung

Nach geltender Rechtslage hat der Einspeiser (Erzeuger) die Kosten des Netzzutritts zu tragen. Diese Kosten sind somit Kosten der Erzeugung. Die für die Erzeugung erneuerbaren Stroms erforderlichen Förderungen werden österreichweit sozialisiert. Wenn nun die Kosten des Netzzutritts zum Teil vom Verteilernetzbetreiber zu tragen sind, werden diese Kosten nur die Endverbraucher des jeweiligen Verteilernetzbetreibers, in dessen Gebiet Anlagen angeschlossen werden, zu tragen haben. Da die Rahmenbedingungen für die Erzeugung erneuerbaren Stroms in den jeweiligen Verteilergebieten sehr unterschiedlich sind, sind die Verteilernetzbetreiber sehr unterschiedlich von derartigen Kosten betroffen. So wird es Verteilernetzbetreiber geben, in deren Gebieten keine oder kaum Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms errichtet werden. Andererseits gibt es Verteilernetzbetreiber, deren Gebiete geradezu prädestiniert für derartige Anlagen sind. Die Verteilernetzbetreiber und deren

Endverbraucher sind daher sehr unterschiedlich mit Kosten des Netztritts betroffen. Wenn nun die Verteilernetzbetreiber mit Kosten des Netzzutritts, die bisher der Erzeuger zu tragen hatte, belastet werden, so ist es nur recht und billig, dass diese in Zukunft vom Netzbetreiber zu tragenden Kosten ebenfalls österreichweit sozialisiert werden (würde außerdem den Ausbau wesentlich beschleunigen).

3. Wälzung

Um die unterschiedliche Belastung der Verteilernetzbetreiber und deren Endverbraucher mit Kosten des Netzzutritts für Anlagen auf Basis erneuerbaren Stroms auszugleichen, wird vorgeschlagen, diese Kosten von unten nach oben zu wälzen, und diese Kosten österreichweit zu sozialisieren.

Netzkosten für Maßnahmen, welche im Zusammenhang mit dem Ausbau und der Verstärkung des Höchstspannungsnetzes zur Erreichung der Ziele des Klima- und Umweltschutzes für die Einbindung und Steigerung der Erzeugung erneuerbaren Stroms stehen, sind ebenfalls bundesweit zu sozialisieren.

Um den Netzzutritt von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Quellen zu beschleunigen, wird eine Pauschalierung vorgeschlagen. Unterschiedliche Behandlungen der erneuerbaren Energien den Netzzutritt betreffend wäre sachlich ausreichend zu begründen.

4. Bürgergemeinschaften

Nicht geregelt ist die Frage der Kostentragung für Ausgleichsenergie. Im Sinne einer Gleichbehandlung mit den anderen Marktteilnehmern sollten auch Energiegemeinschaften an der Mittelaufbringung für die entstehenden Ausgleichsenergiokosten beteiligt werden. Darüber hinaus sind die bestehenden Prozesse der Marktkommunikation um den Informationsaustausch über Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnisse etc. zwischen Energiegemeinschaften und den anderen Marktteilnehmern zur Minimierung von Ausgleichsenergie zu erweitern.

Die Verpflichtungen, die sich nach dem EEffG ergäben, wären auch zu berücksichtigen.

Auf die Stellungnahme zum EAG betreffend Erneuerbare Energiegemeinschaften zum Thema „Betrieb eines Verteilernetzes“ wird verwiesen.

5. Netzreserve und Stilllegungsverbot

Die Netzreserve wäre so zu gestalten, dass alle Anlagentypen gleiche Chancen haben, daran teilzunehmen. Es ist unklar, wie der Übergang des aktuellen Engpassmanagement-Vertrags-Regimes auf die geplante Netzreserve aussehen soll und wie in diesem Zusammenhang mit möglichen Rückzahlungsverpflichtungen umzugehen ist.

Unklar bleibt auch, ob die Form der Netzreserve langfristige Anreize für Teilnehmer gibt (Erzeuger, Verbraucher etc.), die zu erwartenden Unausgeglichenheiten im Strommarkt (Tag/Nacht, Sommer/Winter, Dunkelflaute) zu gewährleisten, wenn Investitionen z.B. in Kraftwerksanlagen innerhalb der Netzreserve-Vertragsdauern verdient werden müssten. Daher ist jedenfalls eine Vertragsdauer von mindestens 3 – 5 Jahre vorzusehen. Eine pauschale Rückzahlungsforderung, ohne Begründung durch den Regelzonenträger ist sachlich nicht nachvollziehbar.

Da sich die Erzeugungsanlagen oder Verbrauchsanlagen in einem Regime der Regulierung analog Netzbetreiber befinden, muss auch eine analoge Abgeltung insbesondere auch die Verzinsung des eingesetzten Kapitals berücksichtigt werden. Dies ist umso mehr der Fall, als ja alleine für diesen Zweck möglicherweise erforderliche Ersatz- oder Zusatzinvestitionen durch den Betreiber zu tätigen sind.

II. Zu den einzelnen Bestimmungen

Zu § 7:

Z 8: Die Definition der Direktleitung sollte dahingehend geändert werden, dass einerseits eine Anpassung an die neue Definition der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie erfolgt und andererseits ermöglicht wird, dass in untergeordnetem Ausmaß über die Direktleitung auch Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden kann.

Dann könnten etwa landwirtschaftlich eingesetzte Bewässerungsanlagen im Nahebereich von Erzeugungsanlagen wie Windparks oder PV-Anlagen über diese Anlagen versorgt werden und keine Dieselaggregate wären erforderlich.

Klarzustellen ist - zumindest in den Erläuterungen - auch, dass mit Direktleitungen (zweiter Fall) nicht nur ein Kunde sondern mehrere Kunden versorgt werden dürfen.

Neue Z 57a: „pauschale Ausgleichsenergieverrechnung“ die pauschale Beteiligung an der Mittelaufbringung für die Ausgleichsenergie durch die Verrechnung einer Ausgleichsenergiedifferenz in EUR/kW/Jahr bezogen auf die Summe der installierten Engpassleistung der Erzeugungsanlagen, welche kostenorientiert von der Verrechnungsstelle festzulegen und von den Netzbetreibern einzuheben ist;“

Neue Z 78a: „virtueller Zählpunkt“ Einspeise-und/oder Entnahmestelle, an der ein Teil einer Strommenge eines realen Zählpunkts erfasst wird;

Im Hinblick auf die Definition „Anlage“ im EAG (§ 5 Abs. Z 1) ist es erforderlich, einen virtuellen Zählpunkt zu definieren, da mehrere Einrichtungen mit unterschiedlicher Technologie und somit mit unterschiedlichen Erzeugungskosten nur über einen physischen Zählpunkt gemessen werden (vgl. dazu auch die Anmerkungen zu § 9 EAG).

Zu § 12 Abs. 2:

Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder in synthetisches Gas werden nicht unter Art. 12 subsumierbar sein. Diese Anlagen werden wohl dem Gewerberecht unterliegen. Wird mit dem erneuerbaren Wasserstoff wiederum erneuerbarer Strom erzeugt, wird Art 12 B-VG schlagend.

Zu § 16b:

In Anlehnung an § 16a EIWO 2010 sollte der Begriff des „Netzbenutzers“ in § 16b durch den Begriff des „Netzzugangsberechtigten“ ersetzt werden. Diese Begrifflichkeit unterstreicht auch die für den einzelnen Netzzugangsberechtigten und Mitglied einer Bürgereneriegemeinschaft gegebene Möglichkeit der freien Lieferantenwahl.

Die in Abs. 7 vorgesehene Schaffung der Möglichkeit für Bürgereneriegemeinschaften, dass diese Eigentümer oder Betreiber eines Verteilernetzes sein können, wird abgelehnt. Der Betrieb eines Verteilernetzes ist nur unter Einhaltung der allgemeinen und besonderen Konzessionsvoraussetzungen gemäß den landesgesetzlichen Ausführungsregelungen möglich und bedeutet in jedem Fall, dass innerhalb eines bestehenden Konzessionsgebietes eines Verteilernetzbetreibers eine weitere Konzession erteilt und eine parallele Infrastruktur zum bestehenden Netz errichtet werden würde. Der Verweis auf den 4. Teil des EIWO 2010 (Betrieb von Netzen) hat zur Folge, dass alle weiteren für Netzbetreiber wesentlichen Bestimmungen des EIWO 2010 (wie z.B. des 5. Teils betreffend die Festlegung der Systemnutzungsentgelte) nicht zur Anwendung kommen. Damit wird eine neue Kategorie von Netzbetreibern geschaffen, die zwar über eine entsprechende Konzession verfügen müssen, im Übrigen aber nicht dem Regulierungsregime des EIWO 2010 und damit auch keiner Aufsicht durch die Regulierungsbehörde Energie-Control unterliegen. Dies ist aus Gründen der Gleichbehandlung abzulehnen, selbst rechtlich nicht entflochtene Netzbetreiber unterliegen der regulatorischen Kontrolle durch die Energie-Control.

Im Sinne einer Gleichbehandlung mit allen anderen Marktteilnehmern sollten auch Bürgereneriegemeinschaften an der Mittelaufbringung für die entstehende Ausgleichsenergie beteiligt werden. Der bestehende und etablierte Prozess der Marktkommunikation sollte um den Informationsaustausch über Verbrauch, Erzeugung, Anteilsverhältnis, Verrechnungsmodus etc. zwischen Bürgereneriegemeinschaften und den anderen Marktteilnehmern zur Minimierung von Ausgleichsenergie erweitert werden. Weiters sollten für Bürgereneriegemeinschaften hinsichtlich der erzeugten und gemeinsam genutzten elektrischen Energie auch die Verpflichtungen des § 10 EEffG gelten.

Darüber hinaus sollten Bürgereneriegemeinschaften verpflichtet werden, auch für die erzeugte und innerhalb der Bürgereneriegemeinschaft gemeinsam genutzte elektrische Energie die Herkunft gegenüber den teilnehmenden Berechtigten nachzuweisen. Damit soll ein Level-Playing-Field und Transparenz gewährleistet werden.

Abs. 2 sieht entsprechend Artikel 11 lit a der Richtlinie (EU) 2019/944 vor, dass Mitglieder oder Gesellschafter einer Bürgerenergiegemeinschaft natürliche sowie juristische Personen und Gebietskörperschaften sind. Die Teilnahme an einer Bürgerenergiegemeinschaft ist freiwillig und offen. Nach Abs. 3 soll die Kontrolle innerhalb einer Bürgerenergiegemeinschaft auf natürliche Personen, Gebietskörperschaften und Kleinunternehmen beschränkt sein.

In den Erläuterungen zu Abs. 3 wird allerdings – entgegen der in Abs. 2 umgesetzten Richtlinienbestimmung des Artikels 11 – der Kreis der Mitglieder in rechtswidriger Weise eingeschränkt: Zunächst wird festgehalten, dass von einer Kontrolle große und mittlere Unternehmen sowie jene Unternehmen ausgeschlossen sind, deren Haupttätigkeit die Erzeugung von und Versorgung mit Energie ist, d.h. Versorger oder Lieferanten im Sinne des EIWOG 2010 oder Unternehmen, an denen Elektrizitätsunternehmen im gesellschaftsrechtlichen Sinne hauptbeteiligt sind. Daher wird der im geltenden EIWOG 2010 geregelte Begriff der „Kontrolle“ in § 7 Abs. 1 Z 34 derart ausgeweitet, dass auch die an einer Bürgerenergiegemeinschaft teilnehmenden natürlichen Personen nicht in einem direkten Weisungszusammenhang zu einem nach Abs. 3 von der Kontrolle ausgeschlossenen Unternehmen stehen. Konkret bedeutet dies, dass keine natürlichen Personen an einer Bürgerenergiegemeinschaft teilnehmen dürfen, die eine Vertretungs- oder Organfunktion in einem solchen Unternehmen ausüben. Ein bloßes Angestelltenverhältnis ist hiervon nicht erfasst.

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

Der Begriff „Aggregierung“ sollte definiert werden. Die Anlagenverantwortlichkeit sollte im Gründungsdokument festzulegen sein.

Die Erläuterungen zu § 16b Abs. 4 Z 4 widersprechen der Regelung zu § 16b Abs. 2 Z. 1.

Entsprechend § 16b Abs. 6 Z. 1. kann in Analogie zu § 16a dem einzelnen Teilnehmer nicht mehr zugeordnet werden, als er in der ¼-h verbraucht. Dem einzelnen Teilnehmer kann demnach nicht mehr zugeordnet werden als er selbst verbraucht. Überschuss geht von der(n) jeweiligen Erzeugungsanlage/n an die abnehmende Bilanzgruppe.

Ein weiterer Widerspruch in den Erläuterungen zu § 16b Abs. 1 eröffnet sich durch die Textpassage:

„Die im Rahmen einer Bürgerenergiegemeinschaft erzeugten und verbrauchten Energiemengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems; die für Lieferanten geltenden Vorschriften des EIWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen. Die Bürgerenergiegemeinschaft kann auch als Vollversorger auftreten; diesfalls besteht die Verpflichtung der Bürgerenergiegemeinschaft, sich einer bestehenden Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu gründen.“

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

Die Erläuterungen sind wie folgt zu ergänzen:

Die Bürgerenergiegemeinschaft kann auch als Vollversorger auftreten; diesfalls besteht die Verpflichtung der Bürgerenergiegemeinschaft, sich einer bestehenden Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu gründen. Das Recht des einzelnen Teilnehmers der Bürgerenergiegemeinschaft zur freien Lieferantewahl bleibt davon unberührt.

Weiters wären die Erläuterungen wie folgt zu ändern:

Gemäß Z 4 ist im Gründungsdokument zu regeln, wie mit der Überschussenergie zu verfahren ist: Analog zu § 16a kann hat die Gemeinschaft mit einem Stromhändler einen Abnahmevertrag für die nicht verbrauchte Überschussenergie abzuschließen.

Eigentümer einer Erzeugungsanlage können sowohl die Gemeinschaft selbst, als auch deren Mitglieder bzw. Gesellschafter oder Dritte sein. Die Ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt über die

Erzeugungsanlagen hat - ggf auf Basis vertraglicher Vereinbarungen mit dem Eigentümer (z.B. Pachtverträge, Contractingverträge, Beherrschungsverträge) - bei der Gemeinschaft zu liegen, wiewohl sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden kann. Die im Rahmen einer Bürgerenergiegemeinschaft erzeugten und verbrauchten Energiemengen bleiben außerhalb des Bilanzgruppensystems, die für Lieferanten geltenden Vorschriften des ElWOG 2010 kommen im Innenverhältnis nicht zur Anwendung. Die Regelungen unter den Teilnehmenden sind zivilrechtlich zu treffen.

Zu § 17a:

Anstelle des Begriffes der „Engpassleistung“ sollte ein technologieneutraler Begriff aus der TOR Erzeuger verwendet werden, die „Maximalkapazität am Netzzanschlusspunkt“. Die Rückeinspeiseleistung ist die physikalisch relevante Größe für die Netzrückwirkung.

Auch kleine Anlagen können eine Ertüchtigung der Netze bedingen, folglich ist es notwendig, den Netzbetreibern für den erforderlichen Ausbau der Netze eine Frist einzuräumen.

Zu § 20:

Mehr Transparenz wird begrüßt. Allerdings haben die Netzbetreiber nun die Reihung nicht mehr anhand der OeMAG- bzw.-EAG-Anträge durchzuführen, sondern anhand des Zeitpunkts der Antragstellung an den Netzbetreiber. Jedenfalls sollte die Verpflichtung der Netzbetreiber verankert werden, die Netzflussdaten auf den Netzebenen 1 bis 5 zu veröffentlichen, dies auf Viertelstundenbasis

Die angestrebte Transparenz durch die Veröffentlichung von verfügbaren/gebuchten Kapazitäten an bestimmten Netzknoten (am Umspannwerk / an der Trafostation) sagt noch nicht aus, ob konkrete Projekte an unterlagerten Netzausläufern technisch möglich sind.

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

Für die Umsetzung wäre eine Übergangsfrist wünschenswert.

Zu § 23b: Eine größtmögliche Transparenz darüber, welche Kraftwerke tatsächlich an der Netzreserve teilnehmen, ist anzustreben. Die Ergebnisse der Ausschreibungen (Name und Leistung der Kraftwerke, die einen Vertrag erhalten haben, Laufzeit des Vertrages) sind zu veröffentlichen. Eine Vorlaufzeit von mindestens 9 Monaten ist bei bereits stillgelegten Anlagen erforderlich. Eine Vertragslaufzeit von bis zu fünf Jahren sollte vorgesehen werden.

Zu § 23c:

In Abs. 3 Z 3 sind notwendige Investitionen nur für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes zu berücksichtigen. Da Verträge nur für zwei Jahre abgeschlossen werden, ist nicht ausgeschlossen, dass der Betreiber auf seinen Kosten sitzen bleibt (eine Art Enteignung). Der letzte Satz in Abs. 3 wäre daher zu streichen.

In Abs. 3 Z 5 wäre lit. b, c und d zu streichen, da Finanzierungs-/kapitalkosten anfallen, die entsprechend anzuerkennen sind. Auch entgangene Zinsen, Opportunitätskosten etc. sind zu berücksichtigen.

Zu § 23d Abs. 3:

Die Parteistellung des RZF ist durch nichts begründbar. Der letzte Satz in Abs. 3 hätte daher zu entfallen.

Zu § 45:

Z 6 sollte lauten:

„6. zum Betrieb und der Instandhaltung des Netzes, um im Hinblick auf die nationalen Energieziele die Fähigkeit des Verteilernetzes sicherzustellen, die voraussehbare Nachfrage nach Verteilung zu befriedigen;“

Zu § 45a:

Die vorgeschlagene Regelung des § 45a wird ausdrücklich begrüßt. Die Bestimmung unterstreicht die Bedeutung der von den Netzbetreibern bereits jetzt in diskriminierungsfreier Weise bereit gestellten

Datenkommunikation und den damit verbundenen Aufgaben und unterstützt die Bemühungen der Netzbetreiber auch in Zukunft den steigenden Anforderungen an einen sicheren, transparenten und effizienten Datenaustausch gerecht zu werden. Es sollte auch auf § 40 Bezug genommen werden.

Da die in die Datenkommunikation involvierten Stromnetzbetreiber in der Regel auch als Gasnetzbetreiber fungieren, sollte auch eine gleichlautende Regelung für den Gasbereich im Gaswirtschaftsgesetz vorgesehen werden.

Zu § 46:

Den Verteilernetzbetreibern sollten angemessene Fristen für den Anschluss von Anlagen vorgegeben werden. Das Verhältnis zwischen Abs. 2 (absolutes Recht) und 3 wäre zu klären.

Zu § 54:

Pauschale Entgelte für den Netzzutritt ermöglichen die Steuerung des Zubaus von EE Anlagen. Geringe Pauschalen sind dort zu verrechnen, wo bestehende Netzkapazitäten vorhanden sind, hohe Pauschalen oder aufwandsorientierte Abrechnungen dort, wo keine Kapazitäten vorhanden sind.
Anlagen gem. §17a sollten generell von Netzzutrittsentgelten ausgenommen sein.

TST können bis zu 250 kW an PV Leistung ohne große Umbaumaßnahmen übernehmen. Folglich sollten geringe Pauschalsätze nur bis zu dieser Leistung verrechnet werden. Kleinanlagen müssen weiterhin angeschlossen werden, daraus folgende Ertüchtigungen sind vom Netzbetreiber zu tätigen. Für den Anschluss weiterer größerer EE Anlagen fallen in der Folge Investitionen in neue TST an, welche auch von den Auslösern dieser Investitionen zu tragen sind.

Bei Nutzung bestehender Kapazitäten im UW und im vorgelagerten Netz fallen geringe Pauschalen an. Sollten Ausbauten im UW erforderlich sein oder Ertüchtigungen im Hochspannungsnetz sind diese durch die erhöhten Pauschalsätze zu decken bzw. sind die Kosten bei der Festsetzung der Systemnutzungstarife anzuerkennen. Zur Wälzung wird auf den Allgemeinen Teil verwiesen.

Zu § 62:

Für die Erreichung des bundesweiten Ausbauzieles ist nun eine weitere Erhöhung des Anteiles erneuerbarer Elektrizität erforderlich. Der hierfür benötigte Netzausbau steht aber nicht mehr im Zusammenhang mit dem Bedarf der Endkunden. Um eine regional stark unterschiedliche Kostenbelastung der Endverbraucher zu unterbinden, ist eine bundesweite Umlegung dieser Kostenkomponente erforderlich.

Zu § 72:

Für die Ermittlung des Eigenversorgungsanteils gemäß Abs. 3 ist die Gesamterzeugung zu messen und davon die gemessene Netzeinspeisung abzuziehen. Die Messung der Gesamterzeugung und die Ermittlung des Eigenversorgungsanteils könnten auch durch die Netzbetreiber erfolgen. Herkunftsachweise sollten weiterhin 16 Monate ab der Erzeugung gelten.

Zu § 78:

Der gemeinsame Handel von Strom und Nachweisen ist in den EU-Richtlinien nicht vorgesehen. Der gemeinsame Handel von Strom und Nachweisen widerspricht der Warenverkehrsfreiheit (vgl. etwa EuGH C 249/81 „Buy Irish“) und stellt ein diskriminierendes golden-plating dar. Die europaweite Standardisierung durch Nachweise wird so konterkariert.

Bei einer verpflichtenden Umsetzung ist von einer Marktkonzentration auf österreichische Erzeugung auszugehen. Faktisch würde dadurch der Zugang zum EU-Binnenmarkt diskriminiert.

In weiterer Folge sind Mehrkosten für Endkunden zu erwarten.

Der gemeinsame Handel führt zu einem erhöhten operativen Aufwand und keiner Verbesserung der Transparenz.

Er führt zu einer unzulässigen staatlichen Diskriminierung von Marktteilnehmern, kreiert eine marktbeherrschende Stellung einzelner Erzeuger und führt zu einer Benachteiligung für eine Vielzahl von Lieferanten (Wettbewerbsverzerrung).

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

In Abs. 3 sollten die Primärenergieträger „Kohle“ und „Abfall“ ergänzt werden, da ein Ausweis dieser Primärenergieträger sonst zukünftig nicht mehr möglich wäre.

Hinsichtlich der vorgesehenen Entwertung für Umwandlungsverluste sollte eine Präzisierung aufgenommen werden.

Eine De-Minimis Regelung für kleine Lieferanten wird abgelehnt, um eine Ungleichbehandlung und Wettbewerbsverzerrung zwischen Lieferanten zu vermeiden. Daher sollte Abs. 6 ersatzlos gestrichen werden.

Zu § 79 Abs. 5:

Die vorgesehene Verkürzung der Frist von 4 auf 3 Monate sollte nicht aufgenommen werden, da dies für das Vorhandensein der erforderlichen Datenbasis und der von den Stromhändlern und sonstigen Lieferanten durchzuführenden Tätigkeiten als zu kurz erscheint.

Zu § 111 Abs. 3 und 4:

Aus Gründen der Gleichbehandlung mit Pumpspeicher kraftwerken sollten auch Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, 15 Jahre ab Inbetriebnahme von der Entrichtung der verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte ausgenommen werden.

Art. 4: Gaswirtschaftsgesetz

I. Allgemeiner Teil

1. Netzzutritt, Kostentragung

Auf die zur EIWO-G Novelle erfolgten Ausführungen (vgl. Allgemeiner Teil, Punkt 1 und 2) darf verwiesen werden, die auch für die GWG-Novelle gelten.

Frühere Ankündigungen sahen Regelungen über die Kostentragung des Netzzutritts betreffend erneuerbarer Gase vor, die im Begutachtungsentwurf nicht mehr enthalten sind. Nach § 4 Z 8 (neu) soll der Anteil an erneuerbaren Gasen kontinuierlich angehoben werden. Mit welchen Maßnahmen diese Anhebung erfolgen soll, verschweigt der vorliegende Entwurf. Abgesehen vom noch festzulegenden Fördermodell für erneuerbare Gase wird es als notwendig erachtet, Regelungen über den Netzzutritt mit entsprechenden Fristen und Regelungen zur österreichweiten Sozialisierung dieser Kosten (Wälzung) aufzunehmen, um den Ausbau nicht schon aus diesen Gründen zu behindern.

2. Netzentgelte

In früheren Ankündigungen war die Befreiung erneuerbarer Gase von bestimmten Netzentgelten vorgesehen, die nun nicht mehr enthalten sind. Um den Anteil erneuerbarer Gase kontinuierlich anzuheben und um eine Gleichstellung mit erneuerbarem Strom herzustellen, wird es als erforderlich erachtet, diese Befreiungen wiederum aufzunehmen.

3. Herkunfts nachweise

Es werden sowohl im EAG als auch im GWG Herkunfts nachweise für erneuerbare Gase geregelt. Dies ist (EU-) rechtlich unzulässig!

4. Einspeisepunkte und Eignungszonen

Es stellt sich die Frage, welche rechtliche Qualität die Ermittlung potentieller Einspeisepunkte und Eignungszonen für erneuerbare Gase in den Marktgebieten unter Berücksichtigung des regionalen Aufbringungs- und Absatzpotentials und sonstiger Standortfaktoren hat. Wenn daran rechtliche

Wirkungen geknüpft werden, stellt sich die Frage, ob dadurch in die Kompetenzen der Länder (Raumordnung) eingegriffen wird. Wenn nicht, stellt sich die Frage der Sinnhaftigkeit.

II. Zu den einzelnen Bestimmungen

Zu § 2: Auch die RL erneuerbare Energie sollte angeführt werden (vgl. z. B. Art. 18, 19, 20, 22).

Zu § 4 Z 9: Was versteht man unter „Sektorkopplung“ und „Sektorintegration“. Definitionen fehlen.

Zu § 7:

Abs. 1 Z 79, 80 und 81: Alphabetische Reihung! In Z 81 muss es „von erneuerbarem Wasserstoff“ lauten (vgl. auch Z 79).

Zu § 18 Abs. 1 Z 12a bzw. 22 Abs. 3 Z 2: Auf den allgemeinen Teil wird verwiesen. Die Einspeisepunkte können erst dann festgelegt werden, wenn ein konkretes Projekt vorliegt. Die Auswahl des Ortes der Errichtung wird wohl dem Errichter und den zuständigen Behörden vorbehalten sein. Da die Festlegung des technisch geeigneten Einspeisepunktes durch den Verteilernetzbetreiber erfolgt, wäre diese Bestimmung zu streichen. Im Übrigen wird auf § 59 Abs. 4 verwiesen.

§ 58a (Neu): siehe Anmerkung zu § 45a EIWOG.

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

Zu § 79 Abs. 7: Nach dem Zitat „§ 73“ sollte die Wortfolge „einschließlich der Mehrkosten durch Einsatz erneuerbarer Gase“ eingefügt werden.

Verteilernetzbetreiber sollen die für den Betrieb notwendigen Gase mit erneuerbaren Gasen abdecken können.

Zu § 129b: Für erneuerbares Gas können sowohl nach dem EAG als auch nach dem GWG Herkunftsachweise ausgestellt werden. Dies ist nicht zulässig. Abs. 2 Z 6 sollte lauten: „6. die Menge des erzeugten Gases;“ Abs. 2 Z 7 sollte es lauten: „7. die eingesetzten Energiequellen;“. Dem Abs. 7 sollte folgender Satz angefügt werden:

„Für erneuerbare Gase, welche in Speicheranlagen gelagert werden, gilt der Zeitpunkt der Entnahme im Ausspeisepunkt als Beginn der Erzeugung.“

Abs. 8 sollte lauten:

„(8) Der Herkunftsachweis hat folgende Angaben zu umfassen:

1. die Menge der erzeugten Gase;
2. die Art und die Leistung der Anlage;
3. den Zeitraum und den Ort der Erzeugung;
4. die eingesetzten Energiequellen;
5. Art von Investitionsbeihilfen;
6. Art etwaiger weiterer Förderungen;
7. Datum der Inbetriebnahme der Anlage;
8. Ausstellungsdatum, ausstellendes Land und eindeutige Kennnummer.“

Die Sinnhaftigkeit der Z 9, insbesondere für fossiles Gas, erschließt sich nicht.

Zu § 129c: Sind hier im Gegensatz zu § 129b nur fossile Gase erfasst? Eine Klarstellung ist erforderlich.

Zu § 130:

Abs. 9 sollte lauten:

„(9) Für erneuerbares Gas, welches bis 1. Jänner 2021 in das öffentliche Erdgasnetz eingespeist wurde und bis dahin nicht für Zwecke der Förderdokumentation oder gegenüber Endverbrauchern ausgewiesen wurde, sind in der Herkunftsachsenbank Nachweise für erneuerbares Gas auszustellen. § 129b Abs. 8 gilt sinngemäß.“

Art. 10: Starkstromwege-Grundsatzgesetz

Bislang sehen die Starkstromwegegesetze eine Bewilligungsfreistellung für Leitungsanlagen bis 1000 Volt vor, unabhängig davon, ob es sich Freileitungen oder Kabelleitungen handelt.

Der Entwurf sieht nunmehr eine Bewilligungsfreistellung für Leitungsanlagen bis 45 000 Volt vorgesehen, sofern es sich nicht um Freileitungen handelt.

Der Textvorschlag ist nun so formuliert, dass Freileitungen bis 1000 Volt somit wieder bewilligungspflichtig wären, was im Ergebnis sogar eine Verschlechterung des Vorzustandes wäre.

Bisher (d.h. seit Bestehen des Starkstromwegegesetzes 1968) sind die Freileitungen bis 1 000 Volt bewilligungsfrei, daher dürfte es sich um ein legistisches Versehen handeln, dass nach dem Text „nicht jedoch Freileitungen“ die Einfügung „über 1 000 Volt“ fehlt.

Da das Gesetz besondere Erleichterungen für Verkabelungen geben soll, ist auch eine Regelung für Kabelüberführungsmaste erforderlich. Der Kabelüberführungsmast ist jener technische Anlagenteil an dem die Freileitung in die Verkabelung mündet und ist daher für eine systematisch begünstigte Verkabelung notwendig.

§ 3 Abs. 3 Z 1 sollte lauten (siehe jedoch letzter Absatz):

(2) Sofern keine Zwangsrechte gemäß § 11 oder § 18 in Anspruch genommen werden, sind von der Bewilligungspflicht folgende Leitungsanlagen ausgenommen:

1. elektrische Leitungsanlagen bis 45 000 Volt, einschließlich Kabelüberführungsmaste, nicht jedoch Freileitungen über 1 000 Volt;

Es sind keine sachlichen Argumente für Ausnahmen erkennbar. Sinn und Zweck des Starkstromwegerechtes ist nicht die elektrotechnische Sicherheit, die ist ausreichend im Elektrotechnikgesetz geregelt. Die grundsatzgesetzlichen Vorgaben sind so zu gestalten, dass dem Ausführungsgebet ein Spielraum verbleibt, ansonsten den grundsatzgesetzlichen Vorgaben die Verfassungskonformität fehlt.

Vorschlag: (2)....., sind von der Bewilligungspflicht folgende Leitungsanlagen ausgenommen:

1. elektrische Leitungsanlagen bis 45.000 Volt, wobei Ausnahmen zulässig sind;

oder: (2)....., können von der Bewilligungspflicht für folgende Leitungsanlagen Ausnahmen vorgesehen werden:

1. elektrische Leitungsanlagen bis 45.000 Volt;

Beilage 1 (EAG-Strom)

1. Teil

Allgemeine Bestimmungen Kompetenzgrundlage und Vollziehung

§ 1. (Verfassungsbestimmung) Die Erlassung, Änderung (?), Aufhebung und Vollziehung von Vorschriften, wie sie in diesem Bundesgesetz enthalten sind, sind auch in den Belangen Bundessache, hinsichtlich derer das B-VG etwas anderes bestimmt. Die in diesen Vorschriften geregelten Angelegenheiten können unmittelbar von den in diesem Bundesgesetz vorgesehenen Einrichtungen versehen werden.

Geltungsbereich

§ 2. (1) Dieses Bundesgesetz regelt

1. die Voraussetzungen für und die Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen;
 2. die Organisation und Funktionsweise von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sowie deren Teilhabe an den Förderregelungen;
 3. Herkunftsachweise für **EnergieStrom** aus erneuerbaren Quellen sowie die Anerkennung von Herkunftsachweisen aus einem anderen EU-Mitgliedstaat, einem EWR-Vertragsstaat oder einem Drittstaat;
 4. **Grünzertifikate für Gas aus erneuerbaren Quellen;**
 4. die Erstellung eines integrierten österreichischen Netzinfrastrukturplans.
- (2) Gegenstand der Förderung sind insbesondere folgende Bereiche:
1. Förderung der Erzeugung von Strom aus bestimmten erneuerbaren Quellen durch Marktprämie;
 2. Förderung der Errichtung, Erweiterung, **Repowering** und Revitalisierung von bestimmten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen durch Investitionszuschüsse.

Umsetzung und Durchführung von Unionsrecht

§ 3. (1) Dieses Gesetz dient der Umsetzung folgender Richtlinien:

1. Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018 S. 82;
 2. Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019 S. 125.
- (2) Zudem werden mit diesem Gesetz folgende Verordnungen durchgeführt:
1. Verordnung (EU) 2018/1999 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018 S. 1;
 2. Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019 S. 54.

Ziele

§ 4. (1) Als Beitrag zur Verwirklichung der Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens 2015 und des Ziels der Europäischen Union, den Bruttoendenergieverbrauch der Union bis 2030 zu einem Anteil von mindestens 32% durch erneuerbare Energie zu decken, sowie im Bestreben, die Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu erreichen, ist es das Ziel dieses Bundesgesetzes,

1. die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen gemäß den Grundsätzen des europäischen Unionsrechts zu fördern;
2. die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen anteils- und mengenmäßig entsprechend den in Abs. 2 bis 4 angegebenen Zielwerten zu erhöhen;
3. die energieeffiziente, ressourcenschonende, marktkonforme und wettbewerbsfähige Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sicherzustellen und die Mittel zur Förderung von Strom aus erneuerbaren Quellen effizient einzusetzen;
4. die Marktintegration und die Systemverantwortung **von Strom aus erneuerbaren Energien-Quellen** zu steigern;
5. die Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen zu gewährleisten;
6. den Zusammenschluss von Bürgerinnen und Bürgern mit lokalen Behörden, kleinen und mittleren Unternehmen zu Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu ermöglichen und die gemeinsame Nutzung **der den in der Gemeinschaft produzierten Energie Strom aus erneuerbaren Quellen** zu fördern;
7. die Errichtung und Modernisierung der erforderlichen Infrastruktur durch integrierte Planung zu unterstützen;
8. die Stabilität der finanziellen Förderung im Sinne von Art. 6 der Richtlinie 2018/2001 zu gewährleisten.

(2) Die Neuerrichtung, Erweiterung und Revitalisierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sind in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass der Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird.

(3) Zur Erreichung des Ziels gemäß Abs. 2 sind ausreichende und jederzeit abrufbare Ausgleichs- und Regelenergiiekapazitäten sowie, unter Berücksichtigung ökonomischer und ökologischer Möglichkeiten, netzbetriebsnotwendige Flexibilität anzustreben.

(4) Zur Erreichung des in Abs. 2 angegebenen Zielwertes für das Jahr 2030 ist ausgehend von der Produktion im Jahr 2020 die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 mengenwirksam um 27 TWh zu steigern. Davon sollen 11 TWh auf Photovoltaik, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse entfallen. Der Beitrag der Photovoltaik soll insbesondere durch das Ziel, eine Million Dächer mit Photovoltaik auszustatten, erreicht werden.

(5) Die für Förderungen nach diesem Bundesgesetz und dem Ökostromgesetz~~s~~ 2012 (ÖSG 2012), BGBl. 75/2011, erforderlichen jährlichen finanziellen Mittel sollen im dreijährigen Mittel eine Milliarde Euro nicht übersteigen.

(6) Maßnahmen dieses Bundesgesetzes dienen der Einhaltung des durch die Referenzwerte gemäß Art. 29 Abs. 2 der Verordnung (EU) 2018/1999 beschriebenen indikativen Zielpfads der Union.

Begriffsbestimmungen

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

1. „Anlage“ Einrichtungen, die dem Zweck der Erzeugung oder Speicherung von Energie aus erneuerbaren Quellen dienen und in einem technisch-funktionalen Zusammenhang stehen; sofern nicht anders bestimmt, ist bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen der technisch-funktionale Zusammenhang durch den Zählpunkt gegeben;
2. „anzulegender Wert“ jenen Wert, der im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt oder administrativ festgelegt wird und Grundlage für die Berechnung der Marktprämie ist;
3. „Ausschreibung“ ein diskriminierungsfreies und transparentes wettbewerbliches Verfahren zur Bestimmung der Empfänger einer Marktprämie und der Höhe des für die Berechnung der Marktprämie anzulegenden Wertes;
4. „Ausschreibungsvolumen“ die Summe der zu installierenden Leistung, für die eine Förderung durch Marktprämie zu einem Gebotstermin ausgeschrieben wird;
5. „Biogas“ gasförmige Kraft- und Brennstoffe, die durch Vergärung von Biomasse hergestellt werden;
6. „Biomasse“ den biologisch abbaubaren Teil von Produkten, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs;
7. „Biomasse-Brennstoffe“ gasförmige und feste Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;
8. „Brennstoffnutzungsgrad“ die Summe aus Stromerzeugung und genutzter Wärmeerzeugung, geteilt durch den Energieinhalt der eingesetzten Energieträger bezogen auf ein Kalenderjahr;
9. „einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung“ das in der Verordnung (EU) 2015/1222 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement definierte Auktionsverfahren;
10. „Eigenversorgungsanteil“ den Anteil an erzeugtem **Energie Strom**-aus erneuerbaren Quellen, der für die deckung des eigenen Bedarfes verwendet wird;
11. „**Strom** aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen, das heißt Wind, Sonne (Solarthermie und Photovoltaik), geothermische Energie, Umgebungsenergie, Gezeiten-, Wellen- und sonstige Meeresenergie, Wasserkraft und Energie aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Biogas, **Holzgas** und erneuerbarem Gas;
12. „Engpassleistung“ im Bereich der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage mit allen Maschinensätzen; bei Photovoltaikanlagen gilt die Modulspitzenleistung (Leistung in kW_{peak}) als Engpassleistung;
13. „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft“ eine Rechtsperson, die erneuerbare **Energie Strom** erzeugt, verbraucht, speichert oder verkauft und es ermöglicht, **den innerhalb der Gemeinschaft erzeugten Energie Strom** gemeinsam zu nutzen; deren Mitglieder oder Gesellschafter müssen im Nahebereich gemäß § 75 angesiedelt sein;
14. „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ jenen Beitrag, der von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern, Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte** und den Endverbrauchern gemäß § 68, zu leisten ist und der anteiligen Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 dient;
15. „Erneuerbaren-Förderpauschale“ jenen Beitrag in Euro pro Zählpunkt, der von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, **Stromspeichern, Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder –kälte** und den Endverbrauchern gemäß § 68, zu leisten ist und der Abdeckung der Investitionszuschüsse nach dem 2. Teil dieses Gesetzes sowie der anteiligen Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 dient;“

16. „erneuerbares Gas“ erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung (Bio-, Klär-, Deponie- und Holzgas), das ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Quellen hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird;
17. „erneuerbarer Strom“ elektrische Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird;
18. „erneuerbarer Wasserstoff“ Wasserstoff, der ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern Quellen erzeugt wird;
19. „Erweiterung“ in Bezug auf Wasserkraftanlagen die Erhöhung des Regelarbeitsvermögens von bestehenden Anlagen durch die Nutzung von Wasser aus zusätzlichen Einzugsgebieten oder die Erschließung zusätzlicher Fallhöhen; in Bezug auf andere Energieträger die Erhöhung der Engpassleistung durch eine Änderung des ursprünglichen Anlagenbestandes;
20. „Feinstaub“ Partikel, die einen grösenselektierenden Lufteinlass passieren, der für einen aerodynamischen Durchmesser von $10 \mu\text{m}$ eine Abscheidewirksamkeit von 50% aufweist;
21. „flüssige Biobrennstoffe“ flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte, bestimmt sind;
22. „Gebotsmenge“ die zu installierende Leistung Engpassleistung in kW, für die der Bieter ein Gebot abgibt;
23. „Gebotstermin“ den Kalendertag, an dem die Frist für die Abgabe von Geboten für eine Ausschreibung abläuft;
24. „Gebotswert“ den anzulegenden Wert in Cent pro kWh, den der Bieter in seinem Gebot angibt;
25. „Gebotszone“ das in der Verordnung (EU) 2019/943 definierte Gebiet;
26. „geothermische Energie“ Energie, die in Form von Wärme unter der festen Erdoberfläche gespeichert ist;
27. „Grüngassiegel“ den Nachweis von Energie, die auf das nationale Erneuerbaren Referenzziel der Republik Österreich gemäß Art. 3 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 angerechnet werden kann;
28. „Grünland“ Grundstücke, die nach dem auf sie anwendbaren Flächenwidmungsplan die Widmung oder Nutzungsart Grünland, Grünfläche, Freiland, Freifläche oder Bauerwartungsfläche aufweisen;
29. „Grünzertifikat für Gas“ ein Dokument, das die Produktion für nicht in das öffentliche Netz eingespeiste erneuerbare Gase nachweist;
30. „Herkunftsnnachweis“ ein elektronisches Dokument, das ausschließlich als Nachweis gegenüber einem Endkunden dafür dient, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge an Energie Strom aus erneuerbaren Quellen produziert wird;
31. „öffentliches Elektrizitätsnetz“ ein Elektrizitätsnetz mit 50 Hz-Nennfrequenz, zu dem Netzzugang gemäß den landesrechtlichen Ausführungsgesetzen zu § 15 des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010, zu gewähren ist;
- 31a. „pauschale Ausgleichsenergieverrechnung“ die Beteiligung an der Mittelaufbringung für die Ausgleichsenergie durch die Verrechnung einer Ausgleichsenergiapauschale in €kW/Jahr bezogen auf die Summe der installierten Engpassleistung der Erzeugungsanlagen, welche kostenorientiert von der Verrechnungsstelle festzulegen und von den Netzbetreibern einzuheben ist;
32. „Referenzmarktpreis“ den für die Bemessung der Höhe der Marktprämie heranzuziehenden Mittelwert der Stundenpreise eines gegebenen Zeitraums in einer Gebotszone in Cent pro kWh;
33. „Referenzmarktwert“ den für die Bemessung der Höhe der Marktprämie heranzuziehenden erzeugungsmengengewichteten Mittelwert der Stundenpreise einer Technologie eines gegebenen Zeitraums in einer Gebotszone in Cent pro kWh;
34. „Regelarbeitsvermögen“ die sich aus der Wassermengendauerlinie für das Regeljahr ergebende Stromerzeugungsmenge, unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen (tatsächliche durchschnittliche Produktion der letzten drei Betriebsjahre);
35. „Repowering“ die Investition in die Modernisierung von Kraftwerken, die erneuerbare Energie produzieren, einschließlich des vollständigen oder teilweisen Austausches von Anlagen oder Betriebssystemen und -geräten zum Austausch von Kapazität oder zur Steigerung der Effizienz oder der Kapazität der Anlage;
36. „Reststoff“ einen Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch den Produktionsprozess unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren;
37. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung;
38. „Revitalisierung“ das Repowering von Wasserkraftanlagen, welches ohne Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes zu einer Erhöhung der Engpassleistung oder zu einer Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um mindestens 5% führt. Unter Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes dürfen die Engpassleistung und das Regelarbeitsvermögen nach durchgeföhrter Revitalisierung auch unter den vor der Revitalisierung erreichten Werten liegen, wenn die Erzeugungsverluste aufgrund von ökologischen Maßnahmen mehr als 5% betragen. Eine Revitalisierung ist nur dann gegeben, wenn mindestens zwei der

wesentlichen Anlagenteile, wie Turbine, Wasserfassung, Druckleitung, Triebwasserkanal, Krafthaus oder Staumauer bzw. Wehranlagen, welche vor Baubeginn bereits bestanden haben, weiter verwendet werden;

39. „Stand der Technik“ den auf den einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhenden Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist. Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere jene vergleichbaren Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen, welche am effizientesten zur Erreichung der in § 4 enthaltenen Ziele sind;

40. „synthetisches Gas“ Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird;

41. „Umgebungsenergie“ natürlich vorkommende thermische Energie und in der Umwelt innerhalb eines begrenzten Gebietes angesammelte Energie, die in der Umgebungsluft, mit Ausnahme von Abluft, oder in Oberflächengewässern oder Abwässern gespeichert sein kann;

42. „Vergabevolumen“ die Summe der zu installierenden Leistung, für die eine Förderung durch Marktprämie auf Antrag gewährt wird;

43. „Volllaststunden“ den Quotienten aus erwarteter jährlicher Stromerzeugung dividiert durch die Engpassleistung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen;

43a. „virtueller Zählpunkt“ Einspeise-und/oder Entnahmestelle, an der ein Teil einer Strommenge eines realen Zählpunkts erfasst wird;

44. „Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft“ die Summe der festen und flüssigen tierischen Ausscheidungen. Wirtschaftsdünger kann auch untergeordnete Mengen an zusätzlichen Produkten, die von den Ausscheidungen nicht ohne großen wirtschaftlichen Aufwand getrennt werden können, enthalten;

45. „Zuschlagswert“ den anzulegenden Wert, zu dem ein Zuschlag in einer Ausschreibung erteilt wird; er entspricht dem Gebotswert, sofern nicht anders bestimmt;

(2) Im Übrigen gelten die Definitionen des EIWOG 2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBI. I Nr. x/y und des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011), BGBI. I Nr. 107/2011, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBI. I Nr. x/y.

(3) Soweit in diesem Bundesgesetz auf Bestimmungen anderer Bundesgesetze ohne Bezugnahme auf eine bestimmte Fassung verwiesen wird, sind diese Bestimmungen in ihrer jeweils geltenden Fassung anzuwenden.

(4) Soweit sich die in diesem Bundesgesetz verwendeten Bezeichnungen auf natürliche Personen beziehen, gilt die gewählte Form für beide Geschlechter. Bei der Anwendung dieser Bezeichnungen auf bestimmte natürliche Personen ist die jeweils geschlechtsspezifische Form zu verwenden.

Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe

§ 6. (1) Energie in Form von flüssigen Biobrennstoffen oder Biomasse-Brennstoffen wird für die in Z 1 und 2 genannten Zwecke nur dann berücksichtigt, wenn sie die Nachhaltigkeitsanforderungen und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Abs. 2 und 3 erfüllt:

1. Anrechnung auf den Beitrag der Republik Österreich gemäß Art. 3 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001;
2. Erhalt von Förderungen nach diesem Bundesgesetz für Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 20 MW und mehr und für Anlagen auf Basis von Biogas mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von 2 MW und mehr.

(2) Bei Verwendung landwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für die Produktion von flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen gelten die Anforderungen der Nachhaltige landwirtschaftliche Ausgangsstoffe-Verordnung, BGBI. II Nr. 124/2018 in der Fassung BGBI. II Nr. xx/2020. Bei Verwendung forstwirtschaftlicher Ausgangsstoffe für die Produktion von flüssigen Brennstoffen und Biomasse-Brennstoffen gelten die einschlägigen Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe.

(3) Nähere Bestimmungen zu den Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgase von flüssigen Brennstoffen und Biomasse-Brennstoffen, die zur Erzeugung von erneuerbarem Strom oder erneuerbaren Gasen eingesetzt werden, sind durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festzulegen. Dabei ist auf die in Abs. 2 genannten Verordnungen Bedacht zu nehmen. Die Verordnung kann Regelungen zur Überprüfung und Kontrolle der Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien vorsehen.

Anpassung der Fördermittel

§ 7. (1) Übersteigen die für Förderungen nach diesem Bundesgesetz und dem ÖSG 2012 erforderlichen jährlichen finanziellen Mittel im arithmetischen Mittel drei aufeinanderfolgender Kalenderjahre, wobei die Berechnung der erforderlichen finanziellen Mittel für das dritte Jahr jeweils auf einer Prognose nach dem EAG-Monitoringbericht gemäß § 86 beruht, den Betrag von einer Milliarde Euro, sind die jährlichen Ausschreibungs volumen, Vergabevolumen bzw. Fördermittel jeder Technologie und Förderart dieses Bundesgesetzes bis zum Jahr 2030 in Summe um jenen Prozentsatz zu kürzen, um den das arithmetische Mittel eine Milliarde Euro übersteigt. Die Kürzung ist zu gleichen Teilen auf die Folgejahre bis 2030 zu verteilen. Beim

Ausmaß der Kürzung sind Verschiebungen gemäß Abs. 2, § 31 Abs. 3, § 36 Abs. 3, § 40 Abs. 3, § 45 Abs. 4, § 55 Abs. 8, 56 Abs. 7, § 57 Abs. 7 und Kürzungen gemäß Abs. 3 entsprechend zu berücksichtigen.

(2) Wird eine Technologie nach diesem Bundesgesetz sowohl über die Gewährung von Marktprämien als auch über die Gewährung von Investitionszuschüssen gefördert, kann das jährliche Ausschreibungs- bzw. Vergabevolumen für diese Technologie im Ausmaß von maximal 30% reduziert werden, wenn die jährlich für Investitionszuschüsse zur Verfügung stehenden Fördermittel derselben Technologie im selben Ausmaß erhöht werden und umgekehrt.

(3) Wird für eine Technologie der Zielwert gemäß § 4 Abs. 3 erreicht, können für diese Technologie im Folgejahr die in diesem Bundesgesetz festgelegten jährlichen Ausschreibungsvolumen bzw. Fördermittel reduziert werden.

(4) Für die Berechnung der Kürzung und Erhöhung der Ausschreibungs- bzw. Vergabevolumen ist für Betriebsförderungen nach dem 2. Teil, 2. Hauptstück von folgenden durchschnittlichen jährlichen Volllaststunden auszugehen:

1. Anlagen auf Basis von Biomasse 6 850 Volllaststunden;
2. Wasserkraftanlagen bis 1 MW Engpassleistung 4 000 Volllaststunden;
3. Wasserkraftanlagen über 1 MW Engpassleistung 5 000 Volllaststunden;
4. Windkraftanlagen 2 500 Volllaststunden;
5. Photovoltaikanlagen 1 000 Volllaststunden;
6. Anlagen auf Basis von Biogas 7 000 Volllaststunden.

Die durchschnittlichen jährlichen Volllaststunden können mit Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort angepasst werden.

(5) (**Verfassungsbestimmung**) Wenn die Kürzungen gemäß Abs. 1 die Erreichung der Ziele gemäß § 4 Abs. 4 gefährden, hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie den Hauptausschuss des Nationalrates zu befassen. Der Hauptausschuss des Nationalrates hat daraufhin zu entscheiden, ob die Kürzungen gemäß Abs. 1 vorgenommen werden oder ob davon abgesehen wird; in letzterem Fall sind keine Kürzungen vorzunehmen. Der Beschluss des Hauptausschusses ist der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu übermitteln. Die Bundesministerin hat dem Hauptausschuss alle Berechnungen und Prognosen sowie alle diesen zugrundeliegenden Daten und Werte zur Verfügung zu stellen.

(6) Verschiebungen gemäß Abs. 2 und Kürzungen gemäß Abs. 3 sind für das betreffende Kalenderjahr bis zum 15. Jänner durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort festzulegen.

(7) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat bis zum 15. Jänner jeden Jahres die jährlichen Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen bzw. Fördermittel für jede Technologie und Förderart auf ihrer Homepage zu veröffentlichen.

Auskunftspflicht

§ 8. (Verfassungsbestimmung) Elektrizitätsunternehmen, Erdgasunternehmen sowie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind verpflichtet, der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie sowie den zuständigen Behörden jederzeit Einsicht in alle Unterlagen und Aufzeichnungen zu gewähren sowie Auskünfte über alle den jeweiligen Vollzugsbereich betreffende Sachverhalte zu erteilen. Diese Pflicht zur Duldung der Einsichtnahme und Erteilung der Auskunft besteht ohne konkreten Anlassfall auch dann, wenn diese Unterlagen oder Auskünfte zur Klärung oder zur Vorbereitung der Klärung entscheidungsrelevanter Sachverhalte in künftig durchzuführenden Verfahren erforderlich sind.

2. Teil

Förderregelungen für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen

1. Hauptstück

Betriebsförderungen

1. Abschnitt

Marktpremie

Grundsätzliches

§ 9. (1) Die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen kann nach Maßgabe der nachfolgenden Bestimmungen durch Marktpremie gefördert werden.

(2) Die Marktpremie ist darauf gerichtet, die Differenz zwischen den Produktionskosten von Strom aus erneuerbaren Quellen und dem Referenzmarktwert für Strom für eine bestimmte Dauer ganz oder teilweise auszugleichen. Sie wird als Zuschuss für vermarkteten und tatsächlich in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten Strom aus erneuerbaren Quellen gewährt, für den Herkunftsachweise ausgestellt wurden.

(3) Marktprämien werden im Rahmen einer Ausschreibung nach den Bestimmungen des 2. Abschnittes oder auf Antrag nach den Bestimmungen des 3. Abschnittes gewährt

(4) Der Anspruch auf Marktprämie besteht auch, wenn der erneuerbare Strom vor der Einspeisung in das öffentliche Elektrizitätsnetz zwischengespeichert worden ist. In diesem Fall bezieht sich der Anspruch auf die erneuerbare Strommenge, die aus dem Stromspeicher in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeist wird. Die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde bestimmt sich nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte.

(5) Erfolgt die Abgabe erneuerbaren Stroms in das öffentliche Elektrizitätsnetz aus mehreren Anlagen über nur einen Zählpunkt, so ist von einer Zusammensetzung der Einspeisung entsprechend dem Anteil der im Antrag angegeben Mengen jeder Anlage an der gesamten Menge aller angeschlossenen Anlagen auszugehen, es sei denn, der Anlagenbetreiber weist die Herkunft des erneuerbaren Stroms aus einer bestimmten Anlage explizit nach, beispielsweise durch Stillstandsprotokolle einzelner Anlagen, Schaltzustände dieser Anlagen oder durch Messergebnisse mittels virtueller Zählpunkte. Auf Verlangen eines Anlagenbetreibers sind virtuelle Zählpunkte einzurichten.

(6) Wird eine Anlage erweitert, dann sind auf den ursprünglichen Teil die ursprünglichen Regelungen und Preisansätze, auf den erweiterten Teil die Regelungen und Preisansätze des 2. bzw. 3. Abschnitts des 2. Teiles anzuwenden. Ein Mischtarif ist nicht zu bilden, Abs. 4 gilt sinngemäß.

Allgemeine Förderungsvoraussetzungen

§ 10. (1) Durch Marktprämie förderfähig ist die Erzeugung von Strom aus

1. neu errichteten und erweiterten Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung bis **20,5 MW** sowie die ersten **25 MW** bei neu errichteten, revitalisierten und erweiterten Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung über **20 MW**, mit Ausnahme von

a) Neubauten, die in Wasserkörpern mit sehr gutem ökologischen Zustand liegen; **Revitalisierungen und Erweiterungen, die in ökologisch wertvollen Gewässerstrecken mit sehr gutem ökologischen Zustand liegen, sowie Neubauten und Erweiterungen, die in ökologisch wertvollen Gewässerstrecken liegen, die auf einer durchgehenden Länge von mindestens einem Kilometer einen sehr guten hydromorphologischen Zustand aufweisen;**

b) Neubauten in Schutzgebieten (Natura 2000, Nationalpark), bei denen der Erhaltungszustand mehrerer Schutzzüter nachhaltig erheblich verschlechtert und diese als nicht naturverträglich bewertet werden. **Revitalisierungen und Erweiterungen, die den Erhaltungszustand von Schutzzügen der Richtlinie 92/43/EWG zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen, ABl. Nr. L 206 vom 22.07.1992 S. 7 (Fauna Flora Habitat Richtlinie), oder der Richtlinie 2009/147/EG über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten, ABl. Nr. L 20 vom 30.11.2009 S. 7 (Vogelschutzrichtlinie), verschlechtern und in Schutzgebieten (Natura 2000, Nationalpark) liegen.**

2. neu errichteten und repoweren Windkraftanlagen sowie Erweiterungen von Windkraftanlagen.

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

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

b) auf einer Eisenbahnanlage oder Deponie,

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

4. neu errichteten Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung, bis 5 MW_{el} sowie neu errichteten Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung über 5 MW_{el} für die ersten 5 MW_{el}, wenn die Anlage

a) einen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60% erreicht,

b) dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen zur Vermeidung von Feinstaub aufweist,

b) die Kriterien gemäß § 6 Abs. 2 und 3 erfüllt,

c) über einen dem Technik entsprechenden Wärmezähler verfügt und

d) über ein Konzept der Rohstoffversorgung zumindest über die ersten fünf Betriebsjahre verfügt.

5. neu errichteten Anlagen auf Basis von Biogas mit einer Engpassleistung bis 150 kW_{el}, wenn die Anlage

a) einen Brennstoffnutzungsgrad von über **60%** erreicht,

b) ausschließlich im **Nahebereich** der Anlage anfallende Biomasse in Form von biologisch abbaubaren Abfällen und Reststoffen, wovon mindestens 30% auf Wirtschaftsdünger tierischer Herkunft entfallen, als Brennstoff einsetzt,

c) zu mehr als 10% Strom für die Eigenversorgung erzeugt,

d) mehr als 15 km vom nächsten Anschlusspunkt an das Gasnetz entfernt ist,

e) über einen dem Stand der Technik entsprechenden Wärmezähler verfügt,

f) über ein Konzept der Rohstoffversorgung zumindest über die ersten fünf Betriebsjahre verfügt **und**

g) die Kriterien gemäß § 6 Abs. 2 und 3 erfüllt. .

6. bestehenden Anlagen auf Basis von Biomasse nach Ablauf der Förderdauer nach den Bestimmungen des ÖSG 2012, des Ökostromgesetzes, BGBI. I Nr. 149/2002, und der auf Grundlage des Grundsatzgesetzes über die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse (Biomasseförderung-Grundsatzgesetz), BGBI. I Nr. 43/2019, erlassenen Landesausführungsgesetze, wenn die Anlage

- a) einen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60% erreicht, sofern die Anlage zum Betrieb aufgrund außergewöhnlicher Naturereignisse nicht mehr als 50% Schadholz einsetzt; dieses Erfordernis gilt nicht für Holzkraftwerke mit Entnahmekondensationsturbinen, die bis zum 31. Dezember 2004 in erster Instanz genehmigt wurden und bei denen eine effiziente Stromproduktion dadurch erreicht wird, dass die Kondensation des Turbinenabdampfs im Jahresmittel bei niedrigen Temperaturen im Vakuum mit einem Abdampfdruck von höchstens 0,2 bar absolut, bei einer Engpassleistung bis 2,5 MW_{el} von höchstens 0,3 bar absolut, erfolgt,
- b) dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen zur Vermeidung von Feinstaub aufweist,
- c) über einen dem Stand der Technik entsprechenden Wärmezähler verfügt,
- d) über ein Konzept der Rohstoffversorgung zumindest über die weiteren fünf Betriebsjahre verfügt **und**
- e) die Kriterien gemäß § 6 Abs. 2 und 3 erfüllt.

7. bestehende Anlagen auf Basis von Biogas nach Ablauf der Förderdauer nach den Bestimmungen des ÖSG 2012 oder den Bestimmungen des Ökostromgesetzes, BGBI. I Nr. 149/2002, wenn die Anlage

- a) einen Brennstoffnutzungsgrad von mehr als 60% erreicht,
- b) maximal 60% aus den Kulturarten Getreide- und Mais bestehende Brennstoffe einsetzt,
- c) über einen dem Stand der Technik entsprechenden Wärmezähler verfügt,
- d) über ein Konzept der Rohstoffversorgung zumindest über die weiteren fünf Betriebsjahre verfügt **und**
- e) die Kriterien gemäß § 6 Abs. 2 und 3 erfüllt.

(2) Eine Förderung durch Marktprämie wird dem Betreiber einer Anlage **mit Standort in Österreich** nur gewährt, wenn die Anlage gemäß Abs. 1 an das österreichische öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossen, ferngesteuert regelbar und mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenze des § 17 Abs. 2 EIWO 2010 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWO 2010 ausgestattet ist.

(3) Bei Anlagenerweiterungen werden nur die aus der im Fördervertrag vereinbarten Engpassleistung der Anlagenerweiterung resultierenden Erzeugungsmengen oder die im Fördervertrag vereinbarten aus der Erhöhung des Regelarbeitsvermögens resultierenden Erzeugungsmengen gefördert. Besteht für den Anlagenbestand ein aufrechter Vertrag über die Kontrahierung von Ökostrom mit der Ökostromabwicklungsstelle nach den Bestimmungen des ÖSG 2012 oder mit einem Biomasse-Bilanzgruppenverantwortlichen nach den Bestimmungen eines auf der Grundlage des Biomasseförderung-Grundsatzgesetzes, BGBI. I Nr. 43/2019, erlassenen Landesausführungsgesetzes, ist die Anlagenerweiterung durch Marktprämie nur förderfähig, wenn die Anlagenerweiterung nicht einer Ökobilanzgruppe oder Biomassebilanzgruppe zugeordnet ist. .

(4) Eine Förderung durch Marktprämie ist ausgeschlossen, wenn sie keinen Anreizeffekt nach den beihilferechtlichen Regelungen der Europäischen Union hat oder die Gewährung einer Förderung gegen andere Vorgaben des unionsrechtlichen Beihilferechts verstößen würde.

(5) Betriebsförderungen durch Marktprämie nach diesem Bundesgesetz dürfen nicht gewährt werden, wenn Investitionsförderungen oder etwaige weitere Förderungen für eine Anlage durch Bund, Länder und/oder Gemeinden in Anspruch genommen werden, ausgenommen Maßnahmen zur Anhebung des ökologischen Standards von Anlagen.

Anmerkung: Holz-, Deponie- und Klärgas fehlen!!!

Berechnung der Marktprämie

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

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

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

(2) Die Marktprämie wird für die in einem Kalendermonat ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Strommenge auf Basis des Referenzmarktwertes gemäß § 13 desselben Kalendermonats gewährt.

(3) Die Berechnung der Marktprämie erfolgt entsprechend der von der Anlage erzeugten und in das öffentliche **Elektrizitätsnetz** eingespeisten Strommenge, soweit bei der Erzeugung die jeweils im Fördervertrag vereinbarte Engpassleistung nicht überschritten wurde. Im Falle von Überschreitungen der Engpassleistung sind die aus der Leistungsüberschreitung resultierenden Erzeugungsmengen in der Berechnung der Marktprämie nicht

zu berücksichtigen. Die Abrechnung erfolgt auf Basis der Differenz zwischen den gemessenen Viertelstundenwerten und der Engpassleistung.

(4) Ergibt sich bei der Berechnung gemäß Abs. 1 bis 3 ein Wert kleiner null, wird die ~~Marktpreis für Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung unter 2 MW sowie Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas mit null festgesetzt.~~

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

(5) Im anzulegenden Wert ist die Umsatzsteuer nicht enthalten.

(6) Die Netzbetreiber haben der EAG-Förderabwicklungsstelle sämtliche für die Berechnung und Auszahlung der Marktpreis erforderlichen Daten, wie insbesondere die in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten Mengen, zur Verfügung zu stellen.

Referenzmarktpreis

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

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

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

Referenzmarktwert

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

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

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

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

Auszahlung der Marktpreis

§ 14. (1) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat bis zum Ende eines Kalendermonats die Auszahlung der für das jeweils vorangegangene Kalendermonat an den Betreiber der Anlage zu leisten, eine Akontierung auf die voraussichtliche Marktpreis des Vormonats zu leisten.

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

(3) Für Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Photovoltaikanlagen hat die Akontierung auf Grundlage des gemäß § 13 ermittelten Referenzmarktwertes des jeweils vorangegangenen Quartals zu erfolgen. Die Differenz zwischen der Akontierung und der tatsächlich auszubezahlenden Förderung ist von der EAG-Förderabwicklungsstelle mittels Aufrechnung, Rückforderung oder zusätzlicher Erstattung für ein Quartal bis

~~zum 15. des darauffolgenden Quartals auszugleichen. Allfällige nachträgliche Korrekturen sind im Rahmen einer Jahresabrechnung auszugleichen.~~

Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen

§ 15. Wenn der Stundenpreis gemäß § 13 Abs.1 und für den gleichen Zeitraum der Stundenpreis am Intraday-Spotmarkt der Strombörsse EPEX SE für das Marktgebiet Österreich (gewichteter Durchschnitt oder Index) in der einheitlichen Day Ahead Marktkopplung für das Marktgebiet Österreich bzw. bei Nichtverfügbarkeit der einheitlichen Day Ahead Marktkopplung der ersatzweise veröffentlichte Stundenpreis desjenigen nominierten Strommarktbetreibers, der im vorangegangenen Kalenderjahr den höchsten Handelsumsatz in der für Österreich relevanten Gebotszone aufgewiesen hat, in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich die Marktprämie für den gesamten Zeitraum, in dem die vorangeführten Stundenpreise ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.

Managementprämie

§ 15a. (1) Die Anlagenbetreiber haben ab Beginn der Direktvermarktung einen Rechtsanspruch auf Zahlung einer Prämie für die Direktvermarktungskosten des erzeugten Ökostroms. Die Prämie ist für jede selbsterzeugte und vermarktete kWh zu entrichten und beträgt 0,8 Cent pro kWh. Die Managementprämie ist gemeinsam mit der Marktprämie von der EAG-Förderabwicklungsstelle zur Auszahlung zu bringen.

(2) Ab 1.1.2026 kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bei wesentlicher Änderung der Marktbedingungen wie Veränderungen der Organisation, der Preisbildung oder des Preisniveaus am Regel- und Ausgleichsenergiemarkt die Höhe der Managementprämie gemäß Abs. 1 mittels Verordnung neu festsetzen.

Beginn, Dauer und Beendigung der Förderung

§ 16. Sofern nicht anders bestimmt, werden Marktprämien ab Inbetriebnahme der Anlage für eine Dauer von 20 Jahren gewährt.

Allgemeine Förderbedingungen

§ 17. (1) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat mit BieterInnen, die einen Zuschlag gemäß § 23 erhalten haben und mit Förderwerbern, deren Antrag auf Förderung durch Marktprämie gemäß § 45 oder § 53 angenommen wurde, Verträge über die Förderung durch Marktprämie auf der Grundlage von Allgemeinen Förderbedingungen abzuschließen.

(2) Die Allgemeinen Förderbedingungen haben insbesondere Bestimmungen zu enthalten über:

1. Durchführung, Zeitpunkte und Methoden von Zahlungen;
2. Übermittlung von Daten und einzuhaltende Datenformate;
3. Rechte und Pflichten der Fördernehmer;
4. Störungen in der Vertragsabwicklung, Haftung und Rückabwicklung.

(3) Die Allgemeinen Förderbedingungen sind von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie mit Bescheid zu genehmigen. Die Genehmigung ist erforderlichenfalls unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen und Befristungen zu erteilen.

(4) Die EAG-Förderabwicklungsstelle ist verpflichtet, über Aufforderung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie die Allgemeinen Förderbedingungen zu ändern oder neu zu erstellen.

2. Abschnitt

Ausschreibungen

1. Unterabschnitt

Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen

Höchstpreise

§ 18. (1) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus durch Verordnung gesondert für jede Technologie Höchstpreise in Cent pro kWh, bis zu denen Angebote in Ausschreibungen beachtet werden, auf Basis eines oder mehrerer Gutachten festzulegen.

(2) Für die Festlegung der Höchstpreise sind folgende Grundsätze anzuwenden:

1. die Höchstpreise haben sich an den Kosten zu orientieren, die für den Betrieb einer kosteneffizienten, dem Stand der Technik entsprechenden Anlage erforderlich sind;

2. die Kosten haben Abschreibungen und eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer

Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen;

3. für Anlagen auf Basis von Biomasse darf die Festlegung des Höchstpreises nicht in einer solchen Form erfolgen, dass Biomasse ihrer stofflichen Nutzung entzogen wird bzw. Nahrungs- und Futtermittel ihrem ursprünglichen Verwendungszweck entzogen werden.

(3) Die Höchstpreise sind für jedes Kalenderjahr gesondert zu bestimmen, wobei unterjährige Anpassungen zulässig sind. Bis zum Inkrafttreten einer neuen Verordnung gelten die letztgültigen Höchstpreise weiter.

Bekanntmachung der Ausschreibung

§ 19. (1) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat spätestens zwei Monate vor dem jeweiligen Gebotstermin die Ausschreibung auf ihrer Internetseite bekanntzumachen. Die Bekanntmachung hat jedenfalls zu enthalten:

1. den Gebotstermin (Datum und Uhrzeit);
2. die Art der erneuerbaren Energiequelle, aus der Strom erzeugt wird;
3. das Ausschreibungsvolumen in kW;
4. den jeweiligen Höchstpreis;
5. die Form der Geboteinreichung;
6. die Fördervoraussetzungen (§ 10) und sonstigen Bedingungen, die Voraussetzung für die Berücksichtigung von Geboten darstellen.

(2) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat in geeigneter, leicht verständlicher Form allgemeine Hinweise zur Teilnahme an einer Ausschreibung auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen.

Anforderungen an Gebote

§ 20. Die Gebote müssen die folgenden Angaben enthalten:

1. Name, Anschrift, Telefonnummer und E-Mail-Adresse des Bieters; bei Personengesellschaften und juristischen Personen zusätzlich den Sitz, gegebenenfalls die Firmenbuchnummer sowie den Namen einer natürlichen Person, die zur Vertretung für alle Handlungen nach diesem Gesetz bevollmächtigt ist;
2. die erneuerbare Energiequelle, für die das Gebot abgegeben wird;
3. den Standort oder geplanten Standort der Anlage unter Angabe der Katastralgemeinde und Grundstücksnummer;
4. eine Projektbeschreibung mit Angaben und Nachweisen zur Erfüllung der Fördervoraussetzungen (§ 10) und einem Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplan;
5. die Gebotsmenge in kW ohne Nachkommastellen;
6. den Gebotswert in Cent pro kWh mit zwei Nachkommastellen;
7. einen Nachweis, dass für die Neuerrichtung, Erweiterung oder Repowering der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind;
8. einen Nachweis über den Erlag einer Sicherheitsleistung gemäß § 22;
9. eine Erklärung zur Bereitstellung von Messdaten in Echtzeit.

Einreichung der Gebote

§ 21. (1) Die Gebote sind bei der EAG-Förderabwicklungsstelle über das von der EAG-Förderabwicklungsstelle einzurichtende elektronische Ausschreibungssystem einzubringen.

(2) Die Gebote müssen spätestens bis zum jeweiligen Gebotstermin vollständig bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen. Die Gebote gelten als eingelangt, wenn sie in den elektronischen Verfügungsreich der EAG-Förderabwicklungsstelle gelangt sind.

(3) Bieter sind bis zum Abschluss des Zuschlagsverfahrens gemäß § 23 an ihre Gebote gebunden.

(4) Die Zurückziehung von Geboten ist bis zum jeweiligen Gebotstermin zulässig; maßgeblich ist das Einlangen einer entsprechenden Rücknahmeerklärung bei der EAG-Förderabwicklungsstelle. Die Neueinbringung eines Gebotes ist nur nach Zurückziehung des ursprünglichen Gebotes möglich.

(5) Bieter dürfen in einer Ausschreibung mehrere Gebote für unterschiedliche Anlagen abgeben. Die Abgabe mehrerer Gebote für ein und dieselbe Anlage ist unzulässig.

(6) Die Kosten für die Erstellung und Einbringung von Geboten samt aller Vorleistungen und Nachweise trägt der Bieter.

Sicherheitsleistung

§ 22. (1) Bieter haben bei der EAG-Förderabwicklungsstelle eine Sicherheitsleistung zu erlegen, durch die die Zahlung von Pönalen gemäß § 28 gesichert wird.

(2) Die Sicherheitsleistung gemäß Abs. 1 unterteilt sich in

1. eine Erstsicherheit, die bei Gebotsabgabe zu entrichten ist, und

2. eine Zweitsicherheit, die im Falle eines Zuschlags spätestens am zehnten Werktag nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlages zusätzlich zu der Erstsicherheit zu entrichten ist.

(3) Der Erlag der Sicherheitsleistung hat durch

1. Einzahlung auf ein von der EAG-Förderabwicklungsstelle bekanntzugebendes Konto oder
2. Übergabe einer entsprechenden abstrakten Bankgarantie eines Kreditinstitutes gemäß § 1 Abs. 1
Bankwesengesetz (BWG), BGBI. Nr. 532/1993, zugunsten der EAG-Förderabwicklungsstelle
zu erfolgen. Im Fall der Einzahlung auf das Konto der EAG-Förderabwicklungsstelle muss der Betrag der
Erstsicherheit bis zum Gebotstermin und der Betrag der Zweitsicherheit spätestens bis zum Ablauf des zehnten
Wertages nach der öffentlichen Bekanntgabe der Zuschlagserteilung auf dem Konto der EAG-
Förderabwicklungsstelle gutgeschrieben sein.

(4) Die Sicherheitsleistung gemäß Abs. 3 Z 1 ist von der EAG-Förderabwicklungsstelle treuhändig zu
verwahren, bis die Voraussetzungen zur Rückgabe oder der vollständigen oder teilweisen Einbehaltung
vorliegen. Eine Verzinsung zugunsten des Bieters erfolgt nicht.

Zuschlagsverfahren

§ 23. (1) Die rechtzeitig eingelangten Gebote sind nach Ablauf des Gebotstermins von der EAG-
Förderabwicklungsstelle zu öffnen und im Einzelnen auf ihre Zulässigkeit nach den §§ 24 und 25 zu prüfen. Die
Prüfung der Gebote ist so zu dokumentieren, dass alle für die Beurteilung der Zulässigkeit wesentlichen
Umstände nachvollziehbar sind.

(2) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat die zulässigen Gebote nach der Höhe des Gebotswertes,
beginnend mit dem niedrigsten Gebotswert, aufsteigend zu reihen. Bei gleichem Gebotswert ist dem Gebot mit
der geringeren Gebotsmenge der Vorzug zu geben. Bei gleichem Gebotswert und gleicher Gebotsmenge
entscheidet das Los, es sei denn, die Reihenfolge ist für die Zuschlagserteilung nicht entscheidend. Die Reihung
der Gebote ist zu dokumentieren.

(3) Nach Maßgabe der Reihung gemäß Abs. 2 erteilt die EAG-Förderabwicklungsstelle allen zulässigen
Geboten so lange einen Zuschlag im Umfang ihres Gebotes, als das Ausschreibungsvolumen nicht überschritten
wird. Jenes Gebot, welches das Ausschreibungsvolumen erstmals überschreitet, ist in der Ausschreibung noch zu
bezuschlagen, sofern zumindest 50% des zur Bedeckung des Gebotes erforderlichen Ausschreibungsvolumens
noch vorhanden sind. In diesem Fall ist das Ausschreibungsvolumen der nachfolgenden Ausschreibung
derselben Technologie entsprechend zu reduzieren. Die Zuschlagserteilung ist ebenfalls zu dokumentieren.

(4) Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben, sind von der EAG-Förderabwicklungsstelle ohne
Aufschub über die Zuschlagserteilung und den Zuschlagswert zu informieren. Bieter, die nach Abs. 2 und 3
keinen Zuschlag erhalten haben, sind über diesen Umstand zu informieren.

Ausschluss von Geboten

§ 24. (1) Gebote sind vom Zuschlagsverfahren auszuscheiden, wenn

1. sie verspätet eingelangt sind,
2. die Anforderungen und Formvorgaben nach den §§ 20 und 21 nicht vollständig eingehalten wurden,
3. die für die jeweilige Energiequelle nach § 10 gestellten Anforderungen nicht erfüllt sind,
4. bis zum Gebotstermin die Erstsicherheit nicht rechtzeitig oder vollständig erlegt wurde,
5. der Gebotswert den in der Bekanntmachung angegebenen jeweiligen Höchstpreis übersteigt,
6. das Gebot Bedingungen, Befristungen oder sonstige Nebenabreden enthält,
7. mehrere Gebote für ein und dieselbe Anlage eingereicht wurden, oder
8. das dem Gebot zugrundeliegende Projekt bereits einen Zuschlag nach § 23 oder eine Förderung nach dem 2.
Hauptstück erhalten hat.

(2) Bieter, deren Gebote gemäß Abs. 1 ausgeschieden wurden, sind unter Angabe des Grundes für die
Ausscheidung zu informieren.

Ausschluss von Bieter

§ 25. (1) Bieter und deren Gebote sind vom Zuschlagsverfahren auszuschließen, wenn

1. der Bieter vorsätzlich oder grob fahrlässig Gebote unter falschen Angaben oder unter Vorlage falscher
Nachweise in dieser oder der vorangegangenen Ausschreibung abgegeben hat,
2. der Bieter mit anderen Bieterinnen über den Inhalt der Gebote in dieser oder in der vorangegangenen
Ausschreibung Absprachen getroffen hat, die auf eine Verzerrung des Wettbewerbs abzielen,
3. der Bieter gegen das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung gemäß Art. 102 des
Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) oder § 5 Kartellgesetz 2005 (KartG 2005),
BGBI. I Nr. 61/2005, verstoßen hat,
4. über das Vermögen des Bieters ein Insolvenzverfahren eröffnet wurde.

(2) Bieter, die bzw. deren Gebote gemäß Abs. 1 ausgeschlossen wurden, sind unter Angabe des Grundes
für den Ausschluss zu informieren.

Veröffentlichung der Zuschläge

§ 26. Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat nach erfolgter Zuschlagserteilung folgende Informationen auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen:

1. den Gebotstermin der Ausschreibung unter Angabe des ausgeschriebenen Energieträgers bzw. der ausgeschriebenen Energieträger;
2. die insgesamt bezuschlagte Leistung;
3. den Namen der Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben, unter Angabe des jeweils im Gebot angegebenen Standortes der Anlage;
4. den niedrigsten und höchsten Zuschlagswert sowie den mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagswert.

Erlöschen von Zuschlägen

§ 27. (1) Ein Zuschlag erlischt, wenn

1. die Zweitsicherheit gemäß § 22 Abs. 2 Z 2 nicht rechtzeitig oder vollständig entrichtet wurde;
2. die Anlage nicht innerhalb der jeweils geltenden Frist in Betrieb genommen wurde, wobei die Inbetriebnahme der EAG-Förderabwicklungsstelle durch eine Bestätigung des Netzbetreibers nachzuweisen ist;
3. sich nachträglich herausstellt, dass das Gebot gemäß § 24 Abs. 1 Z 8 vom Zuschlagsverfahren auszuschließen gewesen wäre oder
4. sich nachträglich herausstellt, dass der Bieter gemäß § 25 Abs. 1 vom Zuschlagsverfahren auszuschließen gewesen wäre.

(2) Das mit dem Erlöschen freiwerdende Ausschreibungsvolumen ist dem jeweiligen Ausschreibungsvolumen des nächstfolgenden Kalenderjahres zuzuschlagen.

Pönalen

§ 28. (1) Bieter müssen an die EAG-Förderabwicklungsstelle eine Pönale zahlen

1. in der Höhe der zu erlegenden Erstsicherheit, wenn der Zuschlag gemäß § 27 Abs. 1 Z 1 erlischt;
2. in der vollen Höhe der zu erlegenden Sicherheit, wenn der Zuschlag gemäß § 27 Abs. 1 Z 2 bis 4 erlischt.

(2) Wurde die Sicherheit durch Einzahlung auf ein Konto der EAG-Förderabwicklungsstelle erlegt, wird die Forderung gemäß Abs. 1 durch die Einbehaltung der Sicherheit erfüllt. Wurde die Sicherheit in Form einer Bankgarantie erlegt, kann sich die EAG-Förderabwicklungsstelle für ihre Forderung gemäß Abs. 1 durch den Abruf der Bankgarantie befriedigen, wenn der Bieter den entsprechenden Geldbetrag nicht umgehend ab Erlöschen des Zuschlages auf ein von der EAG-Förderabwicklungsstelle bekanntzugebendes Konto überweist.

(3) Die Pönalen fließen dem Fördermittelkonto gemäß § 72 zu.

Zurückgabe von Sicherheiten

§ 29. Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat die erlegte Sicherheit für ein Gebot unverzüglich zurückzugeben, wenn

1. der Bieter das Gebot gemäß § 21 Abs. 4 bis zum Gebotstermin zurückgezogen hat;
2. das Gebot keinen Zuschlag erhalten hat;
3. die Anlage innerhalb der jeweils geltenden Frist in Betrieb genommen und die Inbetriebnahme der EAG-Förderabwicklungsstelle durch eine Bestätigung des Netzbetreibers nachgewiesen wurde.

2. Unterabschnitt

Ausschreibung für Photovoltaikanlagen

Anwendungsbereich

§ 30. (1) Die Empfänger einer Marktprämie und die Höhe des für die Berechnung der Marktprämie anzulegenden Wertes für Photovoltaikanlagen werden durch Ausschreibung ermittelt.

(2) In Ausschreibungen gemäß Abs. 1 können nur Gebote für Photovoltaikanlagen abgegeben werden, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß § 10 erfüllen.

Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine

§ 31. (1) Das Ausschreibungsvolumen für Photovoltaikanlagen beträgt jährlich mindestens 700 000 kW_{peak}, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder 23 Abs. 3.

(2) Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen sind von der EAG-Förderabwicklungsstelle zumindest zweimal jährlich durchzuführen. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort mit Verordnung die Gebotstermine unter Angabe des für einen Gebotstermin jeweils zur Verfügung stehenden Ausschreibungsvolumens festzulegen.

(3) Wird das für einen Gebotstermin zur Verfügung stehende Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft, ist das nicht ausgeschöpfte Ausschreibungsvolumen zunächst dem Ausschreibungsvolumen nachfolgender Gebotstermine desselben Jahres und sodann den Gebotsterminen des Folgejahres zuzuschlagen, soweit keine Verschiebung des Ausschreibungsvolumens zugunsten der Fördermittel für Investitionszuschüsse

oder eine Kürzung des Ausschreibungsvolumens nach § 7 erfolgt. Wird das Ausschreibungsvolumen in drei aufeinander folgenden Jahren nicht ausgeschöpft, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort das nicht ausgeschöpfte Ausschreibungsvolumen unter Berücksichtigung der Ergebnisse des EAG-Monitoringberichts gemäß § 86 durch Verordnung anderen Technologien und Förderarten zuschlagen.

Sicherheitsleistung für Photovoltaikanlagen

- § 32.** (1) Die Höhe der Erstsicherheit errechnet sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 5 Euro pro kW_{peak}.
 (2) Die Höhe der Zweitsicherheit errechnet sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 45 Euro pro kW_{peak}.
 (3) Die Sicherheitsleistung kann für mehrere Anlagen und für mehrere Gebote gemeinsam erlegt werden.

Korrektur des Zuschlagswertes

§ 32a

§ 32a. Auf den Zuschlagswert für Photovoltaikanlagen kann ein Korrekturfaktor angewendet werden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Photovoltaikanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 20 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für den Normstandort (§ 7 Abs. 4 Z 5) durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen.

Abschlag für Freiflächenanlagen

§ 33. Für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen gemäß § 10 Abs. 1 Z 3 lit. c verringert sich die Höhe des Zuschlagswertes um einen Abschlag von 5%. Die Höhe des Abschlages kann mit Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus geändert werden.

Anmerkung: formalgesetzliche Delegation; Kriterien fehlen für die VOermächtigung

Frist zur Inbetriebnahme von Photovoltaikanlagen

- § 34.** (1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Photovoltaikanlagen vierundzwanzig Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle. Im Falle von Rechtsmittel beginnt die Frist mit der endgültigen Entscheidung.
 (2) Die Frist gemäß Abs. 1 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle einmal um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen.

3. Unterabschnitt

Ausschreibung für Anlagen auf Basis von Biomasse

Anwendungsbereich

§ 35. (1) Die Empfänger einer Marktprämie und die Höhe des für die Berechnung der Marktprämie anzulegenden Wertes für neu errichtete zu errichtende Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung ab 0,5 MW_{el} sowie neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung über 5 MW_{el} für die ersten 5 MW_{el} werden durch Ausschreibung ermittelt.

(2) In Ausschreibungen gemäß Abs. 1 können nur Gebote für Anlagen auf Basis von Biomasse abgegeben werden, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß § 10 Abs. 1 Z 4 lit. a bis d sowie Abs. 2, 4 und 5 erfüllen.

Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine

§ 36. (1) Das Ausschreibungsvolumen für Anlagen auf Basis von Biomasse beträgt jährlich mindestens 15 000 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder 23 Abs. 3.

(2) Ausschreibungen für Anlagen auf Basis von Biomasse sind von der EAG-Förderabwicklungsstelle zumindest einmal jährlich durchzuführen. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus mit Verordnung die Gebotstermine unter Angabe des für einen Gebotstermin jeweils zur Verfügung stehenden Ausschreibungsvolumens festzulegen.

(3) Wird das für einen Gebotstermin zur Verfügung stehende Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft, ist das nicht ausgeschöpfte Ausschreibungsvolumen zunächst dem Ausschreibungsvolumen nachfolgender Gebotstermine desselben Jahres und sodann den Gebotsterminen des Folgejahres zuzuschlagen,

soweit eine Kürzung des Ausschreibungsvolumens nach § 7 nicht erfolgt. Wird das Ausschreibungsvolumen in drei aufeinander folgenden Jahren nicht ausgeschöpft, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus das nicht ausgeschöpfte Ausschreibungsvolumen unter Berücksichtigung der Ergebnisse des EAG-Monitoringberichts gemäß § 86 durch Verordnung anderen Technologien und Förderarten zuschlagen.

Sicherheitsleistung für Anlagen auf Basis von Biomasse

- § 37.** (1) Die Höhe der Erstsicherheit errechnet sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 5 Euro pro kW.
 (2) Die Höhe der Zweitsicherheit errechnet sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 55 Euro pro kW.
 (3) Die Sicherheitsleistung kann für mehrere Anlagen und für mehrere Gebote gemeinsam erlegt werden.

Frist zur Inbetriebnahme von Anlagen auf Basis von Biomasse

- § 38.** (1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Anlagen auf Basis von Biomasse 24 Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle. **Im Falle von Rechtsmittel beginnt die Frist mit der endgültigen Entscheidung.**
 (2) Die Frist gemäß Abs. 1 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle **einmal** um bis zu 24 Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen.

4. Unterabschnitt

Ausschreibung für Windkraftanlagen ab dem Kalenderjahr 2024

Anwendungsbereich

- § 39.** (1) Die Empfänger einer Marktpremie und die Höhe des für die Berechnung der Marktpremie anzulegenden Wertes für Windkraftanlagen **ab 1 MW** werden ab dem Kalenderjahr 2024 durch Ausschreibung ermittelt, wenn eine Ausschreibung unter Bedachtnahme auf den Evaluierungsbericht gemäß § 87 effizientere Ergebnisse als die Vergabe der Förderung nach dem 3. Abschnitt erwarten lässt.
 (2) In Ausschreibungen gemäß Abs. 1 können nur Gebote für Windkraftanlagen abgegeben werden, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß § 10 erfüllen.

Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine

- § 40.** (1) Das Ausschreibungsvolumen für Windkraftanlagen beträgt jährlich mindestens 400 000 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 23 Abs. 3.
 (2) Ausschreibungen für Windkraftanlagen sind von der EAG-Förderabwicklungsstelle zumindest zweimal jährlich durchzuführen. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort mit Verordnung die Gebotstermine unter Angabe des für einen Gebotstermin jeweils zur Verfügung stehenden Ausschreibungsvolumens festzulegen.
 (3) Wird das für einen Gebotstermin zur Verfügung stehende Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft, ist das nicht ausgeschöpfte Ausschreibungsvolumen zunächst dem Ausschreibungsvolumen nachfolgender Gebotstermine desselben Jahres und sodann den Gebotsterminen des Folgejahres zuzuschlagen, soweit keine Verschiebung des Ausschreibungsvolumens zugunsten der Fördermittel für Investitionszuschüsse oder eine Kürzung des Ausschreibungsvolumens nach § 7 erfolgt. Wird das Ausschreibungsvolumen in drei aufeinander folgenden Jahren nicht ausgeschöpft, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort das nicht ausgeschöpfte Ausschreibungsvolumen unter Berücksichtigung der Ergebnisse des EAG-Monitoringberichts gemäß § 86 durch Verordnung anderen Technologien und Förderarten zuschlagen.

Sicherheitsleistung für Windkraftanlagen

- § 41.** (1) Die Höhe der Erstsicherheit errechnet sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 5 Euro pro kW.
 (2) Die Höhe der Zweitsicherheit errechnet sich aus der Gebotsmenge multipliziert mit 40 Euro pro kW.
 (3) Die Sicherheitsleistung kann für mehrere Anlagen und für mehrere Gebote gemeinsam erlegt werden.

Korrektur des Zuschlagswertes

- § 42.** Auf den Zuschlagswert für Windkraftanlagen ist ein Korrekturfaktor anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist

als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 30 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie festzulegen. Als Referenzstandort ist ein Standort anzusehen, der bestimmt wird durch eine Rayleigh-Verteilung mit einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,45 Metern pro Sekunde in einer Höhe von 100 Metern über dem Grund und einem Höhenprofil, das nach dem Potenzgesetz mit einem Hellmann-Exponenten α mit einem Wert von 0,25 zu ermitteln ist, und einer Rauhigkeitslänge von 0,1 Metern. Eine Referenzanlage ist eine Windenergieanlage eines bestimmten Typs, für die sich entsprechend ihrer von einer dazu berechtigten Institution vermessenen Leistungskennlinie an dem Referenzstandort ein Ertrag in Höhe des Referenzertrags errechnet. Der Referenzertrag ist die für jeden Typ einer Windenergieanlage einschließlich der jeweiligen Nabenhöhe bestimmte Strommenge, die dieser Typ bei Errichtung an dem Referenzstandort rechnerisch auf Basis einer vermessenen Leistungskennlinie in fünf Betriebsjahren erbringen würde. Der Referenzertrag ist durch eine akkreditierte Prüfinstitution nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln. Der Korrekturfaktor wird nach angemessener Zeit anhand des tatsächlichen Standortertrages der Anlagen angepasst. Die Projektgröße, die forstliche Nutzung, die Seehöhe und die Akteursvielfalt sind darüber hinaus als zusätzliche Differenzierungsfaktoren zu berücksichtigen.

Auf den Zuschlagswert für Windkraftanlagen kann ein Korrekturfaktor angewendet werden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von bis zu 20 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Normstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festzulegen. Der Normstandort hat den durchschnittlichen Stromertrag einer dem Stand der Technik entsprechenden, in Österreich errichteten Windkraftanlage anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauhigkeitslänge widerzuspiegeln.

Frist zur Inbetriebnahme von Windkraftanlagen

§ 43. (1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Windkraftanlagen 24 **36** Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle. Im Falle von Rechtsmittel beginnt die Frist mit der endgültigen Entscheidung.

(2) Die Frist gemäß Abs. 1 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle zweimal um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen.

3. Abschnitt

Antrag auf Förderung durch Marktprämie

Allgemeine Anforderungen an Förderanträge

§ 44. Anträge auf Förderung durch Marktprämie müssen die folgenden Angaben enthalten:

1. Name, Anschrift, Telefonnummer und E-Mail-Adresse des Förderwerbers; bei Personengesellschaften und juristischen Personen zusätzlich den Sitz, gegebenenfalls die Firmenbuchnummer sowie den Namen einer natürlichen Person, die zur Vertretung für alle Handlungen nach diesem Gesetz bevollmächtigt ist;
2. zum Einsatz kommende Energiequelle und installierte **Engpassleistung** der Anlage sowie die erwartete Jahreserzeugungsmenge;
3. den Standort oder geplanten Standort der Anlage unter Angabe der Katastralgemeinde und Grundstücksnummer;
4. Projektbeschreibung mit Angaben und Nachweisen zur Erfüllung der Fördervoraussetzungen und einem Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplan;
5. Nachweis, dass für die Neuerrichtung, **Erweiterung, Revitalisierung oder Repowering** der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind.

Antragstellung und Vertragsabschluss

§ 45. (1) Anträge auf Förderung durch Marktprämie sind bei der EAG-Förderabwicklungsstelle über das von der EAG-Förderabwicklungsstelle einzurichtende elektronische Antragssystem einzubringen.

(2) Die Anträge sind nach dem Zeitpunkt ihres Einlangens bei der EAG-Förderabwicklungsstelle zu reihen und in der Reihenfolge ihres Einlangens zu behandeln. Unvollständige Anträge sind unter Rangverlust nicht zu berücksichtigen, wobei der Antragsteller von diesem Umstand schriftlich in Kenntnis zu setzen ist.

(3) Förderungen durch Marktprämie werden nach Maßgabe des zur Verfügung stehenden jährlichen Vergabevolumens gewährt. Jener Antrag, der das jährliche Vergabevolumen erstmals überschreitet, ist noch zu berücksichtigen, sofern zumindest 50% des zur Bedeckung des Antrages erforderlichen Vergabevolumens noch

vorhanden sind. In diesem Fall ist das Vergabevolumen des Folgejahres entsprechend zu reduzieren. Anträge, die nicht bedeckt werden können, gelten als erloschen und sind nicht zu berücksichtigen.

(4) Wird das jährliche Vergabevolumen nicht ausgeschöpft, ist das nicht ausgeschöpfte Vergabevolumen dem Vergabevolumen des Folgejahres zugeschlagen, soweit keine Verschiebung des Vergabevolumens zugunsten der Fördermittel für Investitionszuschüsse oder eine Kürzung des Vergabevolumens nach § 7 erfolgt. Wird das Vergabevolumen in drei aufeinander folgenden Jahren nicht ausgeschöpft, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus das nicht ausgeschöpfte Vergabevolumen unter Berücksichtigung der Ergebnisse des EAG-Monitoringberichts gemäß § 86 durch Verordnung anderen Technologien und Förderarten zuschlagen.

(5) Hat die zu fördernde Maßnahme eine Förderung nach dem 2. Hauptstück erhalten, ist eine Förderung nach diesem Abschnitt ausgeschlossen.

Festlegung des anzulegenden Wertes

§ 46. (1) Für die Berechnung der auf Antrag gewährten zu gewährenden Marktprämie ist die Höhe des anzulegenden Wertes in Cent pro kWh durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festzulegen.

(2) Der anzulegende Wert ist gesondert für jede Technologie auf Basis eines oder mehrerer Gutachten festzulegen. Sofern nicht anders bestimmt, ist der anzulegende Wert nach folgenden Grundsätzen zu bemessen:

1. der anzulegende Wert hat sich an den Kosten zu orientieren, die für den Betrieb einer kosteneffizienten, dem Stand der Technik entsprechenden Anlage erforderlich sind;
2. die Kosten haben Abschreibungen und eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Dabei ist ein Finanzierungskostensatz anzuwenden, der sich aus einem gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital unter Zugrundelegung einer Normkapitalstruktur sowie der Ertragsteuer bestimmt. Eine marktgerechte Risikoprämie für das Eigen- und Fremdkapital, die Rahmenbedingungen des Kapitalmarktes sowie ein diesen Risiken entsprechender risikoloser Zinssatz sind zu berücksichtigen;
3. Erlöse aus der Vermarktung von Wärme und von Herkunftsachweisen gemäß § 80 sind zu berücksichtigen;
4. für Windkraftanlagen ist eine Differenzierung nach den standortbedingten unterschiedlichen Stromerträgen im Sinne des § 42 zulässig;
5. für Wasserkraftanlagen ist eine Differenzierung nach der Engpassleistung, dem Regelarbeitsvermögen und nach der Fallhöhe der geförderten Anlage zulässig;
6. für Anlagen auf Basis von Biomasse darf die Festlegung nicht in einer solchen Form erfolgen, dass Biomasse ihrer stofflichen Nutzung entzogen wird bzw. Nahrungs- und Futtermittel ihrem ursprünglichen Verwendungszweck entzogen werden;
7. für Anlagen auf Basis von Biomasse ist eine Differenzierung nach dem Rohstoffeinsatz zulässig;
8. die Kriterien gemäß § 6 Abs. 2 und 3 sind zu berücksichtigen.

(3) Der anzulegende Wert ist für jedes Kalenderjahr gesondert zu bestimmen, wobei unterjährige Anpassungen zulässig sind. Bis zum Inkrafttreten einer neuen Verordnung gilt der letztgültige anzulegende Wert weiter.

Marktprämie für Windkraftanlagen

§ 47. (1) Windkraftanlagen, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß § 10 erfüllen, können auf Antrag durch Marktprämie gefördert werden.

(2) Das Vergabevolumen für Windkraftanlagen beträgt jährlich mindestens 500 000 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder 45 Abs. 3.

(3) Wird die Windkraftanlage nicht innerhalb von 36 Monaten nach Annahme des Förderantrages in Betrieb genommen, gilt der Antrag auf Förderung durch Marktprämie als zurückgezogen und der Fördervertrag als aufgelöst. Im Falle von Rechtsmittel beginnt die Frist mit der endgültigen Entscheidung. Die Frist zur Inbetriebnahme kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle zweimal um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Antragsteller glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen. Das durch die Auflösung des Vertrages freiwerdende Vergabevolumen ist dem Vergabevolumen im laufenden Kalenderjahr zuzurechnen.

(4) Werden Marktprämien aufgrund einer Ausschreibung nach dem 2. Abschnitt oder wird eine Investitionsförderung nach dem 2. Hauptstück gewährt, werden keine Marktprämien für Wind nach diesem Abschnitt gewährt.

Marktprämie für Wasserkraftanlagen

§ 48. (1) Wasserkraftanlagen, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß § 10 erfüllen, können auf Antrag durch Marktprämie gefördert werden.

(2) Das Vergabevolumen für Wasserkraftanlagen beträgt jährlich mindestens 75 000 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder 45 Abs. 3.

(3) Wird die Wasserkraftanlage nicht innerhalb von 24 Monaten nach Annahme des Förderantrages in Betrieb genommen, gilt der Antrag auf Förderung durch Marktpremie als zurückgezogen und der Fördervertrag als aufgelöst. **Im Falle von Rechtsmittel beginnt die Frist mit der endgültigen Entscheidung.** Die Frist zur Inbetriebnahme kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle **zweimal** um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Antragsteller glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen. Das durch die Auflösung des Vertrages freiwerdende Vergabevolumen ist dem Vergabevolumen im laufenden Kalenderjahr zuzurechnen.

Marktpremie für Anlagen auf Basis von Biogas

§ 49. (1) Neu errichtete Anlagen auf Basis von Biogas, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen nach § 10 Abs. 1 Z 5 sowie Abs. 2, 4 und 5 erfüllen, können auf Antrag durch Marktpremie gefördert werden.

(2) Das Vergabevolumen für Anlagen gemäß Abs. 1 beträgt jährlich mindestens 1 500 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 45 Abs. 3.

(3) Wird die Anlage auf Basis von Biogas nicht innerhalb von 24 Monaten nach Annahme des Förderantrages in Betrieb genommen, gilt der Antrag auf Förderung durch Marktpremie als zurückgezogen und der Fördervertrag als aufgelöst. **Im Falle von Rechtsmittel beginnt die Frist mit der endgültigen Entscheidung.** Die Frist zur Inbetriebnahme kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle **einmal** um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Antragsteller glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen. Das durch die Auflösung des Vertrages freiwerdende Vergabevolumen ist dem Vergabevolumen im laufenden Kalenderjahr zuzurechnen.

Marktpremie für Anlagen auf Basis von Biomasse

§ 50. (1) Neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung unter 0,5 MW_{el}, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen nach § 10 Abs. 1 Z 4 lit. a bis d sowie Abs. 2, 4 und 5 erfüllen, können auf Antrag durch Marktpremie gefördert werden.

(2) Das Vergabevolumen für Anlagen gemäß Abs. 1 beträgt jährlich mindestens 15 000 kW vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 45 Abs. 3.

(3) Wird die Anlage auf Basis von Biomasse nicht innerhalb von 24 Monaten nach Annahme des Förderantrages in Betrieb genommen, gilt der Antrag auf Förderung durch Marktpremie als zurückgezogen und der Fördervertrag als aufgelöst. **Im Falle von Rechtsmittel beginnt die Frist mit der endgültigen Entscheidung.** Die Frist zur Inbetriebnahme kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle **einmal** um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Antragsteller glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen. Das durch die Auflösung des Vertrages freiwerdende Vergabevolumen ist dem Vergabevolumen im laufenden Kalenderjahr zuzurechnen.

Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biomasse

§ 51. (1) Bestehende Anlagen auf Basis von Biomasse, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen nach § 10 Abs. 1 Z 6 sowie Abs. 2, 4 und 5 erfüllen, können auf Antrag durch Marktpremie gefördert werden.

(2) Abweichend von § 16 werden Nachfolgeprämien für Anlagen auf Basis von Biomasse bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres der Anlage gewährt.

(3) Abweichend von § 46 Abs. 2 Z 1 und 2 hat sich der anzulegende Wert an den laufenden Kosten zu orientieren, die für den Betrieb dieser Anlagen erforderlich sind, wobei Abschreibungen und Verzinsungen für die Investition nicht zu berücksichtigen sind.

(4) Förderanträge können frühestens 24 Monate vor Ablauf der Förderdauer nach den Bestimmungen des ÖSG 2012, des Ökostromgesetzes, BGBI. Nr. 149/2002, oder der auf Grundlage des Biomasseförderung-Grundsatzgesetzes, erlassenen Landesausführungsgesetze eingebracht werden.

Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biogas

§ 52. (1) Bestehende Anlagen auf Basis von Biogas, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen nach § 10 Abs. 1 Z 7 sowie Abs. 2, 4 und 5 erfüllen, können auf Antrag durch Marktpremie gefördert werden.

(2) Abweichend von § 16 werden Nachfolgeprämien für Anlagen auf Basis von Biogas **bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres der Anlage ab Vertragsabschluss für eine Dauer von zwölf Monaten** gewährt.

(3) Abweichend von § 46 Abs. 2 Z 1 und 2 hat sich der anzulegende Wert an den laufenden Kosten zu orientieren, die für den Betrieb dieser Anlagen erforderlich sind, wobei Abschreibungen und Verzinsungen für die Investition nicht zu berücksichtigen sind.

(4) Förderanträge können frühestens 24 Monate vor Ablauf der Förderdauer nach den Bestimmungen des ÖSG 2012 oder des Ökostromgesetzes, BGBI. Nr. 149/2002, eingebracht werden.

4. Abschnitt

Wechselmöglichkeit für geförderte Anlagen nach dem Ökostromgesetz 2012

Wechselmöglichkeit für Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen auf

Basis von Biomasse

§ 53. (1) Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen auf Basis von Biomasse, für die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes ein aufrechter Fördervertrag auf Grundlage des § 12 ÖSG 2012 in der für die Anlage maßgeblichen Fassung oder auf Grundlage des Biomasseförderung-Grundsatzgesetzes erlassenen Landesausführungsgesetze besteht, können auf Antrag durch Marktpreise gefördert werden.

(2) § 10 Abs. 2 bis 4 sind auf Anlagen gemäß Abs. 1 anzuwenden.

(3) Anträge auf Förderung durch Marktpreise sind binnen zwei Jahren nach Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes bei der EAG-Förderabwicklungsstelle über das von der EAG-Förderabwicklungsstelle einzurichtende elektronische Antragssystem einzubringen. § 44 ist auf diese Anträge mit der Maßgabe anzuwenden, dass anstelle der Projektbeschreibung mit Angaben zur Erfüllung der Fördervoraussetzungen und einem Kosten-, Zeit und Finanzierungsplan gemäß § 44 Z 4 eine Kopie des Fördervertrages sowie eine Eigenerklärung, dass der Antragsteller Betreiber der Anlage ist, beizulegen sind. Unvollständige Anträge sind nicht zu berücksichtigen, wobei der Antragsteller von diesem Umstand schriftlich in Kenntnis zu setzen ist.

(4) Die Höhe der Marktpreise bemisst sich anhand der Restlaufzeit gemäß ÖSG 2012, der maximalen Förderdauer gemäß § 16 sowie der durch die Marktpreise abzudeckenden Investitions- und Betriebskosten und allfälliger Erlöse aus der Vermarktung von Wärme. Nähere Vorgaben können durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festgelegt werden.

(5) Schließt die EAG-Förderabwicklungsstelle mit dem Anlagenbetreiber einen Vertrag über die Förderung durch Marktpreise, erlischt der bestehende Fördervertrag mit der Ökostromabwicklungsstelle. Der neu abgeschlossene Fördervertrag mit der EAG-Förderabwicklungsstelle endet mit dem Ablauf des 20. Betriebsjahres der Anlage, ohne dass es einer gesonderten Auflösung bedarf.

(6) Die für Förderungen nach dieser Bestimmung aufzubringenden finanziellen Mittel haben auf die jährlichen Ausschreibungs- bzw. Vergabevolumen keinen Einfluss.

2. Hauptstück

Investitionszuschüsse für die Neuerrichtung, Revitalisierung und Erweiterung von Anlagen und Stromspeichern

Allgemeine Bestimmungen

§ 54. (1) Auf Antrag können Anlagen und Stromspeicher gemäß den §§ 55, 56 und § 57, die an das öffentliche Elektrizitätsnetz oder Bahnstromnetz angeschlossen und mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenze des § 17 Abs. 2 EIWOG 2010 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 ausgestattet sind, in Form eines Investitionszuschusses gefördert werden. Von dem Erfordernis des Netzanschlusses kann für bestimmte Arten von Anlagen mit Verordnung gemäß § 58 abgesehen werden.

(2) Anträge auf Gewährung von Investitionszuschüssen sind vor dem Beginn der Arbeiten für die zu fördernde Maßnahme nach Aufforderung zur Einreichung innerhalb eines befristeten Zeitfensters (Fördercall) bei der EAG-Förderabwicklungsstelle über die von der EAG-Förderabwicklungsstelle bereitzustellende elektronische Anwendung einzubringen.

(3) Dem Antrag sind die in der Verordnung gemäß § 58 vorgesehenen Unterlagen anzuschließen.

(4) Nach Ablauf der jeweiligen Einreichfrist hat die EAG-Förderabwicklungsstelle die eingelangten Anträge zu prüfen und nach den in den §§ 55 Abs. 6, 56 Abs. 6 und 57 Abs. 5 vorgesehenen Kriterien zu reihen.

(5) Investitionszuschüsse werden nach Maßgabe der jeweiligen Reihung und unter Voraussetzung der vorhandenen Fördermittel gewährt und ausbezahlt. Jener Antrag, der die maximalen Fördermittel eines Fördercalls, sofern die Fördermittel in Kategorien vergeben werden, einer Kategorie, erstmals überschreitet, ist in diesem Fördercall noch zu berücksichtigen, sofern zumindest 50% der zur Bedeckung des Antrags erforderlichen Mittel noch vorhanden sind. In diesem Fall sind die Fördermittel des nachfolgenden Fördercalls entsprechend zu reduzieren. Anträge, die im Rahmen eines Fördercalls nicht bedeckt werden können, gelten als erloschen und sind nicht zu berücksichtigen.

(6) Über die Gewährung des Investitionszuschusses entscheidet die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, sofern die Förderhöhe je Förderempfänger insgesamt 100 000 Euro überschreitet, unter Bedachtnahme auf die Empfehlung des Energiebeirates (§ 20 Energie-Control-Gesetz, BGBI. I Nr. 110/2010). Der Abschluss eines Vertrages erfolgt durch die EAG-Förderabwicklungsstelle im Namen der Bundesministerin. Ein Rechtsanspruch auf Förderung besteht nicht.

(7) Der Investitionszuschuss ist mit der Inbetriebnahme der Anlage und/oder des Speichers und der erfolgten Prüfung der entsprechenden Endabrechnungsunterlagen über die Investitionshöhe durch die EAG-Förderabwicklungsstelle auszubezahlen. Vor Auszahlung sind der EAG-Förderabwicklungsstelle die

Inbetriebnahme und die Registrierung in der Herkunftsachweisdatenbank gemäß § 78 nachzuweisen. Akontierungszahlungen sind bei Vorliegen von Sicherstellungen (z. B. Bankgarantien) zulässig.

(8) Wird die Anlage und der Speicher nicht innerhalb der in den §§ 55 Abs. 9, 56 Abs. 8 und 57 Abs. 8 jeweils vorgesehenen Frist in Betrieb genommen, gilt der Antrag auf Investitionszuschuss als zurückgezogen und der Fördervertrag als aufgelöst. Die dadurch freiwerdenden Fördermittel sind dem nachfolgenden Fördercall entsprechend zuzuschlagen. Die Frist kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle, sofern nicht anders bestimmt, einmal um bis zu sechs Monate verlängert werden, wenn der Fördernehmer glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen..

(9) Bei der Gewährung des Investitionszuschusses ist sicherzustellen, dass die unionsrechtlichen Beihilfebestimmungen eingehalten werden. Wird für die zu fördernde Maßnahme eine Betriebsförderung nach dem 1. Hauptstück gewährt, ist die Gewährung eines Investitionszuschusses ausgeschlossen. Ob und welche sonstigen Förderungen aus öffentlichen Mitteln einschließlich EU-Mitteln den Bezug eines Investitionszuschusses ausschließen, ist durch Verordnung gemäß § 58 zu bestimmen.

Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher

§ 55. (1) Die Neuerrichtung und Erweiterung einer Photovoltaikanlage kann bis zu 500 kW_{peak} Engpassleistung einer Anlage durch Investitionszuschuss gefördert werden, wenn die Anlage 1. auf oder an einem Gebäude oder einer baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Nutzung von Solarenergie errichtet wurde,
2. auf einer Eisenbahnanlage oder Deponie,
3. auf einer Freifläche, mit Ausnahme einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland, sofern sie nicht eine speziell für die Errichtung einer Photovoltaikanlage vorgesehene Widmung aufweist, errichtet wird bzw. ist.

(2) Verfügt die Anlage gemäß Abs. 1 über einen Stromspeicher von mindestens 0,5 kWh pro kW_{peak} installierter Engpassleistung, kann bis zu einer Speicherkapazität von 50 kWh pro Anlage zusätzlich ein Investitionszuschuss gewährt werden.

(3) Die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse gemäß Abs. 1 und 2 betragen mindestens 60 Millionen Euro, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 54 Abs. 5, und werden getrennt nach folgenden Kategorien vergeben:

1. Kategorie A: Förderung bis 20 kW_{peak} mit und ohne Stromspeicher,
2. Kategorie B: Förderung > 20 kW_{peak} bis 100 kW_{peak} mit und ohne Stromspeicher,
3. Kategorie C: Förderung > 100 kW_{peak} bis 500 kW_{peak} mit und ohne Stromspeicher.

(4) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat durch Verordnung gemäß § 58 für die Kategorien A, B und C höchstzulässige Fördersätze pro kW_{peak} festzulegen. Für Speicher ist durch Verordnung ein fixer Fördersatz pro kWh zu bestimmen.

(5) Fördercalls haben zumindest dreimal jährlich zu erfolgen. Sie sind unter Angabe der je Kategorie und Fördercall zur Verfügung stehenden Mittel mit Verordnung gemäß § 58 festzulegen und auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle bekanntzumachen. Die Frist zur Einreichung der Anträge darf zwei Wochen nicht unterschreiten.

(6) Der Förderwerber hat im Förderantrag den Förderbedarf in Euro pro kW_{peak} anzugeben. Förderanträge, die innerhalb der Einreichfrist eines Fördercalls bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen, werden je Kategorie nach der Höhe des bei der Antragstellung angegebenen Förderbedarfs, beginnend mit dem niedrigsten Förderbedarf pro kW_{peak}, gereiht. Bei gleichem Förderbedarf pro kW_{peak} entscheidet der Zeitpunkt der Antragstellung. Übersteigt der im Antrag angegebene Förderbedarf pro kW_{peak} den höchstzulässigen Fördersatz, ist der Antrag auszuscheiden.

(7) Die Höhe des Investitionszuschusses bestimmt sich für Photovoltaikanlagen aus dem angegebenen Förderbedarf pro kW_{peak} und für Stromspeicher aus dem durch Verordnung festgelegten fixen Fördersatz und ist mit maximal 30% des unmittelbar für die Errichtung oder Erweiterung erforderlichen Investitionsvolumens (exklusive Grundstückskosten) begrenzt, wobei bei der Auszahlung für Freiflächenanlagen gemäß Abs. 1 Z 3 ein Abschlag von 30% gilt und für gebäudeintegrierte Anlagen und besonders innovative Projekte mit Verordnung gemäß § 58 ein Zuschlag von bis zu 30% vorgesehen werden kann. Die Höhe des Abschlags für Freiflächen kann in der Verordnung gemäß § 58 geändert werden. In allen Fällen darf die Höhe des Investitionszuschusses nicht mehr als 45% der umweltrelevanten Mehrkosten betragen. Davon unberührt bleiben allfällige Zuschläge gemäß 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 Vertrages über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. L 187 vom 16.06.2014, S. 1.

(8) Werden die für einen Fördercall zur Verfügung stehenden Fördermittel in einer Kategorie nicht ausgeschöpft, sind die verbleibenden Mittel zur Bedeckung der Förderanträge in den übrigen Kategorien, beginnend mit dem niedrigsten Förderbedarf pro kW_{peak}, zu verwenden. Bei gleichem Förderbedarf pro kW_{peak} entscheidet der Zeitpunkt der Antragstellung. Hiernach verbleibende Mittel sind den Fördermitteln der jeweiligen Kategorie im nachfolgenden Fördercall desselben Jahres zuzuschlagen. Nicht ausgeschöpfte Mittel am Ende eines Kalenderjahres sind den Fördermitteln des Folgejahres entsprechend zuzuschlagen, soweit keine

Verschiebung der Fördermittel zugunsten des Ausschreibungsvolumens für Betriebsförderungen oder eine Kürzung der Fördermittel nach § 7 erfolgt. Werden die Fördermittel in drei aufeinanderfolgenden Jahren nicht ausgeschöpft, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie die nicht ausgeschöpfften Mittel unter Berücksichtigung der Ergebnisse des EAG-Monitoringberichts gemäß § 86 durch Verordnung anderen Technologien und Förderarten zuschlagen.

(9) Die Anlage und der Stromspeicher sind innerhalb von zwölf Monaten nach Abschluss des Fördervertrages in Betrieb zu nehmen.

Investitionszuschüsse für Wasserkraftanlagen

§ 56. (1) Durch Investitionszuschuss förderfähig ist Die Neuerrichtung einer Wasserkraftanlage mit einer Engpassleistung bis 1 MW kann auch durch Investitionszuschuss gefördert werden mit Ausnahme von 1. Neubauten, die in Wasserkörpern mit sehr gutem ökologischen Zustand liegen; ökologisch wertvollen Gewässerstrecken mit sehr gutem ökologischen Zustand liegen; sowie Neubauten, die in ökologisch wertvollen Gewässerstrecken liegen, die auf einer durchgehenden Länge von mindestens einem Kilometer einen sehr guten hydromorphologischen Zustand aufweisen; 2. Neubauten in den Erhaltungszustand von Schutzgütern der Richtlinie 92/43/EWG oder der Richtlinie 2009/147/EG verschlechtern und in Schutzgebieten (Natura 2000, Nationalpark), bei denen der Erhaltungszustand mehrerer prioritärer Schutzgüter nachhaltig erheblich verschlechtert werden und diese als nicht naturverträglich bewertet werden.

(2) Durch Investitionszuschuss förderfähig ist überdies die Revitalisierung einer Wasserkraftanlage.

(3) Die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse gemäß Abs. 1 und 2 betragen mindestens 30 Millionen Euro, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 54 Abs. 5, und werden getrennt nach folgenden Kategorien vergeben:

1. Kategorie A: Neuerrichtung,
2. Kategorie B: Revitalisierung.

(4) Die Höhe des Investitionszuschusses ist durch Verordnung gemäß § 58 in Fördersätzen pro kWh je Kategorie festzulegen, wobei die Förderhöhe mit 30% des unmittelbar für die Neuerrichtung oder Revitalisierung der Anlage erforderlichen Investitionsvolumens (exklusive Grundstück) begrenzt ist. In allen Fällen darf die Höhe des Investitionszuschusses nicht mehr als 45% der umweltrelevanten Mehrkosten betragen. Davon unberührt bleiben allfällige Zuschläge gemäß der Verordnung (EU) Nr. 651/2014.

(5) Fördercalls haben zumindest zweimal jährlich zu erfolgen. Sie sind unter Angabe der je Kategorie und Fördercall zur Verfügung stehenden Mittel mit Verordnung gemäß § 58 festzulegen und auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle bekanntzumachen. Die Frist zur Einreichung der Anträge darf acht Wochen nicht unterschreiten.

(6) Anträge, die innerhalb der Einreichfrist eines Fördercalls bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen, werden nach dem Zeitpunkt ihres Einlangens bei der EAG-Förderabwicklungsstelle gereiht.

(7) Werden die für einen Fördercall zur Verfügung stehenden Fördermittel in einer Kategorie nicht ausgeschöpft, sind die verbleibenden Mittel zur Bedeckung der Förderanträge in der anderen Kategorie zu verwenden. Hiernach verbleibende Fördermittel sind den Fördermitteln der jeweiligen Kategorie im nachfolgenden Fördercall desselben Jahres zuzuschlagen. Nicht ausgeschöpfte Mittel am Ende eines Kalenderjahres sind den Fördermitteln des Folgejahres entsprechend zuzuschlagen, soweit keine Verschiebung der Fördermittel zugunsten des Vergabevolumens für Betriebsförderungen oder eine Kürzung der Fördermittel nach § 7 erfolgt. Werden die Fördermittel in drei aufeinanderfolgenden Jahren nicht ausgeschöpft, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie die nicht ausgeschöpfften Mittel unter Berücksichtigung der Ergebnisse des EAG-Monitoringberichts gemäß § 86 durch Verordnung anderen Technologien und Förderarten zuschlagen.

(8) Die Anlage ist innerhalb von 24 Monaten nach Abschluss des Fördervertrages in Betrieb zu nehmen. Diese Frist kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle zweimal um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Fördernehmer glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen.

Anmerkung: siehe § 54 Abs. 8 (Wozu?)

Investitionszuschüsse für Windkraftanlagen

§ 57. (1) Die Neuerrichtung einer Windkraftanlage mit einer Engpassleistung von 20 kW bis 1 MW kann durch Investitionszuschuss gefördert werden.

(2) Die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse gemäß Abs. 1 betragen mindestens eine Million Euro, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 54 Abs. 5.

(3) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat durch Verordnung gemäß § 58 höchstzulässige Fördersätze pro kW festzulegen.

(4) Fördercalls haben zumindest einmal jährlich zu erfolgen. Sie sind unter Angabe der zur Verfügung stehenden Mittel mit Verordnung gemäß § 58 festzulegen und auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle bekanntzumachen. Die Frist zur Einreichung der Anträge darf zwei Wochen nicht unterschreiten.

(5) Der Förderwerber hat im Förderantrag den Förderbedarf in Euro pro kW anzugeben. Förderanträge, die innerhalb der Einreichfrist eines Fördercalls bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen, werden nach dem Förderbedarf gereiht, beginnend mit dem niedrigsten Förderbedarf pro kW. Bei gleichem Förderbedarf pro kW entscheidet der Zeitpunkt der Antragstellung. Übersteigt der im Antrag angegebene Förderbedarf pro kW den höchstzulässigen Fördersatz, ist der Antrag auszuscheiden.

(6) Die Höhe des Investitionszuschusses bestimmt sich aus dem angegebenen Förderbedarf pro kW und ist mit maximal 30% des unmittelbar für die Errichtung oder Erweiterung erforderlichen Investitionsvolumens (exklusive Grundstückskosten) begrenzt. In allen Fällen darf die Höhe des Investitionszuschusses nicht mehr als 45% der umweltrelevanten Mehrkosten betragen. Davon unberührt bleiben allfällige Zuschläge gemäß der Verordnung (EU) Nr. 651/2014.

(7) Werden die für einen Fördercall zur Verfügung stehenden Fördermittel nicht ausgeschöpft, sind die verbleibenden Mittel den Fördermitteln im nachfolgenden Fördercall desselben Jahres zuzuschlagen. Nicht ausgeschöpfte Mittel am Ende eines Kalenderjahres sind den Fördermitteln des Folgejahres zuzuschlagen, soweit keine Verschiebung der Fördermittel zugunsten des Vergabe- oder Ausschreibungsvolumens für Betriebsförderungen oder eine Kürzung der Fördermittel nach § 7 erfolgt. Werden die Fördermittel in drei aufeinanderfolgenden Jahren nicht ausgeschöpft, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie die nicht ausgeschöpften Mittel unter Berücksichtigung der Ergebnisse des EAG-Monitoringberichts gemäß § 86 durch Verordnung anderen Technologien und Förderarten zuschlagen.

(8) Die Anlage ist innerhalb von zwölf Monaten nach Abschluss des Fördervertrages in Betrieb zu nehmen.

Anmerkung: VO sollte präzisiert werden

Verordnung für die Gewährung von Investitionszuschüssen

§ 58. (1) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat in Übereinstimmung mit den Zielen und Grundsätzen dieses Bundesgesetzes mit Verordnung nähere Bestimmungen zur Durchführung und Abwicklung der Investitionsförderung festzulegen, einschließlich Bestimmungen betreffend

1. Fördercalls und das Verfahren der Förderungsvergabe,
2. Fördersätze und Abschläge,
3. förderbare Investitionskosten und Ausschluss der Förderbarkeit durch den Bezug anderer staatlicher Förderungen,
4. Rechte und Pflichten der Fördernehmer,
5. persönliche und sachliche Voraussetzungen für das Erlangen von Investitionszuschüssen,
6. Auszahlung, Kontrolle, Einstellung und Rückzahlung der Förderung,
7. den Inhalt der Förderungsverträge.

Dabei ist hinsichtlich des § 55 Abs. 4 und 8 sowie des § 57 das Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort und hinsichtlich des § 56 Abs. 4 das Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus herzustellen.

(2) Die Bundesministerin wird bei der Erstellung der Verordnung vom Energiebeirat (§ 20 Energie-Control-Gesetz) beraten.

3. Teil **EAG-Förderabwicklungsstelle** **Konzession der EAG-Förderabwicklungsstelle**

§ 59. (1) Förderungen nach diesem Bundesgesetz werden von der EAG-Förderabwicklungsstelle vergeben, der zu diesem Zweck von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie für das gesamte Bundesgebiet eine Konzession entsprechend den nachfolgenden Bestimmungen zu erteilen ist.

(2) Bei der Vergabe sowie jeder Neuvergabe der Konzession sind die Bestimmungen des Bundesgesetzes über die Vergabe von Konzessionsverträgen 2018 (BVergGKonz 2018), BGBl. I Nr. 65/2018, anzuwenden. Die Konzession ist am Ende des Vergabeverfahrens durch Abschluss eines Vertrages zu erteilen.

Erteilung der Konzession

§ 60. (1) Eine Konzession zur Ausübung der Tätigkeit der EAG-Förderabwicklungsstelle darf jedenfalls nur erteilt werden, wenn

1. sichergestellt ist, dass der Konzessionär die ihm übertragenen Aufgaben kostengünstig zu erfüllen vermag;
2. die Personen, die eine qualifizierte Beteiligung am Unternehmen halten, den im Interesse einer soliden und umsichtigen Führung des Unternehmens zu stellenden Ansprüchen genügen und die in keinem unvereinbaren Interessenkonflikt mit den Zielen und Zwecken dieses Bundesgesetzes stehen;
3. das Anfangskapital des Unternehmens mindestens fünf Millionen Euro beträgt und dieses dem zur Vertretung nach außen berufenen Organ unbeschränkt und ohne Belastung zur freien Verfügung steht und durch die materielle und personelle Ausstattung des Unternehmens die Leitung und Verwaltung der Gesellschaft bestmöglich gewährleistet sind;
4. bei keinem Mitglied des zur Vertretung nach außen berufenen Organs ein Ausschließungsgrund im Sinne des § 13 Abs. 1 bis 6 Gewerbeordnung 1994 (GewO 1994), BGBI. Nr. 194/1994, vorliegt;
5. gegen kein Mitglied des zur Vertretung nach außen berufenen Organs eine gerichtliche Voruntersuchung wegen einer vorsätzlichen, mit mehr als einjähriger Freiheitsstrafe bedrohten Handlung eingeleitet worden ist, bis zu der Rechtskraft der Entscheidung, die das Strafverfahren beendet;
6. die Mitglieder des zur Vertretung nach außen berufenen Organs auf Grund ihrer Vorbildung fachlich geeignet sind und die für den Betrieb des Unternehmens erforderlichen Eigenschaften und Erfahrungen haben. Die fachliche Eignung eines Mitglieds des zur Vertretung nach außen berufenen Organs setzt voraus, dass dieses in ausreichendem Maß Kenntnisse von Fördermechanismen und EU-Beihilfen- und Förderrecht sowie Leitungserfahrung hat; die fachliche Eignung für die Leitung einer Förderstelle ist anzunehmen, wenn eine zumindest dreijährige leitende Tätigkeit auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft oder des Rechnungswesens nachgewiesen wird;
7. kein Mitglied des zur Vertretung nach außen berufenen Organs einen anderen Hauptberuf außerhalb des Unternehmens ausübt, der geeignet ist, Interessenkonflikte hervorzurufen;
8. der Sitz und die Hauptverwaltung im Inland liegen;
9. die Neutralität, Unabhängigkeit und die Datenvertraulichkeit gegenüber Marktteilnehmern und die effiziente Abwicklung gewährleistet sind.

(2) Weitere Kriterien sind entsprechend dem BVergKonz 2018 im Rahmen der Ausschreibung festzulegen.

Auflösung des Konzessionsvertrages

- § 61. (1) Unbeschadet der konkreten Ausgestaltung des Konzessionsvertrags, ist dieser ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist aufzulösen, wenn
1. die EAG-Förderabwicklungsstelle ihre Tätigkeit nicht innerhalb von sechs Monaten nach Konzessionserteilung aufnimmt oder sie diese mehr als einen Monat lang nicht ausübt;
 2. sie durch unrichtige Angaben oder durch täuschende Handlungen herbeigeführt oder sonst wie erschlichen worden ist;
 3. eine Konzessionsvoraussetzung gemäß § 60 Abs. 1 nach Erteilung der Konzession nicht mehr vorliegt oder
 4. die EAG-Förderabwicklungsstelle ihren Aufgaben nicht sachgerecht und vorschriftsgemäß nachkommt.

(2) Eine Kündigung nach Abs. 1 Z 3 und 4 ist der EAG-Förderabwicklungsstelle schriftlich und nachweislich unter Angabe der genauen Gründe anzudrohen. Im Zuge dessen ist ihr eine Frist von höchstens einem Monat einzuräumen, binnen derer sie den Beanstandungen zu entsprechen hat.

Erlöschen der Konzession

§ 62. (1) Die Konzession erlischt:

1. durch Zeitablauf;
2. bei Eintritt einer auflösenden Bedingung;
3. mit ihrer Zurücklegung;
4. mit der Beendigung der Abwicklung des Konzessionsträgers;
5. mit der Eröffnung des Konkursverfahrens über das Vermögen der EAG-Förderabwicklungsstelle.

(2) Das Erlöschen der Konzession ist von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie dem Konzessionsinhaber anzuzeigen.

(3) Die Zurücklegung einer Konzession gemäß Abs. 1 Z 3 ist nur schriftlich zulässig und nur dann, wenn zuvor die Leitung und die Verwaltung der EAG-Förderabwicklungsstelle durch eine andere EAG-Förderabwicklungsstelle übernommen wurden.

Aufgaben der EAG-Förderabwicklungsstelle

§ 63. (1) Die Aufgaben der EAG-Förderabwicklungsstelle sind jedenfalls:

1. die Vergabe, Abwicklung und Kontrolle von Förderungen **nach diesem Bundesgesetz**;
2. der Datenabgleich mit allen relevanten Förderstellen zur Vermeidung und Aufklärung von Fördermissbrauch;
3. die Führung der EAG-Förderdatenbank gemäß § 64.

(2) Die EAG-Förderabwicklungsstelle ist im Rahmen ihrer Möglichkeiten verpflichtet, alle Maßnahmen zur Beschaffung der erforderlichen Finanzmittel zu ergreifen, einschließlich Fremdmittel aufzunehmen. Die

Aufnahme von Fremdmitteln erfordert die ausdrückliche Zustimmung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

(3) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie sowie der Regulierungsbehörde alle für die Erfüllung ihrer Verpflichtungen nach diesem Bundesgesetz erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen.

EAG-Förderdatenbank

§ 64. (1) Die EAG-Förderabwicklungsstelle ist verpflichtet, für sämtliche Anlagen, die mit der EAG-Förderabwicklungsstelle über einen Fördervertrag nach diesem Bundesgesetz oder mit der Ökostromabwicklungsstelle einen Fördervertrag nach dem ÖSG 2012 verfügen oder verfügt haben, mittels automationsunterstützter Datenverarbeitung eine Datenbank zu führen (EAG-Förderdatenbank). In die EAG-Förderdatenbank sind pro Anlage mindestens folgende Daten aufzunehmen:

1. Anlagenbezeichnung und Anlagenbetreiber;
2. Art der Anlage und Engpassleistung und gegebenenfalls Speicherkapazität;
3. Art und Umfang der nach diesem Bundesgesetz erhaltenen Förderungen;
4. bei Betriebsförderungen von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen die in das öffentliche Netz abgegebenen Mengen an elektrischer Energie in kWh;
5. Art und Umfang etwaiger weiterer Förderungen;
6. Datum der Inbetriebnahme der Anlage;
7. Datum der Außerbetriebnahme der Anlage;
8. Bei Rohstoffeinsatz der Anlage: Art der eingesetzten Rohstoffe.

(2) Den Anlagenbetreibern sind auf deren schriftliches Ersuchen die Daten aus der EAG-Förderdatenbank zur Verfügung zu stellen. Die Datenbekanntgabe kann mittels automationsunterstützter Datenverarbeitung und -übermittlung erfolgen. Die Anlagenbetreiber sind verpflichtet, der EAG-Förderabwicklungsstelle jede Änderung der Daten gemäß Abs. 1 Z 1 bis Z 8 unaufgefordert binnen 14 Tagen nach Änderung schriftlich oder in elektronischer Form mitzuteilen.

Abgeltung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle

§ 65. (1) Der EAG-Förderabwicklungsstelle sind unter Berücksichtigung einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals im Sinne des § 60 Abs. 1 Z 3 folgende Aufwendungen abzugelten:

1. die Aufwendungen für die Gewährung von Marktprämiens und Investitionszuschüssen nach diesem Bundesgesetz;
2. die Aufwendungen für die Technologiefördermittel der Länder gemäß § 73;
3. die mit der Erfüllung der Aufgaben der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß Z 1 verbundenen administrativen und finanziellen Aufwendungen;
4. die der Ökostromabwicklungsstelle gemäß § 42 ÖSG 2012 abzugeltenden Mehraufwendungen.

(2) Allfällige Differenzbeträge, die sich in einem Kalenderjahr zwischen den gemäß § 67 bis 71 vereinnahmten Mitteln und den Aufwendungen gemäß Abs. 1 ergeben, sind bilanztechnisch erfolgswirksam abzugrenzen und im nächsten Kalenderjahr durch eine Anpassung des Erneuerbaren-Förderbeitrages auszugleichen. Ein ausgeglichenes Ergebnis zwischen den im Folgejahr zu erwartenden Aufwendungen sowie den in diesem Zeitraum prognostizierten Einnahmen ist anzustreben. Der verbleibende, nicht durch Einnahmen gedeckte Teil der Aufwendungen eines Geschäftsjahres ist im Jahresabschluss der EAG-Förderabwicklungsstelle als Aktivposten anzusetzen und mit den im künftigen Erneuerbaren-Förderbeitrag abgegoltenen Mehreinnahmen zu verrechnen. Übersteigen die Einnahmen die Aufwendungen eines Kalenderjahres, so sind diese Überschüsse als Verrechnungsverbindlichkeiten in die Bilanz der EAG-Förderabwicklungsstelle einzustellen und mit den im künftigen Erneuerbaren-Förderbeitrag in Abzug gebrachten Mehreinnahmen zu verrechnen.

(3) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat im Rahmen ihrer Aufsichtsfunktion die Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle zu prüfen.

Aufsicht und Kontrolle

§ 66. (1) Der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie obliegt die Aufsicht über die EAG-Förderabwicklungsstelle.

(2) Zur Ausübung des Aufsichtsrechts ist die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu den Sitzungen des Aufsichtsrats oder dem sonst nach Gesetz oder Satzung einzurichtenden Aufsichtsorgan der EAG-Förderabwicklungsstelle einzuladen. Sie kann sich durch Bedienstete ihres Bundesministeriums vertreten lassen. Die Bundesministerin oder die sie vertretenden Bediensteten nehmen an den Sitzungen des Aufsichtsorgans mit beratender Stimme teil.

(3) Die EAG-Förderabwicklungsstelle unterliegt, unabhängig von ihren Eigentumsverhältnissen, der Kontrolle des Rechnungshofes.

(4) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie für jedes abgelaufene Kalenderjahr einen mit dem Prüfbericht und

Bestätigungsvermerk eines Wirtschaftsprüfers versehenen Jahresabschluss samt Lagebericht bis zum 30. Juni des Folgejahres vorzulegen.

4. Teil

Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel

Aufbringung der Fördermittel

§ 67. Die Fördermittel für Förderungen nach diesem Bundesgesetz werden aufgebracht:

1. aus der Erneuerbaren-Förderpauschale gemäß § 69;
2. aus dem gemäß § 71 festgelegten Erneuerbaren-Förderbeitrag;
3. aus den vereinnahmten Beträgen der gemäß § 28 zu leistenden Pönen;
4. aus den vereinnahmten Beträgen der gemäß § 96 und § 55 ÖSG 2012 verhängten Verwaltungsstrafen;
5. aus verfallenen Anzahlungen gemäß § 20 EIWOG 2010;
6. aus Zinsen der veranlagten Mittel nach diesem Absatz;
7. durch sonstige Zuwendungen.

Kostenbefreiung für einkommensschwache Haushalte

§ 68. (1) Personen, die gemäß § 3 Fernsprechentgeltzuschussgesetz (FeZG), BGBI. I Nr. 142/2000, zum anspruchsberechtigten Personenkreis gehören, sind, jeweils für ihren Hauptwohnsitz von der Pflicht zur Entrichtung der Erneuerbaren-Förderpauschale und des Erneuerbaren-Förderbeitrags befreit.

(2) Für das Verfahren, die Befristung der Befreiung, die Auskunfts-, Vorlage- und Meldepflicht und das Ende der Befreiung gelten § 4, § 5, § 7, § 8 und § 12 Abs. 1 FeZG sinngemäß, wobei die GIS Gebühren Info Service GmbH der Regulierungsbehörde sowie dem jeweiligen Netzbetreiber auf Verlangen jederzeit Auskünfte zu den Umständen der Anspruchsberechtigung sowie den Antragstellern zu geben hat.

(3) Die Regulierungsbehörde kann durch Verordnung nähere Regelungen erlassen, insbesondere über 1. das zur Feststellung des Befreiungstatbestandes einzuhaltende Verfahren sowie die Geltendmachung der Befreiung durch den Begünstigten;

2. die Frist, innerhalb der die Erneuerbaren-Förderpauschale und der Erneuerbaren-Förderbeitrag gegenüber den Begünstigten nicht mehr in Rechnung gestellt werden darf und innerhalb derer der nach Eintritt des Befreiungstatbestandes bezahlte Erneuerbaren-Förderbeitrag bzw. die nach Eintritt des Befreiungstatbestandes bezahlte Erneuerbaren-Förderpauschale von den Netzbetreibern an die Begünstigten rückzuerstatten bzw. gutzuschreiben ist;

3. die Verpflichtung der Begünstigten, eine Änderung der Einkommensverhältnisse unverzüglich bekannt zu geben sowie einen ausdrücklichen Hinweis auf diese Verpflichtung der Begünstigten;

4. Information und Weitergabe von Daten im erforderlichen Ausmaß;

5. eine angemessene Abgeltung der Leistungen der GIS Gebühren Info Service GmbH durch die EAG-Förderabwicklungsstelle.

Die Verordnung hat eine rasche, einfache und verwaltungsökonomische Abwicklung der Aufgaben der GIS Gebühren Info Service GmbH zu gewährleisten.

(4) Die Datenübermittlung der GIS Gebühren Info Service GmbH an die Regulierungsbehörde und die Netzbetreiber sowie die Datenübermittlung der Netzbetreiber an die GIS Gebühren Info Service GmbH zum Zwecke dieser Bestimmung ist zulässig.

(5) Der Anspruch für eine Befreiung gemäß Abs. 1 erlischt bei Wegfall von zumindest einer der Voraussetzungen sowie bei Verletzung der Auskunfts-, Vorlage- bzw. Meldepflichten gemäß § 7 FeZG. Die GIS Gebühren Info Service GmbH hat diesen Zeitpunkt den betroffenen Personen sowie dem Netzbetreiber mitzuteilen. Zu Unrecht erlangte Vermögensvorteile sind von der GIS Gebühren Info Service GmbH zurückzufordern und an die EAG-Förderabwicklungsstelle abzuführen.

(6) In Streitigkeiten zwischen der GIS Gebühren Info Service GmbH und den betroffenen Personen entscheiden die ordentlichen Gerichte.

Erneuerbaren-Förderpauschale

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

(2) Die Erneuerbaren-Förderpauschale beträgt bis einschließlich 2023 pro Kalenderjahr:

1. für die an den Netzebenen 1 bis 3 angeschlossenen Netznutzer 90 287,70 Euro;
2. für die an den Netzebenen 4 angeschlossenen Netznutzer 90 287,70 Euro;

3. für die an die Netzebene 5 angeschlossenen Netznutzer 13 414,17 Euro;
4. für die an der Netzebene 6 angeschlossenen Netznutzer 825,48 Euro;
5. für die an der Netzebene 7 angeschlossenen Netznutzer 28,38 Euro.

~~(3) Divergieren Einspeise- und Bezugsleistung an einem Zählpunkt in dem Maße, als bei alleiniger Betrachtung der Bezugsleistung der Anschluss an eine andere Netzebene als an die tatsächlich angeschlossene Netzebene erfolgen würde, ist für die Höhe der Erneuerbaren-Förderpauschale die fiktive Netzebene der Bezugsleistung ausschlaggebend.~~

(3) Bei einer Nutzung des öffentlichen Elektrizitätsnetzes von weniger als einem Kalenderjahr ist pro angefangenem Kalendermonat ein Zwölftel der jeweiligen Erneuerbaren-Förderpauschale gemäß Abs. 2 und 3 zu entrichten.

~~(5) Reduziert sich bei Endverbrauchern, die auf der Netzebene 5 oder 6 angeschlossen sind, die bezogene Strommenge für zumindest drei Monate um mehr als 80% der in den vergangenen sechs Monaten durchschnittlich bezogenen Strommenge, sind, sofern keine Einspeisung erfolgt, für den Zeitraum des reduzierten Strombezugs, höchstens jedoch für neun Monate, nur 20% der jeweils anfallenden Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten. Voraussetzung für die Inanspruchnahme dieser Reduktion ist, dass die Anlagen ferngesteuert regelbar und mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenze des § 17 Abs. 2 EIWOG 2010 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 ausgestattet ist. Der Beginn und das Ende des reduzierten Strombezugs sind dem Netzbetreiber innerhalb von 2 Wochen zu melden.~~

(4) Bei Schließungen von Betriebsstätten gemäß § 20 Epidemiegesetz 1950, BGBI. Nr. 186/1950, ist für den Zeitraum der Schließung keine Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten.

~~(5) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat die für die einzelnen Netzebenen geltenden Erneuerbaren-Förderpauschalen alle drei Jahre mit Verordnung neu festzusetzen. Dabei sind die in Abs. 2 ausgewiesenen Erneuerbaren-Förderpauschalen im gleichen Verhältnis anzupassen, dass 38% der für Förderungen nach diesem Bundesgesetzes erforderlichen Mittel durch die aus der Verrechnung der Erneuerbaren-Förderpauschale vereinnahmten Mittel abgedeckt werden.~~

Einhebung der Erneuerbaren-Förderpauschale

§ 70. (1) Die Erneuerbaren-Förderpauschale ist von den Netzbetreibern den Endverbrauchern in Rechnung zu stellen und vierteljährlich an die EAG-Förderabwicklungsstelle abzuführen. Die EAG-Förderabwicklungsstelle ist berechtigt, die Erneuerbaren-Förderpauschale vorab zu pauschalieren und vierteljährlich gegen nachträgliche Abrechnung einzuhören. Die Netzbetreiber und die mit der Verrechnung betraute Stelle haben der EAG-Förderabwicklungsstelle sämtliche für die Bemessung und Pauschalierung der Erneuerbaren-Förderpauschale erforderlichen Daten und sonstigen Informationen zur Verfügung zu stellen.

(2) Die Erneuerbaren-Förderpauschale ist auf den Rechnungen für die Netznutzung gesondert auszuweisen bzw. gesondert zu verrechnen.

(3) Bei Nichtbezahlung der Erneuerbaren-Förderpauschale durch Endverbraucher sind die Netzbetreiber verpflichtet, die erforderlichen Maßnahmen zur außergerichtlichen oder gerichtlichen Einbringlichmachung der Erneuerbaren-Förderpauschale zu ergreifen. In Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Endverbrauchern sowie der EAG-Förderabwicklungsstelle und Netzbetreibern, insbesondere auf Leistung der Erneuerbaren-Förderpauschale, entscheiden die ordentlichen Gerichte.

Erneuerbaren-Förderbeitrag

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

(2) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort jährlich im Vorhinein durch Verordnung einen Erneuerbaren-Förderbeitrag festzulegen. Auf eine bundesweit gleichförmige Belastung der Endkunden je Netzebene ist bei der Berechnung der Zuschläge Bedacht zu nehmen. Unterjährige Anpassungen sind zulässig.

(3) Der Erneuerbaren-Förderbeitrag ist von den Netzbetreibern in Rechnung zu stellen und gemeinsam mit dem jeweiligen Systemnutzungsentgelt von den an ihren Netzen angeschlossenen Endverbrauchern einzuhören. Die Mittel sind in der von der Verordnung gemäß Abs. 2 festgesetzten Höhe von den Netzbetreibern monatlich an die EAG-Förderabwicklungsstelle abzuführen. Die EAG-Förderabwicklungsstelle ist berechtigt, den Erneuerbaren-Förderbeitrag vorab zu pauschalieren und monatlich gegen nachträgliche Abrechnung einzuhören. Die Netzbetreiber und die mit der Verrechnung betraute Stelle haben der EAG-Förderabwicklungsstelle sämtliche für die Bemessung des Erneuerbaren-Förderbeitrags erforderlichen Daten und sonstigen Informationen zur Verfügung zu stellen.

(4) Der Erneuerbaren-Förderbeitrag ist auf den Rechnungen für die Netznutzung gesondert auszuweisen bzw. gesondert zu verrechnen.

(5) Bei der Ermittlung des vom Endverbraucher zu zahlenden Erneuerbaren-Förderbeitrages bleiben innerhalb einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft erzeugte und verbrauchte Mengen außer Betracht.

(6) Bei Nichtbezahlung des Erneuerbaren-Förderbeitrags durch Endverbraucher sind die Netzbetreiber verpflichtet, die erforderlichen Maßnahmen zur außergerichtlichen oder gerichtlichen Einbringlichmachung des Erneuerbaren-Förderbeitrags zu ergreifen. In Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Endverbrauchern sowie der EAG-Förderabwicklungsstelle und Netzbetreibern, insbesondere auf Leistung des Erneuerbaren-Förderbeitrags, entscheiden die ordentlichen Gerichte.

Fördermittelkonto

§ 72. (1) Zur Verwaltung der Fördermittel gemäß § 67 hat die EAG-Förderabwicklungsstelle ein Konto einzurichten.

(2) Die Verwaltung des Kontos obliegt der EAG-Förderabwicklungsstelle. Sie hat die Mittel zinsbringend zu veranlagen. Der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, der Regulierungsbehörde sowie den herangezogenen Sachverständigen ist jederzeit Einsicht in sämtliche Unterlagen zu gewähren.

(3) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat die Mittel für Tätigkeiten gemäß § 94 an die Servicestelle für erneuerbares Gas, die Mittel für die Abdeckung der Aufwendungen gemäß § 42 Abs.1 ÖSG 2012 an die Ökostromabwicklungsstelle und die Mittel für Förderungen gemäß § 25 bis 27a ÖSG 2012 vierteljährlich an die Abwicklungsstelle für Investitionszuschüsse zu überweisen.

Zuweisung von Technologiefördermitteln an die Länder

§ 73. (Verfassungsbestimmung) (1) Den Ländern ist zur Förderung der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen ein Betrag von sieben Millionen Euro jährlich zur Verfügung zu stellen. Davon ist ein Betrag von zwei Millionen Euro jährlich nach dem Verhältnis der Abgabe von elektrischer Energie aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher im jeweiligen Land in einem Kalenderjahr zu bemessen. Die übrigen fünf Millionen Euro sind im Verhältnis des jährlichen Zubaus an Erzeugungsleistung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen gegenüber dem jährlichen Gesamtzubau zu vergeben.

(2) Die Mittel gemäß Abs. 1 sind zusätzlich zu den Förderungen nach diesem Bundesgesetz so einzusetzen, dass sie zur Erreichung der Ziele gemäß § 4 beitragen. Eine weitere Eingrenzung des Verwendungszwecks kann bei mangelhafter Erreichung der Ziele gemäß § 4 durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort erfolgen.

(3) Über den Einsatz dieser Mittel ist von jedem Land getrennt an die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie sowie an die Regulierungsbehörde bis spätestens 30. Juni des Folgejahres ein schriftlicher Bericht vorzulegen. In diesem Bericht sind jedenfalls die unterstützten Projekte mit ihrer Leistung, Technologie und jährlichen Erzeugungsmenge jeweils mit Angabe des Unterstützungsmaßes anzugeben. Bei unvollständiger oder mangelhafter Berichterstattung hat die Auszahlung weiterer Technologiefördermittel bis zur Vorlage eines ordnungsgemäßen Berichts zu unterbleiben.

5. Teil

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

Allgemeine Bestimmungen

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

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

(3) Bis Ende 2023 hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie eine Analyse über Hindernisse und Entwicklungspotentiale von Erneuerbare-Energie-

Gemeinschaften, insbesondere in Bezug auf Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften außerhalb des Elektrizitätssektors und den Betrieb von Netzen, zu erstellen.

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Elektrizitätsbereich

§ 75. (1) Innerhalb einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft müssen die Verbrauchsanlagen der Mitglieder oder Gesellschafter mit den Erzeugungsanlagen über ein Niederspannungs-Verteilnetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation (Lokalbereich) oder einen Teilabschnitt eines Mittelspannungsabzweiges und die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk (Regionalbereich) im Konzessionsgebiet eines Netzbetreibers verbunden sein. Die Durchleitung von Energie aus dezentralen Erzeugungsanlagen oder Speichern zu Verbrauchsanlagen unter Inanspruchnahme der Netzebenen 1 bis 4, ausgenommen die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk, oder durch Elektrizitätsnetze anderer Netzbetreiber ist unzulässig.

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

(3) Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften unterliegen der pauschalen Ausgleichsenergieverrechnung gemäß § 5 Abs. Z 32a.

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

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

Eine Erneuerbare Energie Gemeinschaft kann sowohl Eigentümerin als auch Betreiberin eines Verteilernetzes sein. In diesem Fall gelten die auf Verteilernetzbetreiber anwendbaren Vorschriften des 4. Teils des EIWOG 2010.

Organisation des Betriebs und Netzzugang

§ 76. (1) **Netzzugangsberechtigte** gemäß § 74 Abs. 2 haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreibern, an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft teilzunehmen und Auskunft darüber zu bekommen, an welchen Teil des Verteilernetzes ihre Verbrauchs- bzw. Erzeugungsanlagen angeschlossen sind.

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

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

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

Messung und Verrechnung

§ 77. (1) Der Netzbetreiber hat

1. den Bezug der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden **Netzzugangsberechtigten** sowie die Einspeisung und den Bezug der Erzeugungsanlage/n mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des § 17 Abs. 2 EIWOG 2010 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 zu messen. Bei Verwendung von intelligenten Messgeräten müssen die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen, ausgelesen und **reduziert um den zugeordneten erzeugten Strom** für das Clearing gemäß § 23 Abs. 5 EIWOG 2010 verwendet werden.
2. die gemessenen Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlage/n und der Verbrauchsanlagen der **Netzzugangsberechtigten** seiner Rechnungslegung an die teilnehmenden **Netzzugangsberechtigten** zugrunde zu legen sowie nach Maßgabe der Marktregeln den Lieferanten sowie der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zur Verfügung zu stellen. **Die gemessenen und die berechneten Zähl- und Messwerte sind den Lieferanten täglich zu übermitteln.**
3. -soweit dies technisch möglich ist –sich bestehender automationsunterstützter Datenverarbeitungsprozesse (Plattformen) zu bedienen. § 45a EIWOG 2010 gilt sinngemäß.
4. die aktuelle Lieferantenzuordnung den teilnehmenden **Netzzugangsberechtigten** in neu zu schaffenden Marktprozessen der Erneuerbare Energie Gemeinschaft mitzuteilen;
5. die korrigierten ¼-h-Zeitreihen der teilnehmenden **Netzzugangsberechtigten** (gemessene Verbrauchszeitreihen abzüglich zugerechneter gemessener Erzeugungsanteilszeitreihen) täglich auf Einzel- und Aggregatsebene an die betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen zu übermitteln.

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

1. die Zuordnung hat pro Viertelstunde zu erfolgen und ist mit dem **Stromverbrauch** der jeweiligen Anlage des teilnehmenden **Netzzugangsberechtigten** in der jeweiligen Viertelstunde begrenzt;
2. die verbleibende **Stromeinspeisung** der jeweiligen **dezentralen** Erzeugungsanlage pro Viertelstunde, welche nicht den teilnehmenden **Netzzugangsberechtigten** zugeordnet ist, gilt als in das öffentliche **Elektrizitätsnetz** eingespeist und ist der Bilanzgruppe des Stromhändlers, mit dem der Abnahmevertrag abgeschlossen wurde, zuzuordnen;
3. der dem Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden **Netzzugangsberechtigten** zugeordnete statische oder dynamische Anteil am erzeugten **Strom** ist gesondert zu erfassen und auf der Rechnung darzustellen.

6. Teil

HerkunftsNachweise für erneuerbare Energie

1. Hauptstück

Allgemeine Bestimmungen

HerkunftsNachweisdatenbank

§ 78. (1) Für die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung und der Entwertung der HerkunftsNachweise wird die Regulierungsbehörde als zuständige Stelle benannt. Dies hat mittels automationsunterstützter Datenbank (HerkunftsNachweisdatenbank) zu erfolgen.

(2) Ans öffentliche Netz angeschlossene Anlagen zur Erzeugung von **Energie Strom** aus erneuerbaren Quellen sind vom Anlagenbetreiber, einem Anlagenbevollmächtigten oder durch einen vom Anlagenbetreiber beauftragten Dritten bis zur Inbetriebnahme der Anlage in der HerkunftsNachweisdatenbank der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 1 zu registrieren. Bei bestehenden Anlagen ist die Registrierung binnen drei Monaten ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes vorzunehmen. Bei der Registrierung sind folgende Mindestangaben erforderlich:

1. Anlagenbetreiber und Anlagenbezeichnung;
2. Standort der Anlage;
3. die Art und Engpassleistung der Anlage;
4. die Zählpunktnummer;
5. Bezeichnung des Netzbetreibers, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist;
6. die Menge der erzeugten Energie;
7. die eingesetzten Energiequellen;
8. Art und Umfang von Investitionsbeihilfen;
9. Art und Umfang etwaiger weiterer Förderungen;
10. Datum der Inbetriebnahme der Anlage;

11. Datum der Außerbetriebnahme der Anlage.

Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung weitere Angaben für die Registrierung festlegen. Die Angaben sind durch den abgeschlossenen Netzzugangsvertrag sowie weitere geeignete Nachweise zu belegen. Die Regulierungsbehörde ist berechtigt, zur Überprüfung der übermittelten Informationen entsprechende Unterlagen nachzufordern; hierzu zählen insbesondere Anlagenaudits und Anlagenbescheide.

(3) Der Bilanzgruppenkoordinator oder die Netzbetreiber, an deren öffentlichen Elektrizitätsnetz Anlagen zur Erzeugung von **Energie Strom** aus erneuerbaren Quellen angeschlossen sind, haben auf Verlangen des Anlagenbetreibers durch monatliche Eingabe der in das öffentliche **Elektrizitätsnetz** eingespeisten Nettoerzeugungsmengen in der Herkunftsachweisdatenbank die Ausstellung von Herkunftsachweisen durch die Regulierungsbehörde anzufordern.

(4) Der Bilanzgruppenkoordinator oder die Netzbetreiber haben Anlagenbetreiber beim Netzzutritt über deren Registrierungspflicht in der Herkunftsachweisdatenbank zu informieren. Fehlende oder mangelhafte Eintragungen sind vom Netzbetreiber an die Regulierungsbehörde zu melden.

(5) Vorgaben für technische Spezifikationen können von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort mit Verordnung festgelegt werden.

(6) Die Anlagenbetreiber haften für die Richtigkeit ihrer Angaben über die eingesetzten Energieträger.

(7) Die EAG-Förderabwicklungsstelle, die Bundesländer, die Netzbetreiber, der Bilanzgruppenkoordinator, die Erzeuger und die Händler sind verpflichtet, der Regulierungsbehörde sämtliche für die Administration und Abwicklung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Herkunftsachweisen notwendigen Daten, wie insbesondere Anlagen- und Betreiberdaten sowie Einspeisemengen, auf Verlangen zur Verfügung zu stellen. Diese Datenbekanntgaben können mittels automationsunterstützter Datenverarbeitung und –übermittlung erfolgen.

(8) Die Regulierungsbehörde stellt eine ordnungsgemäße Abwicklung der Datentransfers zwischen der Herkunftsachweisdatenbank sowie der von der Umweltbundesamt GmbH betriebenen elektronischen Datenerfassung sämtlicher nachhaltiger Biokraftstoffe gemäß der Kraftstoffverordnung 2012, BGBl. II Nr. 398/2012 in der Fassung BGBl. II Nr. 86/2018, sicher, um Doppelzählungen auszuschließen.

(9) Die in der Herkunftsachweisdatenbank der Regulierungsbehörde registrierten Betreiber einer Erzeugungsanlage werden in einem Anlagenregister veröffentlicht. Dabei werden folgende Daten öffentlich zugänglich gemacht:

1. zum Einsatz kommende Energiequellen,
2. installierte **Engpassleistung** der Anlage,
3. Jahreserzeugung,
4. technische Eigenschaften der Anlage und
5. Postleitzahl des Standortes der Anlage, sofern durch die Angabe der Postleitzahl die Identifizierung des Anlagenbetreibers nicht möglich ist; andernfalls ist das Bundesland anzugeben.

Eigenversorgung und die Erzeugung von Energie außerhalb des öffentlichen Elektrizitätsnetzes

§ 79. (1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von **Strom** aus erneuerbaren Quellen, die **Strom** für die Eigenversorgung erzeugen oder **den** erzeugten **Strom** nicht oder nur teilweise in das öffentliche Elektrizitätsnetz einspeisen, haben ihre Anlagen in der Herkunftsachweisdatenbank der Regulierungsbehörde gemäß § 78 Abs. 1 zu registrieren. Hinsichtlich der Registrierung gelten die Bestimmungen des § 78 Abs. 2.

(2) Der Eigenversorgungsanteil ist bei Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen mit einer Engpassleistung von mehr als 100 kW mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010 zu messen. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, deren Engpassleistung in Summe weniger als 0,8 kW pro Anlage eines **Netzzugangsberichtigen** beträgt (Kleinsterzeugungsanlagen), sind von der Registrierungspflicht nach Abs. 1 nicht erfasst.

(3) Bei Anlagen zur Erzeugung von Gas aus erneuerbaren Quellen, das nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird (Inselanlagen), erfolgt die Messung mittels intelligenter Messgeräte gemäß § 7 Abs. 1 Z 26 GWG 2011.

(3) Sind bestehende Erzeugungsanlagen nicht mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet, sind diese binnen **zwölf** Monaten ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes zu installieren. Der Zählerstand der in einem Kalenderjahr erzeugten und verbrauchten **Strommenge** ist vom Anlagenbetreiber oder von einem vom Anlagenbetreiber beauftragten Dienstleister einmal jährlich an die Regulierungsbehörde zu melden.

Herkunftsachweise

§ 80. (1) Für jede Einheit erzeugte Energie darf nur ein Herkunftsachweis ausgestellt werden. Ein Herkunftsachweis gilt standardmäßig für 1 MWh, wobei eine Untergliederung bis zur dritten Nachkommastelle zulässig ist.

(2) Herkunftsachweise gelten **zwölf sechszehn** Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Ein Herkunftsachweis ist nach seiner Verwendung zu entwerten. Herkunftsachweise, die nicht

entwertet wurden, werden spätestens 18 Monate nach der Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit in der Nachweisdatenbank mit dem Status "verfallen" versehen.

(3) Der Herkunftsnnachweis gemäß Abs. 1 hat folgende Angaben zu umfassen:

1. die Menge der erzeugten Energie;
2. Angaben, ob ein Herkunftsnnachweis Elektrizität oder Gas, einschließlich Wasserstoff, betrifft;
3. die Art und die Engpassleistung der Anlage;
4. den Zeitraum und den Ort der Erzeugung;
5. die eingesetzten Energiequellen;
6. Art von Investitionsbeihilfen;
7. Art etwaiger weiterer Förderungen;
8. Datum der Inbetriebnahme der Anlage;
9. Ausstellungsdatum, ausstellendes Land und eindeutige Kennnummer.

(4) Die Betreiber einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sowie Händler, die erneuerbare Energie einem anderen Händler veräußern, sind über Verlangen des Käufers verpflichtet, die der verkauften Menge entsprechenden Herkunftsnnachweise (mittels automationsunterstützter Datenverarbeitung) nachweislich diesem Käufer zu überlassen.

(5) Bei automationsunterstützter Ausstellung der Herkunftsnnachweise ist monatlich eine Bescheinigung auf Basis des ersten Clearings auszustellen und an die Anlagenbetreiber zu übermitteln.

(6) Bei Anlagen, die erneuerbares Gas auf Basis von erneuerbarem Strom erzeugen, sind durch den Anlagenbetreiber Herkunftsnnachweise und Umweltauswirkungen der Stromerzeugung auf die Gaserzeugung zu übertragen. Dazu sind die der Stromerzeugung zugrundeliegenden Herkunftsnnachweise und Umweltauswirkungen reduziert um die bei der Gaserzeugung entstehenden Umwandlungsverluste anzuführen und im Strom-Nachweissystem als Energieeinsatz für die Gaskennzeichnung zu klassifizieren. Die Umwandlungsverluste gelten als Verbrauch des Sektors Energie. Diese Bestimmung gilt sinngemäß für Anlagen, die erneuerbaren Strom auf Basis von erneuerbarem Gas erzeugen.

(7) Die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die eine Förderung nach dem 2. Teil dieses diesem Bundesgesetzes in Anspruch nehmen, haben den erneuerbaren Strom sowie die dazugehörigen Herkunftsnnachweise entweder für die Belieferung von Endverbrauchern im Inland oder von Stromhändlern zu verwenden. Die Stromhändler haben diesen Strom ausschließlich für die Belieferung von Endverbrauchern (Kunden) im Inland zu verwenden.

Anerkennung von Herkunftsnnachweisen aus anderen Staaten

§ 81. (1) Herkunftsnnachweise für Strom aus erneuerbaren Quellen aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU-Mitgliedstaat oder einem EWR-Vertragsstaat gelten als Herkunftsnnachweise im Sinne dieses Bundesgesetzes, wenn sie zumindest den Anforderungen des Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 entsprechen. Herkunftsnnachweise für Energie aus erneuerbaren Quellen aus Anlagen mit Standort in einem Drittstaat gelten als Herkunftsnnachweise Nachweise im Sinne dieses Bundesgesetzes, wenn die Europäische Union mit diesem Drittstaat ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von in der Union ausgestellten Herkunftsnnachweisen und in diesem Drittstaat eingerichteten kompatiblen Herkunftsnnachweissystemen geschlossen hat, und Energie direkt ein- oder ausgeführt wird.

(2) Im Zweifelsfall hat die Regulierungsbehörde über Antrag oder von Amts wegen mit Bescheid festzustellen, ob die Voraussetzungen für die Anerkennung vorliegen, ein Herkunftsnnachweis für Strom aus einer Erneuerbare Energie-Erzeugungsanlage den gesetzlichen Voraussetzungen des § 80 entspricht.

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

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

2. Hauptstück

Besondere Bestimmungen für erneuerbares Gas

Grüngassiegel

§ 82. (1) Herkunftsnnachweise für erneuerbare Gase und Grüngassiegel für Gas gemäß § 83 werden mit einem Grüngassiegel versehen, wenn sie Energie nachweisen, die den Kriterien gemäß § 6 entsprechen und damit auf das nationale Erneuerbare Referenzziel der Republik Österreich gemäß Art. 3 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 angerechnet werden können.

(2) Herkunftsachweise mit Grünassiegel dienen dem Nachweis der Erreichung der Grün-Gas-Quote gemäß § 84.

Grünzertifikate für Gas, die nicht in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeist werden

~~§ 83.~~ (1) Grünzertifikate für Gas dienen dem Nachweis der Produktion von nicht in das öffentliche Netz eingespeisten erneuerbaren Gasen, welche im Endverbrauch eingesetzt oder stofflich genutzt werden.

(2) Grünzertifikate für Gas werden in der Herkunftsachweisdatenbank der Regulierungsbehörde generiert und gelistet. Die Ausstellung eines Grünzertifikates für Gas schließt die Ausstellung eines Herkunftsachweises nach dem 1. Hauptstück dieses Teils aus.

(3) Grünzertifikate für Gas mit Grünassiegel können auf die Grün-Gas-Quote gemäß § 84 angerechnet werden. Sie sind ausschließlich für den Zweck der Anrechnung auf die Grün-Gas-Quote unter den Verpflichteten handelbar.

(4) Für jede Einheit erzeugtes erneuerbares Gas, das nicht in das öffentliche Netz eingespeist wurde, darf nur ein Grünzertifikat für Gas ausgestellt werden. Ein Grünzertifikat für Gas gilt standardmäßig für 1 MWh, wobei eine Untergliederung bis zur dritten Nachkommastelle zulässig ist.

(5) Grünzertifikate gelten zwölf Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Grünzertifikate für Gas, die nicht entwertet wurden, werden spätestens 18 Monate nach Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit mit dem Status „verfallen“ versehen.

(6) Das Grünzertifikat für Gas hat folgende Angaben zu umfassen:

1. die erzeugte Menge in MWh;
2. die Art und die Engpassleistung der Anlage;
3. den Zeitraum und den Ort der Erzeugung;
4. die eingesetzten Energieträger;
5. Art von Investitionsbeihilfen;
6. Art etwaiger weiterer Förderungen;
7. Datum der Inbetriebnahme der Anlage;
8. Ausstellungsdatum und eindeutige Kennnummer;
9. ausstellende Stelle und Land der Ausstellung;
10. Grünassiegel.

(7) Zusätzlich kann das Grünzertifikat für Gas noch weitere Angaben enthalten, um den Anforderungen für weitere Verwendungszwecke zu entsprechen.

(8) Bei automationsunterstützter Ausstellung der Grünzertifikate für Gas ist monatlich eine Bescheinigung auf Basis der abgelesenen Zählerstände auszustellen und an die Anlagenbetreiber zu übermitteln.

Anrechnung und Nachweis der Grün-Gas-Quote

~~§ 84.~~ (1) Sofern Versorger verpflichtet werden, einen bestimmten Anteil an verkauften Gasmengen durch erneuerbare Gase zu substituieren (Grün-Gas-Quote), ist die von den Versiegern zur Erreichung der Grün-Gas-Quote beschaffte Energiemenge an erneuerbarem Gas durch Herkunftsachweise mit Grünassiegel gemäß § 82 oder durch Grünzertifikate für Gas mit Grünassiegel gemäß § 83 nachzuweisen.

(2) Grünzertifikate für Gas mit Grünassiegel können von jenen Versiegern auf die Grün-Gas-Quote gemäß Abs. 1 angerechnet werden, die

1. selbst eine Produktionsstätte für erneuerbares Gas betreiben;
2. die Kontrolle im Sinne des § 7 Abs. 1 Z 30 GWG 2011 über den Betreiber einer Anlage für erneuerbares Gas haben;

3. ein Grünzertifikat für Gas mit Grünassiegel von einem Versorger nach Z 1 und Z 2 erworben haben.

(3) Auf die Grün-Gas-Quote sind nicht anzurechnen:

1. Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes bereits im Betrieb sind;
2. Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die Biomasse in Form von biologisch abbaubaren Abfällen und/oder Reststoffen einsetzen, die am selben Standort bei anderen industriellen Produktionsprozessen angefallen sind;
3. Grünzertifikate für Gas ohne Grünassiegel.

(4) Unbeschadet des Abs. 2 Z 3 sind Grünzertifikate für Gas nicht auf Dritte übertragbar.

2. Hauptstück

Besondere Bestimmungen für erneuerbare Fernwärme und Fernkälte

Nachweis über den Anteil erneuerbarer Energie

~~§ 82.~~ (1) Betreiber von Fernwärme- oder Fernkälteanlagen mit mehr als 1 000 Kunden sind verpflichtet, am Ende jedes Geschäftsjahres eine Aufschlüsselung über die Herkunft der von ihnen eingesetzten Brennstoffe der Regulierungsbehörde zu melden. Die Aufschlüsselung hat zumindest in Form einer prozentmäßigen

~~Aufschlüsselung der Primärenergieträger in erneuerbare Energie, fossile Energie oder sonstige Energieträger zu erfolgen.~~

~~(2) Die Informationen gemäß Abs. 1 müssen auf der Internetseite des jeweiligen Unternehmens veröffentlicht und den Kunden einmal jährlich auf oder als Anhang zur Jahresabrechnung zur Verfügung gestellt werden.~~

~~(3) Die Meldung ist vorab von der nach dem Akkreditierungsgesetz 2012 (AkkG 2012), BGBI. I Nr. 28/2012, für relevante Fachgebiete zugelassenen Überwachungs-, Prüf- oder Zertifizierungsstelle zu bestätigen.~~

~~(4) Die Überwachung der Richtigkeit der Angaben der Unternehmen hat durch die Regulierungsbehörde zu erfolgen. Bei unrichtigen Angaben ist der Anlagenbetreiber mit Bescheid aufzufordern, die Angaben richtig zu stellen.~~

~~(5) Betreiber von Fernwärme- oder Fernkälteanlagen haben sich in der Herkunftsachweisdatenbank gemäß § 78 zu registrieren. Die Registrierung kann auch durch einen Anlagenbevollmächtigten oder durch einen vom Anlagenbetreiber beauftragten Dritten erfolgen und ist bis zur Inbetriebnahme der Anlage, bei bestehenden Anlagen binnen drei Monaten ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes, vorzunehmen. Bei der Registrierung sind folgende Mindestangaben erforderlich:~~

~~1. Anlagenbetreiber und Anlagenbezeichnung;~~

~~2. Standort der Anlage;~~

~~3. die Art und elektrische und thermische Engpass Leistung der Anlage;~~

~~4. die Zählpunktnummer;~~

~~5. die Menge der erzeugten elektrischen und thermischen Energie;~~

~~6. die eingesetzten Energiequellen;~~

~~7. Art und Umfang von Investitionsbeihilfen;~~

~~8. Art und Umfang etwaiger weiterer Förderungen;~~

~~9. Datum der Inbetriebnahme der Anlage;~~

~~10. Datum der Außerbetriebnahme der Anlage.~~

~~Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung weitere Angaben für die Registrierung festlegen. Die Regulierungsbehörde ist berechtigt, zur Überprüfung der übermittelten Informationen entsprechende Unterlagen nachzufordern; hierzu zählen insbesondere Anlagenaudits und Anlagenbescheide.~~

7. Teil Monitoring, Berichte und Transparenz

EAG-Monitoringbericht

§ 86. (1) Die Regulierungsbehörde hat die Erreichung der Ziele gemäß § 4 laufend zu überwachen und Entwicklungen aufzuzeigen, welche der Erreichung der Ziele hinderlich sind.

(2) Die Regulierungsbehörde hat der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, dem Nationalrat sowie dem Energiebeirat jährlich bis zum 30. Juni einen Bericht über die Erreichung der Ziele dieses Gesetzes und damit zusammenhängende wesentliche Aspekte vorzulegen. Der Bericht hat insbesondere zu enthalten:

1. detaillierte Informationen über die Entwicklung und den Stand des Ausbaus ~~des Stroms auf Basis erneuerbarer Quellen~~ unter Angabe des jährlichen Brutto- und Netto-Zubaus, der in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten Strommenge sowie der nicht in das öffentliche ~~Elektrizitätsnetz~~ eingespeisten Strommenge, jeweils gesamt und getrennt nach Technologie und Bundesland;

2. eine Darstellung und Analyse der Stromverbrauchsentwicklung;

3. detaillierte Angaben zu den Aufwendungen für Förderungen nach diesem Bundesgesetz und dem ÖSG 2012 getrennt nach Technologie und Förderart sowie Angaben zu den Kosten für Endverbraucher;

4. Angaben zum Grad der Zielerreichung gemäß § 4 Abs. 2;

5. Informationen zum physikalischen Stromtausch mit dem benachbarten Ausland (Importe und Exporte) getrennt nach Nachbarstaaten und sonstiger wesentlicher Daten aus der Betriebs- und Bestandsstatistik sowie der Statistik über erneuerbare Energieträger.

(3) Zur Erstellung des Berichts sind die Länder und die EAG-Förderabwicklungsstelle verpflichtet, sämtliche dafür erforderlichen Daten der Regulierungsbehörde zu übermitteln.

Evaluierung

§ 87. (1) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat das mit diesem Bundesgesetz geschaffene Fördersystem für den Ausbau erneuerbarer Energien unter Heranziehung externer Fachexperten zwei Jahre nach dessen Inkrafttreten zu evaluieren und dem Nationalrat spätestens im Dezember 2023 einen Bericht über das Ergebnis der Evaluierung vorzulegen. Nach der erstmaligen Evaluierung hat eine Evaluierung und Berichterstattung über die Ergebnisse alle fünf Jahre zu erfolgen.

- (2) Ausgehend von einer umfassenden Analyse der bisherigen Erfahrungen mit dem neuen Fördersystem hat die Evaluierung jedenfalls Aufschluss über folgende Aspekte zu geben:
1. Stand und Entwicklung der Zielerreichung;
 2. Analyse der Wettbewerbsintensität, Akteursvielfalt, regionalen Verteilung der geförderten Anlagen sowie Grad der Potenzialerschließung;
 3. Angemessenheit der Ausschreibungsvolumen und Mittelverteilung, Höchstpreise, Fördersätze sowie Anzahl der Ausschreibungen und Fördercalls;
 4. Bieterverhalten;
 5. Auswirkungen der Befreiungsregelung gemäß § 69 Abs. 5;
 6. Verbesserungspotential und Anpassungsbedarf.

(3) Die Evaluierung hat auch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Sinne dieses Bundesgesetzes, Bürgerenergiegemeinschaften nach § 16b sowie gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen nach § 16a EIWOG 2010 abzudecken. Aus der Evaluierung hat für jede der genannten Gemeinschaftsformen insbesondere hervorzugehen:

1. Stand und Entwicklung;
2. Identifizierung ungerechtfertigter Hindernisse oder Einschränkungen bei der Weiterentwicklung;
3. Verbesserungsvorschläge und Anpassungsbedarf.

(4) Die Kosten für die Evaluierung werden aus den Mitteln gemäß § 67 gedeckt.

Bericht über Ausschreibung, Antragstellung und Fördercall

§ 88. (1) Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zeitnah nach Durchführung einer jeden Ausschreibung und eines jeden Fördercalls schriftlich darüber zu berichten. Ebenso hat die EAG-Förderabwicklungsstelle am Ende eines Kalenderjahres über Anträge auf Förderung durch Marktpremie nach dem 2. Teil, 1. Hauptstück. 3. Abschnitt zu berichten.

(2) Im Bericht zu einer Ausschreibung sind jedenfalls der Gebotstermin, die jeweilige Technologie, das Ausschreibungsvolumen, der zulässige Höchstwert, die Anzahl der eingereichten Gebote, die insgesamt eingereichte Gebotsmenge, die Anzahl der Zuschläge, die insgesamt bezuschlagte Menge, die Gebotsausschlüsse und die Gründe dafür, der niedrigste und der höchste eingereichte Gebotswert, der niedrigste und der höchste Zuschlagswert, der durchschnittliche mengengewichtete Gebotswert und Zuschlagswert sowie die bezuschlagten Gebote im Einzelnen anzuführen.

(3) Im Bericht zu einem Fördercall sind jedenfalls die Einreichfrist, die jeweilige Technologie, die ausgeschriebenen Fördermittel, die Anzahl der eingereichten Förderanträge je Kategorie, die Fördersätze und falls zutreffend die höchstzulässigen Fördersätze sowie der höchste und niedrigste angegebene Förderbedarf, der durchschnittlich mengengewichtete Förderbedarf, der höchste und niedrigste gewährte Fördersatz, der durchschnittlich mengengewichtete gewährte Fördersatz, die Ausschlüsse von Anträgen und Gründe dafür, die Anzahl der bedeckten Förderanträge insgesamt und je Kategorie oder Klasse, die insgesamt bedeckte Engpassleistung bzw. Speicherkapazität sowie die bedeckten Förderanträge im Einzelnen anzuführen.

(4) Im Bericht zu Anträgen auf Förderung durch Marktpremie sind jedenfalls die jeweilige Technologie, das jährliche Vergabevolumen, der anzulegende Wert, die Anzahl der eingereichten Anträge, die insgesamt bedeckte Leistung sowie die bedeckten Anträge im Einzelnen anzuführen.

Transparenz und Veröffentlichung gewährter Förderungen

§ 89. Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat dieses Bundesgesetz, alle auf Grundlage dieses Bundesgesetzes erlassenen, die Gewährung von Förderungen betreffenden Verordnungen, sowie alle gemäß diesem Bundesgesetz gewährten Förderungen, die in ihrer Gesamtheit pro Förderempfänger über 100 000 Euro liegen, unter Anführung folgender Informationen auf ihrer Website zu veröffentlichen:

1. den Namen des Anlagenbetreibers,
2. das Land, in dem sich die Anlage befindet,
3. die Form der Förderung,
4. die Höhe der Förderung in ihrer Gesamtheit,
5. das Datum des Vertragsabschlusses,
6. das Ziel der Förderung,
7. die Bewilligungsbehörden,
8. soweit es sich bei dem Anlagenbetreiber um ein Unternehmen handelt, die Art des Unternehmens und dessen Hauptwirtschaftszweig sowie
9. die Rechtsgrundlage aufgrund derer die Förderung gewährt wurde.

Die EAG-Förderabwicklungsstelle hat die genannten Informationen in einem Tabellenkalkulationsformat zu veröffentlichen, das es ermöglicht, Daten zu suchen, zu extrahieren und problemlos im Internet zu veröffentlichen. Sie hat die veröffentlichten Informationen mindestens zehn Jahre ohne Einschränkungen öffentlich zugänglich und einsehbar zu halten.

8. Teil

Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan

Integrierter Netzinfrastrukturplan (NIP)

§ 90. (1) Zur Verwirklichung der Zieldimensionen der Energieunion hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie nach Einbindung der Regulierungsbehörde, des Marktgebietsmanagers gemäß § 13 GWG 2011 und der Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 37 EIWOG 2010 einen integrierten Netzinfrastrukturplan zu erstellen, der als begleitende Maßnahme nach der Verordnung (EU) 2018/1999 auszurichten und einer Umweltpflege nach §§ 91 und 92 zu unterziehen ist.

(2) Der integrierte Netzinfrastrukturplan soll – unbeschadet der Kompetenzen der Länder – vor allem nach Maßgabe folgender Grundsätze ausgestaltet werden:

1. Für den langfristigen Erhalt der Versorgungssicherheit ist eine frühzeitige und laufende Modernisierung der Energieinfrastruktur, vornehmlich durch eine verbesserte Koordinierung des Netzausbau mit dem Ausbau von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen, anzustreben.
2. Durch zusammenschauende Betrachtung sollen bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von Infrastruktur spezifische Wechselwirkungen und Synergien zwischen Energieträgern, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren genutzt werden.
3. Im Zuge der Planung der erforderlichen Energieinfrastruktur sollen insbesondere Aspekte des Boden-, Gewässer- und Naturschutzes, der Raumordnung und des Verkehrs verstärkt berücksichtigt werden.
4. Um die Akzeptanz von Maßnahmen zur Errichtung der erforderlichen Energieinfrastruktur zu erhöhen, sollen alle betroffenen Personen frühzeitig in die Planung eingebunden werden und laufend entsprechende Informationen erhalten.

(3) Der integrierte Netzinfrastrukturplan hat – unbeschadet der den Ländern zustehenden Planungsbefugnisse – mindestens folgende Inhalte und Maßnahmen zu umfassen:

1. eine Bestandsaufnahme der Energieinfrastruktur unter Aufschlüsselung der Beiträge erneuerbarer Energiequellen und –technologien;
2. eine auf Z 1 aufbauende Abschätzung zukünftiger Entwicklungen der Energieinfrastruktur, einschließlich erforderlicher Maßnahmen im Lichte der weitergehenden Dekarbonisierung des Energiesystems sowie der saisonalen Flexibilisierung und Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen;
3. Informationen in Bezug auf Wechselwirkungen und Synergien zwischen den relevanten Energiequellen, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren;
4. die Identifizierung von Regionen, die aus energiewirtschaftlicher Sicht ein hohes Potenzial für die Errichtung von Analgeninfrastruktur zur Erzeugung, Speicherung und Konversion sowie zum Transport von Energiequellen aufweisen.

(4) Inhalte und Maßnahmen, die in den Zuständigkeitsbereich der Länder und/oder Gemeinden fallen, können nach entsprechender Akkordierung in den integrierten Netzinfrastrukturplan aufgenommen werden. Inhalte von sonstigen Plänen und Programmen, welche gemäß der Richtlinie 2001/42/EG über die Prüfung der Umweltauswirkungen bestimmter Pläne und Programme, ABl. Nr. L 197 vom 21.7.2001 S. 30, einer Umweltpflege unterzogen werden müssen, dürfen nur dann in den integrierten Netzinfrastrukturplan aufgenommen werden, wenn die Umweltpflege bereits auf Gemeinde-, Landes- oder Bundesebene von der zuständigen Behörde durchgeführt wurde. Diese Inhalte sind keiner Umweltpflege nach § 91 zu unterziehen.

(5) Soweit dies für die Erstellung des integrierten Netzinfrastrukturplans zweckdienlich ist, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie Bedacht nehmen auf den gemäß § 37 EIWOG 2010 erstellten Netzentwicklungsplan, den gemäß § 63 GWG 2011 erstellten koordinierten Netzentwicklungsplan und die gemäß § 22 GWG 2011 erstellte langfristige Planung sowie auf Daten über potentielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase gemäß § 18 Abs. 1 Z 12a GWG 2011.

(6) Soweit dies zur Erstellung des integrierten Netzinfrastrukturplans erforderlich ist, sind der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie gemäß § 8 Einsicht in alle relevanten Unterlagen und Aufzeichnungen zu gewähren sowie Auskünfte über alle einschlägigen Sachverhalte zu erteilen. Die Bundesministerin kann außerdem auf alle bei den Behörden vorhandenen Daten zurückgreifen; dies gilt auch für Daten, die bei mit behördlichen Aufgaben beliehenen Unternehmen und Institutionen auf Grund gesetzlich vorgesehener Erhebungen vorhanden sind. Personenbezogene Daten können im integrierten Netzinfrastrukturplan und zum Zweck der durchzuführenden Umweltpflege, Öffentlichkeitsbeteiligung und Konsultation nach §§ 91 und 92 im Einklang mit den datenschutzrechtlichen Bestimmungen verarbeitet und veröffentlicht werden.

(7) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie kann nach den Grundsätzen der Zweckmäßigkeit und Sparsamkeit zur Erfüllung der Aufgaben nach §§ 90 bis 92 Sachverständige beziehen und sich sonstiger Experten, beliebter Unternehmen und Institutionen bedienen.

(8) Der integrierte Netzinfrastrukturplan ist auf einen Planungszeitraum von zehn Jahren auszulegen, bis zum 31. Dezember 2022 zu erstellen, danach alle fünf Jahre zu aktualisieren und auf der Internetseite des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu veröffentlichen.

Umweltpflege und Öffentlichkeitsbeteiligung

§ 91. (1) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat eine Umweltpflege des integrierten Netzinfrastrukturplans durchzuführen und einen Umweltbericht nach Anlage 1, Teil 2, zu erstellen. In diesem Bericht werden die voraussichtlichen erheblichen Auswirkungen der Umsetzung des integrierten Netzinfrastrukturplans auf die Umwelt und mögliche Alternativen, welche die Ziele und den geografischen Anwendungsbereich des integrierten Netzinfrastrukturplans berücksichtigen, ermittelt, beschrieben und bewertet. Der Umweltbericht enthält Angaben, die vernünftigerweise verlangt werden können, und berücksichtigt den gegenwärtigen Wissensstand und aktuelle Prüfmethoden, den Inhalt und den Detaillierungsgrad des integrierten Netzinfrastrukturplans, dessen Stellung im Entscheidungsprozess sowie das Ausmaß, in dem bestimmte Aspekte zur Vermeidung von Mehrfachprüfungen auf den unterschiedlichen Ebenen dieses Prozesses am besten geprüft werden können.

(2) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat den Entwurf des integrierten Netzinfrastrukturplans und den Umweltbericht auf der Internetseite des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu veröffentlichen; dies ist in geeigneter Form und auf der Internetseite des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bekannt zu machen. In der Bekanntmachung ist darauf hinzuweisen, dass jede interessierte Person innerhalb von sechs Wochen ab der Bekanntmachung beim Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie eine schriftliche Stellungnahme abgeben kann. Dem Energiebeirat (§ 20 Energie-Control-Gesetz) sind der Entwurf des integrierten Netzinfrastrukturplans und der Umweltbericht zur Stellungnahme zu übermitteln. Die Landesregierungen müssen auf die Möglichkeit zur Stellungnahme zwecks Wahrnehmung ihrer Umwelt- und Planungskompetenzen nach § 90 Abs. 4 schriftlich hingewiesen werden. Der Umweltbericht und die eingelangten Stellungnahmen sind bei der Erarbeitung des integrierten Netzinfrastrukturplans zu berücksichtigen.

(3) Nach der durchgeführten Umweltpflege hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie eine zusammenfassende Erklärung über die Umweltpflege gemeinsam mit dem integrierten Netzinfrastrukturplan auf der Internetseite des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu veröffentlichen. In der zusammenfassenden Erklärung ist darzulegen,

1. wie die Umwelterwägungen in den Plan einbezogen wurden,
2. wie der Umweltbericht, die eingelangten Stellungnahmen und gegebenenfalls die Ergebnisse grenzüberschreitender Konsultationen gemäß § 92 berücksichtigt wurden, 3. aus welchen Gründen und nach Abwägung welcher geprüften Alternativen die Erstellung des Plans erfolgt ist und
4. welche Maßnahmen zur Überwachung der erheblichen Auswirkungen der Umsetzung des integrierten Netzinfrastrukturplans auf die Umwelt vorgesehen sind.

(4) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat im Rahmen ihres Zuständigkeitsbereiches dafür Sorge zu tragen, dass die erheblichen Auswirkungen der Umsetzung des integrierten Netzinfrastrukturplans auf die Umwelt überwacht werden, um unter anderem frühzeitig unvorhergesehene negative Auswirkungen ermitteln zu können und erforderlichenfalls geeignete Abhilfemaßnahmen zu ergreifen.

(5) Durch Abs. 1 bis 5 werden keine subjektiv-öffentlichen Rechte begründet; für Aufwendungen gebührt kein Kostenersatz.

Grenzüberschreitende Konsultationen bei einer Umweltpflege

§ 92. (1) Wenn

1. die Umsetzung eines integrierten Netzinfrastrukturplans voraussichtlich erhebliche Auswirkungen (nach Anlage 1, Teil 1) auf die Umwelt eines anderen Mitgliedstaates der Europäischen Union haben wird oder 2. ein von den Auswirkungen der Durchführung eines integrierten Netzinfrastrukturplans voraussichtlich erheblich betroffener Mitgliedstaat ein diesbezügliches Ersuchen stellt, hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie diesem Mitgliedstaat spätestens zum jeweiligen Zeitpunkt der Bekanntmachung den Umweltbericht und den Entwurf des integrierten Netzinfrastrukturplans zu übermitteln. Dem Mitgliedstaat ist bei der Übermittlung des Umweltberichts eine angemessene Frist für die Mitteilung, ob er an der Umweltpflege teilnehmen will, einzuräumen.

(2) Dem Mitgliedstaat ist eine angemessene Frist einzuräumen, damit er den in ihrem umweltbezogenen Aufgabenbereich betroffenen Behörden und der Öffentlichkeit Gelegenheit zur Stellungnahme einräumen kann. Erforderlichenfalls sind Konsultationen über die voraussichtlichen grenzüberschreitenden Auswirkungen auf die

Umwelt, welche die Durchführung des integrierten Netzinfrastrukturplans hat, und über die geplanten Maßnahmen zur Verminderung oder Vermeidung solcher Auswirkungen durchzuführen. Für die Konsultationen ist ein angemessener Zeitrahmen mit dem Mitgliedstaat zu vereinbaren. Dem Mitgliedstaat sind der veröffentlichte integrierte Netzinfrastrukturplan und die Erklärung gemäß § 91 Abs. 3 zu übermitteln.

(3) Wird im Rahmen der Erstellung eines Plans oder Programms im Bereich der Energiewirtschaft in einem anderen Mitgliedstaat der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie der Umweltbericht oder der Entwurf des Plans oder Programms übermittelt, so sind die Landeshauptmänner jener Bundesländer zu informieren, auf deren Umwelt die Durchführung des Plans bzw. Programms erhebliche Auswirkungen (nach Anlage 1, Teil 1) haben könnte. Die für die Vollziehung zuständigen Behörden haben die betroffene Öffentlichkeit im Auflageverfahren im Sinne des § 91 Abs. 2 einzubeziehen. Die eingelangten Stellungnahmen sind dem anderen Mitgliedstaat zu übermitteln; erforderlichenfalls sind Konsultationen mit dem anderen Mitgliedstaat zu führen.

9. Teil Sonstige Bestimmungen

Zuweisung im Bedarfsfall für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen

§ 93. (1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die

1. nachweisen können, dass drei Stromhändler, die diese Tätigkeit im Inland ausüben dürfen, den Abschluss eines Abnahmevertrags für Strom aus einer nach diesem Bundesgesetz geförderten Anlage abgelehnt haben, **oder und**

2. eine Anlage mit einer Engpassleistung unter 500 kW betreiben, haben gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator den Anspruch, dass ihnen für diese Anlage ein Stromhändler zugewiesen wird.

(2) Die Stromhändler, die den Abschluss eines Abnahmevertrages ablehnen, haben darüber eine schriftliche Bestätigung zu erstellen.

(3) Als Stromhändler darf nur ein Unternehmen zugewiesen werden, das entsprechend den einschlägigen bundes- und landesrechtlichen Bestimmungen zulässigerweise im Inland betrieben wird..

(4) Der Bilanzgruppenkoordinator hat die Stromhändler binnen einer Woche nach sachlichen, objektiven, nichtdiskriminierenden und transparenten Kriterien auszuwählen, Nähere Bestimmungen sind in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators festzulegen.

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

(6) Die Laufzeit des Abnahmevertrages gemäß Abs. 5 ist auf ein Jahr beschränkt. **und darf pro Anlage nur einmal abgeschlossen werden.**

Alternativvorschlag:

Abnahmepflicht Grünstrombilanzgruppe

§ 93. (1) Betreiber von Anlagen mit einer Engpassleistung unter 500 kW, die nachweisen können, dass Stromhändler, die diese Tätigkeit im Inland ausüben dürfen, den Abschluss eines Vertrages über den Bezug erneuerbaren Stroms abgelehnt haben, und die die allgemeinen Fördervoraussetzungen nach § 10 Abs. 1, 2, 4 und 5 erfüllen, haben über Antrag gegenüber der EAG-Förderabwicklungsstelle den Anspruch auf Abnahme des erzeugten erneuerbaren Stroms zum Referenzmarktwert (§ 13).

(2) Die Stromhändler, die den Abschluss eines Abnahmevertrages ablehnen, haben darüber eine schriftliche Bestätigung zu erstellen.

(3) Liegen die Voraussetzungen für die Abnahmepflicht, die der Anlagenbetreiber der EAG-Förderabwicklungsstelle zumindest jährlich, jedoch bis spätestens 31. Jänner des Folgejahres, nachzuweisen hat, nicht mehr vor, endet die Abnahmepflicht.

(4) Mit der Annahme des Antrags auf Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Quellen wird der Anlagenbetreiber Mitglied der besonderen Bilanzgruppe. §§ 16, 51 und 52 gelten sinngemäß.

(5) In der besonderen Bilanzgruppe sind alle Anlagen zusammengefasst, die die Abnahmepflicht gemäß Abs. 1 in Anspruch nehmen. Für diese Bilanzgruppe ist keine Clearinggebühr zu verrechnen und es sind bei den Verrechnungsstellen keine Sicherheiten zu hinterlegen. Diese Bilanzgruppe ist von Entgelten für die Netznutzung oder für die Netzverluste befreit.

(6) Die EAG-Abwicklungsstelle hat den abgenommenen Strom bestmöglich zu verwerten

Nachweise

§ 93a. (1) Anlagenbetreiber, die eine Betriebsförderung in Anspruch nehmen, haben die zum Einsatz gelangenden Stoffe laufend zu dokumentieren und einmal jährlich die Zusammensetzung der zum Einsatz

gelangten Stoffe nachzuweisen. Werden Getreide und/oder Mais eingesetzt, ist der jeweilige Prozentsatz anzugeben. Diese Nachweise sind durch die Auswertung der Dokumentation zu erbringen und bis spätestens 31. März des Folgejahres der EAG-Förderabwicklungsstelle vorzulegen. Die dem Nachweis zugrundeliegende Aufstellung der zum Einsatz gelangten Stoffe und die dem Nachweis dienenden Unterlagen über die Verwendung des erneuerbaren Stroms sind von einem Wirtschaftsprüfer, einem Ziviltechniker oder einem allgemein beeideten und gerichtlich zertifizierten Sachverständigen oder einem technischen Büro aus den Fachgebieten Maschinenbau, Feuerungstechnik oder Chemie durch den Anlagenbetreiber prüfen und bestätigen zu lassen. In der Bestätigung ist auch eine Aussage zu treffen, ob die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß § 6 Abs. 2 und 3 eingehalten sind. Die Förderabwicklungsstelle ist berechtigt, hinsichtlich der eingesetzten Stoffe ein Gutachten über deren Zusammensetzung und über die Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien und der Kriterien für Treibhausgaseinsparungen einzufordern.

(2) Liegen die Voraussetzungen für die Vergütung nach den vorgelegten Nachweisen (Abs. 1) nicht mehr vor, hat der Anlagenbetreiber den Differenzbetrag zum für den Zeitraum der Gewährung der Marktpremie jeweils gültigen Referenzmarktpreis (§ 12) abzüglich der tatsächlich angefallenen Aufwendungen je kWh für Ausgleichsenergiestunden ab Wegfall der Voraussetzungen binnen zehn Werktagen auf ein von der Förderabwicklungsstelle bekannt zu gebendes Konto zur Anweisung zu bringen.

(3) Anlagenbetreiber sind verpflichtet, auf Ersuchen der Förderabwicklungsstelle alle für die Abwicklung der Förderung notwendigen Auskünfte zu erteilen und Unterlagen bereitzustellen.

Zuweisung im Bedarfsfall für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen

~~§ 93.~~ (1) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen, die 1. nachweisen können, dass drei Stromhändler, die diese Tätigkeit im Inland ausüben dürfen, den Abschluss eines Abnahmevertrags für Strom aus einer nach diesem Bundesgesetz geförderten Anlage abgelehnt haben, oder 2. eine Anlage mit einer Engpassleistung unter 500 kW betreiben, haben gegenüber dem Bilanzgruppenkoordinator den Anspruch, dass ihnen für diese Anlage ein Stromhändler zugewiesen wird.

(2) Die Stromhändler, die den Abschluss eines Abnahmevertrags ablehnen, haben darüber eine schriftliche Bestätigung auszustellen.

(3) Als Stromhändler darf nur ein Unternehmen zugewiesen werden, das entsprechend den einschlägigen bundes- und landesrechtlichen Bestimmungen zulässigerweise im Inland betrieben wird. 43 von 89

(4) Der Bilanzgruppenkoordinator hat die Stromhändler binnen einer Woche nach sachlichen, objektiven, nichtdiskriminierenden und transparenten Kriterien auszuwählen. Nähere Bestimmungen sind in den Allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators festzulegen.

(5) Der Stromhändler, der dem Anlagenbetreiber zugewiesen wurde, ist verpflichtet, für die betreffende Anlage einen Abnahmevertrag zum Referenzmarktpreis gemäß § 12 abzuschließen.

(6) Die Laufzeit des Abnahmevertrages gemäß Abs. 5 ist auf ein Jahr beschränkt und darf pro Anlage nur einmal abgeschlossen werden.

Servicestelle für erneuerbare Gase

~~§ 94.~~ (1) Um die geeigneten Rahmenbedingungen für den Ausbau von erneuerbarem Gas zu schaffen, wird eine Servicestelle für erneuerbare Gase eingerichtet. Zu diesem Zweck ist von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zur Erfüllung der Aufgaben der Servicestelle eine Konzession zu erteilen.

(2) Bei der Vergabe der Konzession sind die Bestimmungen BVerGKonz 2018 anzuwenden. Die Konzession ist am Ende des Vergabeverfahrens durch Abschluss eines Vertrages zu erteilen.

(3) Die Konzession ist befristet auf fünf Jahre zu erteilen. Eine einmalige Verlängerung der Konzession durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie ist längstens für zwei Jahre zulässig. Die Verlängerung der Konzession ist spätestens sechs Monate vor Ablauf der Konzession dem Konzessionsinhaber mitzuteilen. Nach Ablauf der Konzession ist eine neuerliche Vergabe nicht gestattet.

§ 95. (1) Zu den Aufgaben der Servicestelle zählen insbesondere:

1. das Anbieten von Informationen und das Beraten von Produzenten bzw. Erzeugern erneuerbarer Gase; 2. das Einrichten einer elektronischen Plattform, die den Austausch von Angebot und Nachfrage nach Finanzdienstleistungen zwischen Produzenten bzw. Erzeugern von erneuerbaren Gasen sowie Anbietern von Finanzdienstleistungen fördert;

- ~~3. das Aufbereiten von Kriterien für Musterverträge, die den Produzenten bzw. Erzeugern von erneuerbaren Gasen für ihre Verträge über die Abnahme des erneuerbaren Gases mit den Versorgern sowie mit den Anbietern von Finanzdienstleistungen zur Verfügung zu stellen oder zugänglich zu machen sind;~~
- ~~4. die Beobachtung des Marktes für erneuerbare Gase und die Erarbeitung eines Marktberichtes samt Vorschlägen zur weiteren Entwicklung, welcher einmal jährlich der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie vorzulegen ist;~~
- ~~5. das Aufzeigen von Standorten, die für weitere Investitionen im Bereich erneuerbares Gas technisch und ökonomisch geeignet sind;~~
- ~~6. Führung, Aktualisierung und Veröffentlichung einer Liste von verpflichteten Versorgern bei Einführung einer Grün Gas Quote;~~
- ~~7. Führung, Aktualisierung und Veröffentlichung einer Liste von den Produzenten bzw. Erzeugern von erneuerbaren Gasen.~~
- Weitere Aufgaben der Servicestelle können im Rahmen der Ausschreibung entsprechend dem BVergKonz 2018 festgelegt werden.

(2) Die Servicestelle hat die zur Erfüllung ihrer Aufgabe gemäß Abs. 1 Z 5, 6 und 7 erforderlichen Daten von der Regulierungsbehörde und vom Verteilergebietsmanager gemäß § 17 GWG 2011 zu erhalten.

(3) Das Entgelt für die Tätigkeit der Servicestelle wird aus den Mitteln gemäß § 67 gedeckt.

(4) Für die Prüfung der Tätigkeit der Servicestelle nach diesem Bundesgesetz hat die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie einen Wirtschaftsprüfer zu bestellen, der nicht mit dem nach den unternehmensrechtlichen Bestimmungen zu bestellenden Abschlussprüfer identisch ist. Der Wirtschaftsprüfer hat auch die Angemessenheit des jährlich festzustellenden Entgelts und die Kosten zu prüfen. Der Wirtschaftsprüfer hat das Ergebnis der Prüfung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie umgehend vorzulegen.

(5) Der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie obliegt die Aufsicht über die Servicestelle. Sie ist befugt, ihr Anordnungen zu erteilen. Der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie ist jederzeit Einsicht in die Unterlagen zu gewähren und von der Servicestelle Auskünfte über ihre Tätigkeiten zu erteilen sowie auf Verlangen entsprechende Berichte zu übermitteln.

(6) Die Servicestelle unterliegt hinsichtlich ihrer Tätigkeit nach diesem Bundesgesetz der Kontrolle durch den Rechnungshof.

Strafbestimmungen

§ 96. (1) Sofern die Tat nicht den Tatbestand einer in die Zuständigkeit der Gerichte fallenden strafbaren Handlung oder nach anderen Verwaltungsstrafbestimmungen mit strengerer Strafe bedroht ist, begeht eine Verwaltungsübertretung und ist mit Geldstrafe bis zu 20 000 Euro zu bestrafen, wer seiner Verpflichtung zur Auskunft und Gewährung der Einsichtnahme gemäß § 8 nicht nachkommt.

(2) Sofern die Tat nicht den Tatbestand einer in die Zuständigkeit der Gerichte fallenden strafbaren Handlung bildet oder nach anderen Verwaltungsstrafbestimmungen mit strengerer Strafe bedroht ist, begeht eine Verwaltungsübertretung und ist mit Geldstrafe bis zu 75 000 Euro zu bestrafen, wer seinen Verpflichtungen gemäß § 70 Abs. 1 und 3 sowie § 71 Abs. 3 und 6 nicht nachkommt.

(3) Sofern die Tat nicht den Tatbestand einer in die Zuständigkeit der Gerichte fallenden strafbaren Handlung bildet oder nach anderen Verwaltungsstrafbestimmungen mit strengerer Strafe bedroht ist, begeht eine Verwaltungsübertretung und ist mit Geldstrafe bis zu 10 000 Euro zu bestrafen, wer

1. seiner Verpflichtung gemäß § 11 Abs. 8 nicht nachkommt;
2. nach vorangegangener Mahnung durch die Regulierungsbehörde der Verpflichtung zur Registrierung in der Herkunftsachweisdatenbank gemäß § 78 und § 79 nicht nachkommt;
3. der Verpflichtung zur Anforderung der Ausstellung von Herkunftsachweisen gemäß § 78 Abs. 3 nicht nachkommt;
4. der Meldepflicht nach § 79 Abs. 4 nicht nachkommt.

(4) Geldstrafen, die auf Grund dieses Bundesgesetzes verhängt werden, fließen dem im Rahmen der EAG-Förderabwicklungsstelle eingerichteten Konto gemäß § 72 zu.

Austragung von Streitigkeiten

§ 97. In Streitigkeiten zwischen der EAG-Förderabwicklungsstelle und Fördernehmern, Bieter und Förderwerbern entscheiden die ordentlichen Gerichte.

10. Teil

Übergangsbestimmungen und Inkrafttreten

Allgemeine Übergangsbestimmungen

§ 98. (1) Anträge auf Kontrahierung zu festgelegten Einspeisetarifen für Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen, Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung unter 0,5 MW_{el} sowie Anlagen auf Basis von Biogas, die auf Grundlage des ÖSG 2012, gestellt wurden und zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes bei der Ökostromabwicklungsstelle gereiht sind, gelten als Anträge nach dem 2. Teil, 3. Abschnitt dieses Bundesgesetzes. Die jeweils festgelegten Einspeisetarife gemäß ÖSG 2012 sind für die Berechnung der Marktpreämie als anzulegende Werte heranzuziehen.

(2) Antragsteller von Anträgen gemäß Abs. 1 haben nach Aufforderung der EAG-Förderabwicklungsstelle die nach diesem Bundesgesetz erforderlichen Unterlagen innerhalb einer zwei Monate nicht übersteigenden Frist nachzureichen, widrigenfalls der Antrag als zurückgezogen gilt.

(3) Anträge, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Bundesgesetzes bei der Ökostromabwicklungsstelle gereiht sind und nicht unter Abs. 1 fallen, gelten als zurückgezogen.

(4) Bis zum Ablauf des 31. Dezember 2021 gilt die Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie über die Bestimmung des Ökostromförderbeitrags für das Kalenderjahr 2021, BGBl. II Nr. x/2020, als Verordnung auf Grund des § 71 Abs. 2 weiter.

Besondere Übergangsbestimmungen

§ 99. (1) Der Konzessionsinhaber gemäß §§ 31 ff ÖSG 2012, BGBl. I Nr. 75/2011 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 24/2020, hat bis zur Vergabe der Konzession für die EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 59 sämtliche Aufgaben der EAG-Förderabwicklungsstelle nach diesem Bundesgesetz auszuüben.

(2) Sobald die Konzession für die EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 59 erteilt ist, gehen mit dem der Konzessionserteilung zweitfolgenden Monatsersten sämtliche Rechte, Pflichten und Bewilligungen, die sich aus der vorübergehend ausgeübten Tätigkeit als EAG-Förderabwicklungsstelle ergeben, vom Konzessionsinhaber gemäß §§ 31 ff ÖSG 2012, BGBl. I Nr. 75/2011 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 24/2020, auf den Konzessionsinhaber gemäß § 59 ff im Wege einer teilweisen Gesamtrechtsnachfolge über. Dieser Zeitpunkt ist von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie umgehend kundzumachen.

(3) Der Konzessionsinhaber gemäß § 59 ff hat mit dem Konzessionsinhaber gemäß §§ 31 ff ÖSG 2012, BGBl. I Nr. 75/2011 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 24/2020, einen Vertrag über die wirtschaftliche Überführung der zur Besorgung der Aufgaben erforderlichen Betriebsmittel, wie insbesondere der IT-Ausstattung, der Unterlagen und Informationen, insbesondere der Daten und Datenbanken, und erforderlichenfalls auch des Personals, abzuschließen. Dem Konzessionsinhaber gemäß §§ 31 ff ÖSG 2012, BGBl. I Nr. 75/2011 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 24/2020, sind hierbei vom Konzessionsinhaber gemäß § 59 ff sämtliche Mehraufwendungen und Kosten für die vorübergehende Wahrnehmung der Aufgaben zur Gänze abzugelten. Diese Abgeltungen sind ebenfalls Aufwendungen des Konzessionsinhabers gemäß § 59 ff. Die diesbezüglich notwendigen Vermögensübertragungen, Vertragsabschlüsse und gesellschaftsrechtlichen Vorgänge sind von allen bundesgesetzlich geregelten Steuern, Abgaben und Gebühren befreit.

Inkrafttreten

§ 100. (Verfassungsbestimmung) Die Bestimmungen dieses Bundesgesetzes treten, soweit nichts anderes bestimmt wird, mit dem der Genehmigung oder Nichtuntersagung durch die Europäische Kommission gemäß Art. 108 Abs. 3 AEUV folgenden Monatsersten in Kraft. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat diesen Zeitpunkt im Bundesgesetzblatt kundzumachen.

Anlage 1

Strategische Umweltprüfung

Teil 1, Erheblichkeit von Umweltauswirkungen

Kriterien für die Bestimmung der voraussichtlichen Erheblichkeit von Umweltauswirkungen sind:

1. Merkmale der Pläne und Programme, insbesondere in Bezug auf
 - das Ausmaß, in dem der Plan oder das Programm für Projekte und andere Tätigkeiten in Bezug auf Standort, Art, Größe und Betriebsbedingungen oder durch die Inanspruchnahme von Ressourcen einen Rahmen setzt;
 - das Ausmaß, in dem der Plan oder das Programm andere Pläne und Programme — einschließlich solcher in einer Planungs- oder Programmhierarchie — beeinflusst;
 - die Bedeutung des Plans oder des Programms für die Einbeziehung der Umwelterwägungen, insbesondere im Hinblick auf die Förderung der nachhaltigen Entwicklung;
 - die für den Plan oder das Programm relevanten Umweltprobleme;
 - die Bedeutung des Plans oder Programms für die Durchführung der Umweltvorschriften der Gemeinschaft (z. B. Pläne und Programme betreffend die Abfallwirtschaft oder den Gewässerschutz);
2. Merkmale der Auswirkungen und der voraussichtlich betroffenen Gebiete, insbesondere in Bezug auf
 - die Wahrscheinlichkeit, Dauer, Häufigkeit und Umkehrbarkeit der Auswirkungen;
 - den kumulativen Charakter der Auswirkungen;

- den grenzüberschreitenden Charakter der Auswirkungen;
- die Risiken für die menschliche Gesundheit oder die Umwelt (z. B. bei Unfällen);
- den Umfang und die räumliche Ausdehnung der Auswirkungen (geographisches Gebiet und Anzahl der voraussichtlich betroffenen Personen);
- die Bedeutung und die Sensibilität des voraussichtlich betroffenen Gebiets aufgrund folgender Faktoren:
 - besondere natürliche Merkmale oder kulturelles Erbe,
 - Überschreitung der Umweltqualitätsnormen oder der Grenzwerte,
 - intensive Bodennutzung;
- die Auswirkungen auf Gebiete oder Landschaften, deren Status als national, gemeinschaftlich oder international geschützt anerkannt ist.

Teil 2, Umweltbericht

In den Umweltbericht nach § 91 sind folgende Informationen aufzunehmen:

1. eine Kurzdarstellung des Inhalts und der wichtigsten Ziele des integrierten Netzinfrastrukturplans sowie der Beziehung zu anderen relevanten Plänen und Programmen;
2. die relevanten Aspekte des derzeitigen Umweltzustands und dessen voraussichtliche Entwicklung bei Nichtdurchführung des Plans;
3. die Umweltmerkmale der Gebiete, die voraussichtlich erheblich beeinflusst werden;
4. sämtliche derzeitigen für den Plan relevanten Umweltprobleme unter besonderer Berücksichtigung der Probleme, die sich auf Gebiete mit einer speziellen Umweltrelevanz beziehen, wie etwa die gemäß der Richtlinie 2009/147/EG oder der Richtlinie 92/43/EWG zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen, ABI. L 206 vom 22.7.1992 S. 7, ausgewiesenen Gebiete;
5. die auf internationaler oder gemeinschaftlicher Ebene oder auf der Ebene der Mitgliedstaaten festgelegten Ziele des Umweltschutzes, die für den Plan von Bedeutung sind, und die Art, wie diese Ziele und alle Umwelterwägungen bei der Ausarbeitung des Plans berücksichtigt wurden;
6. die voraussichtlichen erheblichen Umweltauswirkungen, einschließlich der Auswirkungen auf Aspekte wie die biologische Vielfalt, die Bevölkerung, die Gesundheit des Menschen, Fauna, Flora, Boden, Wasser, Luft, klimatische Faktoren, Sachwerte, das kulturelle Erbe einschließlich der architektonisch wertvollen Bauten und der archäologischen Schätze, die Landschaft und die Wechselbeziehung zwischen den genannten Faktoren;
7. die Maßnahmen, die geplant sind, um erhebliche negative Umweltauswirkungen auf Grund der Durchführung des Plans zu verhindern, zu verringern und soweit wie möglich auszugleichen;
8. eine Kurzdarstellung der Gründe für die Wahl der geprüften Alternativen und eine Beschreibung, wie die Umweltpreufung vorgenommen wurde, einschließlich etwaiger Schwierigkeiten bei der Zusammenstellung der erforderlichen Informationen (zum Beispiel technische Lücken oder fehlende Kenntnisse);
9. eine Beschreibung der geplanten Maßnahmen zur Überwachung der Durchführung des Plans;
10. eine nichttechnische Zusammenfassung der oben beschriebenen Informationen.

Beilage 2 (EIWOG)

Inhaltsverzeichnis

4. Teil

Der Betrieb von Netzen

1. Hauptstück

Allgemeine Rechte und Pflichten der Netzbetreiber

- § 15. Gewährung des Netzzuganges
- § 16. Organisation des Netzzuganges
- § 16a. Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen
- § 16b. Bürgerenergiegemeinschaften
- § 17. Bedingungen des Netzzuganges
- § 17a. Vereinfachter Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger
- § 18. Änderung von Netzbedingungen
- § 18a. Allgemeine technische Anforderungen
- § 19. Qualitätsstandards für die Netzdienstleistung
- § 20. Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten
- § 21. Verweigerung des Netzzuganges
- § 22. Streitbeilegungsverfahren
- § 22a. Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas

2. Hauptstück

Regelzonen

- § 23. Einteilung der Regelzonen
- § 23a. Anzeigepflichten und Systemanalyse
- § 23b. Beschaffung der Netzreserve
- § 23c. Stilllegungsverbot
- § 23d. Änderungen

6. Hauptstück

Betrieb von Verteilernetzen

- § 44. Recht zum Netzanschluss
- § 45. Pflichten der Verteilernetzbetreiber
- § 45a. Datenaustausch durch Netzbetreiber
- § 46. Allgemeine Anschlusspflicht

5. Teil

Systemnutzungsentgelt

2. Hauptstück

Entgeltkomponenten

- § 57. Entgelt für Messleistungen
- § 58. Entgelt für sonstige Leistungen
- § 58a. Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte

8. Teil

Nachweise für Strom aus fossilen Energiequellen

- § 71. Besondere Bestimmungen über Nachweise für Strom aus hocheffizienter KWK
- § 72. Herkunfts nachweise für Strom aus fossilen Energiequellen
- § 73. Anerkennung von Herkunfts nachweisen aus anderen Staaten
- § 74. Berichtswesen

9. Teil

Pflichten gegenüber Kunden

- § 75. Netzzugangsberechtigung

- § 76. Verfahren für Wechsel, Anmeldung, Abmeldung und Widerspruch
 - § 77. Grundversorgung
 - § 77a. Ersatzversorgung mit Energie
 - § 78. Verpflichtende Ausweisung der Herkunft (Labeling)
 - § 79. Besondere Bestimmungen zum Labeling

 - § 80. Allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie
 - § 81. Mindestanforderungen an Rechnungen und Informations- und Werbematerial
 - § 81a. Verbrauchs- und Stromkosteninformation bei Messung durch intelligente Messgeräte
 - § 81b. Verbrauchs- und Stromkosteninformation ohne Messung durch intelligente Messgeräte
 - § 82. Abschaltung der Netzverbindung und Information der Kunden
 - § 83. Intelligente Messgeräte
 - § 84. Messdaten von intelligenten Messgeräten
- (Anm.: § 84a.)

1. Teil

Grundsätze

Kompetenzgrundlage und Vollziehung

§ 1. (Verfassungsbestimmung) Die Erlassung, Aufhebung und Vollziehung von Vorschriften, wie sie in § 2, § 3, § 8, § 9, § 10a, § 11, § 16 Abs. 2, § 16a, § 16b, § 17a, § 18a, § 19, § 20, § 22 Abs. 1, § 22a, § 23a, § 23b, § 23c Abs. 2 bis Abs. 5, § 23d, § 24 bis § 36, § 37 Abs. 7, § 38, § 39, § 45a, § 48 bis § 65, § 69, § 72, § 73 Abs. 2 und Abs. 3, § 76, § 77a bis § 79, § 81 bis § 84a, § 88 Abs. 2 bis 8, § 89, § 92 bis § 94, § 99 bis § 103, § 109 Abs. 2, 2 bis Abs. 6, 7, § 110 bis § 112, § 113 Abs. 1 und § 114 Abs. 1 und 3 enthalten sind, sind auch in den Belangen Bundessache, hinsichtlich derer das B-VG etwas anderes bestimmt. Die in diesen Vorschriften geregelten Angelegenheiten können in unmittelbarer Bundesverwaltung besorgt werden.

Begriffsbestimmungen

- § 7. (Grundsatzbestimmung)** (1) Im Sinne dieses Bundesgesetzes bezeichnet der Ausdruck
1. „Agentur“ die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden gemäß Verordnung 2009/713/EG zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, ABl. Nr. L 211 vom 14.08.2009 S. 1;
 2. „Anschlussleistung“ jene für die Netznutzung an der Übergabestelle vertraglich vereinbarte Leistung;
 - 2a. „Ausfallsreserve“ jenen Anteil der Sekundärregelung, der automatisch oder manuell angesteuert werden kann und vorrangig der Abdeckung des Ausfalls des größten Kraftwerkblocks in der Regelzone dient;
 3. „Ausgleichsenergie“ die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug oder der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode, wobei die Energie je Messperiode tatsächlich erfasst oder rechnerisch ermittelt werden kann;
 4. „Bilanzgruppe“ die Zusammenfassung von Lieferanten und Kunden zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Ausspeisungen) erfolgt;
 5. „Bilanzgruppenkoordinator“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die eine Verrechnungsstelle betreibt;
 6. „Bilanzgruppenverantwortlicher“ eine gegenüber anderen Marktteilnehmern und dem Bilanzgruppenkoordinator zuständige Stelle einer Bilanzgruppe, welche die Bilanzgruppe vertritt;
 - 6a. „Bürgerenergiegemeinschaft“ eine Rechtsperson, die elektrische Energie erzeugt, verbraucht, speichert oder verkauft, im Bereich der Aggregierung tätig ist oder Energiedienstleistungen für ihre Mitglieder erbringt;
 7. „dezentrale Erzeugungsanlage“ eine Erzeugungsanlage, die an ein öffentliches Mittel- oder Niederspannungs-Verteilernetz (Bezugspunkt Übergabestelle) angeschlossen ist und somit Verbrauchernähe aufweist oder eine Erzeugungsanlage, die der Eigenversorgung dient;

- 7a. „Demonstrationsprojekt“ ein Vorhaben, das eine in der Union völlig neue Technologie („first of its kind“) demonstriert, die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt;
8. „Direktleitung“ entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet, oder eine Leitung, die einen Erzeuger und einen Versorger zur direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, ihren Tochterunternehmen und ihren Kunden verbindet; wird Strom in untergeordnetem zeitlichen Ausmaß über diese Leitung aus dem öffentlichen Netz bezogen, so gilt sie dennoch als Direktleitung; Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen;
9. „Drittstaaten“ Staaten, die nicht dem Abkommen über den Europäischen Wirtschaftsraum beigetreten oder nicht Mitglied der Europäischen Union sind;
10. „Einspeiser“ einen Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt;
11. „Elektrizitätsunternehmen“ eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher;
- 11a. „endgültige Stilllegungen“ Maßnahmen, die den Betrieb der Erzeugungsanlage endgültig ausschließen oder bewirken, dass eine Anpassung der Einspeisung nicht mehr angefordert werden kann;
12. „Endverbraucher“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft;
13. „Energieeffizienz/Nachfragesteuerung“ ein globales oder integriertes Konzept zur Steuerung der Höhe und des Zeitpunkts des Elektrizitätsverbrauchs, das den Primärenergieverbrauch senken und Spitzenlasten verringern soll, indem Investitionen zur Steigerung der Energieeffizienz oder anderen Maßnahmen wie unterbrechbaren Lieferverträgen Vorrang vor Investitionen zur Steigerung der Erzeugungskapazität eingeräumt wird, wenn sie unter Berücksichtigung der positiven Auswirkungen eines geringeren Energieverbrauchs auf die Umwelt und der damit verbundenen Aspekte einer größeren Versorgungssicherheit und geringerer Verteilungskosten die wirksamste und wirtschaftlichste Option darstellen;
- 13a. „Engpassmanagement“ die Gesamtheit von kurz-, mittel- und langfristigen Maßnahmen, welche nach Maßgabe der systemtechnischen Anforderungen ergriffen werden können, um unter Berücksichtigung der Netz- und Versorgungssicherheit Engpässe im Übertragungsnetz zu vermeiden oder zu beseitigen;
14. „Entnehmer“ einen Endverbraucher oder einen Netzbetreiber, der elektrische Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnimmt;
15. „ENTSO (Strom)“ der Europäische Verbund der Übertragungsnetzbetreiber für Strom gemäß Art. 5 der Verordnung 2009/714/EG;
16. „erneuerbare Energiequelle“ eine erneuerbare, nichtfossile Energiequelle (Wind, Sonne, Erdwärme, Wellen- und Gezeitenenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponegas, Klärgas und Biogas);
17. „Erzeuger“ eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität erzeugt;
18. „Erzeugung“ die Produktion von Elektrizität;
19. „Erzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-Erzeugung)“ die Summe von Strom, mechanischer Energie und Nutzwärme aus KWK;
20. „Erzeugungsanlage“ ein Kraftwerk oder Kraftwerkspark;
21. „Fahrplan“ jene Unterlage, die angibt, in welchem Umfang elektrische Leistung als prognostizierter Leistungsmittelwert in einem konstanten Zeitraster (Messperioden) an bestimmten Netzpunkten eingespeist und entnommen oder zwischen Bilanzgruppen ausgetauscht wird;
22. „funktional verbundenes Netz“ ein Netz, welches direkt oder indirekt über ein anderes Netz oder mehrere Netze in den Netzebenen 3 bis 7 transformatorisch oder galvanisch an ein Höchstspannungsnetz angeschlossen ist. Ist ein Netz indirekt über mehrere Netze an das Höchstspannungsnetz angeschlossen, so gilt es als mit jenem funktional verbunden, zu dem eine

direkte transformatorische oder galvanische Verbindung besteht. Treffen diese Merkmale auf mehrere Netze zu, so gilt ein Netz mit jenem als funktional verbunden, welches eine größere jährliche Energiemenge an Endverbraucher abgibt.

- 23. „galvanisch verbundene Netzbereiche“ Netzbereiche, die elektrisch leitend verbunden sind;
- 23a. „gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen“ Erzeugungsanlagen, die elektrische Energie zur Deckung des Verbrauchs von im selben Gebäude oder Mehrparteienhaus befindlichen teilnehmenden Berechtigten erzeugen;
- 24. „Gesamtwirkungsgrad“ die Summe der jährlichen Erzeugung von Strom, mechanischer Energie und Nutzwärme im Verhältnis zum Brennstoff, der für die in KWK erzeugte Wärme und die Bruttoerzeugung von Strom und mechanischer Energie eingesetzt wurde;
- 24a. „Hauptleitung“ die Verbindungsleitung zwischen Hausanschlusskasten und den Zugangsklemmen der Vorzählersicherungen;
- 25. „Haushaltskunden“ Kunden, die Elektrizität für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen; dies schließt gewerbliche und berufliche Tätigkeiten nicht mit ein;
- 26. „Hilfsdienste“ alle Dienstleistungen, die zum Betrieb eines Übertragungs- oder Verteilernetzes erforderlich sind;
- 27. „hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung“ die KWK, die den in Anlage IV festgelegten Kriterien entspricht;
- 28. „horizontal integriertes Elektrizitätsunternehmen“ ein Unternehmen, das mindestens eine der Funktionen kommerzielle Erzeugung, Übertragung, Verteilung von oder Versorgung mit Elektrizität wahrt und das außerdem eine weitere Tätigkeit außerhalb des Elektrizitätsbereichs ausübt;
- 29. „in KWK erzeugter Strom“ Strom, der in einem Prozess erzeugt wurde, der an die Erzeugung von Nutzwärme gekoppelt ist und der gemäß der in Anlage III festgelegten Methode berechnet wird;
- 30. „integriertes Elektrizitätsunternehmen“ ein vertikal oder horizontal integriertes Elektrizitätsunternehmen;
- 31. „intelligentes Messgerät“ eine technische Einrichtung die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt;
- 32. „kennzeichnungspflichtiges Werbematerial“ jedes an Endverbraucher gerichtete Werbematerial, das auf den Verkauf von elektrischer Energie ausgerichtet ist. Hierunter fallen
 - a) Werbemittel für den Produktenverkauf für Einzelkunden, wie etwa Produktenbroschüren;
 - b) sonstige standardisierte Produkt-Printmedien, welche für den Verkauf ausgerichtet sind;
 - c) online bezogene Produktwerbung;
- 32a. „Kleinsterzeugungsanlagen“ eine oder mehrere Erzeugungsanlagen, deren Engpassleistung in Summe weniger als 0,8 kW pro Anlage eines Netzbewaltigers beträgt;
- 33. „Kleinunternehmen“ Unternehmen im Sinne des § 1 Abs. 1 Z 1 KSchG, die weniger als 50 Personen beschäftigen, weniger als 100 000 kWh/Jahr an Elektrizität verbrauchen und einen Jahresumsatz oder eine Jahresbilanzsumme von höchstens 10 Millionen Euro haben;
- 34. „Kontrolle“ Rechte, Verträge oder andere Mittel, die einzeln oder zusammen unter Berücksichtigung aller tatsächlichen oder rechtlichen Umstände die Möglichkeit gewähren, einen bestimmenden Einfluss auf die Tätigkeit eines Unternehmens auszuüben, insbesondere durch;
 - a) Eigentums- oder Nutzungsrechte an der Gesamtheit oder an Teilen des Vermögens des Unternehmens;
 - b) Rechte oder Verträge, die einen bestimmenden Einfluss auf die Zusammensetzung, die Beratungen oder Beschlüsse der Organe des Unternehmens gewähren;
- 35. „Kostenwälzung“ ein kalkulatorisches Rechenverfahren, welches angewendet wird, um einem Verbraucherkollektiv die Kosten jener Anschlussnetzebene, an der es direkt angeschlossen ist, sowie die Kosten aller darüberliegenden Netzebenen anteilig zuzuordnen;
 - a) „Kostenwälzung nach der Bruttopraktik“ eine Kostenwälzung, bei der die Kosten einer Netzebene auf die Netzinanspruchnahme aller unmittelbar und mittelbar, dh. insbesondere auch in allen unterlagerten Netzebenen, angeschlossenen Entnehmer und Einspeiser bezogen werden. Leistungs- und Energieflüsse zwischen den Netzebenen werden nicht einbezogen;

- b) „Kostenwälzung nach der Nettobetrachtung“ eine Kostenwälzung, bei der sich der Aufteilungsschlüssel für die zu wählenden Kosten nicht aus der summarischen Netzinanspruchnahme in der jeweiligen und allen unterlagerten Ebenen ergibt, sondern ausschließlich aus der Inanspruchnahme durch direkt angeschlossene Entnehmer und Einspeiser und der Schnittstelle zur direkt unterlagerten Netzebene;
36. „Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;
37. „Kraft-Wärme-Verhältnis“ (Stromkennzahl) das anhand der Betriebsdaten des spezifischen Blocks berechnete Verhältnis von KWK-Strom zu Nutzwärme im vollständigen KWK-Betrieb;
38. „Kraftwerk“ eine Anlage, die dazu bestimmt ist, durch Energieumwandlung elektrische Energie zu erzeugen. Sie kann aus mehreren Erzeugungseinheiten bestehen und umfasst auch alle zugehörigen Hilfsbetriebe und Nebeneinrichtungen;
39. „Kraftwerkspark“ eine Gruppe von Kraftwerken, die über einen gemeinsamen Netzanschluss verfügt;
40. „Kunden“ Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen;
41. „KWK-Block“ einen Block, der im KWK-Betrieb betrieben werden kann;
42. „KWK-Kleinstanlage“ eine KWK-Anlage mit einer Kapazität von höchstens 50 kW;
43. „KWK-Kleinanlagen“ KWK-Blöcke mit einer installierten Kapazität unter 1 MW;
44. „Lastprofil“ eine in Zeitintervallen dargestellte Bezugsmenge oder Liefermenge eines Einspeisers oder Entnehmers;
45. „Lieferant“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt. Der Bezug bzw. Verbrauch von Energie von einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage gemäß § 16a und innerhalb einer Bürgerenergiegemeinschaft gemäß § 16b sowie einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft gemäß § 8875 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) begründet keine Lieferanteneigenschaft;
46. „Marktregeln“ die Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten;
47. „Marktteilnehmer“ Bilanzgruppenverantwortliche, Versorger, Stromhändler, Erzeuger, Lieferanten, Netzbenutzer, Kunden, Endverbraucher, Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gemäß § 8875 EAG, Bürgerenergiegemeinschaften, Bilanzgruppenkoordinatoren, Strombörsen, Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber und Regelzonenzulieferer;
- 47a. „Nachweis“ eine Bestätigung, die den Primärenergieträger, aus dem eine bestimmte Einheit elektrischer Energie erzeugt wurde, belegt. Hierunter fallen insbesondere Nachweise für Strom aus fossilen Energiequellen, Herkunftsachweise für Strom aus hocheffizienter KWK sowie Herkunftsachweise gemäß § 10 ÖSG 2012;
48. „Netzanschluss“ die physische Verbindung der Anlage eines Kunden oder Erzeugers von elektrischer Energie mit dem Netzesystem;
49. „Netzbenutzer“ jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt;
50. „Netzbereich“ jener Teil eines Netzes, für dessen Benutzung dieselben Preisansätze gelten;
51. „Netzbetreiber“ Betreiber von Übertragungs- oder Verteilernetzen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz;
52. „Netzebene“ einen im wesentlichen durch das Spannungsniveau bestimmten Teilbereich des Netzes;
- 52a. „Netzreserve“ die Vorhaltung von zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung zur Beseitigung von Engpässen im Übertragungsnetz im Rahmen des Engpassmanagements, welche gesichert innerhalb von 10 Stunden Vorlaufzeit aktivierbar ist;
53. „Netzzugang“ die Nutzung eines Netzesystems;
54. „Netzzugangsberechtigter“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Netzzugang begehrt, insbesondere auch Elektrizitätsunternehmen, soweit dies zur Erfüllung ihrer Aufgaben erforderlich ist;

55. „Netzzugangsvertrag“ die individuelle Vereinbarung zwischen dem Netzzugangsberechtigten und einem Netzbetreiber, der den Netzanschluss und die Inanspruchnahme des Netzes regelt;
56. „Netzzutritt“ die erstmalige Herstellung eines Netzanschlusses oder die Erhöhung der Anschlussleistung eines bestehenden Netzanschlusses;
57. „Nutzwärme“ die in einem KWK-Prozess zur Befriedigung eines wirtschaftlich vertretbaren Wärme- oder Kühlbedarfs erzeugte Wärme;
- 57a. „pauschale Ausgleichsenergieverrechnung“ die pauschale Beteiligung an der Mittelaufbringung für die Ausgleichsenrgie durch die Verrechnung einer Ausgleichsenrgiepauschale in EUR/kW/Jahr bezogen auf die Summe der installierten Engpassleistung der Erzeugungsanlagen, welche kostenorientiert von der Verrechnungsstelle festzulegen und von den Netzbetreibern einzuheben ist;*
58. „Primärregelung“ eine automatisch wirksam werdende Wiederherstellung des Gleichgewichtes zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe eines definierten frequenzabhängigen Verhaltens von Erzeugungs- und/oder Verbrauchseinheiten, welche im Zeitbereich bis höchstens 30 Sekunden nach Störungseintritt vollständig aktivierbar sein muss;
59. „Regelzone“ die kleinste Einheit des Verbundsystems, die mit einer Leistungs-Frequenz-Regelung ausgerüstet und betrieben wird;
60. „Regelzonensführer“ denjenigen, der für die Leistungs-Frequenz-Regelung in einer Regelzone verantwortlich ist, wobei diese Funktion auch seitens eines dritten Unternehmens, das seinen Sitz in einem anderen Mitgliedstaat der Europäischen Union hat, erfüllt werden kann;
61. „Reservestrom“ den Strom, der über das Elektrizitätsnetz in den Fällen geliefert wird, in denen der KWK-Prozess unter anderem durch Wartungsarbeiten unterbrochen oder abgebrochen ist;
62. „Sekundärregelung“ die automatisch wirksam werdende und erforderlichenfalls ergänzend manuell angesteuerte Rückführung der Frequenz und der Austauschleistung mit anderen Regelzonen auf die Sollwerte nach Störung des Gleichgewichtes zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung mit Hilfe von zentralen oder dezentralen Einrichtungen. Die Sekundärregelung umfasst auch die Ausfallsreserve. Die Wiederherstellung der Sollfrequenz kann im Bereich von mehreren Minuten liegen;
63. „Sicherheit“ sowohl die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und -bereitstellung als auch die Betriebssicherheit;
64. „standardisiertes Lastprofil“ ein durch ein geeignetes Verfahren für eine bestimmte Einspeiser- oder Entnehmergruppe charakteristisches Lastprofil;
65. „Stromhändler“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft;
66. „Systembetreiber“ einen Netzbetreiber, der über die technisch-organisatorischen Einrichtungen verfügt, um alle zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes notwendigen Maßnahmen setzen zu können;
- 66a. „teilnehmender Berechtigter“ eine juristische oder natürliche Person oder eingetragene Personengesellschaft, die mit ihrer Verbrauchsanlage einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage zugeordnet ist;
67. „Tertiärregelung“ das längerfristig wirksam werdende, manuell oder automatisch ausgelöste Abrufen von elektrischer Leistung, die zur Unterstützung bzw. Ergänzung der Sekundärregelung bzw. zur längerfristigen Ablösung von bereits aktiver Sekundärregelleistung dient (Minutenreserve);
68. „Übertragung“ den Transport von Elektrizität über ein Höchstspannungs- und Hochspannungsverbundnetz zum Zwecke der Belieferung von Endkunden oder Verteilern, jedoch mit Ausnahme der Versorgung;
69. „Übertragungsnetz“ ein Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient;
70. „Übertragungsnetzbetreiber“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen, ist; Übertragungsnetzbetreiber sind

die Verbund-Austrian Power Grid AG, die TIWAG-Netz AG und die VKW-Übertragungsnetz AG;

71. „Verbindungsleitungen“ Anlagen, die zur Verbundschaltung von Elektrizitätsnetzen dienen;
 72. „verbundenes Elektrizitätsunternehmen“
 - a) ein verbundenes Unternehmen im Sinne des § 228 Abs. 3 Unternehmensgesetzbuch (UGB),
 - b) ein assoziiertes Unternehmen im Sinne des § 263 Abs. 1 UGB oder
 - c) zwei oder mehrere Unternehmen, deren Aktionäre ident sind;
 73. „Verbundnetz“ eine Anzahl von Übertragungs- und Verteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind;
 74. „Versorger“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die die Versorgung wahrnimmt;
 75. „Versorgung“ den Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden;
 76. „Verteilernetzbetreiber“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen;
 77. „Verteilung“ den Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungs- Verteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung;
 78. „vertikal integriertes Elektrizitätsunternehmen“ ein Unternehmen oder eine Gruppe von Unternehmen, in der dieselbe Person berechtigt ist, direkt oder indirekt Kontrolle auszuüben, wobei das betreffende Unternehmen bzw. die betreffende Gruppe mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung von oder Versorgung mit Elektrizität wahrnimmt;
 - 78a. „temporäre Stilllegungen“ vorläufige Maßnahmen mit Ausnahme von Revisionen und technisch bedingten Störungen, die bewirken, dass die Erzeugungsanlage innerhalb von 72 Stunden nicht mehr anfahrbereit gehalten wird, aber wieder betriebsbereit gemacht werden kann;
 - 78b. „temporäre saisonale Stilllegungen“ temporäre Stilllegungen gemäß Z 78a, die von einem Betreiber einer Erzeugungsanlage für den Zeitraum von jeweils 1. Mai bis jeweils 30. September eines Kalenderjahres gemäß § 23a verbindlich angezeigt werden. Für die Festlegung von Beginn und Ende des Stilllegungszeitraums steht dem Betreiber der Erzeugungsanlage eine Toleranzbandbreite von jeweils einem Monat nach oben sowie nach unten zu; 79.
„Wirkungsgrad“ den auf der Grundlage des unteren Heizwerts der Brennstoffe berechneten Wirkungsgrad;
 80. „Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung“ die Wirkungsgrade einer alternativen getrennten Erzeugung von Wärme und Strom, die durch KWK ersetzt werden soll;
 81. „wirtschaftlich vertretbarer Bedarf“ den Bedarf, der die benötigte Wärme- oder Kühlungsleistung nicht überschreitet und der sonst durch andere Energieproduktionsprozesse als KWK zu Marktbedingungen gedeckt würde;
 82. „wirtschaftlicher Vorrang“ die Rangfolge der Elektrizitätsquellen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten;
 83. „Zählpunkt“ die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird. Dabei sind in einem Netzbereich liegende Zählpunkte eines Netzbewenders zusammenzufassen, wenn sie der Anspeisung von kundenseitig galvanisch oder transformatorisch verbundenen Anlagen, die der Straßenbahnverordnung 1999, BGBl. II Nr. 76/2000, in der Fassung der Kundmachung BGBl. II Nr. 310/2002, unterliegen, dienen; im Übrigen ist eine Zusammenfassung mehrerer Zählpunkte nicht zulässig;
 - 83a. „Zeitreihe“ der zeitliche Verlauf der entnommenen oder eingespeisten Energie in Viertelstundenwerten über eine zeitliche Periode;
 84. „Zusatzstrom“ den Strom, der über das Elektrizitätsnetz in den Fällen geliefert wird, in denen die Stromnachfrage die elektrische Erzeugung des KWK-Prozesses übersteigt.
- (2) Soweit in diesem Bundesgesetz auf Bestimmungen anderer Bundesgesetze oder auf unmittelbar anwendbares Unionsrecht verwiesen wird, sind diese Bestimmungen in ihrer jeweils geltenden Fassung anzuwenden.

(3) Personenbezogene Begriffe haben keine geschlechtsspezifische Bedeutung. Sie sind bei der Anwendung auf bestimmte Personen in der jeweils geschlechtsspezifischen Form anzuwenden.

3. Teil

Erzeugungsanlagen und Stromlieferungsverträge

Errichtungsgenehmigung und Betriebsbewilligung

§ 12. (1) (Grundsatzbestimmung) Die Ausführungsgesetze haben jedenfalls die für die Errichtung und Inbetriebnahme von Erzeugungsanlagen sowie die für die Vornahme von Vorarbeiten geltenden Voraussetzungen auf Grundlage objektiver, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien im Sinne der Art. 7 und 8 der Richtlinie 2009/72/EG festzulegen.

(2) (Grundsatzbestimmung) Die Ausführungsgesetze können vorsehen, dass dezentrale Erzeugungsanlagen, Anlagen, die elektrische Energie aus erneuerbaren Energien oder Abfällen erzeugen, ~~Anlagen, die nach dem Prinzip der Kraft Wärme Kopplung arbeiten, und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas~~ bis zu einer bestimmten Leistung einem vereinfachten Verfahren oder einer Anzeigepflicht zu unterziehen sind. Anlagen, die nach den Bestimmungen der Gewerbeordnung 1994 bewilligungs- oder anzeigepflichtig sind, sind jedenfalls von einer Bewilligungspflicht auszunehmen.

4. Teil

Der Betrieb von Netzen

1. Hauptstück

Allgemeine Rechte und Pflichten der Netzbetreiber

Bürgerenergiegemeinschaften

§ 16b. (1) Die Bürgerenergiegemeinschaft kann elektrische Energie erzeugen und die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen. Weiters kann sie im Bereich der Aggregation tätig sein und für ihre Mitglieder Energiedienstleistungen, wie etwa Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge, erbringen. Die für die jeweilige Tätigkeit geltenden Bestimmungen sind dabei zu beachten. Die Rechte und Pflichten der teilnehmenden **Netzzugangsberechtigten benutzer**, insbesondere die freie Lieferantenwahl, bleiben dadurch unberührt.

(2) Mitglieder oder Gesellschafter einer Bürgerenergiegemeinschaft sind natürliche sowie juristische Personen und Gebietskörperschaften. Eine Bürgerenergiegemeinschaft besteht aus zwei oder mehreren Mitgliedern oder Gesellschaftern und ist als Verein, Genossenschaft, Personen- oder Kapitalgesellschaft, Eigentümergemeinschaft nach dem Wohnungseigentumsgesetz 2002, BGBI. I Nr. 70/2002, ~~in der geltenden Fassung~~, oder eine ähnliche Vereinigung mit Rechtspersönlichkeit zu organisieren. Ihr Hauptzweck liegt nicht im finanziellen Gewinn, sondern vorrangig darin, ihren Mitgliedern oder den Gebieten, in denen sie tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen. Die Teilnahme an einer Bürgerenergiegemeinschaft ist freiwillig und offen.

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

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

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

(4) **Netzzugangsberechtigte** gemäß Abs. 2 haben einen Rechtsanspruch gegenüber Netzbetreibern, an einer Bürgerenergiegemeinschaft teilzunehmen. Das Gründungsdokument einer

Bürgerenergiegemeinschaft (Vertrag oder Statut) und die mit den Mitgliedern oder Gesellschaftern allenfalls abzuschließenden (Beitritts-)Verträge haben jedenfalls folgende Regelungen zu enthalten:

1. Beschreibung der Funktionsweise der Erzeugungsanlagen (allenfalls Speicheranlagen) unter Angabe der jeweiligen Zählpunktnummern;
2. Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten unter Angabe der Zählpunktnummern;
3. jeweiliger ideeller Anteil der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten an dem in Summe erzeugten Strom den Erzeugungsanlagen sowie die Aufteilung der erzeugten Energie;
4. Zuordnung der nicht von den teilnehmenden Netzzugangsberechtigten verbrauchten Energieeinspeisung pro Viertelstunde auf die Erzeugungsanlagen;
5. Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten durch den bzw. die Netzbetreiber;
6. Aufteilung des erzeugten Stroms und jährlicher Nachweis der Erzeugungsanteile je Primärenergieträger (Erzeugungsmix) des gemeinsam genutzten Stroms; Rechnungen sowie Verbrauchs- und Stromkosteninformationen haben dabei sinngemäß den §§ 81 und 81a zu entsprechen;
7. Verantwortung für Betrieb, Erhaltung und Wartung der jeweiligen Erzeugungsanlagen sowie die Kostentragung;
8. Haftung;
9. Aufnahme und Ausscheiden von teilnehmenden Netzbuzzern;
10. Beendigung oder Auflösung der Bürgerenergiegemeinschaft sowie die Demontage der Erzeugungsanlagen;
11. allfällige Versicherungen.

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

(5) Der Netzbetreiber hat

1. den Bezug der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten sowie die Einspeisung und den Bezug der Erzeugungsanlagen mit einem Lastprofilzähler oder unterhalb der Grenzen des § 17 Abs. 2 mit einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 zu messen. Bei Verwendung von intelligenten Messgeräten müssen die Energiewerte pro Viertelstunde gemessen, ausgelesen und reduziert um den zugeordneten erzeugten Strom für das Clearing gemäß § 23 Abs. 5 verwendet werden.
2. die gemessenen Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen der Netzzugangsberechtigten der Rechnungslegung an die teilnehmenden Netzzugangsberechtigten zugrunde zu legen sowie nach Maßgabe der Marktregeln und unter Berücksichtigung des Datenaustausches gemäß Z 3 den Lieferanten sowie der Bürgerenergiegemeinschaft zur Verfügung zu stellen. Die gemessenen sowie die gemäß Z 3 berechneten Zähl- und Messwerte sind den Lieferanten täglich zu übermitteln.
3. die Daten, Zähl- und Messwerte der Verbrauchsanlagen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten sowie der Erzeugungsanlagen allen anderen Netzbetreibern zur Verfügung zu stellen, in deren Konzessionsgebiet ebenfalls Erzeugungsanlagen der jeweiligen Bürgerenergiegemeinschaft und/oder Verbrauchsanlagen teilnehmender Netzzugangsberechtigten angeschlossen sind. Die Netzbetreiber sind – soweit dies technisch möglich ist – verpflichtet, sich zu diesem Zweck bestehender automationsunterstützter Datenverarbeitungsprozesse (Plattformen) zu bedienen.
4. die aktuelle Lieferantenzuordnung der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten in neu zu schaffenden Marktprozessen der Bürgergemeinschaft mitzuteilen;
5. die korrigierten 1/4-Zeitreihen der teilnehmenden Netzzugangsberechtigten (gemessene Verbrauchszeitreihen abzüglich zugerechneter gemessener Erzeugungsanteilszeitreihen) täglich

auf Einzel- und Aggregatsebene an die betroffenen Lieferanten und Bilanzgruppenverantwortlichen zu übermitteln.

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

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

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

(7) Bürgerenergiegemeinschaften unterliegen der pauschalen Ausgleichsenergieverrechnung gemäß § 7 Z 57a.

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

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

Vereinfachter Netzzutritt und Netzzugang für kleine Anlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger

§ 17a. (1) Erzeugungsanlagen oder Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energiequellen und Demonstrationsprojekte im Bereich erneuerbarer Energie mit einer Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt Engpassleistung bis 20 kW sind auf entsprechende Anzeige an den Verteilernetzbetreiber hin an das Verteilernetz anzuschließen.

(2) Eine vollständige Anzeige nach Abs. 1 hat zumindest folgende Angaben zu enthalten:

1. Name und Anschrift des Netzzugangsberechtigten Benutzers und Anschrift der anzuschließenden Anlage;
2. bei neu zu errichtenden Anlagen: Lageplan;
3. gewünschter Beginn der Einspeisung;
4. Höchstleistung der Anlage in kW, die den tatsächlichen Kapazitätsbedürfnissen des Netzzugangsberechtigten Benutzers entspricht;
5. Anzahl und Lage der Zählerplätze;
6. Anlagen- und Betriebsart (wie zB Photovoltaikanlage, Kleinwasserkraftwerk, Voll- oder Überschusseinspeisung);
7. prognostizierte Jahresmenge in kWh;
8. bei gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen die in § 16a genannten Informationen.

(3) Eine Anlage gemäß Abs. 1 ist innerhalb angemessener Frist, längstens jedoch innerhalb von 12 Monaten, anzuschließen, wenn der Verteilernetzbetreiber bei Nichtvorliegen begründeter Sicherheitsbedenken dem Netzzugangsberechtigten dem Netzbenutzer den Anschluss im Sinne des Abs. 5 schriftlich bestätigt. oder nach Ablauf von 14 Tagen ab vollständiger Anzeige durch den Netzbenutzer

~~keine Entscheidung des Verteilernetzbetreibers erfolgt ist.~~ Sind die Angaben des Antragstellers für die Bestätigung durch den Verteilernetzbetreiber nicht ausreichend, hat dieser die benötigten weiteren Angaben umgehend schriftlich vom **Netzzugangsberechtigten Benutzer** anzufordern.

(4) Der Verteilernetzbetreiber ~~hat kann~~ binnen 14 Tagen nach vollständiger Anzeige durch den **Netzzugangsberechtigten** den Netzzutritt wegen begründeter Sicherheitsbedenken (wie etwa Überschreitungen der zulässigen technischen Werte, zB Spannungshub) oder technischer Inkompatibilität der Systemkomponenten ~~zu verweigern und einen anderen Netzanschlusspunkt vorschlagen~~. Die Verweigerung ist dem **Netzzugangsberechtigten** gegenüber nachvollziehbar zu begründen.

(5) Sofern keine Verweigerungsgründe gemäß Abs. 4 vorliegen, hat der Verteilernetzbetreiber innerhalb einer Frist von 14 Tagen nach vollständiger Anzeige durch den Netzbewerber mit einer Anschlussbestätigung zu reagieren. In dieser Bestätigung hat der Verteilernetzbetreiber den jeweiligen Netzbewerber über die wesentlichen Inhalte der Allgemeinen Bedingungen für den Netzzugang zu informieren sowie transparente Informationen über geltende Preise und Tarife zur Verfügung zu stellen.

(6) **Photovoltaik-Anlagen** mit einer Engpassleistung bis 20 kW, die über einen bestehenden Anschluss als Entnehmer an das Netz angeschlossen werden, sind zu 100 % des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung (§ 55) an das Verteilernetz anzuschließen, ohne dass hiefür ein zusätzliches Netzzutrittsentgelt anfällt. Diese Anlagen haben – unbeschadet der geltenden Marktregeln sowie der Anwendung des § 54 Abs. 3 – ein Recht auf Einspeisung der eigenerzeugten Energie in das Netz im Ausmaß von bis zu 100 % des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung.

Transparenz bei nicht ausreichenden Kapazitäten

§ 20. (1) Die Netzbetreiber haben verfügbare und gebuchte Kapazitäten je Umspannwerk (Netzebene 4) ~~und Transformatorenstation (Netzebene 6)~~ sowie **Netzflussdaten** auf den Netzebenen 1 bis 5 auf **Viertelstundenbasis** zu veröffentlichen und laufend zu aktualisieren. Als gebucht gelten Kapazitäten, wenn ein Netzzutrittsantrag eingebracht wurde und, ~~sofern Netzbetreiber dies verlangen~~, eine Anzahlung (Reugeld) von höchstens ~~20~~ 10 % auf das (voraussichtliche) Netzzutrittsentgelt geleistet wurde. Netzbetreiber können in ihren Allgemeinen Bedingungen gemäß § 17 den Verlust von gebuchten Kapazitäten im Falle der Nichtinanspruchnahme innerhalb angemessener Frist vorsehen, **wobei 50% der geleisteten Anzahlung verfallen**, ~~sofern der Netzzugangsberechtigte nicht glaubhaft macht, dass die Ursachen für die Nichtinanspruchnahme außerhalb seines Einflussbereiches liegen~~. **Die verallenenen 50% der Anzahlungen, die auf Grund dieser Bestimmung verfallen**, fließen dem im Rahmen der EAG-Förderabwicklungsstelle eingerichteten Fördermittelkonto gemäß § 8572 EAG zu.

(2) Abweichend von Abs. 1 gilt als Reihungskriterium für Netzzutrittsbegehren im Falle von Anlagen im Sinne des ÖSG 2012 und im Sinne des EAG, die eine Tarifförderung oder eine Betriebsförderung mit Marktprämie in Anspruch nehmen, der Zeitpunkt der Antragstellung bei der Ökostromabwicklungsstelle bzw. der EAG-Förderabwicklungsstelle. Werden keine Betriebsförderungen im Sinne des ersten Satzes in Anspruch genommen, gilt Abs. 1.

Verweigerung des Netzzuganges

§ 21. (1) (Grundsatzbestimmung) Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass Netzzugangsberechtigten der Netzzugang aus nachstehenden Gründen verweigert werden kann:

1. außergewöhnliche Netzzustände (Störfälle) sowie
2. mangelnde Netzkapazitäten.

Die Verweigerung ist gegenüber dem Netzzugangsberechtigten zu begründen.

(2) **(Verfassungsbestimmung)** Die Regulierungsbehörde hat über Antrag desjenigen, der behauptet, durch die Verweigerung des Netzzuganges in seinem gesetzlich eingeräumten Recht auf Gewährung des Netzzuganges verletzt worden zu sein, innerhalb eines Monats festzustellen, ob die Voraussetzungen für die Verweigerung eines Netzzuganges gemäß Abs. 1 vorliegen. Der Netzbetreiber hat das Vorliegen der Verweigerungstatbestände (Abs. 1) nachzuweisen. Die Regulierungsbehörde hat in jeder Lage des Verfahrens auf eine gütliche Einigung zwischen Netzzugangsberechtigtem und Netzbetreiber hinzuwirken.

(3) **(Grundsatzbestimmung)** Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass für die Beurteilung der Netzzugangsberechtigung diejenigen Rechtsvorschriften Anwendung zu finden haben, die in jenem Land gelten, in dem derjenige, der einen Antrag gemäß Abs. 2 stellt, seinen Sitz (Hauptwohnsitz) hat. Bezüglich der Beurteilung der Netzzugangsverweigerungsgründe haben die Ausführungsgesetze die Anwendung jener Rechtsvorschriften vorzusehen, die am Sitz des Netzbetreibers, der den Netzzugang verweigert hat, gelten.

Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas

§ 22a. (1) Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber können Eigentümer von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas sein oder diese Anlagen errichten, verwalten oder betreiben, wenn

1. die Anlage eine Leistung von höchstens 50 MW aufweist,
2. bei der Planung einer solchen Anlage sichergestellt wird, dass bei der Standortwahl der Aspekt der Sektorintegration berücksichtigt wird und die Anlage in der Lage ist, den produzierten Wasserstoff ebenso in Reinform abzugeben, und
3. es sich um eine vollständig integrierte Netzkomponente handelt und eine Genehmigung der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 2 vorliegt oder die folgenden Bedingungen erfüllt sind:
 - a) Nach Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens des Netzbetreibers darf keinem Teilnehmer eines solchen Verfahrens das Recht, Eigentümer solcher Anlagen zu sein oder diese Anlagen zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben, eingeräumt werden sein. Dem ist gleichzuhalten, wenn die ausgeschriebene Leistung durch keinen Teilnehmer zu angemessenen Kosten oder rechtzeitig erbracht werden könnte. Das Ausschreibungsverfahren hat offen, transparent und diskriminierungsfrei zu sein.
 - b) Solche Anlagen sind notwendig, damit die Netzbetreiber ihre Verpflichtungen zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs erfüllen können und werden nicht verwendet, um Energie auf Energiemarkten zu kaufen oder zu verkaufen.
 - c) Die Regulierungsbehörde hat das Ausschreibungsverfahren einschließlich seiner Bedingungen zu bewerten und zu überprüfen sowie ihre Genehmigung zu erteilen. Die Regulierungsbehörde kann Leitlinien oder Auftragsvergabeklauseln für das Ausschreibungsverfahren ausarbeiten.

(2) Die Regulierungsbehörde hat eine Genehmigung gemäß Abs. 1 Z 3 erster Fall zu erteilen, sofern die Anlage zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas

1. in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert ist,
2. nicht dem Regelenergie- und/oder Engpassmanagement dient und
3. zur Aufrechterhaltung eines leistungsfähigen, zuverlässigen und sicheren Netzbetriebs beiträgt und insofern ein technischer Bedarf gegeben ist.

(3) Im Falle des Abs. 1 Z 3 zweiter Fall führt die Regulierungsbehörde mindestens alle fünf Jahre eine öffentliche Konsultation zu den vorhandenen Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas durch, um zu prüfen, ob ein Potential für und Interesse an Investitionen in solche Anlagen besteht. Deutet die öffentliche Konsultation — gemäß der Bewertung durch die Regulierungsbehörde — darauf hin, dass Dritte in kosteneffizienter Weise in der Lage sind, Eigentümer solcher Anlagen zu sein bzw. solche Anlagen zu errichten, zu betreiben oder zu verwalten, so stellt die Regulierungsbehörde sicher, dass die darauf gerichteten Tätigkeiten der Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber binnen 18 Monaten schrittweise eingestellt werden. Als Teil der Bedingungen dieses Verfahrens kann die Regulierungsbehörde vorsehen, dass die Verteiler- und Übertragungsnetzbetreiber einen angemessenen Ausgleich für den Restwert ihrer Investitionen erhalten.

(4) Die mit dem Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas verbundenen, angemessenen Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen. Weiters sind die Erlöse der Netzbetreiber aus den marktbasierteren Vergaben der Kapazitäten solcher Anlagen bei der Entgelbstimmung zugrunde zu legen.

2. Hauptstück

Regelzonen

Einteilung der Regelzonen

§ 23. (1) (**Grundsatzbestimmung**) Die Ausführungsgesetze haben für den Bereich, der von den Übertragungsnetzen abgedeckt wird, die von der Verbund-Austrian Power Grid AG, der TIWAG-Netz AG und der VKW-Übertragungsnetz AG betrieben werden, vorzusehen, dass jeweils eine Regelzone gebildet wird. Die Verbund-Austrian Power Grid AG, die TIWAG-Netz AG und die VKW-Übertragungsnetz AG

oder deren Rechtsnachfolger werden als Regelzonenführer benannt. Die Zusammenfassung von Regelzonen in Form eines gemeinsamen Betriebs durch einen Regelzonenführer ist zulässig.

(2) (**Grundsatzbestimmung**) Die Ausführungsgesetze haben dem Regelzonenführer folgende Pflichten aufzuerlegen:

1. die Bereitstellung der Systemdienstleistung (Leistungs-Frequenz-Regelung) entsprechend den technischen Regeln, wie etwa der ENTSO (Strom), wobei diese Systemdienstleistung von dritten Unternehmen erbracht werden kann;
2. die Fahrplanabwicklung mit anderen Regelzonen;
3. die Organisation und den Einsatz der Regelenergie entsprechend der Bieterkurve;
4. Messungen von elektrischen Größen an Schnittstellen seines Elektrizitätsnetzes und Übermittlung der Daten an den Bilanzgruppenkoordinator und andere Netzbetreiber;
5. die Ermittlung von Engpässen in Übertragungsnetzen sowie die Durchführung von Maßnahmen zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in Übertragungsnetzen, weiters die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Sofern für die Vermeidung oder Beseitigung eines Netzengpasses erforderlich, schließen die Regelzonenführer in Abstimmung mit den betroffenen Betreibern von Verteilernetzen im erforderlichen Ausmaß und für den erforderlichen Zeitraum mit Erzeugern oder Entnehmern Verträge, wonach diese zu gesicherten Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung oder des Verbrauchs) gegen Ersatz der wirtschaftlichen Nachteile und Kosten, die durch diese Leistungen verursacht werden, verpflichtet sind; dabei sind die Vorgaben gemäß Art. 13 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABI. Nr. L 158 vom 14.06.2019 S. 54, einzuhalten. Soweit darüber hinaus auf Basis einer Systemanalyse der Bedarf nach Vorhaltung zusätzlicher Erzeugungsleistung oder reduzierter Verbrauchsleistung besteht (Netzreserve), ist diese gemäß der Vorgaben des § 23b zu beschaffen. In diesen Verträgen können Erzeuger oder Entnehmer auch zu gesicherten Leistungen, um zur Vermeidung und Beseitigung von Netzengpässen in anderen Übertragungsnetzen beizutragen, verpflichtet werden. Zur Nutzung von Erzeugungsanlagen oder Anlagen von Entnehmern im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Schweizerischen Eidgenossenschaft zur Vermeidung, Beseitigung und Überwindung von Engpässen in österreichischen Übertragungsnetzen können die Regelzonenführer Verträge mit anderen Übertragungsnetzbetreibern abschließen. Bei der Bestimmung der Systemnutzungsentgelte sind den Regelzonenführern die Aufwendungen, die ihnen aus der Erfüllung dieser Verpflichtungen entstehen, anzuerkennen;
6. den Abruf der Erzeugungsanlagen zur Aufbringung von Regelenergie;
7. die Durchführung einer Abgrenzung von Regelenergie zu Ausgleichsenergie nach transparenten und objektiven Kriterien;
8. den physikalischen Ausgleich zwischen Aufbringung und Bedarf in dem von ihnen abzudeckenden System sicherzustellen;
9. die Verrechnung der Ausgleichsenergie über eine zur Ausübung dieser Tätigkeit befugte Verrechnungsstelle durchzuführen und dieser sowie den Bilanzgruppenverantwortlichen die zur Durchführung der Verrechnung erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen, wobei insbesondere die Kosten für Regelenergie und –leistung sowie jene Zählwerte zu übermitteln sind, die für die Berechnung der Fahrplanabweichungen und der Abweichung vom Lastprofil jeder Bilanzgruppe benötigt werden;
10. die Erstellung einer Lastprognose zur Erkennung von Engpässen;
11. Verträge über den Datenaustausch mit anderen Netzbetreibern, den Bilanzgruppenverantwortlichen sowie den Bilanzgruppenkoordinatoren und anderen Marktteilnehmern entsprechend den Marktregeln abzuschließen;
12. die Benennung des Bilanzgruppenkoordinators und deren Anzeige an die Behörde;
13. die Veröffentlichung der in Anspruch genommenen Primärregelleistung und Sekundärregelleistung hinsichtlich Dauer und Höhe sowie der Ergebnisse des Ausschreibungsverfahrens gemäß § 67 sowie gemäß § 69;
14. die Systeme der Datenübermittlung und Auswertung für zeitgleich übermittelte Daten von Erzeugungsanlagen gemäß § 66 Abs. 3 so zu gestalten und zu betreiben, dass eine Weitergabe dieser Informationen an Dritte auszuschließen ist;

15. ein Gleichbehandlungsprogramm zu erstellen, durch das gewährleistet wird, dass die Verpflichtungen gemäß Z 14 eingehalten werden;
16. mit der Agentur sowie der Regulierungsbehörde zusammenzuarbeiten, um die Kompatibilität der regional geltenden Regulierungsrahmen und damit die Schaffung eines Wettbewerbsbinnenmarkts für Elektrizität zu gewährleisten;
17. für Zwecke der Kapazitätsvergabe und der Überprüfung der Netzsicherheit auf regionaler Ebene über ein oder mehrere integrierte Systeme zu verfügen, die sich auf einen oder mehrere Mitgliedstaaten erstrecken;
18. regional und überregional die Berechnungen von grenzüberschreitenden Kapazitäten und deren Vergabe gemäß den Vorgaben der Verordnung 2009/714/EG zu koordinieren;
19. Maßnahmen, die der Markttransparenz dienen, grenzüberschreitend abzustimmen;
20. die Vereinheitlichung zum Austausch von Regelenergieprodukten durchzuführen;
21. in Zusammenarbeit mit anderen Regelzonenführern eine regionale Bewertung bzw. Prognose der Versorgungssicherheit vorzunehmen;
22. in Zusammenarbeit mit anderen Regelzonenführern unter Austausch der erforderlichen Daten eine regionale Betriebsplanung durchzuführen und koordinierte Netzbetriebssicherheitssysteme zu verwenden;
23. die Vorlage der Regeln für das Engpassmanagement einschließlich der Kapazitätszuweisung an den grenzüberschreitenden Leitungen sowie jede Änderung dieser Regeln zur Genehmigung an die Regulierungsbehörde;
24. Angebote für Regelenergie einzuholen, zu übernehmen und eine Abrufreihenfolge als Vorgabe für Regelzonenführer zu erstellen;
25. besondere Maßnahmen zu ergreifen, wenn keine Angebote für Regelenergie vorliegen.

(3) **(Grundsatzbestimmung)** Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass von der Tätigkeit eines Bilanzgruppenkoordinators Unternehmen ausgeschlossen sind, die unter einem bestimmenden Einfluss von Unternehmen oder einer Gruppe von Unternehmen stehen, die mindestens eine der Funktionen der kommerziellen Erzeugung, Übertragung, Verteilung oder Versorgung mit Elektrizität wahrnehmen. Darüber hinaus ist sicher zu stellen, dass

1. der Bilanzgruppenkoordinator die ihm gemäß Abs. 4 und 5 zur Besorgung zugewiesenen Aufgaben in sicherer und kostengünstiger Weise zu erfüllen vermag; eine kostengünstige Besorgung der Aufgaben ist jedenfalls dann anzunehmen, wenn bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Verrechnungsstelle die für die Bestimmung der Systemnutzungsentgelte anzuwendenden Verfahren und Grundsätze zu Grunde gelegt werden;
2. die Personen, die eine qualifizierte Beteiligung am Bilanzgruppenkoordinator halten, den im Interesse einer soliden und umsichtigen Führung des Unternehmens zu stellenden Ansprüchen genügen;
3. bei keinem der Vorstände des Bilanzgruppenkoordinators ein Ausschließungsgrund im Sinne des § 13 Abs. 1 bis 6 GewO 1994 vorliegt;
4. der Vorstand des Bilanzgruppenkoordinators auf Grund seiner Vorbildung fachlich geeignet ist und die für den Betrieb des Unternehmens erforderlichen Eigenschaften und Erfahrungen hat. Die fachliche Eignung eines Vorstandes setzt voraus, dass dieser in ausreichendem Maße theoretische und praktische Kenntnisse in der Abrechnung von Ausgleichsenergie sowie Leitungserfahrung hat; die fachliche Eignung für die Leitung einer Verrechnungsstelle ist anzunehmen, wenn eine zumindest dreijährige leitende Tätigkeit auf dem Gebiet der Tarifierung oder des Rechnungswesens nachgewiesen wird;
5. mindestens ein Vorstand den Mittelpunkt seiner Lebensinteressen in Österreich hat;
6. kein Vorstand einen anderen Hauptberuf außerhalb des Bilanzgruppenkoordinators ausübt, der geeignet ist, Interessenkonflikte hervorzurufen;
7. der Sitz und die Hauptverwaltung des Bilanzgruppenkoordinators im Inland liegen und der Bilanzgruppenkoordinator über eine seinen Aufgaben entsprechende Ausstattung verfügt;
8. das zur Verfügung stehende Abwicklungssystem den Anforderungen eines zeitgemäßen Abrechnungssystems genügt;
9. die Neutralität, Unabhängigkeit und die Datenvertraulichkeit gegenüber Marktteilnehmern gewährleistet sind.

(4) **(Grundsatzbestimmung)** Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass die Aufgaben des Bilanzgruppenkoordinators folgende Tätigkeiten zu umfassen haben:

1. die Vergabe von Identifikationsnummern der Bilanzgruppen;
2. die Bereitstellung von Schnittstellen im Bereich Informationstechnologie;
3. die Verwaltung der Fahrpläne zwischen Bilanzgruppen;
4. die Übernahme der von den Netzbetreibern in vorgegebener Form übermittelten Messdaten, deren Auswertung und Weitergabe an die betroffenen Marktteilnehmer und anderen Bilanzgruppenverantwortlichen entsprechend den in den Verträgen enthaltenen Vorgaben;
5. die Übernahme von Fahrplänen der Bilanzgruppenverantwortlichen und die Weitergabe an die betroffenen Marktteilnehmer (andere Bilanzgruppenverantwortliche) entsprechend den in den Verträgen enthaltenen Vorgaben;
6. die Bonitätsprüfung der Bilanzgruppenverantwortlichen;
7. die Mitarbeit bei der Ausarbeitung und Adaptierung von Regelungen im Bereich Kundenwechsel, Abwicklung und Abrechnung;
8. die Abrechnung und organisatorische Maßnahmen bei Auflösung von Bilanzgruppen;
9. die Aufteilung und Zuweisung der sich auf Grund der Verwendung von standardisierten Lastprofilen ergebenden Differenz auf die am Netz eines Netzbetreibers angeschlossenen Marktteilnehmer nach Vorliegen der Messwerte nach transparenten Kriterien;
10. die Verrechnung der Clearinggebühren an die Bilanzgruppenverantwortlichen;
11. die Berechnung und Zuordnung der Ausgleichsenergie;
12. der Abschluss von Verträgen
 - a) mit Bilanzgruppenverantwortlichen, anderen Regelzonenführern, Netzbetreibern und Stromlieferanten (Erzeugern und Händlern);
 - b) mit Einrichtungen zum Zwecke des Datenaustausches zur Erstellung eines Indexes;
 - c) mit Strombörsen über die Weitergabe von Daten;
 - d) mit Lieferanten (Erzeugern und Stromhändlern) über die Weitergabe von Daten.

(4a) Der Bilanzgruppenkoordinator hat bei der Übernahme und Auswertung der Messdaten gemäß Abs. 4 Z 4 eine getrennte Bilanzierung der Erzeugungsdaten in von der Regulierungsbehörde mit Verordnung festzulegende Netzbenutzerkategorien vorzunehmen. Betreiber von Verteilernetzen haben dazu bei der Erfüllung ihrer Pflichten gemäß § 45 Z 1 die für die unterschiedliche Kategorisierung und Bilanzierung der erzeugten Einspeisemengen erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie sowie die Regulierungsbehörde sind ermächtigt, auf die gemäß Satz 1 ausgewerteten Daten zuzugreifen.

(5) **(Grundsatzbestimmung)** Im Rahmen der Berechnung und Zuordnung der Ausgleichsenergie sind vom Bilanzgruppenkoordinator – sofern nicht besondere Regelungen im Rahmen von Verträgen gemäß § 113 Abs. 2 bestehen – jedenfalls

1. die Differenz von Fahrplänen zu Messdaten zu übernehmen und daraus Ausgleichsenergie zu ermitteln, zuzuordnen und zu verrechnen;
2. die Preise für Ausgleichsenergie entsprechend dem im § 10 Verrechnungsstellengesetz beschriebenen Verfahren zu ermitteln und in geeigneter Form ständig zu veröffentlichen;
3. die Entgelte für Ausgleichsenergie zu berechnen und den Bilanzgruppenverantwortlichen und Regelzonenführern mitzuteilen;
4. die verwendeten standardisierten Lastprofile zu verzeichnen, zu archivieren und in geeigneter Form zu veröffentlichen;
5. Informationen über die zur Sicherung eines transparenten und diskriminierungsfreien und möglichst liquiden Regelenergiemarktes erforderlichen Maßnahmen den Marktteilnehmern zu gewähren. Dazu zählt die Veröffentlichung der in Anspruch genommenen Primärregelleistung und Sekundärregelleistung hinsichtlich Dauer und Höhe sowie der Ergebnisse des Ausschreibungsverfahrens gemäß § 67 sowie gemäß § 69.

(6) **(Grundsatzbestimmung)** Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass die Regelzonenführer die erfolgte Benennung des Bilanzgruppenkoordinators der Behörde anzuzeigen haben. Erstreckt sich die Tätigkeit eines Regelzonenführers über mehrere Länder, ist die Benennung allen in ihrem Wirkungsbereich berührten Landesregierungen zur Anzeige zu bringen. Liegen die gemäß Abs. 3 nachzuweisenden

Voraussetzungen nicht vor, hat die Behörde dies mit Bescheid festzustellen. Vor Erlassung eines Bescheides hat die Behörde mit jenen Landesregierungen das Einvernehmen herzustellen, in deren Wirkungsbereich die Regelzone liegt.

(7) (**Grundsatzbestimmung**) Wird innerhalb von sechs Monaten nach Anzeige gemäß Abs. 6 kein Feststellungsbescheid erlassen, haben die Ausführungsgesetze vorzusehen, dass der Benannte berechtigt ist, die Tätigkeit eines Bilanzgruppenkoordinators auszuüben. Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass die Berechtigung zur Ausübung einer Tätigkeit eines Bilanzgruppenkoordinators abzuerkennen ist, wenn die Voraussetzungen gemäß Abs. 3 nicht mehr vorliegen. Das im Abs. 6 letzter Satz vorgesehene Verfahren ist anzuwenden.

(8) (**Grundsatzbestimmung**) In den Fällen, in denen

1. keine Anzeige eines Bilanzgruppenkoordinators gemäß Abs. 6 erfolgt ist oder
2. die Behörde einen Feststellungsbescheid gemäß Abs. 6 erlassen hat oder
3. die Berechtigung zur Ausübung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenkoordinators aberkannt worden ist,

hat die Behörde von Amts wegen eine geeignete Person unter Berücksichtigung der im Abs. 3 bestimmten Ausübungsvoraussetzungen auszuwählen und zu verpflichten, die Aufgaben eines Bilanzgruppenkoordinators vorläufig zu übernehmen. Die Behörde hat mit jenen Landesregierungen das Einvernehmen herzustellen, in deren Wirkungsbereich sich die Regelzone erstreckt. Die Behörde hat diesen Bescheid aufzuheben, sobald vom Regelzonensführer ein geeigneter Bilanzgruppenkoordinator benannt wird. Vor Aufhebung dieses Bescheides hat die Behörde mit jenen Landesregierungen das Einvernehmen herzustellen, in deren Wirkungsbereich sich die Regelzone erstreckt.

(9) (**Verfassungsbestimmung**) Wenn Netzengpässe im Übertragungsnetz der Regelzone auftreten und für deren Beseitigung Leistungen der Erzeuger erforderlich sind und eine vertragliche Vereinbarung gemäß Abs. 2 Z 5 nicht vorliegt, haben die Erzeuger auf Anordnung des Regelzonensführers, in Abstimmung mit den betroffenen Betreibern von Verteilernetzen, Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung, Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen) zu erbringen. Das Verfahren zur Ermittlung des angemessenen Entgelts für diese Leistungen ist in einer Verordnung der Regulierungsbehörde festzulegen, wobei als Basis die wirtschaftlichen Nachteile und Kosten der Erzeuger, die durch diese Leistungen verursacht werden, heranzuziehen sind. Dabei ist auch sicherzustellen, dass bei der Einspeisung von Elektrizität auf der Grundlage von erneuerbaren Energiequellen ein Vorrang einzuräumen ist und bei Anweisungen gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen die Sicherheit der FernwärmeverSORGUNG nicht gefährdet wird. Abs. 2 Z 5 letzter Satz gilt sinngemäß.

Anzeigepflichten und Systemanalyse

§ 23a. (1) Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW sind verpflichtet, jährlich bis 30. Juni temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder **von 10 MW überschreitenden** Teilkapazitäten ihrer Anlage für den Zeitraum ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres dem Regelzonensführer verbindlich anzugeben. Die Anzeige hat den Zeitpunkt des Beginns und die voraussichtliche Dauer der Stilllegung und die Vorlaufzeit für eine allfällige Wiederinbetriebnahme verpflichtend zu enthalten. Ebenso ist anzugeben, ob und inwieweit die Stilllegung aus rechtlichen, technischen oder betriebswirtschaftlichen Gründen erfolgt.

(2) Der Regelzonensführer hat bis 31. Dezember jedes Jahres eine Systemanalyse durchzuführen, um festzustellen, welche Leistung für die Netzreserve ab 1. Oktober erforderlich ist. Dabei sind insbesondere

1. Differenzierungen nach geographischen Kriterien hinsichtlich der Wirksamkeit von Engpassmanagementmaßnahmen vorzunehmen;
2. die angezeigten temporären, temporären saisonalen und endgültigen Stilllegungen gemäß Abs. 1 zu berücksichtigen;
3. Einsätze ausländischer Kraftwerke und die resultierenden Handelsflüsse zwischen den Gebotszonen zu berücksichtigen;
4. Ausbauprojekte auf Basis des aktuellen Netzentwicklungsplans einzubeziehen und
5. Besonderheiten aufgrund spezieller Wetter- oder anderer klimatologischer Situationen, Nachfragesituationen, Kraftwerksverfügbarkeiten (zB Revisionen) und geplante und nicht geplante Nicht-Verfügbarkeiten von Netzbetriebsmitteln im Netzgebiet des Regelzonensführers oder im benachbarten Ausland einzukalkulieren.

(3) Die jährliche Systemanalyse hat auf Grundlage einer mit der Regulierungsbehörde abgestimmten Methode und Eingangsdaten zu erfolgen. Die Systemanalyse ist nach Fertigstellung der Regulierungsbehörde und der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie vorzulegen. Die Ergebnisse der Analyse sowie die dieser zu Grunde liegenden Annahmen, Parameter, Szenarien und Methoden sind nach abgeschlossener Kontrahierung gemäß § 23b Abs. 4 zu veröffentlichen.

Beschaffung der Netzreserve

§ 23b. (1) Der Regelzonensführer hat den festgestellten Netzreservebedarf gemäß § 23a Abs. 2 mittels eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Ausschreibungsverfahrens zu beschaffen. Teilnahmeberechtigte Anbieter sind

1. Betreiber von inländischen Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW, deren Stilllegung im Falle von Erzeugungsanlagen gemäß § 23a Abs. 1 innerhalb des jeweiligen Ausschreibungszeitraums angezeigt wurde;
2. Entnehmer mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW, die durch Anpassung ihrer Verbrauchsanlagen ihren Verbrauch temporär, zumindest aber für 12 Stunden, reduzieren oder zeitlich verlagern können;
3. Aggregatoren, die mehrere technische Einheiten gemäß Z 1 oder Z 2 zu einem gesamthaft abrufbaren Pool mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW zusammenfassen, sowie
4. Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mindestens 1 MW im europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt und der Schweizerischen Eidgenossenschaft, sofern das betroffene Übertragungsnetz mit einer österreichischen Regelzone unmittelbar galvanisch verbunden ist und der betroffene Übertragungsnetzbetreiber vom österreichischen Regelzonensführer über einen abzuschließenden Engpassmanagementvertrag zur Erbringung von Engpassmanagement unmittelbar verhalten werden kann, und die ihre Stilllegung in vergleichbarer Weise wie § 23a Abs. 1 ihrem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber oder der Regulierungsbehörde für den jeweiligen Ausschreibungszeitraum angezeigt haben.

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

(3) Die eingelangten Angebote werden auf Basis eines Referenzwertes überprüft, welcher sich durch den mengengewichteten Durchschnitt aller Angebote errechnet, wobei die teuersten 10 % der angebotenen Leistung nicht in der Durchschnittsbildung berücksichtigt werden. Sollte ein Angebot diesen Referenzwert signifikant überschreiten, wobei die Beurteilung der Signifikanz vom Regelzonensführer unter Berücksichtigung des Berichtes gemäß Abs. 8 vorgenommen und in der zweiten Verfahrensstufe gemäß Abs. 2 bekanntgegeben wird, hat der Regelzonensführer diese Überschreitung der Regulierungsbehörde zu melden. Kann der festgestellte Bedarf mit den, den Referenzwert nicht signifikant überschreitenden Angeboten, nicht gedeckt werden, hat der Regelzonensführer alle Anbieter zur neuerlichen Abgabe von Angeboten innerhalb von 10 Tagen aufzufordern. Dabei müssen die Gebotspreise unter jenem des erstmalig abgegebenen Gebotspreises liegen. Falls neuerlich eine signifikante Überschreitung des Referenzwertes vorliegt, werden die betreffenden Angebote vom Verfahren nach dieser Bestimmung ausgeschlossen.

(4) Auf Grundlage der geprüften und nicht ausgeschlossenen Angebote hat der Regelzonensführer die Auswahl der zu kontrahierenden Netzreserveanbieter nach dem Prinzip des günstigsten Gebotspreises, oder in begründeten Fällen in Abweichung davon nach dem Effizienzprinzip, zu treffen und der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Die Regulierungsbehörde hat die Auswahl anhand der in Abs. 1 erster Satz genannten Grundsätze zu prüfen und innerhalb von acht Wochen mit Bescheid an den Regelzonensführer zu genehmigen, wobei die Genehmigung unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen und Befristungen erfolgen kann. Die Genehmigung gilt als erteilt, wenn die

Regulierungsbehörde die Frist ungenutzt verstreichen lässt. Einer Beschwerde gegen den Bescheid kommt keine aufschiebende Wirkung zu.

(5) Nach erfolgter Genehmigung hat der Regelzonenführer die Anlagen für eine **angemessene Dauer von 3 bis maximal 5 Jahren** zwei Jahre nicht überschreitende Dauer zu kontrahieren, wobei auf eine größtmögliche Vergleichbarkeit zu achten ist. Im Vertrag ist jedenfalls eine Rückforderungsklausel zugunsten des Regelzonenführers aufzunehmen. Es besteht kein Rechtsanspruch auf Abschluss eines Vertrags. Mit erfolgter Kontrahierung haben Betreiber von Erzeugungsanlagen diese mit Ausnahme von Revisionszeiträumen und Zeiträumen von ungeplanten Nichtverfügbarkeiten ausschließlich für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen; die Marktteilnahme ist unzulässig.

(6) Kann der festgestellte Bedarf aufgrund der gelegten und nicht ausgeschiedenen Angebote nicht gedeckt werden oder wurden weniger als drei Gebote von unterschiedlichen Unternehmen gelegt, so sind die Betreiber von geeigneten, aber noch nicht kontrahierten Erzeugungsanlagen, durch die Regulierungsbehörde zur Bekanntgabe ihrer Aufwendungen und Kosten gemäß § 23c Abs. 3 binnen angemessener Frist aufzufordern. Die Regulierungsbehörde hat diese Kosten zu prüfen und die Anlagen nach Maßgabe der erfolgten Kostenangaben zu reihen. Für diese Zwecke ist vom Betreiber unter sinngemäßer Anwendung des § 8 ein getrennter Rechnungskreis zu führen. Die Regulierungsbehörde hat darin volle Einsichts- und Auskunftsrechte. Der Regelzonenführer hat sodann den ausstehenden Bedarf durch Kontrahierung zu den geringsten Kosten zu decken. Abs. 5 gilt sinngemäß.

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

(8) Zumindest alle zwei Jahre hat die Regulierungsbehörde einen Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung zu erstellen und zu veröffentlichen. Dabei hat diese die Wettbewerbsintensität am relevanten Strommarkt anhand von Preisvergleichen, des Produktangebots und seiner Nutzung, der Marktkonzentration (Angebot und Nachfrage) unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit alternativer Lieferquellen sowie der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen in Verhältnis zur Nachfrage zu beurteilen, die Signifikanz gemäß Abs. 3 zu analysieren und diesbezüglich gegebenenfalls eine Empfehlung auszusprechen. Der Bericht hat überdies die Berichte der Netzbetreiber gemäß Art. 13 Abs. 4 der Verordnung (EU) 2019/943 zu berücksichtigen. Die Ergebnisse des Berichts sind bei der Ausgestaltung der technischen Eignungskriterien und der Ausschreibung gemäß Abs. 2 und 3 sowie der Vertragsgestaltung gemäß Abs. 4 und 5 zu berücksichtigen.

Stilllegungsverbot

§ 23c. (1) (Verfassungsbestimmung) Zeigt sich, dass der festgestellte Netzreservebedarf bereits aufgrund aller gemäß § 23b Abs. 2 erfolgten Interessensbekundungen oder erstmalig gelegten Angebote nicht gedeckt werden kann, oder kann trotz Kontrahierung von Anlagen gemäß § 23b der festgestellte Bedarf nicht gedeckt werden, kann die Regulierungsbehörde auf begründeten Vorschlag des Regelzonenführers Betreiber von Erzeugungsanlagen, die gemäß § 23a Abs. 1 ihre Stilllegung angezeigt haben, mit Bescheid dazu verpflichten, ihre Anlagen für die Dauer der angezeigten Stilllegung, höchstens jedoch für die Dauer von jeweils zwei Jahren, ausschließlich für Zwecke des Engpassmanagements in Betrieb zu halten. Die Auswahl der Kraftwerke hat nach ihrer wirtschaftlichen und technischen Eignung zu erfolgen; die Marktteilnahme ist für diesen Zeitraum unzulässig. Einer Beschwerde gegen ein von der Regulierungsbehörde ausgesprochenes Stilllegungsverbot kommt keine aufschiebende Wirkung zu.

(2) Die gemäß Abs. 1 verpflichteten Betreiber sind vom Regelzonenführer unter sinngemäßer Anwendung des § 23b Abs. 5 zu kontrahieren.

(3) Den Betreibern sind die mit der Erbringung der Netzreserve verbundenen wirtschaftlichen Nachteile und Kosten im Vergleich zu den mit der Stilllegung verbundenen Kosten jährlich abzugelten. Abzugelten ist die angemessene Vergütung nur für folgende Positionen:

1. operative Aufwendungen und Kosten, die für die Vorhaltung von betriebsbereiten Kraftwerken erforderlich sind, wobei jene Aufwendungen und Kosten, die im Stillstands- bzw. Stilllegungsszenario anfallen würden, abzuziehen sind. Folgende Bestandteile mit Fixkostencharakter sind jedenfalls davon umfasst:
 - a) Materialkosten,
 - b) Personalkosten und
 - c) Instandhaltungskosten, die im direkten Zusammenhang mit der Leistungserbringung stehen;

2. allfällige operative Aufwendungen und Kosten, die zur Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft aus dem Zustand der Stilllegung oder einer Konservierung des Kraftwerks notwendig sind;
 3. nachweislich notwendige Neu- oder Erhaltungsinvestitionen zur Erbringung der Leistungsvorhaltung sowie Gewährleistung der Betriebsbereitschaft für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes; Diese sind nur anteilig für den Zeitraum des Stilllegungsverbotes zu berücksichtigen;
 4. ein allfälliger Wertverbrauch aufgrund der Alterung und Abnutzung des Kraftwerks im Zeitraum des Stilllegungsverbotes, auf Grundlage der nachweisbaren Buchwerte zum Stichtag des 31. Dezember des Vorjahres sowie eine angemessene Verzinsung auf das eingesetzte Kapital, welches sich an den entsprechenden Regelungen der Festlegung der Netztarife orientiert;
 5. Opportunitätskosten jeglicher Art (inklusive Nachteile aus einer Unterlassung von durch den Weiterbetrieb nicht möglichen Veräußerungen von Anlagenteilen oder Grundstücken);
 6. Betriebs- und periodenfremde, sowie außerordentliche Aufwendungen, sofern sie im Zusammenhang mit der Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft oder der diesbezüglichen Kostenerhebung stehen.
7. Nicht anerkennungsfähig sind folgende Bestandteile:
- a) Aufwendungen und Kosten, die im Rahmen eines Vertrags gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 zweiter Satz abgegolten werden;
 - b) Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten;
 - c) allfällige Erlöse aus Zinsgewinnen, die dem Betreiber aus der Veräußerung von Betriebsmitteln des Kraftwerks im Fall einer endgültigen Stilllegung entgangen wären;
 - d) Opportunitätskosten jeglicher Art;
 - e) Betriebs- und periodenfremde sowie außerordentliche Aufwendungen, sofern diese nicht im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb der Anlage stehen;
 - f) Aufwendungen und Kosten, welche vom Kraftwerksbetreiber schuldhaft grob fahrlässig oder vorsätzlich verursacht wurden;
 - g) etwaige Buchwertveränderungen, die auf vergangene Kompensationen von Leistungsvorhaltungen zurückzuführen sind.

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

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

Änderungen

§ 23d. (1) Auf Ersuchen eines gemäß § 23b Abs. 5 oder 6 kontrahierten Betreibers einer Erzeugungsanlage kann der Regelzonensführer die Dauer der Kontrahierung einmalig verkürzen, soweit durch den Betreiber sichergestellt wird, dass die Anlage für das Engpassmanagement unter den gleichen Verfügbarkeitsbedingungen bis zum Ablauf der ursprünglichen Laufzeit zur Verfügung steht. Die Verkürzung ist der Regulierungsbehörde anzuzeigen. In diesem Fall sind dem Regelzonensführer alle für die Netzreserve bezogenen Entgelte rückzuerstatte, mit Ausnahme der von der Regulierungsbehörde festgestellten angemessenen Kosten.

(2) Auf Antrag eines gemäß § 23c Abs. 1 verpflichteten Betreibers kann die Dauer des Stilllegungsverbots einmalig verkürzt werden, soweit durch den Betreiber sichergestellt wird, dass die Anlage für das Engpassmanagement unter den gleichen Verfügbarkeitsbedingungen bis zum Ablauf der ursprünglichen Laufzeit zur Verfügung steht. Die Genehmigung erfolgt, erforderlichenfalls unter Festsetzung von Bedingungen, Auflagen und Befristungen, durch Bescheid der Regulierungsbehörde. Dem Regelzonensführer kommt in diesem Verfahren Parteistellung zu. Im Falle einer Genehmigung ist der Vertrag gemäß § 23c Abs. 2 entsprechend anzupassen. In diesem Fall sind dem Regelzonensführer alle für die Netzreserve bezogenen Entgelte rückzuerstatte, mit Ausnahme der von der Regulierungsbehörde festgestellten angemessenen Kosten.

(3) Auf Antrag eines gemäß § 23b Abs. 7 zur Stilllegung seiner Anlage verpflichteten Betreibers kann von der Stilllegung Abstand genommen oder die Dauer der vorübergehenden Stilllegung verkürzt werden, sofern dies von der Regulierungsbehörde durch Bescheid genehmigt wird. Die Genehmigung erfolgt,

erforderlichenfalls unter Festsetzung von Bedingungen, Auflagen und Befristungen, durch Bescheid der Regulierungsbehörde und ist nur dann zu erteilen, wenn sich die für die Stilllegung ursprünglich maßgeblichen Gründe und Umstände wesentlich geändert haben. Die Umstandsänderung und deren Wesentlichkeit sind durch den jeweiligen Betreiber darzulegen, wobei dieser sämtliche für die Beurteilung erforderliche Unterlagen der Regulierungsbehörde vorzulegen hat. ~~Dem Regelzonensführer kommt in diesem Verfahren Parteistellung zu.~~

(4) Ersuchen gemäß Abs. 1 sowie Anträge gemäß Abs. 2 und 3 haben sowohl gegenüber dem Regelzonensführer als auch gegenüber der Regulierungsbehörde mit angemessener Vorlaufzeit zu erfolgen.

3. Hauptstück **Entflechtung von Übertragungsnetzbetreibern**

5. Abschnitt **Verfahren in Bezug auf Übertragungsnetzbetreiber**

Verfahren zur Zertifizierung und Benennung von Übertragungsnetzbetreibern

§ 34. (1) Der Regulierungsbehörde obliegt die ständige Beobachtung der Einhaltung der Entflechtungsvorschriften (§ 24 bis § 33). Sie hat einen Übertragungsnetzbetreiber mittels Feststellungsbescheides zu zertifizieren

1. als eigentumsrechtlich entflochtenen Übertragungsnetzbetreiber im Sinne des § 24 oder
2. als unabhängigen Netzbetreiber im Sinne der § 25 bis § 29 oder
3. als unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber im Sinne der § 28 bis § 32 oder
4. als Übertragungsnetzbetreiber im Sinne des § 33.

(2) Ein Zertifizierungsverfahren ist einzuleiten

1. über Antrag eines Übertragungsnetzbetreibers gemäß Abs. 3 Z 1;
2. von Amts wegen, wenn
 - a) ein Übertragungsnetzbetreiber keinen Antrag auf Zertifizierung gemäß Abs. 3 Z 1 stellt oder
 - b) die Regulierungsbehörde Kenntnis von einer geplanten Änderung erlangt, die eine Neubewertung der Zertifizierung erforderlich macht und zu einem Verstoß gegen die Entflechtungsvorschriften führen kann oder bereits geführt hat;
3. über Anzeige der Europäischen Kommission.

Artikel 3 der Verordnung 2009/714/EG findet auf das Zertifizierungsverfahren Anwendung.

(3) Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet,

1. einen Antrag auf Zertifizierung unverzüglich zu stellen, sofern der Übertragungsnetzbetreiber noch nicht zertifiziert ist, sowie
2. der Regulierungsbehörde alle geplanten Änderungen, die eine Neubewertung der Zertifizierung erforderlich machen, unverzüglich anzuzeigen.

Der Übertragungsnetzbetreiber hat seinen Eingaben an die Regulierungsbehörde sowie auf deren Ersuchen alle zur Beurteilung des Sachverhaltes erforderlichen Unterlagen beizuschließen.

(4) Die Regulierungsbehörde hat einen begründeten Entscheidungsentwurf binnen vier Monaten ab Einleitung eines Verfahrens über die Zertifizierung eines Übertragungsnetzbetreibers bzw. ab Vorliegen der vollständigen Unterlagen des Übertragungsnetzbetreibers an die Europäische Kommission zu übermitteln. Erfolgt eine Stellungnahme der Europäischen Kommission, ist diese von der Regulierungsbehörde beim Zertifizierungsverfahren gemäß Abs. 1 Z 1 und 3 so weit wie möglich zu berücksichtigen und ist eine allfällige Abweichung von der Stellungnahme der Kommission zu begründen. Die Regulierungsbehörde hat nach dem Einlangen der Stellungnahme der Europäischen Kommission binnen zwei Monaten mit Bescheid über den Antrag auf Zertifizierung zu entscheiden. Die Zertifizierung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind.

(5) In Abweichung von Abs. 4 gilt Folgendes:

1. beim Zertifizierungsverfahren gemäß Abs. 1 Z 2 hat die Regulierungsbehörde der Entscheidung der Europäischen Kommission nachzukommen.

2. beim Zertifizierungsverfahren gemäß Abs. 1 Z 4 prüfen die Regulierungsbehörde und die Europäische Kommission, ob die bestehenden Regelungen eindeutig eine wirksamere Unabhängigkeit des Übertragungsnetzbetreibers gewährleisten als die Bestimmungen zum unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber (§ 28 bis § 32); die Regulierungsbehörde hat der Entscheidung der Europäischen Kommission nachzukommen.

(6) Die Regulierungsbehörde hat alle im Rahmen des Verfahrens gemäß Art. 3 der Verordnung 2009/714/EG mit der Europäischen Kommission gepflogenen Kontakte ausführlich zu dokumentieren. Die Dokumentation ist dem Unternehmen, das die Ausstellung der Bescheinigung verlangt hat sowie der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zu Kenntnis zu bringen. Der Feststellungsbescheid ist samt Begründung von der Regulierungsbehörde zu veröffentlichen, wobei jedoch Stellen, die wirtschaftlich sensible Informationen enthalten, unkenntlich zu machen sind. Die Stellungnahme der Kommission ist, soweit sie nicht in der Begründung des Feststellungsbescheides wiedergegeben wird, ebenfalls zu veröffentlichen.

(7) Übertragungsnetzbetreiber und Unternehmen, die eine der Funktionen Erzeugung oder Versorgung wahrnehmen, sind verpflichtet, der Regulierungsbehörde und der Europäischen Kommission sämtliche für die Erfüllung ihrer Aufgaben relevanten Informationen unverzüglich zu übermitteln.

(8) Die Benennung eines Übertragungsnetzbetreibers nach erfolgter Zertifizierung gemäß Abs. 1 erfolgt durch Kundmachung durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Bundesgesetzblatt. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat die Benennung eines Übertragungsnetzbetreibers der Europäischen Kommission mitzuteilen, sobald die Regulierungsbehörde die Zertifizierung eines Übertragungsnetzbetreibers durch Bescheid festgestellt hat. Die Benennung eines unabhängigen Netzbetreibers gemäß Abs. 1 Z 2 und 4 bedarf vorab der Zustimmung der Europäischen Kommission. Wenn die Regulierungsbehörde durch Bescheid feststellt, dass die Voraussetzungen für eine Zertifizierung aufgrund eines Verstoßes gegen die Entflechtungsvorschriften nicht mehr vorliegen, ist die Benennung durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie durch Kundmachung zu widerrufen.

Verfahren zur Zertifizierung von Übertragungsnetzbetreibern in Bezug auf Drittländer

§ 35. (1) Beantragt ein Übertragungsnetzbetreiber, welcher von einer oder mehreren Personen aus einem oder mehreren Drittländern kontrolliert wird, eine Zertifizierung, so kommt § 34 mit nachfolgenden Abweichungen zur Anwendung.

(2) Die Regulierungsbehörde teilt unverzüglich der Europäischen Kommission und der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

1. den Antrag auf Zertifizierung eines Übertragungsnetzbetreibers, welcher von einer oder mehreren Personen aus einem oder mehreren Drittländern kontrolliert wird, mit;
2. alle Umstände mit, die dazu führen würden, dass eine oder mehrere Personen aus einem oder mehreren Drittländern die Kontrolle über einen Übertragungsnetzbetreiber erhalten.

(3) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat sicherzustellen, dass die Erteilung der Zertifizierung durch die Regulierungsbehörde die Sicherheit der Energieversorgung Österreichs und der Gemeinschaft nicht gefährdet. Bei der Prüfung der Frage, ob die Sicherheit der Energieversorgung Österreichs und der Gemeinschaft gefährdet ist, berücksichtigt die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie

1. die Rechte und Pflichten der Gemeinschaft gegenüber diesem Drittland, die aus dem Völkerrecht – auch aus einem Abkommen mit einem oder mehreren Drittländern, dem die Gemeinschaft als Vertragspartei angehört und in dem Fragen der Energieversorgungssicherheit behandelt werden – erwachsen;
2. die Rechte und Pflichten der Republik Österreich gegenüber diesem Drittland, die aus den mit diesem geschlossenen Abkommen erwachsen, soweit sie mit dem Gemeinschaftsrecht in Einklang stehen sowie
3. andere spezielle Gegebenheiten des Einzelfalls und des betreffenden Drittlands.

(4) Nach Prüfung der Frage, ob die Sicherheit der Energieversorgung Österreichs und der Gemeinschaft gefährdet ist, teilt die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie ihre Bewertung der Regulierungsbehörde mit. Die Regulierungsbehörde hat

die Bewertung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie bei ihrem Entscheidungsentwurf sowie bei ihrer Entscheidung zu berücksichtigen.

5. Hauptstück

Betrieb von Übertragungsnetzen

Netzentwicklungsplan

§ 37. (1) (Grundsatzbestimmung) Die Landesgesetze haben unter Berücksichtigung der Abs. 2 bis 6 vorzusehen, dass die Übertragungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde alle zwei Jahre einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan für das Übertragungsnetz zur Genehmigung vorlegen, der sich auf die aktuelle Lage und die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage stützt.

(2) **(Grundsatzbestimmung)** Zweck des Netzentwicklungsplans ist es insbesondere,

1. den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche wichtigen Übertragungsinfrastrukturen in den nächsten zehn Jahren errichtet oder ausgebaut werden müssen,
2. alle bereits beschlossenen Investitionen aufzulisten und die neuen Investitionen zu bestimmen, die in den nächsten drei Jahren durchgeführt werden müssen, und
3. einen Zeitplan für alle Investitionsprojekte vorzugeben.

(3) **(Grundsatzbestimmung)** Ziel des Netzentwicklungsplans ist es insbesondere,

1. der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
2. der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur), und
3. der Nachfrage nach Leitungskapazitäten zur Erreichung eines europäischen Binnenmarktes nachzukommen.

(4) **(Grundsatzbestimmung)** Bei der Erarbeitung des Netzentwicklungsplans legt der Übertragungsnetzbetreiber angemessene Annahmen über die Entwicklung der Erzeugung, der Versorgung, des Verbrauchs und des Strom austauschs mit anderen Ländern unter Berücksichtigung der Investitionspläne für regionale Netze gemäß Art. 12 Abs. 1 der Verordnung 2009/714/EG und für gemeinschaftsweite Netze gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/714/EG zugrunde. Der Netzentwicklungsplan hat wirksame Maßnahmen zur Gewährleistung der Angemessenheit des Netzes und der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur) zu enthalten.

(5) **(Grundsatzbestimmung)** Der Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeit, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Überdies hat er den koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß § 63 GWG 2011 und die langfristige Planung gemäß § 22 GWG 2011 sowie den integrierten Netzinfrastrukturplan gemäß § 102-90 EAG zu berücksichtigen. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Übertragungsnetzbetreiber alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation des koordinierten Netzentwicklungsplans gemäß § 63 Abs. 2 GWG 2011 und der Konsultation der langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 5a GWG 2011 durchzuführen. Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.

(6) **(Grundsatzbestimmung)** In der Begründung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans haben die Übertragungsnetzbetreiber, insbesondere bei konkurrierenden Vorhaben zur Errichtung, Erweiterung, Änderung oder dem Betrieb von Leitungsanlagen, die technischen und wirtschaftlichen Gründe für die Befürwortung oder Ablehnung einzelner Vorhaben darzustellen und die Beseitigung von Netzengpässen anzustreben.

(7) Alle Marktteilnehmer haben dem Übertragungsnetzbetreiber auf dessen schriftliches Verlangen die für die Erstellung des Netzentwicklungsplans erforderlichen Daten, insbesondere Grundlagendaten, Verbrauchsprognosen, Änderungen der Netzkonfiguration, Messwerte und technische sowie sonstige relevante Projektunterlagen zu geplanten Anlagen, die errichtet, erweitert, geändert oder betrieben werden sollen, innerhalb angemessener Frist zur Verfügung zu stellen. Der Übertragungsnetzbetreiber kann unabhängig davon zusätzlich andere Daten heranziehen, die für den Netzentwicklungsplan zweckmäßig sind.

Genehmigung des Netzentwicklungsplans

§ 38. (1) Die Regulierungsbehörde genehmigt den Netzentwicklungsplan durch Bescheid. Voraussetzung für die Genehmigung ist der Nachweis der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen durch den Übertragungsnetzbetreiber. Die Genehmigung kann unter Vorschreibung von Auflagen und Bedingungen erteilt werden, soweit diese zur Erfüllung der Zielsetzungen dieses Gesetzes erforderlich sind.

(2) Die Regulierungsbehörde hat vor Bescheiderlassung Konsultationen zum Netzentwicklungsplan mit den Interessenvertretungen der Netzbenutzer durchzuführen. Sie hat das Ergebnis der Konsultationen zu veröffentlichen und insbesondere auf etwaigen Investitionsbedarf zu verweisen.

(3) Die Regulierungsbehörde hat insbesondere zu prüfen, ob der Netzentwicklungsplan den gesamten im Zuge der Konsultationen ermittelten Investitionsbedarf erfasst und ob die Kohärenz mit dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß § 63 GWG 2011, der langfristigen Planung gemäß § 22 GWG 2011 und dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der Verordnung 2009/714/EG gewahrt ist. Besteht Zweifel an der Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan, so hat die Regulierungsbehörde die Agentur zu konsultieren.

(4) Die mit der Umsetzung von Maßnahmen, die im Netzentwicklungsplan vorgesehen sind, verbundenen angemessenen Kosten sind, inklusive Vorfinanzierungskosten, bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen.

(5) Die Regulierungsbehörde kann vom Übertragungsnetzbetreiber zu jedem Zeitpunkt die Änderung seines bereits vorgelegten und noch nicht genehmigten Netzentwicklungsplans verlangen. Anträge auf Änderung des zuletzt genehmigten Netzentwicklungsplans sind zulässig, sofern wesentliche Änderungen der Planungsgrundlagen eine neue Beurteilung notwendig machen.

6. Hauptstück

Betrieb von Verteilernetzen

Pflichten der Verteilernetzbetreiber

§ 45. (Grundsatzbestimmung) Die Ausführungsgesetze haben Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten:

1. die zur Durchführung der Berechnung und Zuordnung der Ausgleichsenergie erforderlichen Daten zur Verfügung zu stellen, wobei insbesondere jene Zählpunkte zu übermitteln sind, die für die Berechnung der Fahrplanabweichungen und der Abweichung vom Lastprofil jeder Bilanzgruppe benötigt werden;
3. Netzzugangsberechtigten zu den genehmigten Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten den Zugang zu ihrem System zu gewähren;
4. die für den Netzzugang genehmigten Allgemeinen Bedingungen und bestimmten Systemnutzungsentgelten zu veröffentlichen;
5. die zur Durchführung der Verrechnung und Datenübermittlung gemäß Z 1 erforderlichen vertraglichen Maßnahmen vorzusehen;
6. zum Betrieb und der Instandhaltung des Netzes, um im Hinblick auf die nationalen Energieziele die Fähigkeit des Verteilernetzes sicher zu stellen, die voraussehbare Nachfrage nach Verteilung zu befriedigen;
7. zur Abschätzung der Lastflüsse und Prüfung der Einhaltung der technischen Sicherheit des Netzes;
8. zur Führung einer Evidenz über alle in seinem Netz tätigen Bilanzgruppen und Bilanzgruppenverantwortlichen;
9. zur Führung einer Evidenz aller in seinem Netz tätigen Lieferanten;
10. zur Messung der Beziehe, Leistungen, Lastprofile der Netzbenutzer, Prüfung deren Plausibilität und die Weitergabe von Daten im erforderlichen Ausmaß an die Bilanzgruppenkoordinatoren, betroffene Netzbetreiber sowie Bilanzgruppenverantwortliche;
11. zur Messung der Leistungen, Strommengen, Lastprofile, an den Schnittstellen zu anderen Netzen und Weitergabe der Daten an betroffene Netzbetreiber, und die Bilanzgruppenkoordinatoren;
12. Engpässe im Netz zu ermitteln und Handlungen zu setzen, um diese zu vermeiden;

13. zur Entgegennahme und Weitergabe von Meldungen über Lieferanten- sowie Bilanzgruppenwechsel;
14. zur Einrichtung einer besonderen Bilanzgruppe für die Ermittlung der Netzverluste, die nur die dafür notwendigen Kriterien einer Bilanzgruppe zu erfüllen hat;
15. Energie, die zur Deckung von Energieverlusten und Kapazitätsreserven im Verteilernetz verwendet wird, nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen;
16. zur Einhebung der Entgelte für Netznutzung;
17. zur Zusammenarbeit mit dem Bilanzgruppenkoordinator, den Bilanzgruppenverantwortlichen und sonstigen Marktteilnehmern bei der Aufteilung der sich aus der Verwendung von standardisierten Lastprofilen ergebenden Differenzen nach Vorliegen der Messergebnisse;
18. zur Bekanntgabe der eingespeisten Ökoenergie an die Regulierungsbehörde;
19. Verträge über den Datenaustausch mit anderen Netzbetreibern, den Bilanzgruppenverantwortlichen sowie den Bilanzgruppenkoordinatoren und anderen Marktteilnehmern entsprechend den Marktregeln abzuschließen;
20. sich jeglicher Diskriminierung von Netzbewutzern oder Kategorien von Netzbewutzern, insbesondere zugunsten der mit ihm verbundenen Unternehmen, zu enthalten;
21. den Netzbewutzern die Informationen zur Verfügung zu stellen, die sie für einen effizienten Netzzugang benötigen;
22. bei der Planung des Verteilernetzausbau Energieeffizienz-, Nachfragesteuerungsmaßnahmen oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte, zu berücksichtigen.

23. den Übertragungsnetzbetreiber zum Zeitpunkt der Feststellung des technisch geeigneten Anschlusspunktes über die geplante Errichtung von Erzeugungsanlagen mit einer Leistung von über 50 MW zu informieren.

Datenaustausch durch Netzbetreiber

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

Allgemeine Anschlusspflicht

§ 46. (Grundsatzbestimmung) (1) Die Ausführungsgesetze haben Betreiber von Verteilernetzen zu verpflichten, Allgemeine Bedingungen zu veröffentlichen und zu diesen Bedingungen mit Endverbrauchern und Erzeugern privatrechtliche Verträge über den Anschluss abzuschließen (Allgemeine Anschlusspflicht).

(2) Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass die Allgemeine Anschlusspflicht auch dann besteht, wenn eine Einspeisung oder Abnahme von elektrischer Energie erst durch die Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Verteilernetzes möglich wird. Unbeschadet des § 17a haben die Ausführungsgesetze weiters vorzusehen, dass Erzeugungsanlagen innerhalb angemessener Frist, spätestens jedoch innerhalb von fünf Jahren nach Einbringen des Anschlussbegehrens an das Verteilernetz anzuschließen sind, widrigenfalls der Verteilernetzbetreiber dem Anschlusswerber schadenersatzpflichtig wird, es sei denn, der Verteilernetzbetreiber hat die Pflichtverletzung nicht zu vertreten.

(3) Die Ausführungsgesetze können wegen begründeter Sicherheitsbedenken (wie etwa Überschreitungen der zulässigen technischen Werte, zB Spannungshub) oder wegen technischer Inkompatibilität Ausnahmen von der Allgemeinen Anschlusspflicht vorsehen, jedoch nur temporär bis zur Umsetzung der unter Abs. 2 genannten Maßnahmen.

5. Teil

Systemnutzungsentgelt

2. Hauptstück

Entgeltkomponenten

Netznutzungsentgelt

§ 52. (1) Durch das Netznutzungsentgelt werden dem Netzbetreiber die Kosten für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Netzsystems abgegolten. Das Netznutzungsentgelt ist von Entnehmern pro Zählpunkt zu entrichten. Es ist entweder arbeitsbezogen oder arbeits- und leistungsbezogen festzulegen und regelmäßig in Rechnung zu stellen. Der leistungsbezogene Anteil des Netznutzungsentgeltes ist grundsätzlich auf einen Zeitraum eines Jahres zu beziehen. Die Regulierungsbehörde kann Netznutzungsentgelte unter Berücksichtigung einheitlicher Tarifstrukturen zeitvariabel und/oder lastvariabel gestalten. Zur Ermittlung der Basis für die Verrechnung des leistungsbezogenen Anteils des Netznutzungsentgeltes ist das arithmetische Mittel der im Abrechnungszeitraum monatlich gemessenen höchsten viertelstündlichen Leistung heranzuziehen. In den Netzebenen gemäß § 63 Z 1 und 2 kann das 3-Spitzenmittel herangezogen werden. Für eine kürzere Inanspruchnahme als ein Jahr sowie bei gänzlicher oder teilweiser nicht durchgehender Inanspruchnahme des Netzsystems können abweichende Netznutzungsentgelte verordnet werden.

(2) Pauschalierte leistungsbezogene Netznutzungsentgelte sind auf einen Zeitraum von einem Jahr zu beziehen. Ist der Abrechnungszeitraum kürzer oder länger als ein Jahr, dann ist der für den leistungsbezogenen Netznutzungstarif verordnete Pauschalbetrag tageweise zu aliquotieren.

(2a) Das Netznutzungsentgelt ist für teilnehmende **Netzzugangsberechtigte benutzer** einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft gemäß § 8875 EAG, bezogen auf jenen Verbrauch, der durch zugeordnete eingespeiste Energie einer Erzeugungsanlage gemäß § 8875 EAG abgedeckt ist, gesondert festzulegen. Bei der Festlegung des Entgelts sind die Kosten gemäß § 52 Abs. 1 erster Satz der Netzebene 7 (Lokalbereich) oder, wenn von der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft auch die Netzebene 5 in Anspruch genommen wird, die Kosten gemäß § 52 Abs. 1 erster Satz der Netzebenen 5, 6 und 7 (Regionalbereich) heranzuziehen, wobei die gewälzten Kosten gemäß § 62 der jeweils überlagerten Netzebenen nicht zu berücksichtigen sind. Diese Entgelte sind als Abschläge auf die verordneten Netznutzungsentgelte nur für den arbeitsbezogenen Anteil des jeweils anzuwendenden Netznutzungsentgeltes zu bestimmen. Die Regulierungsbehörde hat dabei für den Lokal- und Regionalbereich jeweils einen bundesweit einheitlichen Wert auf Basis einer Durchschnittsbetrachtung der gewälzten Kosten zu bestimmen. Nach erstmaliger Festsetzung ist nur bei wesentlichen Änderungen der zu Grunde liegenden Basisdaten eine Aktualisierung der Werte durchzuführen. Für den leistungsbezogenen Anteil des Netznutzungsentgelts ist für die Viertelstunden-Leistungswerte gemäß § 52 Abs. 1 die am Zählpunkt aus dem öffentlichen Netz bezogene Leistung verringert um die Leistung in der jeweiligen Viertelstunde, die aus der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft bezogen wird, maßgeblich.

(3) Nicht im Netznutzungsentgelt berücksichtigt ist eine Blindleistungsbereitstellung, die gesonderte Maßnahmen erfordert, individuell zuordenbar ist und innerhalb eines definierten Zeitraums für Entnehmer mit einem Leistungsfaktor ($\cos \varphi$), dessen Absolutbetrag kleiner als 0,9 ist, erfolgt. Die Aufwendungen dafür sind den Netzbenutzern gesondert zu verrechnen.

(4) Ist für die Abrechnung eine rechnerische Ermittlung des Verbrauchs notwendig, so ist diese bei Zählpunkten ohne Lastprofilzähler vom Netzbetreiber ausschließlich anhand der geltenden, standardisierten Lastprofile transparent und nachvollziehbar durchzuführen. Netzbetreiber mit einer jährlichen Abgabemenge von maximal 10 GWh können zur Verwaltungsvereinfachung vereinfachte Verfahren anwenden. Weicht eine rechnerische Verbrauchswertermittlung von den tatsächlichen Werten ab, so ist eine unentgeltliche Rechnungskorrektur vorzunehmen.

Netzzutrittsentgelt

§ 54. (1) Durch das Netzzutrittsentgelt werden dem Netzbetreiber alle angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen abgegolten, die mit der erstmaligen Herstellung eines Anschlusses an ein Netz oder der Abänderung eines Anschlusses infolge Erhöhung der Anschlussleistung eines Netzbenutzers unmittelbar verbunden sind. Das Netzzutrittsentgelt ist einmalig zu entrichten und dem Netzbenutzer auf transparente und nachvollziehbare Weise darzulegen. Sofern die

Kosten für den Netzanschluss vom Netzbewerber selbst getragen werden, ist die Höhe des Netzzutrittsentgelts entsprechend zu vermindern.

(2) Das Netzzutrittsentgelt ist aufwandsorientiert zu verrechnen, wobei der Netzbetreiber eine Pauschalierung für vergleichbare Netzbewerber einer Netzebene vorsehen kann. Die Pauschalierung kommt nicht zur Anwendung, wenn die vom Netzbetreiber vorgenommene Kostenkalkulation unter Einrechnung vorfinanzierter Aufwendungen für den Anschluss den dreifachen Pauschalbetrag überschreitet. Der Netzbewerber hat in diesem Fall das Recht, vom Netzbetreiber die Vorlage einer Kostenaufstellung zu verlangen. Für Erzeugungsanlagen gemäß § 17a ist kein Netzzutrittsentgelt zu entrichten.

(3) Für den Anschluss von Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung bis 100 kW ist ein pauschales Anschlussentgelt zu verrechnen. Dieses beträgt bei Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung bis 20 kW 10 Euro pro kW und bei Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 kW bis 100 kW 30 Euro pro kW. In diesen Fällen ist im Netzzugangsvertrag vorzusehen, dass die Einspeiseleistung am Zählpunkt der betreffenden Anlage zeitweise oder generell auf einen vereinbarten Maximalwert eingeschränkt werden kann, sofern dies für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb notwendig ist. Die vereinbarte Einschränkung darf ein Ausmaß von 3 % der durchschnittlichen Jahreserzeugung nicht überschreiten.

(3) Für Erzeugungsanlagen mit einer einspeiseseitigen Maximalkapazität am Netzanschlusspunkt, welche das bezugsseitig vereinbarte Ausmaß der Netznutzung überschreiten, gelten folgende pauschale Netzzutrittsentgelte:

- Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 6 und 7 in Höhe von 30 €/kW, bis zu einer gesamt installierten Maximalkapazität im Versorgungsbereich der Transformatorstation von höchstens 250 kW.
- Für Erzeugungsanlagen in der Netzebene 5 in Höhe von 30 €/kW, bis zu einer gesamt installierten Maximalkapazität im Versorgungsbereich des Mittelspannungsabzweiges von höchstens 1.000 kW.
- Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 4 in Höhe von 30 €/kW, bei vorhandenen Kapazitäten.
- Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 4 in Höhe von 100 €/kW, bei nicht vorhandenen Kapazitäten.
- Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 3 in Höhe von 20 €/kW, bei vorhandenen Kapazitäten.
- Für Erzeugungsanlagen in den Netzebenen 3 in Höhe von 100 €/kW, bei nicht vorhandenen Kapazitäten.

Dem Netzbetreiber daraus anfallende zusätzliche Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen, wobei eine bundesweite Aufteilung dieser Kosten in sinngemäßer Anwendung der Kostenwälzung nach § 62 zu erfolgen hat.

In den Netzzugangsverträgen ist vorzusehen, dass die Einspeiseleistung am Zählpunkt der betreffenden Anlage zeitweise oder generell auf einen vereinbarten Maximalwert eingeschränkt werden kann, sofern dies für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb notwendig ist. Die vereinbarte Einschränkung darf im Dreijahresschnitt ein Ausmaß von 5 % der durchschnittlichen Jahreserzeugung nicht überschreiten.

(4) Bis zu einem Netzzuschlussquotienten von 500 lfm/MWel vereinbarter Leistung haben Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas kein Netzzutrittsentgelt zu tragen. Die beim Netzbetreiber daraus anfallenden Kosten sind bei der Festsetzung der Systemnutzungsentgelte gemäß den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes anzuerkennen. Sofern der Netzzuschlussquotient 500 lfm/MWel vereinbarter Leistung überschreitet, sind für die darüber hinausgehenden Leitungslängen 50 % der Kosten vom Betreiber der Anlage zu entrichten.

Anmerkung: siehe Anlagen gemäß Abs. 3. Warum diese ungleiche Behandlung?

Netzbereitstellungsentgelt

§ 55. (1) Das Netzbereitstellungsentgelt wird Entnehmern bei Erstellung des Netzanschlusses oder bei Überschreitung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung als leistungsbezogener Pauschalbetrag für den bereits erfolgten sowie notwendigen Ausbau des Netzes zur Ermöglichung des Anschlusses verrechnet. Es bemisst sich nach dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung. Wurde kein Ausmaß der Netznutzung

~~vereinbart oder wurde das vereinbarte Ausmaß der Netznutzung überschritten, bemisst sich das Netzbereitstellungsentgelt am tatsächlich in Anspruch genommenen Ausmaß der Netznutzung. Jedenfalls ist das Netzbereitstellungsentgelt in Höhe der Mindestleistung gemäß Abs. 7 zu verrechnen.~~

(2) Das geleistete Netzbereitstellungsentgelt ist auf Verlangen des Entnehmers innerhalb von fünfzehn Jahren ab dem Zeitpunkt der Bezahlung nach einer mindestens drei Jahre ununterbrochen dauernden Verringerung der tatsächlichen Ausnutzung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung oder drei Jahre nach Stilllegung des Netzzanschlusses, dem Entnehmer anteilig, entsprechend dem Ausmaß der Verringerung der Ausnutzung des vereinbarten Ausmaßes der Netznutzung, rückzuverstatten. Die Rückerstattung einer bis zum 31. Dezember 2008 vertraglich vereinbarten Mindestleistung bzw. der Mindestleistung im Sinne des Abs. 7 sowie eines vor dem 19. Februar 1999 erworbenen Ausmaßes der Netznutzung ist nicht möglich.

(3) Die Berechnung des Netzbereitstellungsentgelts hat sich an den durchschnittlichen Ausbaukosten für neue und für die Verstärkung von bestehenden Übertragungs- und Verteilnetzen zu orientieren.

(4) Wird die Netznutzung innerhalb des Netzes eines Netzbetreibers örtlich übertragen, ist das bereits geleistete Netzbereitstellungsentgelt in jenem Ausmaß anzurechnen, in dem sich die vereinbarte weitere Netznutzung gegenüber der bisherigen tatsächlich nicht ändert. Die örtliche Übertragung einer bis zum 31. Dezember 2008 vertraglich vereinbarten Mindestleistung, der Mindestleistung im Sinne des Abs. 7 oder eines vor dem 19. Februar 1999 erworbenen Ausmaßes der Netznutzung ist nicht möglich.

(5) Wird die Netzebene gewechselt, ist die Differenz zwischen dem nach dem 19. Februar 1999 bereits geleisteten Netzbereitstellungsentgelt und dem auf der neuen Netzebene zum Zeitpunkt des Netzebenenwechsels zu leistenden Netzbereitstellungsentgelts rückzuverstatten bzw. durch den Entnehmer nachzuzahlen. Das bis zum 19. Februar 1999 erworbene Ausmaß der Netznutzung in kW wird im Falle eines Wechsels der Netzebene unverändert übertragen, ohne dass es zu einem finanziellen Ausgleich kommt.

(6) Die tatsächlich vereinbarten Netzbereitstellungsentgelte sind über einen Zeitraum von 20 Jahren, bezogen auf die jeweiligen Netzebenen aufzulösen, sodass sie sich kostenmindernd auf das Netznutzungsentgelt auswirken.

- (7) Die Mindestleistungswerte betragen
1. maximal 15 kW für die Netzebene 7;
 2. 100 kW für die Netzebene 6;
 3. 400 kW für die Netzebene 5;
 4. 5000 kW für die Netzebenen 3 und 4;
 5. 200 MW für die Netzebenen 1 und 2.

(8) Ausgenommen von der Entrichtung des Netzbereitstellungsentgelts aus Anlass des erstmaligen Abschlusses des Netzzugangsvertrages sind Betreiber jener Anlagen auf Netzebene 1 und Netzebene 2, für die bis zum 31. Dezember 2008 alle für die Errichtung der Anlage notwendigen behördlichen Genehmigungen in erster Instanz vorliegen. Als bis zum 1. Jänner 2009 bereits erworbene Ausmaß der Netznutzung gilt, sofern vertraglich nichts anderes vereinbart, der höhere der folgenden Werte: Das vor dem 19. Februar 1999 erworbene Ausmaß der Netznutzung in kW oder der arithmetische Mittelwert der höchsten einviertelständlichen monatlichen Durchschnittsbelastung von Oktober 2007 bis September 2008 in kW.

(9) Für Entnehmer in den Netzbereichen Steiermark und Graz gilt: Als bis zum 30. Juni 2009 bereits erworbenes Ausmaß der Netznutzung gilt für leistungsgemessene Kunden, sofern vertraglich nichts anderes vereinbart, der höhere der folgenden Werte: Das vor dem 19. Februar 1999 erworbene Ausmaß der Netznutzung in kW oder der arithmetische Mittelwert der höchsten einviertelständlichen monatlichen Durchschnittsbelastung von Oktober 2007 bis September 2008 in kW. Für nicht leistungsgemessene Kunden gilt, sofern vertraglich bis 31. Dezember 2008 nicht anders vereinbart, eine Leistung von 4 kW als erworben. Bei temporären Anschlüssen und Baustromanschlüssen, bei denen die gesamte Anschlussanlage oder ein überwiegender Teil der Anschlussanlage bereits im Zuge des temporären Anschlusses im Hinblick auf den späteren Anschluss bis zum 30. Juni 2009 dauerhaft ausgeführt wurde, gilt, sofern vertraglich bis 30. Juni 2009 nicht anders vereinbart, eine Leistung von 4 kW als erworben.

(10) Die Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas haben für solche Anlagen kein Netzbereitstellungsentgelt zu entrichten.

Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte

§ 58a. (1) Die Regulierungsbehörde kann für bestimmte Forschungs- und Demonstrationsprojekte, die die Voraussetzungen der nachstehenden Absätze erfüllen, mit Bescheid Systemnutzungsentgelte festlegen, die von den Bestimmungen des 5. Teils dieses Bundesgesetzes oder der Systemnutzungsentgeltsverordnung abweichen (Ausnahmebescheid).

(2) Ziele von Forschungs- und Demonstrationsprojekten im Rahmen dieser Bestimmung können sein:

1. Systemintegration von erneuerbaren Energietechnologien sowie von Speicher- und Energieeffizienztechnologien, etwa durch den Einsatz neuer und innovativer Geschäftsmodelle;
2. Ausbau und verstärkte Nutzung von erneuerbaren Energieträgern, insbesondere auch im Zuge von dezentralen und regionalen Versorgungskonzepten;
3. Digitalisierung des Energiesystems und intelligente Nutzung von Energie;
4. Stärkung der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende und der hiefür notwendigen Transformationsprozesse;
5. Verbesserung der Umwandlung oder Speicherung von elektrischer Energie sowie Umsetzung von Sektorkopplung und Sektorintegration durch Realisierung der dafür erforderlichen Konversionsanlagen und -prozesse;
6. Anhebung von markt- oder netzseitigen Flexibilitätspotenzialen;
7. Steigerung der Effizienz oder Sicherheit des Netzbetriebs oder der Versorgung mit elektrischer Energie, insbesondere durch Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen;
8. Vereinfachung bzw. Beschleunigung des künftigen Netzausbau s sowie Reduktion des Netzausbaubedarfs auf Verteilernetzebene.

(3) Anträge auf Erteilung einer Ausnahme nach Abs. 1 können nur Forschungs- und Demonstrationsprojekte stellen,

1. die zur Erreichung von zumindest zwei Zielen gemäß Abs. 2 beitragen und
2. über eine Förderentscheidung gemäß § 16 des Bundesgesetzes zur Förderung der Forschung und Technologieentwicklung (Forschungs- und Technologieförderungsgesetz), BGBl. Nr. 434/1982, in der geltenden Fassung, verfügen.

(4) Der Antrag auf Erteilung einer Ausnahme nach Abs. 1 muss zumindest folgende Angaben und Unterlagen enthalten:

1. Name, Anschrift, Telefonnummer und E-Mail-Adresse des Projektwerbers bzw. Projektwerber-Konsortiums; bei Personengesellschaften und juristischen Personen zusätzlich den Sitz und die Firmenbuchnummer sowie den Namen einer vertretungsbefugten natürlichen Person;
2. Beschreibung des Projekts im Hinblick auf den Beitrag zur Zielerreichung nach Abs. 2;
3. Beschreibung der am Projekt beteiligten Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen unter Angabe der jeweiligen Zählpunktnummern;
4. Art und Umfang der beantragten Ausnahme nach Abs. 1;
5. Nachweis über die erfolgte Förderentscheidung gemäß § 16 des Forschungs- und Technologieförderungsgesetzes samt der hiefür erforderlichen Unterlagen.

Die Regulierungsbehörde hat spätestens binnen drei Monaten nach Einlangen eines vollständigen und formgültigen Antrags einen Ausnahmebescheid nach Abs. 1 zu erlassen.

(5) Die Regulierungsbehörde kann einen Ausnahmebescheid nach Abs. 1 unter Vorschreibung von Auflagen, Bedingungen oder Befristungen erlassen, sofern dies zur Erfüllung der Ziele nach dieser Bestimmung erforderlich ist. Der Ausnahmebescheid ist den Netzbetreibern zu Kenntnis zu bringen, in deren Konzessionsgebieten das von der Ausnahme erfasste Forschungs- oder Demonstrationsprojekt durchgeführt wird.

(6) Die Regulierungsbehörde kann von den in Abs. 1 genannten Bestimmungen hinsichtlich der Entgeltstruktur, der Bemessungsgrundlage oder des abrechnungsrelevanten Zeitraums abweichen oder auch eine betragsmäßige Reduktion bis hin zu einer vollständigen Befreiung von Systemnutzungsentgelten vorsehen. Dabei hat die Regulierungsbehörde die Förderentscheidung nach Abs. 3 Z 2 und den Antrag gemäß Abs. 4 entsprechend zu berücksichtigen. Eine Ausnahme nach Abs. 1 gilt nur für die am Projekt beteiligten Netzbetreiber im Rahmen der Durchführung des Projekts und wird für höchstens drei Jahre sowie ausschließlich für jene Zeiträume gewährt, in denen die Voraussetzungen des Abs. 3 gegeben sind.

(7) Ausnahmen gemäß Abs. 1 werden unter den Voraussetzungen der Verordnung (EU) Nr. 1407/2013, ABl. Nr. L 352 vom 24.12.2013 S. 1, als de-minimis-Förderungen gewährt.

§ 62 Abs. 3 sollte lauten:

„(3) Das bei der Bestimmung der Entgelte des Höchstspannungsnetzes zugrunde zu legende Verfahren der Kostenwälzung ist von der Regulierungsbehörde unter angemessener Berücksichtigung von Gesichtspunkten einer Brutto- und Nettobetrachtung durch Verordnung gemäß § 51 Abs. 3 zu bestimmen. Kosten für die Vorhaltung der Sekundärregelleistung, sowie für die Bereitstellung von Netzverlusten sind in der Brutto- und Nettobetrachtung nicht zu berücksichtigen. Bei der Brutto- und Nettobetrachtung ist ein Anteil von 70% für die Netzkosten im Verhältnis der Gesamtgabe und Einspeisung nach elektrischer Arbeit nach der Kostenwälzung gemäß der Bruttobetrachtung nicht zu überschreiten. Netzkosten für Maßnahmen, welche im Zusammenhang mit dem Ausbau und der Verstärkung des Höchstspannungsnetzes zur Erreichung der Ziele des Klima- und Umweltschutzes für die Einbindung und Steigerung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien stehen und im Netzentwicklungsplan gemäß § 38 enthalten sind, sind jedenfalls in der Bruttokomponente zu berücksichtigen. Die Bruttokomponente für die Höchstspannungsebene ist in den arbeitsbezogenen Tarifen für die Netznutzung getrennt zu berücksichtigen und ist in einem in der Verordnung gemäß § 51 Abs. 3 zu bestimmenden Verfahren den Netzbetreibern des Netzbereichs weiter zu verrechnen.“
 Netzreserve: Transparenz zu schaffen: Die jährlichen Berichte sind zu veröffentlichen, auch die Eckpunkte der Ergebnisse der Ausschreibungen (Name und Leistung der Kraftwerke, die einen Zuschlag erhalten haben) sind zu veröffentlichen, damit die Branche einen Überblick erhält, welche Kraftwerke nun an der Netzreserve teilnehmen.

7. Teil

Erzeuger

Erzeuger

§ 66. (Grundsatzbestimmung) (1) Die Ausführungsgesetze haben Erzeuger zu verpflichten:

1. sich einer Bilanzgruppe anzuschließen oder eine eigene Bilanzgruppe zu bilden;
2. Daten in erforderlichem Ausmaß betroffenen Netzbetreibern, dem Bilanzgruppenkoordinator, dem Bilanzgruppenverantwortlichen und anderen betroffenen Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellen;
3. Erzeugungsfahrpläne vorab an die betroffenen Netzbetreiber, den Regelzonensführer und den Bilanzgruppenverantwortlichen in erforderlichem Ausmaß bei technischer Notwendigkeit zu melden;
4. bei Verwendung eigener Zähleinrichtungen und Einrichtungen für die Datenübertragung die technischen Vorgaben der Netzbetreiber einzuhalten;
5. bei Teillieferungen die Bekanntgabe von Erzeugungsfahrplänen an die betroffenen Bilanzgruppenverantwortlichen;
6. nach Maßgabe vertraglicher Vereinbarungen auf Anordnung des Regelzonensführers zur Netzengpassbeseitigung oder zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit Leistungen (Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung sowie Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen) zu erbringen. Es ist sicher zu stellen, dass bei Anweisungen der Regelzonensführer gegenüber Betreibern von KWK-Anlagen die Fernwärmeverversorgung gewährleistet bleibt;
7. auf Anordnung der Regelzonensführer gemäß § 23 Abs. 9 zur Netzengpassbeseitigung oder zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit die Erhöhung und/oder Einschränkung der Erzeugung somit die Veränderung der Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen vorzunehmen, soweit dies nicht gemäß Z 6 vertraglich sichergestellt werden konnte;
8. auf Anordnung des Regelzonensführers haben Erzeuger mit technisch geeigneten Erzeugungsanlagen bei erfolglos verlaufener Ausschreibung gegen Ersatz der tatsächlichen Aufwendungen die Sekundärregelung bereit zu stellen und zu erbringen.

(2) Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als fünf MW verpflichtet sind:

1. die Kosten für die Primärregelung zu übernehmen;
2. soweit diese zur Erbringung der Primärregelleistung imstande sind, diese auf Anordnung des Regelzonensführers zu erbringen, für den Fall, dass die Ausschreibung gemäß § 67 erfolglos blieb;
3. Nachweise über die Erbringung der Primärregelleistung dem Regelzonensführer in geeigneter und transparenter Weise zu erbringen;
4. zur Befolgung der im Zusammenhang mit der Erbringung der Primärregelleistung stehenden Anweisungen des Regelzonensführers insbesondere die Art und den Umfang der zu übermittelnden Daten betreffend.

(3) Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass Betreiber von Erzeugungsanlagen, die an die Netzebenen gemäß § 63 Z 1 bis 3 angeschlossen sind oder über eine Engpassleistung von mehr als 50 MW verfügen, verpflichtet sind, dem jeweiligen Regelzonensführer zur Überwachung der Netzsicherheit zeitgleich Daten über die jeweils aktuelle Einspeiseleistung dieser Erzeugungsanlagen in elektronischer Form zu übermitteln.

(4) Die Ausführungsgesetze haben vorzusehen, dass Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW verpflichtet sind, der Landesregierung zur Überwachung der Versorgungssicherheit regelmäßig Daten über die zeitliche Verfügbarkeit der Erzeugungsanlagen zu übermitteln.

8. Teil

Nachweise für Strom aus fossilen Energiequellen

Herkunfts nachweise für Strom aus fossilen Energiequellen

§ 72. (1) Für die Ausstellung, die Überwachung der Übertragung und der Entwertung der Herkunfts nachweise wird die Regulierungsbehörde als zuständige Stelle benannt. Dies hat mittels automations unterstützter Datenbank (Herkunfts nachweisdatenbank) zu erfolgen.

(2) An das öffentliche Netz angeschlossene Einspeiser von Strom aus fossilen Energiequellen sind vom Anlagenbetreiber, einem Anlagenbevollmächtigten oder durch einen vom Anlagenbetreiber beauftragten Dritten bis zur Inbetriebnahme der Anlage in der Herkunfts nachweisdatenbank gemäß Abs. 1 zu registrieren. Bei bestehenden Anlagen ist die Registrierung binnen drei Monaten ab Inkrafttreten dieser Bestimmung vorzunehmen. Bei der Registrierung sind folgende Mindestangaben erforderlich:

1. Anlagenbetreiber und Anlagenbezeichnung;
2. Standort der Anlage;
3. die Art und Engpassleistung der Anlage;
4. die Zählpunktnummer;
5. Bezeichnung des Netzbetreibers, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist;
6. die Menge des erzeugten **Stroms**;
7. die eingesetzten **Energiequellen**;
8. Art und Umfang von Investitionsbeihilfen;
9. Art und Umfang etwaiger weiterer Förderungen;
10. Datum der Inbetriebnahme der Anlage;
11. Datum der Außerbetriebnahme der Anlage.

Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung weitere Angaben für die Registrierung festlegen. Die Angaben sind durch den abgeschlossenen Netzzugangsvertrag sowie weitere geeignete Nachweise zu belegen. Die Regulierungsbehörde ist berechtigt, zur Überprüfung der übermittelten Informationen entsprechende Unterlagen nachzu fordern; hierzu zählen insbesondere Anlagenaudits und Anlagenbescheide.

(3) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Energie aus fossilen Quellen, die Energie für die Eigenversorgung erzeugen und die erzeugte Elektrizität nicht oder nur teilweise in das öffentliche Netz einspeisen, haben ihre Anlagen in der Herkunfts nachweisdatenbank der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 1 zu registrieren. Hinsichtlich der Registrierung gelten die Bestimmungen des Abs. 2 sinngemäß. Der Eigenversorgungsanteil ist bei Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 100 kW mit

einem intelligenten Messgerät gemäß § 7 Abs. 1 Z 31 zu messen. Sind bestehende Erzeugungsanlagen nicht mit einem intelligenten Messgerät ausgestattet, sind diese binnen zwölf Monaten ab Inkrafttreten dieser Bestimmung zu installieren. Der jeweilige Zählerstand ist vom Anlagenbetreiber oder von einem vom Anlagenbetreiber beauftragten Dienstleister einmal jährlich an die Regulierungsbehörde zu melden.

(4) Von Einspeisern beauftragte, nach dem Akkreditierungsgesetz 2012, BGBl. I Nr. 28/2012, zugelassene Überwachungs-, Prüf- oder Zertifizierungsstellen oder die Netzbetreiber, an deren Netze Einspeiser von Strom aus fossilen Energiequellen angeschlossen sind, haben über die aus diesen Anlagen in ihr Netz eingespeisten Mengen an elektrischer Energie auf Verlangen des Anlagenbetreibers durch Eingabe der in das öffentliche Netz eingespeisten Nettostromerzeugungsmengen in der Herkunftsachweisdatenbank die Ausstellung von Herkunftsachweisen bzw. Herkunftsachweisen gemäß § 71 durch die Regulierungsbehörde anzufordern. Alle Einspeiser, für deren Anlage kein Bescheid gemäß § 71 Abs. 3 erlassen wurde, haben zu diesem Zweck eine Zertifizierung ihrer Anlage vorzunehmen. Die Zertifizierung ist von einer nach dem Akkreditierungsgesetz 2012 zugelassenen Überwachungs-, Prüf- oder Zertifizierungsstelle vorzunehmen.

(5) Die Netzbetreiber haben Anlagenbetreiber beim Netzzutritt über deren Registrierungspflicht in der Herkunftsachweisdatenbank zu informieren. *Fehlende oder mangelhafte Eintragungen sind vom Netzbetreiber an die Regulierungsbehörde zu melden.*

(6) Der Herkunftsachweis gemäß Abs. 4 hat zu umfassen:

1. die Menge an **erzeugten Stroms**;
2. die Bezeichnung, Art und Engpassleistung der Erzeugungsanlage;
3. den Zeitraum und den Ort der Erzeugung;
4. die eingesetzten Primärenergie**quellen**;
5. das Datum der Inbetriebnahme der Anlage;
6. die Bezeichnung der ausstellenden Behörde und des ausstellenden Staates;
7. das Ausstellungsdatum und eine eindeutige Kennnummer.

(7) Zusätzlich zu den Angaben des Abs. 6 haben Nachweise gemäß § 71 Abs. 3 folgende Informationen zu enthalten:

1. den unteren Heizwert der **Primärenergiequelle**;
2. die Nutzung der zusammen mit dem Strom erzeugten Wärme;
3. die Primärenergieeinsparungen, die gemäß Anlage IV auf der Grundlage der in § 71 Abs. 2 genannten, von der Europäischen Kommission festgelegten harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte berechnet worden sind;
4. genaue Angaben über allenfalls erhaltene Förderungen und die Art der Förderregelung.

(8) Herkunftsachweise gelten 16 Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Ein Herkunftsachweis ist nach seiner Verwendung zu entwerten. Herkunftsachweise, die nicht entwertet wurden, werden spätestens 18 Monate nach der Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit in der Nachweisdatenbank mit dem Status „verfallen“ versehen.

(9) Für jede Einheit erzeugte Energie darf nur ein Herkunftsachweis ausgestellt werden. Ein Herkunftsachweis gilt standardmäßig für 1 MWh, wobei eine Untergliederung bis zur dritten Nachkommastelle zulässig ist. Mit der Ausstellung von Herkunftsachweisen ist kein Recht auf Inanspruchnahme von Fördermechanismen verbunden.

(10) Bei der Rückverstromung von erneuerbaren Gasen sind die damit verbundenen Herkunftsachweise vorzuweisen, um für die erzeugte elektrische Energie Herkunftsachweise mit der entsprechenden Technologie und den Umweltauswirkungen ausstellen zu können. Die Abwicklung und Vorgehensweise dazu erfolgt gemäß § 78 Abs. 7 in der Herkunftsachweisdatenbank der Regulierungsbehörde.

(11) Bei automationsunterstützter Ausstellung der Herkunftsachweise ist monatlich eine Bescheinigung auf Basis des ersten Clearings auszustellen und an die Einspeiser zu übermitteln.

(12) Die Einspeiser haften für die Richtigkeit ihrer Angaben über die eingesetzten **Energiequellen**.

(13) Die in der Herkunftsachweisdatenbank der Regulierungsbehörde registrierten Betreiber einer Erzeugungsanlage werden in einem Anlagenregister veröffentlicht. Dabei werden folgende Daten öffentlich zugänglich gemacht:

1. zum Einsatz kommende Energiequellen,
2. installierte Engpassleistung der Anlage,
3. Jahreserzeugung,
4. technische Eigenschaften der Anlage und
5. Postleitzahl des Standortes der Anlage, sofern durch die Angabe der Postleitzahl die Identifizierung eines Anlagenbetreibers nicht möglich ist; andernfalls ist das Bundesland anzugeben.

Anerkennung von Herkunfts nachweisen aus anderen Staaten

§ 73. (1) (Grundsatzbestimmung) Herkunfts nachweise für Strom aus hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU-Mitgliedstaat oder EWR-Vertragsstaat gelten als Herkunfts nachweis im Sinne dieses Gesetzes, wenn sie zumindest den Anforderungen des Anhangs X der Richtlinie 2012/27/EU entsprechen. Im Zweifelsfall hat die Regulierungsbehörde über Antrag oder von Amts wegen mit Bescheid festzustellen, ob die Voraussetzungen für die Anerkennung vorliegen.

(2) Herkunfts nachweise aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU-Mitgliedstaat oder einem EWR-Vertragsstaat gelten als Herkunfts nachweise im Sinne dieses Bundesgesetzes, wenn sie zumindest den Anforderungen des § 72 Abs. 6 und 7 entsprechen. Herkunfts nachweise aus Anlagen mit Standort in einem Drittstaat gelten als Herkunfts nachweise im Sinne dieses Bundesgesetzes, wenn die Europäische Union mit diesem Drittland ein Abkommen über die gegenseitige Anerkennung von in der Union ausgestellten Herkunfts nachweisen und in diesem Drittland eingerichteten kompatiblen Herkunfts nachweissystemen geschlossen hat, und Energie direkt ein- oder ausgeführt wird. Im Zweifelsfalle hat die Regulierungsbehörde über Antrag oder von Amts wegen mit Bescheid festzustellen, ob die Voraussetzungen für die Anerkennung vorliegen. Sie kann durch Verordnung Staaten benennen, in denen Herkunfts nachweise für Strom aus fossilen Energiequellen die Voraussetzungen gemäß Satz 1 erfüllen.

(3) Betreffend die Anerkennung von Herkunfts nachweisen für die Zwecke der Stromkennzeichnung sind die Bedingungen in der Verordnung gemäß § 79 Abs. 8 ElWOG 2010 festzulegen.

Berichtswesen

§ 74. (Grundsatzbestimmung) (1) Die Landesregierungen haben der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie jährlich vorzulegen:

1. eine im Einklang mit der in Anlage III und der Entscheidung 2008/952/EG der Europäischen Kommission dargelegten Methode erstellte Statistik über die nationale Erzeugung von Strom und Wärme aus KWK und
2. eine Statistik über die KWK-Kapazitäten sowie die für KWK eingesetzten Brennstoffe.

(2) Die Landesregierungen haben der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie jährlich einen Bericht über ihre Tätigkeit gemäß § 71 vorzulegen. Der Bericht hat insbesondere jene Maßnahmen, die ergriffen wurden, um die Zuverlässigkeit des Nachweissystems zu gewährleisten, zu enthalten.

9. Teil

Pflichten gegenüber Kunden

Verpflichtende Ausweisung der Herkunft (Labeling)

§ 78. (1) Stromhändler und sonstige Lieferanten, die in Österreich Endverbraucher beliefern, sind verpflichtet, einmal jährlich auf ihrer Stromrechnung sowie auf relevantem Informationsmaterial und ihrer Internetseite für Endverbraucher den Versorgermix auszuweisen, der die gesamte Stromaufbringung des Stromhändlers für Endverbraucher berücksichtigt. Diese Verpflichtung besteht auch hinsichtlich des an Endverbraucher gerichteten kennzeichnungspflichtigen Werbematerials (§ 7 Abs. 1 Z 32). Die Ausweisung hat auf Basis der gesamten, im vorangegangenen Kalenderjahr vom Versorger an Endverbraucher verkauften, elektrischen Energie (Versorgermix) zu erfolgen.

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

1. Technologie und
2. Ursprungsland der Herkunfts nachweise. und
3. Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunfts nachweisen.

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

(3) Stromhändler und sonstige Lieferanten, die in Österreich Endverbraucher beliefern, sind darüber hinaus verpflichtet, auf ihrer Internetseite bzw. auf Wunsch per Zusendung einmal jährlich eine vollumfassende Kennzeichnung auszuweisen. Die Kennzeichnung hat nach einer prozentmäßigen Aufschlüsselung, auf Basis der an Endverbraucher gelieferten elektrischen Energie (kWh), der Primärenergieträger in feste oder flüssige Biomasse, erneuerbare Gase, geothermische Energie, Wind- und Sonnenenergie, Wasserkraft, Erdgas, Erdöl und dessen Produkte, Kohle sowie Abfall zu erfolgen. Eine vollumfassende Kennzeichnung umfasst auch die Ausweisung der Umweltauswirkungen, zumindest über CO₂-Emissionen und radioaktiven Abfall aus der durch den Versorgermix erzeugten Elektrizität.

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

(5) Die Überwachung der Richtigkeit der Angaben der Unternehmen hat durch die Regulierungsbehörde zu erfolgen. Bei unrichtigen Angaben ist der betroffene Stromhändler mit Bescheid aufzufordern, die Angaben richtig zu stellen.

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

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

(7) Stromspeicher mit einer Speicherkapazität von unter 250 kWh sind von den Bestimmungen gemäß Abs. 1 bis 6 und § 79 ausgenommen.

Besondere Bestimmungen zum Labeling

§ 79. (1) Die Kennzeichnung gemäß § 78 hat deutlich lesbar zu erfolgen. Andere Vermerke und Hinweise dürfen nicht geeignet sein, zur Verwechslung mit der Kennzeichnung zu führen.

(2) Stromhändler haben die Grundlagen zur Kennzeichnung zu dokumentieren. In der Dokumentation muss die Aufbringung der von ihnen an Endverbraucher gelieferten Mengen, gegliedert nach den Primärenergieträgern, schlüssig dargestellt werden.

(3) Die Dokumentation muss, sofern der Stromhändler eine Gesamtabgabe an Endverbraucher von 100 GWh nicht unterschreitet, von einem Wirtschaftsprüfer oder einem allgemein beeideten und gerichtlich zertifizierten Sachverständigen aus dem Gebiet der Elektrotechnik geprüft sein. Das Ergebnis ist in übersichtlicher Form und vom Prüforgan bestätigt in einem Anhang zum Geschäftsbericht des Stromhändlers zu veröffentlichen.

(4) Ab 1. Jänner 2015 sind den an Endverbraucher in einem Kalenderjahr gelieferten Mengen Herkunftsachsen für Strom, der in diesem Kalenderjahr erzeugt wurde, zuzuordnen. Als Herkunftsachsen für die Dokumentation gemäß Abs. 3 können ausschließlich Herkunftsachsen, die gemäß § 9380 EAG, § 10 Ökostromgesetz 2012, § 71 oder gemäß § 72 ausgestellt bzw. gemäß § 9481 EAG, § 11 Ökostromgesetz 2012 oder gemäß § 73 anerkannt wurden, verwendet werden.

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

(6) Stromhändler haben auf Verlangen der Regulierungsbehörde innerhalb einer angemessenen Frist die Nachweise gemäß Abs. 2 bis 4 und alle notwendigen Unterlagen vorzulegen, die erforderlich sind, um die Richtigkeit der Angaben überprüfen zu können.

(7) Stromhändler oder sonstige Lieferanten haben, sofern eine Pflicht zur Veröffentlichung von Jahresabschlüssen gemäß § 8 Abs. 1 besteht, in diesen Jahresabschlüssen den Versorgermix gemäß § 78 Abs. 1, unter Angabe der jeweilig verkauften oder abgegebenen Mengen an elektrischer Energie, anzugeben.

(8) Die Regulierungsbehörde hat durch Verordnung nähere Bestimmungen über die Stromkennzeichnung zu erlassen. Dabei sind insbesondere der Umfang der gemäß § 78 Abs. 1 bis 3 bestehenden Verpflichtungen sowie die Vorgaben für Ausgestaltung der Herkunfts nachweise zu den verschiedenen Primärenergieträgern und der Stromkennzeichnung gemäß dieser Rechtsvorschrift näher zu bestimmen.

(9) Die Regulierungsbehörde veröffentlicht jährlich einen Bericht zu den Ergebnissen der Prüfung der Stromkennzeichnungsdokumentationen.

Intelligente Messgeräte

§ 83. (1) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie kann nach Durchführung einer Kosten/Nutzenanalyse die Einführung intelligenter Messeinrichtungen festlegen. Dies hat nach Anhörung der Regulierungsbehörde und der Vertreter des Konsumentenschutzes durch Verordnung zu erfolgen. Die Netzbetreiber sind im Fall der Erlassung dieser Verordnung zu verpflichten, jene Endverbraucher, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, mit intelligenten Messgeräten auszustatten, über die Einführung, insbesondere auch über die Kostensituation, die Netzsituation, Datenschutz und Datensicherheit und Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern, Bericht zu erstatten und die Endverbraucher zeitnah über den Einbau eines intelligenten Messgeräts sowie die damit verbundenen Rahmenbedingungen zu informieren. Im Rahmen der durch die Verordnung bestimmten Vorgaben für die Installation intelligenter Messgeräte hat der Netzbetreiber den Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, zu berücksichtigen. Die Regulierungsbehörde hat die Aufgabe, die Endverbraucher über allgemeine Aspekte der Einführung von intelligenten Messgeräten zu informieren und über die Einführung von intelligenten Messgeräten, insbesondere auch über die Kostensituation, die Netzsituation, Datenschutz und Datensicherheit, soweit bekannt, den Stand der Entwicklungen auf europäischer Ebene und über die Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern, jährlich einen Bericht zu erstatten.

(2) Die Regulierungsbehörde hat jene Anforderungen durch Verordnung zu bestimmen, denen diese intelligenten Messgeräte zu entsprechen haben und gemäß § 59 bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen. Die Verordnung hat zumindest jene Mindestfunktionalitäten vorzuschreiben, die intelligente Messgeräte enthalten müssen, um die in Abs. 3 bis Abs. 5 sowie in § 84 und § 84a festgelegten Aufgaben zu erfüllen. Die intelligenten Messgeräte sind jedenfalls dahingehend auszustatten, dass eine Messung und Speicherung von Zählerständen in einem Intervall von 15 Minuten möglich ist, die Speicherung der Werte für 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät erfolgt, eine Fernauslesung der im Gerät gespeicherten Messdaten über eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle sowie eine Unterbrechung und Freigabe der Anlage aus der Ferne möglich ist und eine Abrufbarkeit der Daten durch den Endverbraucher über eine unidirektionale Kommunikationsschnittstelle erfolgen kann. Die Regulierungsbehörde hat die Vertreter des Konsumentenschutzes sowie die Datenschutzbehörde und den Datenschutzrat weitestmöglich einzubinden. Der Betrieb von intelligenten Messgeräten sowie ihre Kommunikation, auch zu externen Geräten, sind nach anerkanntem Stand der Technik abzusichern, um Unberechtigten den Zugriff über den aktuellen Zählerstand hinaus nicht zu ermöglichen. Der Betrieb von intelligenten Messgeräten hat den maß- und eichgesetzlichen und datenschutzrechtlichen Bestimmungen sowie dem anerkannten Stand der Technik zu entsprechen.

(3) Die Sichtanzeige am intelligenten Messgerät ist standardmäßig so zu konfigurieren, dass nur der aktuelle Zählerstand abgelesen werden kann. Zu Zwecken der Überprüfung von darüber hinausgehenden, im Messgerät gespeicherten verrechnungsrelevanten Werten ist auf Kundenwunsch die Anzeige des intelligenten Messgerätes dahingehend freizugeben, dass eine Überprüfung dieser Werte anhand der Anzeige des intelligenten Messgeräts selbst ermöglicht wird. Diese Freigabe hat kostenlos und ohne unverhältnismäßigen Zusatzaufwand für den Endverbraucher zu erfolgen. Auf ausdrücklichen Wunsch des Endverbrauchers ist die Sichtanzeige zeitnah und kostenlos wieder in ihren ursprünglichen Konfigurationsstand zurückzusetzen.

(4) Es sind insbesondere im Falle von Wechsel oder Auflösung des Vertragsverhältnisses mit dem Netzbetreiber die Anzeige der historischen Messwerte der vorhergehenden Vertragsverhältnisse, sofern vorhanden, dahingehend abzusichern, dass eine Ablesung anhand der Anzeige oder Auslesung anhand einer unidirektionalen Schnittstelle des intelligenten Messgerätes durch Nichtberechtigte verhindert wird. Diese Sperrung ist unverzüglich und kostenlos aufzuheben, sobald keine Messwerte des vorhergehenden Vertragsverhältnisses mehr im intelligenten Messgerät selbst zur Verfügung stehen. Davon unabhängig sind jedoch die aus gesetzlichen Vorschriften und aus dem gegenwärtigen Vertragsverhältnis entstehenden Verpflichtungen des Netzbetreibers zur Bereitstellung der Werte gemäß § 84 Abs. 1 und Abs. 2 und der Übermittlung an den Lieferanten gemäß § 84a Abs. 2.

(5) Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Absicherung der im intelligenten Messgerät gespeicherten Messwerte gegen einen Zugriff Nichtberechtigter im Sinne des Abs. 2 gilt sinngemäß auch für alle weiteren vorhandenen Schnittstellen des Gerätes.

(6) Sofern es die Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit im Zusammenhang mit dem Betrieb von intelligenten Messsystemen erfordert, kann die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit dem Bundeskanzler mit Verordnung unter Bedachtnahme auf die relevanten internationalen Vorschriften sowie die technische und wirtschaftlich vertretbare Umsetzbarkeit nähere Bestimmungen zum Stand der Technik festlegen, denen ein Netzbetreiber zu entsprechen hat. Dabei sind insbesondere die jährlichen Berichte der Regulierungsbehörde nach Abs. 1 sowie internationale Sicherheitsstandards zu berücksichtigen.

Messdaten von intelligenten Messgeräten

§ 84a. (1) Eine Auslesung samt Verwendung von Viertelstundenwerten der Endverbraucher durch den Netzbetreiber ist nur bei ausdrücklicher Zustimmung des Endverbrauchers oder zur Erfüllung von Pflichten aus einem vom Kunden gewählten, auf Viertelstundenwerten basierenden Liefervertrag zulässig. Davon abgesehen dürfen Netzbetreiber diese Daten in begründeten lokalen Einzelfällen auch ohne Zustimmung des Endverbrauchers aus dem intelligenten Messgerät auslesen, soweit dies für den Zweck der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes unabdingbar ist. Die bezüglichen Daten sind unverzüglich zu löschen, sobald sie für die Erfüllung des Zwecks nicht mehr benötigt werden. Netzbetreiber haben der Regulierungsbehörde jährlich einen Bericht über die Anlassfälle für derartige Datenauslesungen zu legen. Weiters dürfen Viertelstundenwerte auf Anordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zum Zweck der Elektrizitätsstatistik gemäß § 92, insbesondere zu dem Zweck, Entwicklungen der tageszeitlichen Schwankungen (Tagesganglinien) der Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sowie Entwicklungen der tageszeitlichen Schwankungen der Stromabnahme aus dem öffentlichen Netz auszuwerten, und auf Anordnung der Regulierungsbehörde zum Zweck der Energielenkung gemäß Energielenkungsgesetz 2012 sowie zum Zweck der Überwachung nach § 88 aus dem intelligenten Messgerät ausgelesen werden, sofern sie unmittelbar nach deren Auslesung mit Daten von anderen Endverbrauchern weitestmöglich aggregiert werden und anschließend anonymisiert und nur in dieser anonymisierten Form verwendet werden. Daten dürfen aus einem intelligenten Messgerät für Zwecke der Statistik nur dann ausgelesen werden, wenn bei Netzbetreibern die hierfür erforderlichen statistischen Daten nicht vorhanden sind. Der Endverbraucher ist im Falle einer Auslesung der Viertelstundenwerte ohne Einwilligung zeitnah darüber zu informieren.

(2) Netzbetreiber sind verpflichtet, am Beginn des darauffolgenden Kalendermonats unverzüglich, spätestens jedoch zum Fünften dieses Monats, alle täglich erhobenen Verbrauchswerte jener Endverbraucher, deren Verbrauch mithilfe eines intelligenten Messgeräts gemessen wird, an die jeweiligen Lieferanten zu den in § 81a genannten Zwecken sowie zu Zwecken der Verrechnung zu übermitteln; Viertelstundenwerte dürfen nur nach ausdrücklicher Zustimmung des Endverbrauchers oder zur Erfüllung vertraglicher Pflichten an den Lieferanten übermittelt werden. Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung die Anforderungen an die standardisierte Übermittlung dieser Daten sowie deren Format vom Netzbetreiber an den Lieferanten oder an vom Endverbraucher bevollmächtigte Dritte festlegen.

(3) Erfordert ein Vertrag die Auslesung samt Verwendung von Viertelstundenwerten oder erteilt der Endverbraucher seine Zustimmung zur Auslesung samt Verwendung von Viertelstundenwerten unter Angabe deren Zwecks, so ist der Endverbraucher durch einen ausdrücklichen Hinweis transparent zu informieren, dass mit Vertragsabschluss bzw. mit Erteilung der Zustimmung die Datenverwendung zulässig ist. Dieser ausdrückliche Hinweis hat unter Angabe des Zwecks der Datenverwendung in den Allgemeinen Bedingungen von Netzbetreibern sowie in den Allgemeinen Bedingungen und im Vertragsformblatt der Lieferanten zu erfolgen.

(4) Erfolgt die Installation eines intelligenten Messgerätes gemäß § 83 Abs. 1 bei einem Endverbraucher mit aufrechtem Vertragsverhältnis, dessen Weiterführung aufgrund einer bestehenden tageszeitabhängigen Verrechnung zwingend die Auslesung von Verbrauchswerten, die über einen täglichen Verbrauchswert hinausgehen, erfordern würde, so ist der Endverbraucher über diesen Umstand nachweislich, transparent und verständlich zu informieren. Weiters ist der Endverbraucher über die Möglichkeit des Umstiegs auf eine Verrechnung, die nur die Auslesung von täglichen Verbrauchswerten erfordert, nachweislich, transparent und verständlich zu informieren. Für die Fortsetzung des Vertragsverhältnisses zu den ursprünglichen Bedingungen bedarf es der ausdrücklichen Zustimmung des Endverbrauchers.

(5) Eine Verwendung von mittels intelligenten Messgeräten gemessenen Verbrauchsdaten für andere als die in Abs. 1 bis Abs. 4 sowie § 76, § 81, § 81a, und § 84 genannten Zwecke, für verwaltungsrechtliche, verwaltungsgerichtliche oder zivilgerichtliche Verfahren, die sich nicht unmittelbar auf Zwecke dieses Gesetzes beziehen, ist unzulässig.

13. Teil

Besondere organisatorische Bestimmungen

Anordnung und Durchführung statistischer Erhebungen

§ 92. (1) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie wird ermächtigt, auf Grundlage eines Vorschlags der Regulierungsbehörde statistische Erhebungen, einschließlich Preiserhebungen und Erhebungen sonstiger Marktdaten, insbesondere Wechselzahlen und Neukundenzahlen nach Kundengruppen und sonstige statistische Arbeiten über Elektrizität anzurufen. Die Durchführung der statistischen Erhebungen und sonstigen statistischen Arbeiten hat durch die Regulierungsbehörde zu erfolgen.

(2) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat durch Verordnung statistische Erhebungen anzurufen. Die Verordnung hat neben der Anordnung von statistischen Erhebungen insbesondere zu enthalten:

1. die Erhebungsmasse;
2. statistische Einheiten;
3. die Art der statistischen Erhebung;
4. Erhebungsmerkmale;
5. Merkmalsausprägung;
6. Häufigkeit und Zeitabstände der Datenerhebung;
7. die Bestimmung des Personenkreises, der zur Auskunft verpflichtet ist;
8. ob und in welchem Umfang die Ergebnisse der statistischen Erhebungen zu veröffentlichen sind, wobei die Bestimmungen des § 19 Abs. 2 des Bundesstatistikgesetzes 2000 zu beachten sind.

(3) Weigert sich ein Meldepflichtiger, Daten zu melden, kann die Regulierungsbehörde die Meldepflicht mit Bescheid feststellen und die Meldung der Daten mit Bescheid anordnen.

(4) Die Weitergabe von Einzeldaten an die Bundesanstalt „Statistik Österreich“ für Zwecke der Bundesstatistik ist zulässig.

(5) Die Durchführung der Erhebungen sowie die Verarbeitung der auf Grund dieser Erhebungen beschafften Daten hat unter sinngemäßer Anwendung der Bestimmungen des Bundesstatistikgesetzes 2000 zu erfolgen.

(6) Die von der Regulierungsbehörde erhobenen statistischen Daten sind zu veröffentlichen.

Automationsunterstützter Datenverkehr

§ 93. (1) Personenbezogene Daten, die für die Durchführung von Verfahren in Angelegenheiten, die in diesem Bundesgesetz durch unmittelbar anwendbares Bundesrecht geregelt sind, erforderlich sind, die die Behörde in Erfüllung ihrer Aufsichtstätigkeit benötigt oder die der Behörde gemäß § 10 zur Kenntnis gelangt sind, dürfen gemäß den Bestimmungen des Datenschutzgesetzes automationsunterstützt ermittelt und verarbeitet werden.

(2) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie und die Regulierungsbehörde sind ermächtigt, bearbeitete Daten im Rahmen von Verfahren in

Angelegenheiten, die in diesem Bundesgesetz durch unmittelbar anwendbares Bundesrecht geregelt sind, zu übermitteln an

1. die Beteiligten an diesem Verfahren;
2. Sachverständige, die dem Verfahren beigezogen werden;
3. die Mitglieder des Regulierungs- bzw. Energiebeirates;
4. ersuchte oder beauftragte Behörden (§ 55 AVG);
5. die für die Durchführung des elektrizitätsrechtlichen Genehmigungsverfahrens zuständige Behörde, soweit diese Daten im Rahmen dieses Verfahrens benötigt werden.

2. Hauptstück

Verwaltungsübertretungen

Allgemeine Strafbestimmungen

§ 99. (1) Sofern die Tat nicht den Tatbestand einer in die Zuständigkeit der Gerichte fallenden strafbaren Handlung oder einen Geldbußentatbestand bildet oder nach anderen Verwaltungsstrafbestimmungen mit strengerer Strafe bedroht ist, begeht eine Verwaltungsübertretung und ist mit Geldstrafe bis zu 50 000 Euro zu bestrafen, wer

1. den in § 17 Abs. 4, 5 oder 6 oder § 18 festgelegten Verpflichtungen nicht nachkommt;
2. den im § 27 Abs. 2 Z 3 festgelegten Verpflichtungen nicht nachkommt;
3. den in § 32 Abs. 1 festgelegten Verpflichtungen nicht nachkommt;
4. bewirkt, dass die in § 76 Abs. 2 vorgesehene Wechselfrist nicht eingehalten wird;
5. entgegen § 76 Abs. 4 letzter Satz einen Prozess ohne Willenserklärung eines Endverbrauchers einleitet;
6. seinen Verpflichtungen gemäß § 76 Abs. 5 bis Abs. 7 nicht entspricht;
7. entgegen Art. 4 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 eine Insider-Information nicht, nicht richtig, nicht vollständig, nicht effektiv oder nicht rechtzeitig bekannt gibt;
8. entgegen Art. 4 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 eine Insider-Information nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht unverzüglich übermittelt;
9. entgegen Art. 4 Abs. 3 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 die zeitgleiche, vollständige und tatsächliche Bekanntgabe einer Information nicht sicherstellt;
10. entgegen Art. 8 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 in Verbindung mit einem Durchführungsrechtsakt nach Art. 8 Abs. 2 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 eine dort genannte Aufzeichnung nicht, nicht richtig, nicht rechtzeitig oder nicht vollständig übermittelt;
11. entgegen Art. 8 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 in Verbindung mit einem Durchführungsrechtsakt nach Art. 8 Abs. 6 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 eine dort genannte Information nicht, nicht richtig, nicht rechtzeitig oder nicht vollständig übermittelt;
12. sich entgegen Art. 9 Abs. 1 in Verbindung mit Abs. 4 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 nicht oder nicht rechtzeitig bei der Regulierungsbehörde registrieren lässt;
13. sich entgegen Art. 9 Abs. 1 Unterabsatz 2 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 bei mehr als einer nationalen Regulierungsbehörde registrieren lässt;
14. entgegen Art. 9 Abs. 5 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 eine Änderung hinsichtlich der für die Registrierung erforderlichen Informationen nicht unverzüglich mitteilt;
15. entgegen Art. 15 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig die Regulierungsbehörde informiert;
16. auf die in Art. 3 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 bezeichnete Weise, jedoch ohne den Vorsatz, sich oder einem Dritten einen Vermögensvorteil zu verschaffen, Insider-Information verwendet und damit dem Verbot des Insider-Handels zuwiderhandelt, sofern er gemäß Art. 3 Abs. 2 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 wissen oder wissen müsste, dass es sich um Insider-Informationen im Sinne des Art. 2 Z 1 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 handelt.

(2) Sofern die Tat nicht den Tatbestand einer in die Zuständigkeit der Gerichte fallenden strafbaren Handlung oder einen Geldbußentatbestand bildet oder nach anderen Verwaltungsstrafbestimmungen mit strengerer Strafe bedroht ist, begeht eine Verwaltungsübertretung und ist mit Geldstrafe bis zu 75 000 Euro zu bestrafen, wer

1. den in § 8 Abs. 1, 2 oder 3 oder § 9 festgelegten Verpflichtungen nicht nachkommt;
2. seiner Verpflichtung zur Auskunft und Gewährung der Einsichtnahme gemäß § 10 nicht nachkommt;
3. entgegen § 11, § 48 Abs. 2, § 76 oder § 84 Daten widerrechtlich offenbart;
4. seiner Anzeigepflicht gemäß § 14 oder § 80 Abs. 2 nicht nachkommt;
5. den aufgrund einer Verordnung der Regulierungsbehörde gemäß § 19 festgelegten Verpflichtungen nicht entspricht;
6. seinen Verpflichtungen zur Datenübermittlung gemäß § 19 Abs. 4 oder § 76 Abs. 4 nicht nachkommt;
- 6a. seinen gesetzlichen oder vertraglichen Verpflichtungen als Erzeuger oder Entnehmer gemäß § 23 Abs. 2 Z 5 nicht nachkommt;
- 6b. seiner Verpflichtung als Erzeuger zur Anzeige einer Stilllegung gemäß § 23a Abs. 1 nicht ordnungsgemäß nachkommt;
- 6c. als Erzeuger gegen die gesetzlichen Verpflichtungen gemäß § 23b Abs. 5 und 7 sowie § 23c Abs. 1 verstößt oder den auf Grund dieser Bestimmungen geschlossenen Verträgen oder erlassenen Bescheiden nicht entspricht;
- 6d. Aufwendungen entgegen § 23c Abs. 3 angibt oder verrechnet;
- 6e. als Erzeuger keinen eigenen Rechnungskreis gemäß § 23b Abs. 6 oder § 23c Abs. 4 führt oder dem Regelzonenführer oder der Regulierungsbehörde keine Einsicht oder bloß unvollständige Auskünfte gewährt;
- 6f. als Regelzonenführer eine Systemanalyse entgegen den Bestimmungen in § 23a Abs. 2 und 3 vornimmt;
7. seiner Verpflichtung als Erzeuger gemäß § 23 Abs. 9 nicht nachkommt;
8. seiner Verpflichtung gemäß § 37 Abs. 7 nicht nachkommt;
9. seinen Verpflichtungen gemäß § 69 nicht nachkommt;
10. seinen Verpflichtungen als Lieferant oder Stromhändler gemäß § 65 oder § 78 Abs. 1 oder 2 nicht nachkommt;
11. seiner Verpflichtung gemäß § 79 nicht entspricht;
12. seinen Verpflichtungen gemäß § 81 bis § 81b nicht nachkommt;
13. den aufgrund einer Verordnung gemäß § 81a, § 81b, § 83, § 84 oder § 84a festgelegten Verpflichtungen nicht entspricht;
14. seinen Verpflichtungen gemäß § 82 oder § 83 nicht nachkommt;
15. seinen Verpflichtungen gemäß § 84 nicht entspricht;
16. seinen Verpflichtungen gemäß § 84a nicht entspricht;
17. seiner Verpflichtung gemäß § 87 Abs. 4 nicht nachkommt;
18. seiner Verpflichtung gemäß § 88 Abs. 4, 5, 6 oder 8 nicht nachkommt;
19. den auf Grund einer Verordnung gemäß § 92 Abs. 2 angeordneten statistischen Erhebungen nicht nachkommt;
20. den auf Grund der § 24 Abs. 2 des E-ControlG für den Geltungsbereich dieses Bundesgesetzes erlassenen Bescheiden oder den darin enthaltenen Bedingungen, Befristungen und Auflagen nicht entspricht.

(Anm.: Abs. 3 aufgehoben durch Art. 2 Z 28, BGBl. I Nr. 108/2017)

(4) Sofern die Tat nicht den Tatbestand einer in die Zuständigkeit der ordentlichen Gerichte fallenden strafbaren Handlung oder einen Geldbußentatbestand bildet oder nach anderen Verwaltungsstrafbestimmungen mit strengerer Strafe bedroht ist, begeht eine Verwaltungsübertretung und ist mit Geldstrafe bis zu 150 000 Euro zu bestrafen, wer

1. entgegen Art. 5 in Verbindung mit Art. 2 Z 2 und 3 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 eine Marktmanipulation oder den Versuch einer Marktmanipulation vornimmt;
2. auf die in Art. 3 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 bezeichnete Weise mit dem Vorsatz, sich oder einem Dritten einen Vermögensvorteil zu verschaffen, Insider-Informationen verwendet und damit dem Verbot des Insider-Handels zuwiderhandelt, sofern er gemäß Art. 3 Abs. 2 lit. e der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 wissen oder wissen müsste, dass es sich um Insider-Informationen im Sinne des Art. 2 Z 1 der Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 handelt.

(5) Sofern die Tat nicht den Tatbestand einer in die Zuständigkeit der ordentlichen Gerichte fallenden strafbaren Handlung oder einen Geldbußentatbestand bildet oder nach anderen Verwaltungsstrafbestimmungen mit strengerer Strafe bedroht ist, begeht eine Verwaltungsübertretung und ist mit Geldstrafe bis zu 10 000 Euro zu bestrafen, wer

1. seinen Verpflichtungen zur Mitteilung von Insider-Informationen gemäß § 10a nicht nachkommt;
2. den auf Grund einer Verordnung gemäß § 25a Abs. 2 E-ControlG angeordneten Datenübermittlungen nicht nachkommt;
3. seinen Informations- und Kooperationsverpflichtungen gemäß § 25a Abs. 3 E-ControlG nicht nachkommt;
4. nach vorangegangener Mahnung durch die Regulierungsbehörde der Verpflichtung zur Registrierung in der Herkunftsachweisdatenbank gemäß § 72 nicht nachkommt;
5. der Verpflichtung zur ~~Aufforderung~~Anforderung der Ausstellung von Herkunftsachweisen gemäß § 72 nicht nachkommt;
6. der Meldepflicht gemäß § 72 Abs. 3 nicht nachkommt.

4. Hauptstück

Gerichtlich strafbare Handlungen

15. Teil

Übergangs- und Schlussbestimmungen

Inkrafttreten und Aufhebung von Rechtsvorschriften des Bundes

§ 109. (1) (**Verfassungsbestimmung**) § 1, § 21 Abs. 2, § 23 Abs. 9, § 41, § 47, § 86 Abs. 5, § 87 Abs. 4, § 88 Abs. 8, § 97, § 109 Abs. 1, § 113 Abs. 2 und § 114 Abs. 2 treten mit 3. März 2011 in Kraft; gleichzeitig treten § 12 Abs. 3, § 20 Abs. 2, § 22 Abs. 2 Z 5a, § 22a Abs. 5, § 24, § 31, § 46 Abs. 5, § 47 Abs. 4, § 61, § 66b, § 70 Abs. 2 und § 71 Abs. 3 sowie 9 bis 11 des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes, BGBl. I Nr. 143/1999 (*Anm.: richtig: BGBl. I Nr. 143/1998*), in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 112/2008, außer Kraft. § 1 samt Überschrift in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017 tritt mit dem der Kundmachung folgenden Tag in Kraft.

(2) Die Bestimmungen unmittelbar anwendbaren Bundesrechts dieses Bundesgesetzes treten, soweit Abs. 3 nichts anderes bestimmt, mit 3. März 2011 in Kraft; gleichzeitig treten die Bestimmungen unmittelbar anwendbaren Bundesrechts des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes, BGBl. I Nr. 143/1999 (*Anm.: richtig: BGBl. I Nr. 143/1998*), in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 112/2008, mit Ausnahme von § 68a Abs. 6 und § 69, außer Kraft.

(3) § 112 Abs. 1 tritt mit dem der Kundmachung folgenden Tag in Kraft. § 35 tritt mit 3. März 2013 in Kraft. § 59 Abs. 6 Z 6 tritt mit 1. Jänner 2013 in Kraft.

(4) § 2 Z 5 und 6 samt Schlussteil, § 10a, § 99 Abs. 1 Z 7 bis Z 16, § 99 Abs. 4 und 5 und § 108a in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 174/2013, treten mit dem, der Kundmachung folgenden Monatsersten in Kraft. § 48 Abs. 2, § 50 Abs. 4 und § 89 Abs. 2, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 174/2013, treten am 1. Jänner 2014 in Kraft.

(5) Das Inhaltsverzeichnis, § 16a, § 18a Abs. 1 und 2 samt Überschrift, § 19 Abs. 3, § 28 Abs. 4, § 64, § 88 Abs. 2 und Abs. 8, § 99 Abs. 2 und § 104 Abs. 1 treten mit Ablauf des Tages der Kundmachung in Kraft; zugleich treten § 30 Abs. 1 Z 2 letzter Satz, § 31 Abs. 2 zweiter Satz, § 99 Abs. 3, § 108 samt Überschrift und § 109 Abs. 3 außer Kraft.

(6) § 92 Abs. 1 tritt am 1. Jänner 2018 in Kraft.

Übergangsbestimmungen

§ 111. (1) Die auf Grund des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes, BGBl. I Nr. 143/1998, vor Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes erlassenen Verordnungen bleiben bis zur Neuregelung der entsprechenden Sachgebiete durch Verordnungen auf Grund dieses Bundesgesetzes in Geltung. Die aufgrund von Rechtsvorschriften dieses Bundesgesetzes erlassenen Verordnungen bleiben im Fall der Novelle dieses Bundesgesetzes weiterhin in Geltung.

(2) Auf Verfahren betreffend Verwaltungsübertretungen, die vor dem Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes begangen wurden, finden weiterhin die Bestimmungen des Elektrizitätswirtschafts-

und -organisationsgesetzes, BGBI. I Nr. 143/1998, in der zum Zeitpunkt der Begehung der Tat anwendbaren Fassung Anwendung.

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

(3) Pumpspeicherkraftwerke, Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas **oder Fernwärem und/oder -kälte**, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, haben ab Inbetriebnahme für 15 Jahre keine der für den Bezug elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.

(4) Der Bericht über die Situation am österreichischen Strommarkt in Bezug auf die Erbringung einer Netzreserveleistung gemäß § 23b Abs. 8 ist von der Regulierungsbehörde erstmals bis 31. Dezember 2021 zu erstellen.

(5) Stilllegungen von Erzeugungsanlagen oder von Teilkapazitäten von Anlagen gemäß § 23a Abs. 1 sind dem Regelzonenführer erstmals bis 31. Jänner 2021 für den Zeitraum ab 1. Oktober 2021 verbindlich anzuzeigen. Die Systemanalyse gemäß § 23a Abs. 2 ist erstmals bis 28. Februar 2021 fertigzustellen.

(6) Das Ausschreibungsverfahren zur Beschaffung der Netzreserve gemäß § 23b ist erstmals 2021 durchzuführen. Dabei gilt eine Überschreitung des Referenzwertes um 100 % als signifikant im Sinne von § 23b Abs. 3.

(7) Die Kennzeichnung auf Grundlage des Kalenderjahres gemäß § 78 Abs. 1 hat erstmals für das Jahr 2022 zu erfolgen. Die Regulierungsbehörde gibt auf ihrer Internetseite die Vorgehensweise zur Umstellung vom Wirtschaftsjahr auf das Kalenderjahr gemäß § 79 Abs. 5 bekannt.

Vollziehung

§ 114. (1) Mit der Wahrnehmung der Rechte des Bundes gemäß Art. 15 Abs. 8 B-VG ist hinsichtlich der in diesem Bundesgesetz enthaltenen Grundsatzbestimmungen die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie betraut.

(2) (**Verfassungsbestimmung**) Mit der Vollziehung von § 1, § 21 Abs. 2, § 23 Abs. 9, § 41, § 47, § 86 Abs. 5, § 87 Abs. 4, § 109 Abs. 1, § 113 Abs. 2 und § 114 Abs. 2 ist die Bundesregierung betraut.

(3) Mit der Vollziehung der Bestimmungen unmittelbar anwendbaren Bundesrechts sind betraut:

1. hinsichtlich § 22 Abs. 2 und 3 sowie § 104 bis § 108 die Bundesministerin für Justiz;
2. hinsichtlich § 112 Abs. 1 der Bundesminister für Finanzen;
3. im Übrigen die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Beilage 3 (Quotenmodell)

1. EU-Recht

Art. 4 Abs. 2 bis 8 der RL Erneuerbare Energie ist auf erneuerbare Gase nicht anzuwenden. Es ist daher für erneuerbare Gase weder ein Quotenmodell noch ein Ausschreibungsverfahren gefordert. Zu beachten ist lediglich Punkt 3.3.2.2. der Leitlinien für staatlichen Umweltschutz und Energiebeihilfen, sofern die Förderung eine staatliche Beihilfe darstellt. Da erneuerbare Gase durch das Quotenmodell (für sich allein keine staatliche Beihilfe), durch Investförderungen, deren Mittel (großteils) durch den Grüngasförderbeitrag aufzubringen sind, und durch den erleichterten Netzzutritt gefördert werden sollen, wird dieses Fördermodell der erwähnten Leitlinie zu unterstellen und zu notifizieren sein. Laut Punkt 3.3.2.2. Randziffer 131 lit. a darf die Beihilfe nicht über der Differenz zwischen den Gesamtgestehungskosten der mit der jeweiligen Technologie erzeugten Energie und dem Marktpreis (Marktprämie) der jeweiligen Energieform liegen, wobei die Erzeugungskosten mindestens jährlich zu aktualisieren sind. Die vorgesehene Ausgleichsabgabe in Höhe von 40 Cent/kWh bestimmt den Preis, insbesondere wegen der mangelnden Kapazitäten. Dies bedeutet, dass Erzeuger mit Erzeugungskosten, z.B. Biogas bestehend zwischen 7 bis 10 Cent/kWh, bis zu 40 Cent/kWh lukrieren können. Eine enorme Überförderung!!! (vgl. dazu auch Punkte 6 und 10). Dies verteuert den Energieträger Gas für alle Endkunden. Laut Leitlinien sind die Erzeugungskosten pro Technologie, also Biogas (alt- neu, da unterschiedlich), Holzgas, Klärgas, Deponegas zu ermitteln. Grüner Wasserstoff und synthetisches Gas werden wesentlich höhere Gesamtgestehungskosten aufweisen als die vorgenannten.

Das vorgesehene Quotenmodell ist EU-rechtlich nicht gefordert und in derzeit bekannten Ausgestaltung EU-rechtlich auch nicht genehmigungsfähig.

2. Gleichheitserwägungen

Es stellt sich die Frage, aus welchen nachvollziehbaren Überlegungen das Quotenmodell (nur) bei erneuerbaren Gasen vorgesehen werden soll, während es für erneuerbaren Strom (laut RL und Leitlinien wäre dies für Strom eine Möglichkeit) nicht einmal angedacht ist, zumal sich die beiden erneuerbaren Energien kaum (wenn überhaupt) in ihrer Charakteristik unterscheiden. Schon aus Gleichheitserwägungen ist daher für erneuerbaren Strom und für erneuerbares Gas ein einheitliches Marktprämienmodell vorzusehen.

3. Quote

Quoten können nur dann erfüllt werden, wenn ausreichend erneuerbares Gas am Markt ist. Es ist anzunehmen, dass bereits im Jahr 2023 nicht ausreichend erneuerbares Gas vorhanden sein wird, von den folgenden Jahren ganz zu schweigen. Erfüllt werden kann nur etwas, was erfüllbar ist!!! Die Quote hat sich daher nach dem Markt zu orientieren und nicht umgekehrt. Da es ein Knappheitsmarkt ist, wird sich der Preis dafür an der Strafzahlung (an der sogenannten Ausgleichsabgabe) orientieren und macht somit das Fördersystem unnötig teuer für alle Kundengruppen. Ein Marktprämienmodell ist jedenfalls kostengünstiger, führt zur notwendigen Investitionssicherheit für die Anlagenbetreiber, ist wettbewerbsneutral für die Versorger und transparent für die Endverbraucher.

4. Ausgleichsabgabe

Ein Versorger kann seiner Verpflichtung nur dann nachkommen, wenn ausreichend erneuerbares Gas am Markt vorhanden ist. Mangels ausreichender Kapazitäten kann daher die Nichterfüllung der Quote nicht zum Vorwurf gemacht werden, indem eine exorbitant hohe durch nichts zu rechtfertigende Ausgleichsabgabe vorgesehen wird. Bereits das Wort „Ausgleich“ besagt, dass etwas ausgeglichen werden soll, nämlich Wettbewerbsvorteile durch die Nichterreichung der vorgeschriebenen Quote. Diese „Ausgleichsabgabe“ wird auch einer verfassungsrechtlichen Prüfung nicht stand halten.

5. Wettbewerbsverzerrung

Die Wettbewerbsverzerrung entsteht dadurch, dass die Gesamtgestehungskosten pro Technologie äußerst unterschiedlich sind und somit große Preisunterschiede gegeben sind, es sei denn, jeder Erzeuger verlangt für sein erneuerbares Gas annähernd die Höhe der Ausgleichsabgabe. Angenommen einige Versorger schaffen es, das am Markt vorhandene Biogas aus

bestehenden Anlagen zu den Erzeugungskosten (zwischen 7-10 Cent/kWh) aufzukaufen, so müssten andere Versorger sich mit neuen (sofern vorhanden) und somit teureren Gasen (zwischen 15 und 40 Cent/kWh) eindecken oder sie zahlen die Ausgleichsabgabe in Höhe von 40 Cent/kWh. Durch die unterschiedlichen Gesamtgestehungskosten der unterschiedlichen Technologien wird es notwendig sein, die Quote nach diesen Technologien zu splitten (z.B. von den 0,7% sind 25% mit erneuerbaren Gasen aus Bestandsanlagen, 25% aus neuen Anlagen etc. nachzuweisen), um Wettbewerbsverzerrungen möglichst zu vermeiden. Auch die Ausgleichsabgabe müsste entsprechend gesplittet werden und die Höhen den Gesamtgestehungskosten pro Technologie entsprechen. Die angesprochene Verzerrung belastet die vorgesehene Quotenregelung auch aus diesem Grund mit Verfassungswidrigkeit.

6. Auswirkungen

Mangels ausreichender erneuerbarer Gase werden Erzeuger nicht wesentlich unter 40 Cent/kWh ihre erneuerbaren Gase anbieten. Dies bedeutet für Ö im Jahr 2023 Mehrbelastungen von € 122 Mio. Bis 2028 entstehen kumulierte Mehrbelastungen von ca. € 2,4 Milliarden für die Endverbraucher. Ein Quotenmodell mit solch einer Strafzahlung ist im Vergleich zu einem Marktprämiensystem unnötig wesentlich teurer. Die Bestimmungen zur Kostenbefreiung für einkommensschwache Haushalte sind für diese Mehrkosten unwirksam. In dieser Berechnung nicht berücksichtigt sind der Grüngas-Förderbeitrag (jährlich ca. € 140 Mio.), die Kosten des Netzzuschlusses, die Großteils oder zur Gänze von den Netzbetreibern zu tragen sein werden, die diese Belastungen an die Endverbraucher weiter verrechnen, und weitere in Aussicht gestellte Förderungen durch manche Länder und die KPC.

7. Standortsicherheit

Mit dem Grüngassiegel dürfte nicht gewährleistet sein, dass nur erneuerbare Gase, die in Anlagen mit Standort in Ö produziert werden, der Quote anzurechnen sind. Auch erneuerbare Gase aus EU-Staaten, die die Nachhaltigkeitskriterien erfüllen und die ein Versorger erwirbt, werden der Quote anzurechnen sein. Dieses Siegel dürfte daher nicht die Standortsicherheit von Anlagen mit Standort in Ö gewährleisten. Ob die Anbringung des Grüngassiegels für erneuerbare Gase aus einer Anlage mit Standort in Ö eingeschränkt werden kann, müsste Eu-rechtlich entsprechend geprüft werden.

Bemerkenswert ist, dass dieses Siegel nur auf HKN betreffend „Grünes Gas“ und nicht auch auf HKN betreffend „Erneuerbaren Strom bzw. erneuerbare Wärme“ anzubringen ist (vgl. dazu auch § 80 Abs. 7 EAG). Eine sachlich nachvollziehbare Begründung ist nicht erkennbar!

8. Investitionssicherheit

Die Errichtung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Gase (Bio-, Klär-, Holz- und Deponegas) und die Einspeisung erfordern einen enormen Investitionsaufwand. Auch die Kosten der Umrüstung von Ökostrom auf Einspeisung ins Erdgasnetz erfordern hohe Investitionskosten. Nur bei Abschluss von langfristigen Verträgen (mit Preisanpassungsklausel betreffend Betriebskosten) über die Abnahme erneuerbarer Gase werden Banken bereit sein, diese Investitionen zu finanzieren. Dem vorliegenden Modell fehlt Langfristigkeit. Es ist daher nicht geeignet, die Investitionssicherheit zu gewährleisten.

9. Herkunftsachweise, Grüngassiegel

Im Herkunftsachweis bzw. Grünzertifikat sind unter anderem Angaben über die eingesetzten Energiequellen, Art der Investförderungen und etwaiger weiterer Förderungen und ausstellendes Land zu machen. Wozu bedarf es daher eines Grüngassiegels?

10. Erneuerbarer Wasserstoff, synthetisches Gas

Fördervoraussetzung ist nicht der Anschluss bzw. die Einspeisung ins Gasnetz. Finanziert sollen die Investitionsförderungen für diese Gase durch den Grüngasförderbeitrag und wahrscheinlich durch die Ausgleichsabgabe, den bzw. die die Gasendverbraucher aufzubringen haben. Die Gasendverbraucher finanzieren somit die Herstellung bzw. die Umrüstung, ohne dass diese Gase ins Erdgasnetz eingespeist werden. Großen Unternehmen (wie OMV, VÖST, Zementindustrie), die derzeit ihren für Produktionszwecke benötigten Wasserstoff aus fossilen Quellen herstellen, wird somit ermöglicht, mit Geldern der Gasendverbraucher (wie Haushalte) die Herstellung bzw.

Umrüstung finanzieren zu lassen! Darüber hinaus können Versorger (wie OMV, Verbund) ihre Grüngaszertifikate an andere Versorger verkaufen, wobei trotz Investitionsförderung (bis zu 45%) der Preis bis zu 40 Cent/kWh hoch sein kann!!!

Es ist Aufgabe des Staates und nicht der Erdgasendverbraucher (warum nur diese? Heizungen, Produktionsprozesse, Mobilität auf Basis (anderer) fossiler Quellen belasten die Umwelt wesentlich stärker), die Umrüstung aus Budgetmitteln, falls ein Förderbedarf nachgewiesen wird, zu finanzieren.

Es erhebt sich die Frage, ob die von den Gasendverbrauchern aufzubringenden Mittel eine Art Steuer (oder Steuer) darstellt, von der wiederum die Mehrwertsteuer erhoben wird (Doppelbesteuerung; vgl. dazu FAG und BAO)! Es wird empfohlen, dazu ein Gutachten eines anerkannten Steuerexperten einzuholen.

Macht dieses Modell Schule, dann werden künftig Gasendverbraucher auch z. B. die Umrüstung einer Erdgas-oder Ölheizung auf z. B. eine Wärmepumpe finanzieren müssen!

11. Servicestelle:

Die Aufgaben der Servicestelle, die nur Sinn macht (Notwendigkeit müsste nachgewiesen werden), wenn ein Quotenmodell (trotz aller rechtlichen und sachlichen Bedenken) installiert wird, kann die EAG-Förderabwicklungsstelle übernehmen (Kostensparnis, Verwaltungsvereinfachung, Entbürokratisierung!). Aus Kosten- und Vereinfachungsgründen sollten alle Förder- und Servicestellen in einer Stelle konzentriert werden.