

Bundesministerium für Klimaschutz,
Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie
VI/2 Energie-Rechtsangelegenheiten
zH Herrn Dr. Benedikt Ennser
Radetzkystraße 2
1030 Wien

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

Per E-Mail vi2@bmk.gv.at
cc: begutachtungsverfahren@parlament.gv.at

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom	Unser Zeichen, Sachbearbeiter	Durchwahl	Datum
2020-0.468.446	Up/044/Kr	4222	22.10.2020
16.9.2020	Mag. Cristina Kramer		

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket (EAG-Paket); Stellungnahme

Sehr geehrter Herr Dr. Ennser,

die Wirtschaftskammer Österreich dankt für die Übermittlung des Begutachtungsentwurfes zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket (EAG-Paket) und nimmt dazu wie folgt Stellung.

I. Allgemeines

Die österreichische Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis 2030 den gesamten nationalen Stromverbrauch bilanziell zur Gänze aus erneuerbaren Energieträgern zu decken.

Die WKÖ steht dem geplanten Ökostromausbau - auch wegen der damit verbundenen zusätzlichen Investitionen - grundsätzlich positiv gegenüber. Um das ambitionierte Ausbauziel zu erreichen, müssen die Fördermittel sehr effizient vergeben werden. Zudem ist für die österreichische Wirtschaft eine sichere und kostengünstige Versorgung mit klimafreundlicher Energie von essentieller Bedeutung. Die Unterstützung ineffizienter Anlagen wäre der falsche Weg. Großes Ziel muss sein, eine innovationsfreundliche, marktwirtschaftliche Basis für einen nachhaltigen Erneuerbaren-Ausbau bis 2030 zu schaffen.

Um die Versorgungssicherheit beim geplanten vorrangigen Ausbau von Sonnen- und Windenergie auch künftig gewährleisten zu können, muss der Ökostromausbau durch einen integrierten Ausbau der Netzinfrastruktur sowie von Tages- und Saisonspeichern begleitet werden. Bei der Bereitstellung der notwendigen Ausgleichsenergie kann die Wirtschaft unter geeigneten Rahmenbedingungen eine bedeutende Rolle einnehmen und durch Eigenerzeugungsanlagen, sowie durch eine intelligente Lastverteilung aktiv an der Netzbewirtschaftung teilnehmen.

Auch der uneingeschränkte Stromaustausch im europäischen Binnenmarkt muss durch den raschen Ausbau der notwendigen Leitungskapazitäten - insbesondere an den Grenzkuppelstellen - wiederhergestellt werden.

Auf Basis des prognostizierten Anstiegs der Stromnachfrage von derzeit 72 auf 88 TWh sollen bis 2030 rund 11 TWh Photovoltaik, 10 TWh Windkraft, 5 TWh Wasserkraft und 1 TWh Biomasse zugebaut werden. Dieser Ausbauplan darf jedoch nicht als Korsett verstanden werden, sondern muss flexibel genug sein, um technische, ökologische und wirtschaftliche Entwicklungen bestmöglich berücksichtigen zu können.

Positiv ist, dass neue Maßnahmen wie etwa die Einbindung von Unternehmen in die Bereitstellung von Regel- und Ausgleichsenergie, sowie zur Optimierung des Engpassmanagements vorgesehen sind und auch „Grünes Gas“ zur nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems beitragen soll.

Der Ökostrom-Zubau soll durch ein neues Marktprämien-System mit 1 Mrd. Euro pro Jahr gefördert werden. Diese finanziellen Mittel werden - wie bisher - durch die Stromkunden im Wesentlichen über das Ökostrompauschale und den Ökostrom-Finanzierungsbeitrag aufgebracht. Das Förderbudget darf im 3-Jahres-Schnitt nicht überschritten werden und muss aus Sicht der WKÖ auch Investitionszuschüsse zur Errichtung und Umrüstung von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarem Gas enthalten. Sollten darüber hinaus für die Zielerreichung zusätzliche Fördergelder notwendig sein, sollen diese aus dem öffentlichen Budget gedeckt werden.

Die im EAG-Entwurf vorgesehene Potenzialanalyse für die einzelnen Erzeugungstechnologien je Bundesland hätte aus WKÖ-Sicht schon vor der Festlegung auf das 100-Prozent-Ökostromziel ausgearbeitet werden müssen.

Es muss sichergestellt werden, dass sowohl bei der Ausarbeitung der vorgesehenen Durchführungsverordnungen, als auch bei der Aufsicht über Abwicklungsstellen und Vollzugsbehörden das Einvernehmen mit dem BMDW und - soweit rechtlich oder organisatorisch notwendig - auch mit den Bundesländern hergestellt wird.

Vorschläge zur Verbesserung der geplanten Förderstruktur

- **Generell: Sinnvolle Nutzung wettbewerblicher Ausschreibungsverfahren**
Der Entwurf scheut zu Unrecht die konsequente Vergabe der Förderungen über wettbewerbliche Ausschreibungen. Nicht zufällig setzen die Unionsbeihilfenleitlinien auf wettbewerbliche Ausschreibungen, denn Wettbewerb beschleunigt die Innovation und die Kostendegression. Ausschreibungen sind so zu gestalten, dass nicht ein a priori bekannter kleiner Kreis von Investoren unter sich die Zuschläge aufteilen könnte, daher dürfen Ausschreibungen nicht kleine Markt- und Technologiesegmente betreffen. Dies ist ein Grund dafür, speziell in einem kleinen Land wie Österreich, für technologieübergreifende Ausschreibungen zu plädieren. Die Diversifikation unter den Technologien lässt sich auch bei offenen Ausschreibungen sicherstellen, etwa in denen 80% des Volumens technologiegebunden sind und nur 20% „floaten“ können.
- Bei **Photovoltaik** soll - abhängig von der Anlagengröße - über mehrere Fördertöpfe und Ausschreibungsrunden ein Mix von Investitionsförderungen und wettbewerblich ermittelten Marktprämien angeboten werden. Bei den Investitionszuschüssen für PV-Anlagen und Stromspeicher sollte der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage als Reihungskriterium bei den Fördercalls aufgenommen werden. Voraussetzung für einen Investitionszuschuss bei Speichern sollte im privaten Bereich die gemeinsame Nutzung im Rahmen einer Erneuerbaren Energie Gemeinschaft (EEG) sein.
- Bei **Windkraft** ist eine - ohne Ausschreibung - administrativ ermittelte Marktprämie vorgesehen. Aus WKÖ-Sicht sollten Windkraftanlagen unmittelbar, spätestens jedoch ab 2024 generell ausgeschrieben und nicht von einer Evaluierung des Fördersystems abhängig gemacht werden. Das derzeit präferierte Referenzertragsmodell mit höheren Marktprämien

an schlechten Standorten wird von der WKÖ kritisch gesehen. Gerade die Windenergie benötigt die besten Standorte, da die Stromerzeugung exponentiell mit der Windgeschwindigkeit zunimmt. Es kann bei halber Windgeschwindigkeit von achtfachen Erzeugungskosten ausgegangen werden. Aus WKÖ-Sicht ist daher der Ersatz vieler alter Kleinanlagen durch einige wenige große Windräder sinnvoller. Bei Investitionszuschüssen für Windkraftanlagen sollten unterschiedliche Förderhöhen für neue Windkraftanlagen und Repowering festgelegt werden.

- Die Förderung der **Wasserkraft** soll durch administrativ ermittelte Marktprämien auch auf mittlere Anlagen bis 20 MW ausgeweitet werden. Die Wasserkraft hat insbesondere in den westlichen Bundesländern eine herausragende Bedeutung und ist für die Netzstabilität, Versorgungssicherheit und die Erreichung der Klimaziele von zentraler Bedeutung. Deshalb erachten wir es als unbedingt nötig, dass zur Erreichung der Zielvorgaben jene rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden, die sowohl wirtschaftlichen Betrieb als auch den weiteren Ausbau von Wasserkraftanlagen sicherstellen. Die vorgesehene Einführung von strengeren Kriterien zur Ökologie und zur Naturverträglichkeit, die ohnehin im Wasserrechtsverfahren und im Naturschutzverfahren abgehandelt werden, lehnt die WKÖ ab.
- Bei fester **Biomasse** ist für bestehende Anlagen, die nach 15 Jahren Betriebszeit aus dem alten Fördersystem nach dem Ökostromgesetz fallen, eine Bestandssicherung durch Nachfolgeprämien vorgesehen, wobei der Förderzeitraum unter strengen Auflagen auf 30 Jahre ausgedehnt werden soll. Wenngleich der Erhalt von Bestandsanlagen für die ambitionierte Zielerreichung nachvollziehbar erscheint, wird dies von der WKÖ deshalb kritisch gesehen, weil Biomasse wesentlich effizienter für die Erzeugung von Grünem Gas eingesetzt werden kann. Ein Brennstoffnutzungsgrad von 60 Prozent entspricht nicht mehr dem Stand der Technik. Strengere Auflagen oder eine Staffelung der Marktprämien würden einen deutlichen Anreiz zu mehr Effizienz setzen.
- **Biogasanlagen** sollen - soweit möglich - auf die Erzeugung von Bio-Methan und Einspeisung ins Gasnetz umgerüstet werden.
- **Wasserstoffe**: Der Entwurf muss die Entwicklung einer Infrastruktur für die Erzeugung, Lagerung, Verteilung und Verwendung von Wasserstoff anstoßen. Wasserstoff wird ab 2030 eine wichtige Rolle spielen, dazu sind im EAG Weichenstellungen erforderlich, die den Aufbau in den Jahren 2021-2030 unterstützen.
- **Übergreifend**: Die Verschiebung von Kontingenten von einer Technologie zur anderen sollte möglich sein. Werden Fördercalls überzeichnet, soll ex lege der Tarif beim nächsten Call gesenkt werden, und im aktuellen Call können Priorisierungen im Gegenzug zu Abschlägen bei der Marktprämie angehoben werden.

II. Im Detail

- Artikel 1: Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - EAG)
- Artikel 2: Änderung des Ökostromgesetzes 2012
- Artikel 3: Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes 2010
- Artikel 4: Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011
- Artikel 5: Änderung des Energielenkungsgesetzes 2012
- Artikel 6: Änderung des Energie-Control-Gesetzes
- Artikel 7: Änderung des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe
- Artikel 8: Änderung des Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetzes
- Artikel 9: Änderung des Starkstromwegegesetzes 1968
- Artikel 10: Änderung des Bundesgesetzes vom 6. Februar 1968 über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken

Artikel 1: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

Zu § 4 Ziele

Zu § 4 Abs 1

In den Zielbestimmungen - auch in jenen der vorgeschlagenen Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 - wird die Rolle der erneuerbaren Gase zur Dekarbonisierung nicht ausreichend anerkannt. Es müssen auch Fördermittel für erneuerbare Gase, die einen wesentlichen Anteil an der Erreichung der Klimaziele haben werden, mitbetrachtet werden. Im Sinne der Technologieneutralität ist nicht nachvollziehbar, warum erneuerbares Gas an dieser Stelle nicht aufscheint. So fehlen insbesondere:

- Verankerung der Zielbestimmung von 5 TWh erneuerbares Gas im Gasnetz bis 2030 gemäß Regierungsprogramm
- Berücksichtigung Erneuerbares Gas in der Aufzählung der Zielwerte bzw. der zu fördernden erneuerbaren Quellen: wir fordern die Ergänzung „und Gas aus erneuerbaren Quellen“ in Abs 1 Z 1 und Z 3
- Berücksichtigung von erneuerbaren Gasen bei den Fördermitteln in Abs 5
- Anerkennung und Definition von dekarbonisierten und klimaneutralen Gasen

Zu § 4 Abs 2 und 3

Die Änderungen in § 4 Abs 3 dürfen nicht dazu führen, dass der Unterstützungsbedarf für die Zielerreichung gemäß Abs 2 erschwert und verteuert wird. Das in Abs 2 definierte Ziel, die Stromversorgung bis 2030 auf erneuerbare Energiequellen umzustellen, wird unterstützt. Jedoch muss - so wie ursprünglich vorgesehen - auch im Gesetz klar formuliert werden, dass Ausgleichsenergie, Netzreserve, Wärmeversorgung und industrielle Eigenstromerzeugung ausgenommen sind.

Zu § 4 Abs 5 - Finanzielle Mittel

Die Begrenzung des Stützungsbedarfs in der Höhe von 1 Mrd. Euro pro Jahr muss alle Beiträge inkludieren, die aufgrund des EAG anfallen.

Zu § 5 - Begriffsbestimmungen

Zu § 5 Abs 1 Z 1

In § 5 Abs 1 Z 1 wird definiert, dass im Sinne des EAG der Begriff „Anlage“ wie folgt verstanden wird: 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.

Der Sinn und Zweck dieser Bestimmung ist nicht nachvollziehbar und trägt nicht zur Zielerreichung iSd des EAG bei. Die Annahme, dass ein technischer Zusammenhang durch einen Zählpunkt gegeben ist, ist zu streichen, da auch mehrere technisch eigenständige Anlagen über ein und denselben Zählpunkt ans Netz angeschlossen sein können. Es sollte sichergestellt werden, dass ein Investitionszuschuss für eine eigenständige Anlage nicht vom Zählpunkt abhängig ist.

Zu § 5 Abs 1 Z 11 - Energie aus erneuerbaren Quellen

Für die Anrechnung als Energie aus erneuerbaren Quellen bzw. als „dekarbonisierte Energie“ sollten bisher verwendete Abwärmen aus industriellen Prozessen bzw. Mischungen von erneuerbaren Energiequellen und dabei zwangsläufig anfallenden anderen Energiequellen, welche zB im Rahmen der Entsorgung anfallen, effizient in der Fernwärme genutzt werden, angerechnet und auch zukünftig verwendet werden können. Abwärmen aus industriellen Prozessen mit einem konkreten zukünftigen Dekarbonisierungspfad sollten in diesem Sinne auch erschließbar und als dekarbonisierte Wärme anrechenbar sein.

Daher schlagen wir folgende Formulierung in Anlehnung an Art 2 Z 9 RED II vor:

Neu: 11a. „Abwärme und -kälte“ unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, ...kann als dekarbonisierte Wärme angerechnet werden“.

Zu § 5 Abs 1 Z 16 - Erneuerbares Gas

Zu § 5 Abs 1 Z 18 - Erneuerbarer Wasserstoff

Dekarbonisierte Gase stellen eine wichtige Brückentechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität dar. Damit sich diese entwickeln können braucht es geeignete rechtliche Rahmenbedingungen. Wir regen die Anerkennung von dekarbonisierten und klimaneutralen Gasen als Baustein eines klimaneutralen Österreich an.

Zu § 5 Abs 1 Z 17 - Erneuerbarer Strom

Aufgrund der Definition für "erneuerbarer Strom: elektrische Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird" ist unklar, ob Strom, der in Anlagen, in denen auch Brennstoffe als Primärenergieträger eingesetzt werden, welche nur zum Teil erneuerbare Energieträger sind (zB Einsatz von fossilen Energieträgern zum An- und Abfahren bzw. als Stützfeuerung oder Einsatz von Reststoffen und Abfällen biologischen Ursprungs) bzw. der aus Mischfeuerungsanlagen gemäß ÖSG 2012) stammt, prinzipiell als nicht-erneuerbar gilt oder ob jener Anteil des erzeugten Stroms, der aus erneuerbaren Quellen stammt als erneuerbar anerkannt werden kann. Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:

Zu § 5 Abs 1

17. "erneuerbarer Strom" (Anteil bzw. Menge der) elektrischen Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird; In Bezug auf Anlagen in denen unterschiedlichen Primärenergieträger eingesetzt werden: der Anteil der elektrischen Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird;

Zu § 5 Abs 1 Z 30 - Herkunftsnachweis

Der Herkunftsnachweis sollte auch gegenüber Wiederverkäufern und nicht nur gegenüber Endkunden verwendbar sein.

Zu § 5 Abs 1 Z 30a neu

Eine Ergänzung des Begriffes "hocheffiziente KWK" ist im Hinblick auf die weitere Verwendung im EAG (im Speziellen § 85) notwendig. Eine Definition, die der RED II grundsätzlich entspricht, ist in §7 (1) Z27 ELWOG2010 bereits enthalten: „hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung“ die KWK, die den in Anlage IV festgelegten Kriterien entspricht;“ Diese Kriterien gemäß

Anhang IV sind derzeit gleichlautend mit den Anforderungen der 2012/27EU. Daher schlagen wir folgende Ergänzung vor:

Z 30a: „hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung (hocheffiziente KWK)“ hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung im Sinne von Artikel 2 der Richtlinie 2012/27/EU“

Zu § 5 Abs 1 Z 30 b neu

Wichtig erscheint auch die Ergänzung des Begriffes "hocheffiziente KWK-Wärme" in Anlehnung an das WKLG im Hinblick auf weitere Verwendung im EAG (§ 85). Daher schlagen wir folgende Ergänzung vor:

§ 5 Abs 1 Z 30 b

„hocheffiziente KWK-Wärme“ der bei hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Anteil an Wärmeenergie“

Zu § 5 Abs 1 Z 30c neu

Ergänzung des Begriffes "KWK" im Hinblick auf weitere Verwendung im EAG (§ 85):

§ 5 Abs 1 Z 30 c

„Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess“

Zu § 5 Abs 1 Z 30 d neu

Ergänzung des Begriffes "KWK-Wärme" im Hinblick auf weitere Verwendung im EAG (§ 85):

§ 5 Abs 1 Z 30 d

„KWK-Wärme“ der bei Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Anteil an Wärmeenergie“

Zu § 6 Abs 3 - Nachhaltigkeitskriterien

Die anzuwendenden Nachhaltigkeitskriterien sind mit Verweis auf die Verordnung sehr eng gefasst. Aktuell besagen diese, dass zur Biomethangewinnung maximal 60% nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden dürfen (Mais, Getreide). Die restlichen 40% Substratstoffe müssen Reststoffe (Abfall) sein. Bei Neuanlagen wird diese Quote mit 30% Rohstoffe und 70% Reststoffe deutlich verschärft. Jede Verschärfung der Quote ist kontraproduktiv für die Entstehung neuer und die Bewirtschaftung bestehender Biomethananlagen (*siehe dazu auch weiter unten zu §82*). Wir schlagen vor, dass sich die anzuwendenden Nachhaltigkeitskriterien ausschließlich an den Anforderungen der EU-RED-II Richtlinie orientieren (kein Gold Plating). Oberstes Ziel muss der Erhalt der heimischen, regionalen Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Anlagen sein. Wir schlagen zudem vor, für bestehende Anlagen diese Kriterien nicht zu eng zu fassen und eine verträgliche Übergangsfrist aus Gründen der Rechts- und Planungssicherheit unbedingt vorzusehen.

Zu § 7 - Anpassung der Fördermittel

Die zur Förderung des Ökostromzubaues vorgesehene jährliche Fördervolumen von 1 Mrd. Euro (3-Jahres Schnitt) darf grundsätzlich nicht überschritten werden (Ausnahme: Absicherung der Versorgungssicherheit), muss auf das maximal erforderliche Volumen bei sehr günstigem Marktpreis ausgelegt werden und muss bei Überschreitung zur Kürzung des Fördervolumens im Folgejahr führen. Sollten darüber hinaus zusätzliche Fördergelder notwendig sein, müssten diese aus dem öffentlichen Haushalt gedeckt werden.

Zu § 8 - Auskunftspflicht

Elektrizitätsunternehmen, Gasunternehmen sowie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind verpflichtet, dem BMK sowie zuständigen Behörden jederzeit Einsicht in alle Unterlagen und

Aufzeichnungen zu geben. Es handelt sich hier um eine weitreichende Einsichtspflicht ohne Anlassfall mit Geldstrafen bis 20.000 Euro bei Zuwiderhandlung.

In Anbetracht der Tatsache, dass für Unternehmen Rechtssicherheit essentiell ist sowie sensitive Geschäftsinformationen nicht ohne Anlassfall offengelegt werden dürfen, erscheint diese Regelung überschießend.

Wir ersuchen um Konkretisierung, welche Behörden aus welchem Grund in welche Unterlagen Einblick erhalten sollen. Für uns ist wesentlich, dass Kostenparameter anhand von Unternehmensdaten ermittelt oder verifiziert werden können, die bei der Bemessung der Marktprämien berücksichtigt werden.

Zu § 10 - Allgemeine Förderungsvoraussetzungen

Zu § 10 Abs 1 Z 1 lit a - Wasserkraftanlagen

Die vorgesehenen zusätzlichen ökologischen Kriterien bei der Förderung von Wasserkraftanlagen sind sachlich nicht zu begründen. Schon jetzt gibt es auf europäischer und nationaler Ebene eine Reihe von Regelungen, wonach nur noch besonders nachhaltige Projekte eine Chance auf Realisierung erhalten. Aus Sicht der WKO Oberösterreich brauchen daher keine weiteren Beurteilungskriterien zur Förderfähigkeit von Wasserkraftwerken eingezogen werden.

Zu § 10 Abs 1 Z 4 neu - errichtete Biomasse-Anlagen

Die Fortschreibung des Brennstoffnutzungsgrades von „mindestens 60%“ wird kritisch gesehen. Wenn es für Neuanlagen in den kommenden Jahren keine höheren Anforderungen gibt, schafft man im Zusammenhang mit § 51 Abs 2 einen „Lock-in“ eines gegebenenfalls veralteten technischen Standards. Eine Biomasseanlage, die 2030 eine Förderung für 20 Jahre erhält, würde bis 2050 mit einem Brennstoffnutzungsgrad laufen, der im Jahr 2009 technischer Standard war. Innovation und technischer Fortschritt wären demnach gehemmt. Es sollte daher in einem Stufenplan oder mittels Prämienstaffelung eine schrittweise Erhöhung des Brennstoffnutzungsgrads angestrebt werden.

Zu § 10 Abs 1 Z 5 neu - errichtete Biogas-Anlagen

Es ist - ohne die geplanten Regelungen zum Ausbau und Markthochlauf von Grünem Gas zu kennen - unklar und wird kritisch hinterfragt, warum neu errichtete Biogas-Anlagen „mehr als 15 km vom nächsten Anschlusspunkt an das Gasnetz entfernt“ sein müssen.

Zu § 10 Abs 2

Begrüßt wird im Sinne der Digitalisierung, dass Erzeugungsanlagen nur noch dann förderungswürdig sind, wenn sie ferngesteuert regelbar sind.

Zu § 11 Berechnung der Marktprämie

Im Falle hoher Strompreise muss die Marktprämie für alle geförderten Anlagenbetreiber und ohne Einschränkung auch negative Werte annehmen können (vollständig symmetrische Ausgestaltung der Marktprämie).

In diesem Zusammenhang ist auf den Beitrag von Neuhoff (2018[1]) zu verweisen, der zeigt, dass eine symmetrische Ausgestaltung der Marktprämie durch eine deutliche Reduktion der Erlösunsicherheit die Finanzierungskosten der Anlagenbetreiber senkt. Gleichzeitig werden Stromverbraucher so gegen überhöhten Förderkosten für erneuerbaren Strom im Falle hoher Strompreise abgesichert.

[1] Neuhoff (2018): Kostengünstige Stromversorgung durch Differenzverträge für erneuerbare Energien, in DIW Wochenbericht 28/2018

Aus Sicht der WKÖ ist die Marktprämie jährlich anzupassen. Dies hätte zur Folge, dass deutlich stärkere Anreize bestehen die Anlagen derart zu optimieren, dass auch im Winter mehr

erneuerbarer Strom produziert werden kann. In diesem Zusammenhang wird auch auf die Studie von Baumgartner/Schmidt (2018[1], S 34) verwiesen, wo es heißt: "Insbesondere empfehlen wir die Implementierung einer gleitenden Prämie mit jährlichen Anpassungen, um die Systemintegrationsanreize so hoch wie möglich, gleichzeitig die Risiken für InvestorInnen aber in einem vertretbaren Rahmen zu halten."

[1] Baumgartner J., Schmidt J. (2018) Die Neugestaltung des österreichischen Fördersystems für erneuerbaren Strom,

Zu § 15 - Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen

Die Zeitspanne für Negativ-Preise von 6 Stunden, bevor die Marktprämie aussetzt, wird abgelehnt. Es sollten bei negativen Marktpreisen generell keine Marktprämien ausbezahlt werden. Als Anreiz sollte die Möglichkeit geschaffen werden, dass Anlagenbetreiber ihre Strommenge bei negativen Preisen an einen Abnehmer abgeben können. Damit werden betriebs- und volkswirtschaftlich sinnvolle Alternativen angestoßen, die das Gesamtsystem effizienter machen und Kosten vermeiden.

Kleinere Bestandsanlagen: die Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen erschwert die Betriebsweise kleinerer Bestandsanlagen. Hier wäre zu überlegen, ob für Anlagen unter 0,5 MW eine entsprechende Sonderregelung Sinn machen könnte.

Zu § 16 - Beginn, Dauer und Beendigung der Förderung

Die Ausweitung der Förderung auf 20 Jahre erscheint nachvollziehbar, um die Förderdauer der technischen Lebensdauer anzugleichen. Gleichzeitig muss sich diese Anpassung in geringeren Marktprämien niederschlagen, um in Summe ein ausgewogenes Förderniveau zu erreichen.

Zu §§ 17 - 29 - Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen

Es ist voranzustellen, dass Vergaben entweder wettbewerbliche Ausschreibungen oder administrative Vergaben nach dem First-Come-First-Serve-Prinzip sind. Ausschreibungen sind so zu gestalten, dass ein effektiver Wettbewerb gewährleistet ist.

Zu den wettbewerblichen Ausschreibungen sollte es eine Definition etwa wie folgt geben:

„Wettbewerbliche Ausschreibungen zielen darauf ab, Ökostromförderkosten dadurch auf ein sinnvolles Ausmaß zu reduzieren, dass eine nicht ex ante überschaubare Anzahl von Angeboten in einem Preiswettbewerb zueinanderstehen und die preislich günstigeren Angebote jeweils vor den anderen zum Zug kommen“.

Segmentierte Ausschreibungen würden das Modell der Ausschreibungen diskreditieren.

Zu §§ 17, 20, 23, 24 und 27 - Generelle Anmerkung

Die erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen sowie die qualitativen Kriterien für eine Berechtigung zur Teilnahme nach § 20 bzw. ein Ausschluss von Geboten nach § 24 sind so transparent zu gestalten, dass Rechtssicherheit für den Bieterkreis herrscht und ein Bietersturz nach Zuschlagserteilung verhindert wird.

Zu § 18 - Höchstpreise

Die Gutachten, die der Ermittlung der Höchstpreise zugrunde liegen, sollten transparent und nachvollziehbar gestaltet sein. Gesonderte Höchstpreise für jede Technologie sollten insbesondere bei technologieoffener Ausschreibung festgelegt werden.

Angemessene Verzinsung: Die Verzinsung darf bei einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren nicht höher sein als der WACC (derzeit 3,58 %), andere Förderungen sind abzuziehen. Benchmark ist dabei ein „gutes Projekt an einem guten Standort“. Zudem sollten die Höchstpreise gesenkt werden, wenn die ausgeschriebene Menge überzeichnet wurde.

Die WKÖ fordert zur Festlegung der Höchstpreise die Etablierung eines behördlichen Verfahrens in Anlehnung an jenes zur Festsetzung der Netzkosten (§ 48 Elektrizitätswirtschafts- und -

organisationsgesetz 2010). Auch in Deutschland werden die Höchstpreise im Verwaltungsverfahren durch die Bundesnetzagentur bestimmt. Aus Sicht der WKÖ ist es unbedingt notwendig, dass für die Festlegung der Höchstpreise auf die tatsächlichen Werte mittels der in § 8 festgelegten Auskunftspflicht und der in § 89 erhobenen Daten zurückgegriffen wird. Die für die Festlegung der Höchstpreise zugrundeliegenden Daten und entsprechende Gutachten sind zu veröffentlichen.

Zu § 18 Abs 2a NEU

Wir schlagen folgende Ergänzung für PV- und Windkraftanlagen vor:

Für die Verpachtung von Grundstücken (Wind, PV) wird eine Höchstgrenze des Pachtzinses festgelegt. Über diese Höchstgrenze hinausgehende Kosten werden nicht in den Höchstpreis eingerechnet.

Zu § 18 Abs 2 Z 3

Um Zielkonflikte mit Bioökonomie und Kreislaufwirtschaft zu vermeiden, sollte diese Formulierung stärker in Richtung Nutzung von stofflich nicht genutzten Sortimenten erweitert werden. Das Gesetz basiert auf der Annahme, dass im Wesentlichen ein Großteil des bisherigen Anlagenbestands fester Biomasse erhalten bleibt und 1 TWh zugebaut wird. Einige Anlagen befinden sich jedoch nicht mehr im aktuellen Förderregime (zwischen 2018 und 2019 ist die Erzeugung bereits um etwa 500 GWh gesunken). Der dafür vorgesehene Rohstoff (Biomasse fest) kann folglich bereits anderweitig verwendet werden. Es ist daher fraglich, ob Rohstoffe über die Laufzeit des EAGs vorhanden sind oder nicht anderen Produktionsprozessen entzogen werden müssten, um dem EAG zu genügen. Dies wäre jedenfalls zu vermeiden, bzw. vorab zu prüfen.

Zu §§ 20 und 27 Abs 1-2 - Anforderungen

Wenn eine Anlageninbetriebnahme nicht innerhalb der jeweils geltenden Frist erreicht wird, sollte, statt eines generellen Erlöschens von Zuschlägen, in der Verhältnismäßigkeit zum Projekt, ein Abschlag von der Marktprämie erfolgen. Zu kurze Projekterrichtungszeiten schrecken potentielle Anlagenhersteller sowie Anlagenerrichter ab bzw. werden Finanzierungen für Projekte mit großem (Termin-)Risiko nicht gewährt. Komplexe und nachhaltige Energieprojekte haben eine lange Wirkdauer und im Vergleich dazu relativ kurze Errichtungszeiten. Durch das Erlöschen eines Zuschlages wird das Errichtungsrisiko größer.

Zu § 22 Sicherheitsleistung

Hier wäre zu überlegen, für Eigenversorgungsanlagen unter 0,5 MW eine Ausnahme vorzusehen, da die Höhe der Erst- und Zweitsicherheit dazu führen könnte, dass insbesondere kleine PV-Anlagen nicht errichtet würden.

Zu §§ 30-34 - Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen

Zu § 33 - Abschlag für Freiflächenanlagen

Der Abschlag für PV-Anlagen auf Freiflächen ist aus Sicht der WKÖ abzulehnen.

Diese Regelung ist kontraproduktiv, da solche Anlagen zur 2030-Zielerreichung erforderlich sind. Moderne PV-Anlagen auf Freiflächen erfordern keine Bodenversiegelung und ermöglichen parallele landwirtschaftliche Nutzung, wobei die Teilbeschattung für bestimmte Pflanzen sogar vorteilhaft ist, PV-Module einen Witterungsschutz darstellen und den Bewässerungsbedarf reduzieren können.

Alternativvorschlag:

Um preistreibende Tendenzen hintanzuhalten, sollen bei PV-Anlagen und bei Windkraftanlagen im Rahmen der Festsetzung des Höchstpreises gemäß § 18 der Pachtzins für die Verpachtung von Grundstücken mit einem Höchstwert gedeckelt werden. Über diese Höchstgrenze

hinausgehende Kosten werden nicht in den Höchstpreis eingerechnet. Für die Standortgemeinde gibt es eine Rechtsgrundlage für Zuwendungen, ebenfalls mit einer Höchstgrenze. Alles darüber Hinausgehende ist zwar im Rahmen der Privatautonomie zivilrechtlich zulässig, aber im Kostenmodell nicht anrechenbar bzw. berücksichtigungsfähig.

Zu § 39 Abs 1 - Ausschreibungen für Windkraftanlagen ab 2024

Die Ausschreibung für Windkraftanlagen ab 2024 soll bereits jetzt verbindlich geregelt werden und darf keinesfalls von einer Evaluierung abhängig gemacht werden.

Zu §§ 44-50 - Antrag auf Förderung durch Marktprämie

Um einen effizienten Mitteleinsatz sicherzustellen, muss die Marktprämie reduziert werden, wenn Fördercalls überzeichnet sind. So kann mit dem Fördergeld mehr Wirkung erzielt werden.

Formulierungsvorschlag:

„Tritt bei einem Call eine Überzeichnung ein, wird der Preis beim nächsten Call um 10% gesenkt. Schöpft eine Technologie in einem Jahr ihr Kontingent nicht aus, wird ein Fünftel auf andere Technologien verteilt. Es wird jene Technologie gefördert, die den günstigsten Preis €/kWh hat.“

Zu § 46 - Anzulegender Wert (administrative Prämie)

Die WKÖ verweist in diesem Zusammenhang auf ihre Ausführungen in § 18 zur Festlegung der Höchstpreise.

Zu § 51 - Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biomasse

Eine Förderung von Biomasseanlagen für 30 Jahre erscheint dann nicht sinnvoll, wenn Biomasse zur Erzeugung von Grünem Gas wesentlich effizienter einsetzbar ist. Sollte es zur Festlegung von Nachfolgeprämien für feste Biomasse bis zum 30. Jahr kommen, sollten diese schrittweise mit verbesserten Anforderungen an die Effizienz (zB höherer Brennstoffnutzungsgrad, zB durch Prämienstaffelung) verknüpft werden. Außerdem sollte die Nachfolgeprämie niedriger sein als bisher. Weiters muss sichergestellt werden, dass die Abwärme-Nutzung aus Produktionsprozessen durch neue Biomassekraftwerke nicht konkurrenziert wird.

Zu § 53 - Wechselmöglichkeit für Photovoltaikanlagen, Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Anlagen auf Basis von Biomasse

Bei der vorgesehenen Wechselmöglichkeit für geförderte Anlagen nach dem Ökostromgesetz (ÖSG 2012) ist sicherzustellen, dass die Höhe der Gesamtförderung über die gesamte Laufzeit nicht höher ist als die ursprünglich für 13 oder 15 Jahre zugesagte Förderung. Andernfalls wird insbesondere bei der Windenergie das Repowering verhindert.

Zu § 55 - Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher

Hier sollte zusätzlich zum Angebotspreis auch der Eigenverbrauchsanteil der PV-Anlage als Reihungskriterium bei den Fördercalls aufgenommen werden. Bei Stromspeichern in Privathaushalten sollte die gemeinsame Nutzung, etwa im Rahmen einer Erneuerbaren Energie Gemeinschaft (EEG), Voraussetzung für einen Investitionszuschuss sein.

Da bisher nicht nachvollziehbare Differenzen bei den Kosten von stationären Stromspeichern und den Akkus von Elektroautos bestehen, sollte die Investitionsförderung bei jeder Ausschreibung an die Marktgegebenheiten angepasst werden.

Zu § 55 Abs 1 bzw. Abs 7

In § 55 Abs 1 wird definiert, dass die Neuerrichtung bzw. Erweiterung einer Photovoltaikanlage nur bis zu 500 kW_{peak} Engpassleistung einer Anlage durch Investitionszuschuss gefördert werden kann. Diese Deckelung hemmt jedoch den Ausbau von größeren PV-Anlagen, wie sie

etwa der Flughafen Wien plant, und wirkt daher negativ auf das Ziel der Bundesregierung, dass bis zum Jahr 2030 der Gesamtstromverbrauch zu 100 Prozent national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden soll. Die Herstellung/Bereitstellung der Infrastruktur für den Anschluss größerer Anlagen ist darüber hinaus effizienter möglich, als für eine Vielzahl kleinerer Anlagen.

Aus Sicht der WKÖ sollte die Deckelung der Investitionsförderung für Anlagen mit max. 500 kW_{peak}, zumindest für Anlagen, die ausschließlich für den Eigenverbrauch produzieren, gestrichen werden.

Sofern eine generelle Streichung des Deckels nicht möglich ist, sollte dieser zumindest in Anlehnung an den Investitionszuschuss für Wasserkraftanlagen (§ 56 Abs 1) bzw. für Windkraftanlagen (§ 57 Abs 1) auf 1 MW angehoben werden.

In § 55 Abs 1 wird weiter definiert, dass Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen nur gewährt werden können, wenn diese

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.*

Um das von der Bundesregierung definierte Ziel auch tatsächlich zu erreichen, sollte neben Deponien auch Flächen mit (sanierten) Altlasten iSd AISAG, sofern auf diesen Flächen keine uneingeschränkte landwirtschaftliche Nutzung (mehr) erfolgen kann, der Aufzählung hinzugefügt werden.

Zu § 57 - Investitionszuschüsse für Windkraftanlagen

Um zu verhindern, dass bestehende Windkraftanlagen, welche aus der Förderung fallen, vorzeitig abgebaut werden, müssen detaillierte Regelungen zum Repowering - etwa mit unterschiedlichen Höchstpreisen für Neuanlagen und Repowering - vorgesehen werden.

Zu § 64 EAG-Förderdatenbank

Um das Stromsystem als Ganzes und das Fördersystem im Detail in Zukunft, auf wissenschaftlicher Basis und empirischen Daten, weiterentwickeln zu können und Probleme adäquat adressieren zu können sind transparent verfügbare, umfassende Informationen notwendig. Die Förderdatenbank sollte daher öffentlich zugänglich sein. Es soll zudem geprüft werden, ob die Förderdatenbank um Produktions- und Anlagendaten erweitert werden kann, ohne Betriebsgeheimnisse zu verletzen.

Die Förderdatenbank ist durch die EAG-Förderabwicklungsstelle zu veröffentlichen und auf ihrer Webseite in elektronischer Form, in wissenschaftlich üblichen Datenformaten, zur Verfügung zu stellen und unter eine Creative Commons Lizenz zu stellen.

Zu § 69 - Erneuerbaren Förderpauschale

Die vorgesehene Aliquotierung der Ökostrompauschale ist eine langjährige Forderung der Wirtschaft zur Entlastung der Saisonbetriebe und wird daher begrüßt. Eine Nachschärfung ist jedoch notwendig:

§ 69 Abs 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 jeweilig 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.“

§ 69 Abs 6: Bei Schließungen von Betriebsstätten gemäß § 20 Epidemiegesetz 1950, BGBl. Nr. 186/1950, Pandemiegesetz und in vergleichbaren Fällen ist für den Zeitraum der Schließung keine Erneuerbaren-Förderpauschale zu entrichten.

Zu § 74 Abs 2 - Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG)

Die aus der RED II stammende Einschränkung der Teilnahme an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auf „kleine und mittlere Unternehmen“ erscheint ungerechtfertigt.

Zu § 75 Abs 1 - Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Elektrizitätsbereich

Die oben genannte Kritik betrifft auch die Einschränkung auf die Netzebenen 5-7.

Zu § 76 - Organisation des Betriebs und Netzzugangs

Es wird eine einfache Bedienbarkeit des Gründungsdokuments gemäß § 76 Abs 2 EAG (zB Erbringung von Nachweisen) und Digitalisierung der Dokumentenerfassung zur Entbürokratisierung und Nivellierung der Eintrittsbarriere gefordert:

- Einfache und digitale Auskunftserteilung durch Energieversorger, Auskunftspflicht binnen 14 Tagen, wenn kein digitales System vorhanden, womit zur Entbürokratisierung und Nivellierung der Eintrittsbarriere beigetragen wird.
- Eine Gründung der EEG sollte so einfach wie möglich sein, eine zwingende Beschreibung der Erzeugungs- und Speicheranlagen sollte zum Gründungszeitpunkt nicht zwingend notwendig sein. Diese Informationen sollten erst bei der „Anmeldung“ der EEG beim Netzbetreiber erforderlich werden.

Zu § 80 - Herkunftsnachweise

Wir ersuchen um verständliche Erklärung des Systems und Verankerung nicht nur in den Erläuterungen, sondern auch im Gesetzestext. Es ist nicht nachvollziehbar, aus welchem Grund Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits in Betrieb sind nicht auf die Grün-Gas-Quote anrechenbar sind. Dies ist diskriminierend und macht es noch schwerer, bei nicht ausreichend vorhandenen Mengen an erneuerbaren Gasen aus österreichischer Produktion, die Anforderungen der Quote zu erfüllen. Für verpflichtete Unternehmen hat das Strafbzahlungen zur Folge.

Zu § 80 Abs 1

Die Größe/Einheit sollte an die Werte, die von Netzbetreiber benutzen werden, angepasst sein: „...gilt standardmäßig für 1.000 kWh...“. Die Untergliederung bis zur dritten Nachkommastelle würde sich erübrigen, wenn man auf 1.000 kWh abstellt.

Zu § 80 Abs 2 Verfallsdatum HKN Gas

Die Gültigkeitsdauer der HKN von nur 12 Monaten ist nicht zu akzeptieren. Biomethan wie auch andere Formen von erneuerbaren Gasen sind speicherbar, eine Befristung ist daher nicht notwendig. Hier muss der Unterschied zwischen Strom und Gas anerkannt werden. Außerdem würde die Befristung das im Sommer produzierte Biomethan benachteiligen, da im Sommer der Bedarf an Gas sinkt.

Zu § 80 Abs 4

Die Wortfolge „...nachweislich diesem Käufer zu überlassen“ ist zu unbestimmt. Es stellt sich die Frage, wer den HKN überlassen muss (der Händler oder der Anlagenbetreiber oder der Verkäufer?).

Zu § 81 Abs 3 - Anerkennung von HKN aus anderen Staaten

Abs 3 sollte nicht als „Kann-Bestimmung“ sondern verpflichtend ausgeführt werden, da dies zu mehr Rechtssicherheit für alle Beteiligten führt (zumindest für EU/EWR-Staaten sollte dies gelten).

Zu §§ 82 und 83 - Grüngassiegel und Grüngaszertifikate für Gase, die nicht in das öffentliche Netz eingespeist werden

Wir verstehen den Sinn und Zweck der HKN (für erneuerbare „Grid-Gase“ und „grün zertifizierte Inselgase“) mit Grüngassiegel ausschließlich darin, dass diese Kombination notwendig ist für eine Quotenanrechnung.

Zu § 82 - Grüngassiegel

Beim Verweis auf § 6 Abs 1 (Nachhaltigkeitskriterien für Treibhausgaseinsparungen für flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe) fehlt die Erwähnung der Erzeugung von erneuerbarem H₂ aus der Elektrolyse als anrechenbar. Wir ersuchen um eine Ergänzung. Außerdem fehlt eine Erläuterung darüber, wie man ein Grüngassiegel erhält und wer dies vergibt.

Zu § 83 Abs 5 (siehe dazu auch § 80 Abs 2)

Die Gültigkeitsdauer der HKN von nur 12 Monaten ist nicht nachvollziehbar und daher zu streichen. Biomethan wie auch andere Formen von erneuerbaren Gasen sind speicherbar, eine Befristung ist daher nicht notwendig. Es sollte der Unterschied zwischen Strom und Gas anerkannt werden.

Zu § 84 - Anrechnung und Nachweis der Grün-Gas-Quote

Der in Abs 3 Z 2 angeführte Ausschluss von Biomasse aus industriellen Produktionsprozessen ist nicht nachvollziehbar. Zur Erreichung des Erneuerbaren-Ausbau-Ziels sollten alle Formen der Biogasherstellung in Betracht gezogen werden, um das gesamte vorhandene Potenzial auszuschöpfen. Weiters ist nicht nachvollziehbar warum Grüngaszertifikate nicht an Dritte übertragbar sein sollen.

Generelle Anmerkung zum Thema Grünes Gas

Im Begutachtungsentwurf wird zwar auf eine Quote von „Grünem Gas“ hingewiesen, jedoch ohne auf eine exakte Definition und entsprechende nähere Regelungen einzugehen. Sollte die Quotenverpflichtung für Gasversorger wieder in das EAG aufgenommen und ein neues Fördersystem zum Markthochlauf von Grünem Gas vorgesehen werden, muss dies vorab mit allen betroffenen Stakeholdern abgestimmt werden. Um große Gaskunden nicht übermäßig zu belasten, sollte die Kostentragung - so wie bei der Förderung von erneuerbarem Strom - an den Gas-SNE ausgerichtet werden.

Um den - für die Dekarbonisierung der Gesellschaft - dringend notwendigen Bestand des Gasnetzes auch in Zukunft zu sichern, sollte Grünes Gas neben Produktionsprozessen unbedingt auch für die Bereitstellung von Raumwärme im Privatbereich eingesetzt werden können.

Zu § 85 - besondere Bestimmungen für erneuerbare für Fernwärme und Fernkälte

Betreiber von Fernwärme- oder Fernkälteanlagen mit mehr als 1 000 Kunden sind verpflichtet, am Ende jedes Geschäftsjahres eine Aufschlüsselung über die Herkunft der eingesetzten Energie zu melden. Dabei ist wichtig festzuhalten, dass sich der Kundenbegriff aus unserer Sicht einerseits auf Hausanschlüsse und andererseits auf Anschlüsse von gewerblichen/indust-

riellen Kunden beziehen muss. Betroffene Fernwärmeanlagen müssen in einem zusammenhängenden Fernwärmenetz sein. In weiterer Folge ist damit unklar, wie die Angabe des Zählpunktes zu erfolgen hat, weil eine Gas-KWK Anlage in der Regel 2 Zählpunkte (Strom und Gas) hat. Hier sind Präzisierungen vorzunehmen.

Beim Primärenergieeinsatz von Fernwärme- und -kältesystemen geht es primär um Anlagentechnik. Dies steht in einem engen Zusammenhang mit dem gewerblichen Betriebsanlagenrecht. Insofern wäre hier eine Zuständigkeit der Bezirksverwaltungsbehörde, der Magistrats- bzw. der Landesbehörde naheliegend, zumal diese vor Ort angesiedelt ist und Zugriff auf den umfangreichen Sachverständigenapparat hat. Da Anlagenbescheide, regelmäßige Schadstoffemissionsprüfungen, usw. ohnehin bereits von der Verwaltungsbehörde erlassen werden, ist im Sinne der Verwaltungsvereinfachung auch gleich die Überprüfung der Richtigkeit der Angaben über die Herkunft der in den Anlagen verwendeten Brennstoffe den BHs zu übertragen.

Daher schlagen wir folgende Änderung vor:

§ 85

(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 für ihren Unternehmenssitz zuständigen Verwaltungsbehörde 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 oder den Kunden einmal jährlich auf oder als Anhang zur Jahresabrechnung zur Verfügung gestellt werden.

~~*(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.*~~

Zu § 85 Abs 5

Betreiber von Fernwärmeanlagen müssen sich in der Herkunftsnachweisdatenbank registrieren. Der Begriff der Fernwärmeanlage ist durch die Ausführungen des § 85 nicht eindeutig definiert. In Frage kommen zB

- das Fernwärmenetz
- die Summe der Erzeugungsanlagen inklusive dem Fernwärmenetz, oder
- die jeweils einzelne Anlage (Energiequelle) die in das Fernwärmenetz einspeist

In weiterer Folge ist damit unklar, wie die Angabe des Zählpunktes zu erfolgen hat, weil eine Gas-KWK Anlage in der Regel 2 Zählpunkte (Strom und Gas) hat. Hier sind Präzisierungen vorzunehmen.

Zu § 86 und § 87 - EAG-Monitoringbericht

Die WKÖ begrüßt die regelmäßige Erstellung eines Monitoringsberichts mit entsprechenden Berichtspflichten an den Energiebeirat sowie den Nationalrat.

Zu § 89 - Transparenz und Veröffentlichung gewährter Förderungen

Die Grenze für die Veröffentlichung der gewährten Förderung ist mit 100.000 Euro zu hoch angesetzt und sollte entsprechend verringert werden.

Zu § 90 - Integrierter Netzinfrastrukturplan

Der integrierte Netzinfrastrukturplan soll durch das BMK erstellt werden. Aus Sicht der verbundenen Netze (Strom und Gas) macht dies Sinn, sofern die betroffenen Unternehmen rechtzeitig eingebunden werden und Strom in der Praxis nicht Vorrang vor Gas erhält.

Zu § 90 Abs 2

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

Z 2. Durch zusammenschauende Betrachtung sowie sektorenübergreifende Bedarfserhebung sollen bei der Planung, Errichtung und dem Betrieb von Infrastruktur spezifische Wechselwirkungen und Synergien zwischen Energieträgern, Erzeugungs- und Verbrauchssektoren genutzt werden.

(neu) Z 5. Bestehenden Gas- und Stromspeicheranlagen sind in der Bereitstellung von Systemflexibilität der Vorzug gegenüber Netzerweiterungen zu geben, wenn dadurch eine höhere Kosteneffizienz erreicht werden kann.“

Begründung: Die Anforderung in Art 32 der Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 zu gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt wird auf alle bestehenden Gas- und Stromspeicheranlagen erweitert, wenn diese kostengünstiger sind als Investitionen in neue Netzinfrastuktur. Damit sollen der Netzplanung Anreize geschaffen werden, die Kosteneffizienz des gesamten Energiesystems sektorenübergreifend zu erhöhen. Über diese Grundsatzbestimmung sollen auch Anreize für vermiedenen Netzinvestitionen in der Entgeltregulierung für Netzbetreiber geschaffen werden sofern die Einbeziehung von bestehenden Strom- und Gas-speicheranlagen eine kosteneffizientere Engpassbeseitigung ermöglicht.

Zu § 90 Abs 5

Vorschlag: (5) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie erstellt den integrierten Netzinfrastukturplan auf Basis des gemäß § 37 ElWOG 2010 erstellten Netzentwicklungsplan, dem gemäß § 63 GWG 2011 erstellten koordinierten Netzentwicklungsplan und der gemäß § 22 GWG 2011 erstellten langfristige Planung sowie mit Daten über potentielle Einspeisepunkte bzw. Eignungszonen für erneuerbare Gase gemäß § 18 Abs 1 Z 12a GWG 2011

Begründung: Ein integrierter Netzinfrastukturplan ist nur dann „integriert“, wenn die existierenden Planungsinstrumente und deren Ergebnisse den NIP bilden. Eine Kann-Bestimmung, wie im vorliegenden Entwurf vorgesehen, ist dafür nicht ausreichend.

Zu §§ 91 und 92 - Umweltprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung

Die Praxistauglichkeit dieses Prozesses, vor allem hinsichtlich der grenzüberschreitenden Konsultationen, ist fraglich. Regelungsgegenstand ist jedoch die Umsetzung von EU-Recht. Die Möglichkeit einer effizienteren Vorgehensweise ist zu prüfen.

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

Laut Entwurf ist geplant, dass Betreiber einer Anlage im Sinne des EAG einen Abnahmevertrag mit einem Stromhändler abschließen müssen. Können sie diesen Abschluss nicht nachweisen, wird eigens vom Bilanzgruppenkoordinator ein Stromhändler zugewiesen. Gemäß § 93 Abs 5 des vorliegenden Entwurfs ist ein Stromhändler in diesem Fall verpflichtet einen Abnahmevertrag zum Referenzmarktpreis abzuschließen.

Das EAG sieht somit in dieser Konstellation einen Kontrahierungszwang vor. Diese Bestimmung wird kritisch gesehen, da diese Verpflichtung gegen die Privatautonomie der betreffenden Stromhändler verstößt.

Zu § 94 und 95 - Servicestelle für erneuerbare Gase

Auch diese Bestimmungen greifen voraus und sind daher ersatzlos zu streichen.

Artikel 2: Novelle des Ökostromgesetzes 2012

Zu § 57e - Übergangsbestimmungen

Gemäß den Erläuterungen soll das bisherige Fördersystem bestehend aus Ökostrom-Pauschalen und Ökostrom-Förderbeiträgen grundsätzlich beibehalten und die vom Netzbetreiber einzuhebenden Fördermittel als „Erneuerbaren-Ausbau-Pauschalen“ und „Erneuerbaren-Ausbau-Förderbeiträge“ weitergeführt werden.

Derzeit werden vom Netzbetreiber noch bis 31.12.2023 Biomasseförderbeiträge (Rechtsgrundlage: Biomasseförderungs-Grundsatzgesetz und Biomasseförderungs-Ausführungsgesetze der Länder) eingehoben. Der Biomasseförderbeitrag wird als Zuschlag zum Netzentgelt „proportional zum Ökostrom-Förderbeitrag gemäß § 48 ÖSG“ definiert (vgl. § 6 Abs 1 Biomasseförderung-Grundsatzgesetz und § 13 BFG Wien/NÖ). Um einen Leerverweis nach Außerkrafttreten des § 48 ÖSG 2012 zu vermeiden, sollte § 6 BFG mit einem Verweis auf § 71 EAG adaptiert werden.

Für die Berechnung des Biomassezuschlags im Jahr 2021 wird vorläufig die Ökostromförderbeitragsverordnung maßgeblich sein (diese gilt gemäß § 98 Abs 4 EAG weiter). Obwohl zwar die §§ 44 bis 49 aufgehoben werden sollen, nicht jedoch der § 17, ist nicht klar, ob in Zukunft für zum Zeitpunkt des Inkrafttretens der Novelle kontrahierte Ökostromanlagen mangels Fördermittel überhaupt Nachfolgeverträge gemäß § 17 abgeschlossen werden können. Die Klärung dieses Punktes ist relevant, um zu prüfen, ob eine Anlage, die aktuell gemäß ÖSG 2012 kontrahiert ist, noch einen Nachfolgetarif gemäß ÖSG 2012 erhalten kann oder ob sie dazu ggf in das EAG (und dortige Nachfolgeregelung) wechseln müsste.

Artikel 3: Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes 2010

Zu § 16b Bürgerenergiegemeinschaften:

Über die Energiegemeinschaften hinaus wäre es im Sinne der erneuerbaren Zielsetzungen sinnvoll, wenn eine niederschwellige Möglichkeit eines Peer-to-Peer Handels gesetzlich ermöglicht wird („Lieferant light“). Energie von privaten Erzeugern kann so direkt einem privaten Kunden verkauft werden, ohne dass die komplexen Voraussetzungen für Energiegemeinschaften erfüllt sein müssen.

Zu § 22a - Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom und Wasserstoff oder synthetisches Gas

Es wäre zu prüfen, ob diese Bestimmungen mit dem Prinzip des Unbundling vereinbar sind.

Zu Abs 1 Z 2 schlagen wir folgende Änderung vor:

“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 und/oder das produzierte Synthetische Gas ebenso in Reinform abzugeben, und...”

Zu §§ 23a - 23d - Netzreserve

Das bestehende Stromnetz ist über viele Jahrzehnte gewachsen und stammt zum größten Teil noch aus der Zeit vertikal integrierter Versorger. Durch den stetigen Ausbau von erneuerbaren Energien, sprich Dezentralisierung der Energiebereitung, steigen die Volumen der Stromflüsse markant an, wodurch vermehrt Netzengpässe auftreten. Dies spiegelt sich in steigenden Kosten für Engpassmanagement und Redispatch wider und führt u.a. zu Mechanismen wie der Netzreserve, welche vor allem die lokale Versorgungssicherheit stützen sollte. Gerade in diesen Zeiten, ermöglicht eine einfache, flexible und praktikable Verbrauchssteuerung von Unternehmen (verschieben von Lasten, temporäre Verbrauchsreduktion oder ggf. auch temporäre Verbrauchsanhebung) einen zusätzlichen Ausgleich zwischen Einspeisung und Verbrauch

und gewährleistet eine sichere Stromversorgung. Die WKÖ begrüßt die Möglichkeit der Einbindung von größeren Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in die Netzbewirtschaftung. Der Begutachtungsentwurf zum EAG enthält jedoch nach wie vor hemmende Mechanismen, die eine Teilnahme von Unternehmen erschweren. Künftige Regelungen sollten daher einen Anreiz für netzdienliches Verhalten bieten.

Des Weiteren sollte in Betracht gezogen werden, für die Speicherung von Energie in Industrie (-Prozessen) einen Anreiz zu schaffen und in die Netzbewirtschaftung mit einzubinden. Beispielsweise gibt es in Deutschland die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), welche der Industrie Anreize bietet, ihren Gesamtprozess abzuschalten und somit netzdienlich zu wirken.

Zu § 23a - Anzeigepflichten und Systemanalyse

Die erweiterte Teilnahme an der Netzreserve für Erzeugungsanlagen wird aus Gründen der Versorgungssicherheit grundsätzlich begrüßt. Die vorgesehene Meldung einer temporären, saisonalen oder endgültigen Stilllegung der Anlage bzw. von Teilkapazitäten der Anlage an den Regelzonenführer erschwert jedoch die Teilnahme für produzierende Unternehmen. Für Unternehmen, die Netzreserve bereitstellen möchten, sollte eine zusätzliche, kurzfristige, flexible und praktikable Lösung gefunden werden. Zudem wird befürchtet, dass eine Stilllegung zu erheblichen Aufwendungen bei einer neuerlichen Inbetriebnahme führen könnte.

Zu § 23b - Beschaffung der Netzreserve

Gemäß Abs 1 Z 2 können Entnehmer mit mindestens 1 MW Engpassleistung nur dann in die Netzbewirtschaftung eingebunden werden, wenn sie ihren Verbrauch durch die Anpassung ihrer Verbrauchsanlagen temporär, zumindest aber für 12 Stunden, reduzieren oder zeitlich verlagern können.

In Zeiten von vermehrter Nutzung volatiler Erneuerbarer ermöglicht eine einfache, flexible und praktikable Verbrauchssteuerung der Industrie (verschieben von Lasten, temporäre Verbrauchsreduktion oder ggf. auch temporäre Verbrauchsanhebung) einen stabilen Ausgleich zwischen Einspeisung und Verbrauch und gewährleistet eine sichere Stromversorgung. Daher begrüßen wir grundsätzlich die Möglichkeit Entnehmer in die Netzbewirtschaftung einzubinden, lehnen jedoch eine Mindestzeitspanne von 12 Stunden ab. Eine praktikablere Lösung ist hierbei durch deutlich flexiblere Handhabe ohne oder mit verkürzter Mindestzeitvorgabe zu schaffen (Verkürzung auf eine Stunde oder zumindest auf die durchschnittliche Zeit eines Engpassereignisses).

Zu § 23b Abs 1 Z 3 - Aggregatoren

Wir begrüßen die Möglichkeit zur Bildung von Aggregatoren, jedoch sollte die Ausgestaltung anhand den zuvor beschriebenen Punkten erfolgen.

Zu § 58a Abs 2 - Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten

Wir schlagen folgenden ergänzenden Pkt. 9 vor: *„Nutzung elektrischer Energie zur Dekarbonisierung von industriellen Anwendungen und Prozessen“*.

Zu § 72 Abs 3 - Herkunftsnachweis für Strom aus fossilen Energiequellen

Wir ersuchen um Aufnahme einer Ausnahme von Notstromaggregaten von der Registrierungspflicht. Die vorgesehenen Maßnahmen sind für Notstromaggregate nicht verhältnismäßig.

Zu § 111 Abs 3 - Übergangsbestimmung

Es sollte evaluiert werden, ob bzw. in welcher Höhe die angesprochenen Netzentgelt- bzw. Abgabebefreiungen einen Beitrag zur Erreichung eines wirtschaftlichen Betriebs leisten. Falls das signifikant wäre, könnte als Anshub eine zeitlich befristete Befreiung (zB 5 oder 10 Jahre) überlegt werden. Keinesfalls darf es eine „never ending“-Befreiung geben, da dann

beispielsweise die verbleibenden zahlenden Netzbenutzer immer weniger werden und somit mit immer höheren Kosten belastet werden.

Zu Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG)

Zusätzlich zur „gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage“ müssen im EIWOG auch die „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“ geregelt werden. Für EEG muss klar sein, dass der direkte Anschluss einer EEG an Anlagen im Eigentum des Netzbetreibers oder die Durchleitung von eigenerzeugter Energie durch Anlagen des Netzbetreibers an teilnehmende Berechtigte möglich ist.

Artikel 4: Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes 2011

Im EAG-Paket fehlen die wesentlichen Bestimmungen zu erneuerbaren Gasen, daher ist uns eine umfassende Beurteilung der vorliegenden „Schnittstellen“ für Grünes Gas ohne vollständiges Gesamtkonzept nicht möglich. Alle Marktteilnehmer inklusive der Endkunden haben größtes Interesse daran, dass die gesetzlichen Bestimmungen und Regelungen klar, eindeutig und zweckdienlich sind.

Ein derart wesentliches neues Instrument am österreichischen Energiemarkt muss jedenfalls auf einer Optionenanalyse und einer umfassenden Kosten-Nutzen-Bewertung basieren und kann nur im Gesamtkontext im Rahmen eines Grün-Gas-Pakets beurteilt werden. Marktnähe und wettbewerbliche Anreizmodelle, Technologieoffenheit, Netzdienlichkeit und Versorgungssicherheit, Kostentransparenz, die Stärkung heimischer Wertschöpfung sowie die Vermeidung nicht zu rechtfertigender Mehrkosten sind dafür wesentliche Eckpunkte. Eine undifferenzierte Kostenüberwälzung direkt proportional zum Gasverbrauch ist strikt abzulehnen, da dies energieintensive, im internationalen Wettbewerb stehende Betriebe zu stark belasten würde.

Heikel ist die ganzheitliche Konzeption der Verwendung von Biomasse als Beitrag zur Energiewende und die Frage, ob Biomasse (Reststoffe) in Wärmenetzen dezentral eingesetzt oder in „Holzgas“ umgewandelte Biomasse ins Erdgasnetz eingespeist werden soll. Auch die Mengenströme und Verfügbarkeit der Rohstoffe ist mehr als beachtlich und kann sich auf die anderen Märkte massiv auswirken.

Das Ziel der Entwicklung einer klimaneutralen, dekarbonisierten und sektorgekoppelten Energieversorgung ist im Sinne einer effizienten Umsetzung bestmöglich zu organisieren und zu strukturieren. Daher sollen auch die im GWG zu begutachtenden Bestimmungen bzgl. erneuerbare Gase (insb. die §§ 129b bis 130 - Herkunftsnachweise und § 133a) aus dem Paket herausgelöst und erst gemeinsam mit dem Grün-Gas-Paket begutachtet werden.

Unter diesem Vorbehalt nehmen wir - soweit möglich - zu den einzelnen Bestimmungen Stellung. Weiters bringt der Fachverband Gas-Wärme hiermit zum bestehenden GWG Änderungsvorschläge ein, die größtenteils bereits bei der ÖSG-Novelle 2017 eingebracht wurden, aber nicht mehr berücksichtigt werden konnten.

Zu § 7 - Definition von Erneuerbaren Gasen

Die Definitionen geben lediglich die Begriffsbestimmungen der Gaskennzeichnungsverordnung der E-Control wieder. Dekarbonisierte Gase sollten jedoch zur besseren Unterscheidung nicht als Teil der „sonstigen Gase“, sondern als eigener Begriff definiert werden, da diese Gase (einschließlich kohlendioxidarmes Gas) ebenfalls wesentlich zur Erreichung der Reduktion der Treibhausgase beitragen.

Weiters sollte statt „erzeugtem bzw. hergestelltem“ Wasserstoff besser von „umgewandeltem“ Wasserstoff gesprochen werden, da die „Erzeugung“ im EIWOG bzw. GWG als eigener

Begriff bereits für andere Tätigkeiten belegt und zudem beim chemischen Prozess ein Ausgangsstoff nur in seine Bestandteile (ua Wasserstoff) zerlegt wird. Die am weitesten entwickelten Verfahren sind das Reformierungsverfahren und die Wasser-Elektrolyse, daneben wird in Zukunft auch die Pyrolyse eine Rolle spielen:

- a) Bei der Elektrolyse wird Wasser unter Einsatz von Strom in die Bestandteile Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) zerlegt. Dabei wird die elektrische in chemische Energie umgewandelt und im Wasserstoff gespeichert;
- b) Beim Reformierungsverfahren wird fossilen Energieträgern (hauptsächlich Erdgas) der Wasserstoff abgespalten;
- c) Bei der Pyrolyse wird Erdgas ohne Kohlendioxidemissionen in CO₂-neutralen Wasserstoff und den wichtigen Rohstoff Kohlenstoff (Carbon, Graphit, etc.) aufgespalten.

Daher schlagen wir zu § 7 Abs 1 und 4 folgende Ergänzungen sowie Änderungen vor:

6a. „dekarbonisiertes Gas“ Wasserstoff, der mittels Erdgas oder synthetischem Gas auf Basis von Erdgas als Energieträger umgewandelt wurde und bei dessen Umwandlung durch technische Maßnahmen das Entstehen von daraus resultierenden Kohlendioxid-Emissionen, soweit technisch möglich, dauerhaft unterbunden oder reduziert wurde;“

16a. „erneuerbares Gas“ erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich auf erneuerbaren Energieträgern gemäß § 5 Abs 1 Z 13 ÖSG 2012 basiert, oder synthetisches Gas, das auf erneuerbarem Wasserstoff basiert;“

16b. „erneuerbarer Wasserstoff“ Wasserstoff ausschließlich umgewandelt mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gemäß § 5 Abs 1 Z 13 ÖSG 2012 oder aus erneuerbaren Energieträgern gemäß § 5 Abs 1 Z 13 ÖSG 2012;“

61a. „synthetisches Gas“ Gas, das auf Wasserstoff basiert;“

Zu § 7 Abs 4

„Soweit in diesem Bundesgesetz auf die Begriffe Erdgas, Gas oder biogene Gase Bezug genommen wird, sind darunter *auch erneuerbare Gase, dekarbonisierte Gase, sonstige Gase und Gasgemische, die den geltenden Regeln der Technik für Gasqualität entsprechen*, zu verstehen.“

Zu § 129b - Herkunftsnachweise für Gas

Einleitend ist festzuhalten, dass eine Regelung über Herkunftsnachweise derzeit verfrüht ist und erst in Kombination mit den gesamten Regelungen zu Grünem Gas in Abstimmung mit den betroffenen Stakeholdern erfolgen soll. Vor allem sollte kein neues (drittes) Nachweisregister für Gas bei der E-Control eingerichtet werden, sondern eine Fortführung bzw. Überleitung des aktuellen Biomethannachweisregisters des Bilanzgruppenkoordinators gewährleistet sein. Dies ist zur Vermeidung von Mehrfachstrukturen und insbesondere im Hinblick auf bestehende Anlagen bzw. Produkte auch künftig unerlässlich.

Mit dem 2012 vom Bilanzgruppenkoordinator (BKO, Clearingstelle) eingerichteten „Biomethan Register Austria“ steht ein nachvollziehbares, gesichertes Dokumentationssystem für ins Erdgasnetz eingespeiste Biomethanmengen zur Verfügung (inklusive Ausstellung von Biomethannachweise und deren Übertragung an die Abwicklungsstelle für Ökostrom gemäß Ökostromgesetz).

Dieses etablierte System kann für weitere Aufgaben entsprechend der im EAG und GWG vorgesehenen Gaskennzeichnung bzw. Herkunftsnachweise leicht erweitert werden.

Es ist daher unverständlich, warum die Regulierungsbehörde als zuständige Stelle für Ausstellung, Übertragung und Entwertung der Herkunftsnachweise benannt wird und somit ein drittes Nachweisregister neu eingerichtet werden soll. Somit bestünden drei Parallelsysteme:

1. für die Verstromung (Zuständigkeit des BKO mit Biomethanregister),
2. für den Einsatz als Biokraftstoff (Zuständigkeit des UBA mit Nachhaltigkeitsnachweisregister),
3. zur Gaskennzeichnung (Herkunftsnachweisregister der E-Control).

Um Fehlentwicklungen (Parallelsysteme, Gefahr von Doppelmeldungen von Mengen, unnötige Kosten) zu vermeiden, schlagen wir daher vor,

- die operative Tätigkeit (Registrierung, Dokumentationssystem, Ausstellung und Stilllegung sowie Handel von Nachweisen) dem Bilanzgruppenkoordinator zu übertragen, dessen Nachweisregister für diese zusätzlichen Aufgaben leicht adaptiert werden kann.
- Der Regulierungsbehörde soll hingegen die regulatorische Aufsicht (zB Überwachung der Richtigkeit des Versorgermixes gemäß § 130) zukommen. Sie erhält vom BKO über eine Schnittstelle die dafür erforderlichen Daten.

Die konkrete Ausgestaltung des Nachweissystems sollte jedenfalls erst im Rahmen des Gesamtkonzeptes für erneuerbares Gas geregelt werden. Sollte dennoch an einem dritten Nachweissystem bei der E-Control festgehalten werden, müssten zumindest folgende Änderungen vorgenommen werden:

Zu § 129b Abs 2

Völlig unklar ist, warum sich - im Gegensatz zu § 78 Abs 2 EAG - neben den Anlagen zur Produktion erneuerbarer Gase auch (alle sonstigen ans öffentliche Netz angeschlossenen) Gasanlagen in der Herkunftsdatenbank der E-Control registrieren müssen. Somit wären auch Verbrauchsanlagen von Endkunden (immerhin 1,3 Mio Zählpunkte) erfasst. Dies ist ein völlig unverhältnismäßiger bürokratischer Aufwand und es bedarf daher (entsprechend § 78 EAG) folgender Richtigstellung:

„(2) An das öffentliche Netz angeschlossene ~~Gasanlagen und~~ Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Gase sind vom Anlagenbetreiber, [...]“

Zu § 129b Abs 3

Eine Information des Bilanzgruppenkoordinators kann nicht beim Netzzutritt, sondern soll zum Zeitpunkt der Registrierung der Produktionsanlage für erneuerbare Gase im Bilanzgruppensystem erfolgen. Zudem ist abzulehnen, dass Netzbetreiber Anlagenbetreiber hinsichtlich der Erfüllung ihrer Registrierungs-pflichten kontrollieren und melden sollen. Dies ist bzw. kann jedenfalls keine Netzbetreiberaufgabe sein.

„(3) Der Bilanzgruppenkoordinator hat Anlagenbetreiber ~~beim Netzzutritt über deren Registrierungspflicht in der Herkunftsnachweisdatenbank zu informieren. Fehlende oder mangelhafte Eintragungen sind vom Netzbetreiber an die Regulierungsbehörde zu melden.~~“

Zu § 129b Abs 4

Eine zwingende Meldung aller Produktionsmengen kann zu Mehrfachzählungen insbesondere beim BKO (für die spätere Dokumentation von Ökostromförderungen) und einem Herkunftsnachweisregistersystem der Regulierungsbehörde führen. Es soll weiterhin im Ermessen des Produzenten liegen, für welchen Zweck die Biomethanmengen eingesetzt werden. Wir schlagen daher folgende Änderung vor:

„4) Der Bilanzgruppenkoordinator hat auf Verlangen des Anlagenbetreibers durch ~~monatliche~~ Einmeldung der in das öffentliche Netz eingespeisten Gasmengen in der Herkunftsnachweisdatenbank die Ausstellung von Herkunftsnachweisen durch die Regulierungsbehörde anzufordern.“

Zu § 129b Abs 5

Dieser Absatz greift der Erweiterung der europäischen Norm CEN – EN 16325 entsprechend des Art 19 Abs 6 der Richtlinie EU 2018/2001 vor, welcher noch in Ausarbeitung ist und keine Finalisierung bis zum geplanten Inkrafttreten des EAG-Paketes wahrscheinlich ist.

Wir empfehlen daher auf eine Umsetzung der europäischen Norm zu warten, um Marktteilnehmer nicht unnötige Kosten für Systemerweiterungen auszulösen, welche folglich wieder geändert werden müssen.

Zu § 129b Abs 7

Dass auch nicht entwertete Herkunftsnachweise für erneuerbare Gase spätestens 18 Monate nach der Produktion verfallen sollen, ist im Hinblick auf die zukünftige sektorgekoppelte Energiewirtschaft jedenfalls ein zu kurzer Zeitraum. Dadurch entsteht das Risiko, dass bereits erzeugte Zertifikate wertlos werden und zu einem wesentlichen wirtschaftlichen Schaden für die Inhaber führen würde.

Da die besonderen gaswirtschaftlichen Gegebenheiten inklusive (langfristiger und großvolumiger) Speicherbarkeit in der Netzinfrastruktur als auch in Speicheranlagen eine starke saisonale Komponente haben, muss ermöglicht werden, dass ein Herkunftsnachweis auch bei längerer Speicherdauer von erneuerbarem Gas seine Gültigkeit behält. Aufgrund dieser Besonderheit von erneuerbarem Gas gegenüber anderen erneuerbaren Energien sollte auf einen deutlich längeren Zeitraum abgestellt werden, beispielsweise durch eine Hemmung der Frist für die Dauer der Einspeicherung.

Als bevorzugter Ansatz sollte analog zu § 8a Stromkennzeichnungsverordnung (Nachweisen für elektrische Energie durch Pumpspeicherkraftwerke) eine derartige Regelung auch für erneuerbare Gase vorgesehen werden, wenn sie in einen Gasspeicher ein- und wieder ausgespeichert werden. Durch Einrichtung eines eigenen Kontos mit Mengenbilanzierung wird sichergestellt, dass die gleichen Mengen an erneuerbarem Gas eingesetzt werden.

Entsprechend diesem Vorschlag sollte in § 129b Abs 7 zumindest die folgende Ergänzung aufgenommen werden:

„(7) Herkunftsnachweise gelten zwölf Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Ein Herkunftsnachweis ist nach seiner Verwendung zu entwerten. Herkunftsnachweise, die nicht entwertet wurden, werden spätestens 18 Monate nach der Erzeugung der entsprechenden Energieeinheit mit dem Status „verfallen“ versehen. Für erneuerbares Gas, welches in Speicheranlagen gelagert wird, gilt der Zeitpunkt der Entnahme im Ausspeisepunkt als Beginn der Produktion.“

Zu § 129b Abs 8

Über den Zweck des Versorgermixes hinaus (gemäß Art 19 RED II sind dafür keine Nachhaltigkeitskriterien gemäß Art 29 erforderlich) sieht § 129b Abs 8 auch das Grüngassiegel gemäß § 82 EAG vor, das den Nachhaltigkeitskriterien des § 6 EAG entsprechen muss.

Dieses Erfordernis ist daher aus der Liste der Angaben zu streichen.

Zu § 129 c - Anerkennung der Herkunftsnachweise aus anderen Staaten

Zu § 129c Abs 1

Die Kompetenzermächtigung für die Energie Control Austria (ECA) ist zu wenig bestimmt. Es stellt sich beispielsweise die Frage, was unter „ergänzende Anforderungen“ zu verstehen ist. Die Herkunftsnachweise der anderen Staaten sollen generell so angepasst werden, dass es keine über die innerstaatlichen Obliegenheiten hinausgehende Anforderungen gibt. Dies sollte jedenfalls in Bezug auf EU-Mitgliedsstaaten und EWR-Staaten gelten.

Zu § 129c Abs 2

Es wird ersucht, dass die ECA diese Liste der Länder mit Abkommen veröffentlichen muss.

Zu § 129c Abs 4

Die Kann-Bestimmung soll in eine Muss-Bestimmung umgeändert werden, damit mehr Rechtssicherheit gegeben ist.

Zu § 130 GWG

Für den Versorgermix (Nachweis des Anteils erneuerbarer Energien gegenüber Endkunden durch Herkunftsnachweise) sind gemäß Art 19 RED II, der die Herkunftsnachweise regelt, keine Nachhaltigkeitskriterien (gemäß Art 29) erforderlich. Es ist daher völlig unverständlich, warum ein Herkunftsnachweis nach § 129b Abs 8 GWG auch ein Grüngassiegel als Angabe umfassen muss und in § 130 Abs 2 für den Versorgermix eine verpflichtende Darstellung der Umweltauswirkungen gefordert wird. Diese Erweiterungen sollten gestrichen werden.

Durch die vorgesehene Streichung des derzeitigen § 130 Abs 10 GWG entfällt die Mengengrenze von 30 Mio. m³ für die verpflichtende Gaskennzeichnung (Versorgermix) auf Rechnungen und Werbematerial. Aufgrund des aktuell noch geringen Marktanteils von erneuerbarem Gas ist ein Ausweis im Versorgermix bloß im Promillebereich nicht sinnvoll und kann sogar kontraproduktiv für die Akzeptanz von erneuerbarem Gas sein.

Für die praktische Umsetzbarkeit ist weiterhin eine Übergangsbestimmung - entsprechend dem derzeitigen § 130 Abs 10 - erforderlich.

Zu § 130 Abs 2

Die Darstellung der Umweltauswirkungen ist nach Art 19 RED II nicht erforderlich und auch laut § 5 Gaskennzeichnungsverordnung bloß freiwillig. Daher soll der Versorgermix auch gemäß § 130 Abs 2 keine verpflichtende, sondern bloß freiwillige Darstellung der Umweltauswirkungen umfassen.

Zu § 130 Abs 6

Der mit den genannten Anforderungen verbundene administrative und wirtschaftliche Aufwand ist nicht gerechtfertigt (beispielsweise betreffend Dokumentation des Technologieeinsatzes). Die Fristen für die geprüfte Dokumentation sollten wie bisher im EIWOG vorgesehen weiterhin 4 Monate betragen, um die notwendigen Arbeiten und Prüfungen durchführen zu können:

„... Das Ergebnis der Dokumentation, die spätestens drei vier Monate nach Ablauf des Kalenderjahres erstellt sein muss, ist auf...“

Eine Auditierung durch einer nach dem Akkreditierungsgesetz 2012 zugelassenen Prüf-, Überwachungs- oder Zertifizierungsstelle ist zudem für erneuerbare Gase immer noch nicht möglich, da die Kriterien dafür fehlen (wer kann Gutachter sein und was muss begutachtet werden). Daher schlagen wir vor, für die Auditierung in § 130 Abs 6 den Ansatz des § 8 Abs 2 ÖSG 2012 zu verfolgen, welcher lautet: „... von einem Wirtschaftsprüfer, einem Ziviltechniker oder einem allgemein beeideten und gerichtlich zertifizierten Sachverständigen oder einem

technischen Büro aus den Fachgebieten Elektrotechnik, Maschinenbau, Feuerungstechnik oder Chemie...“.

Zu § 130 Abs 9 - Übergangsregelung für erneuerbares Gas aus den Jahren 2018 bis 2020

Einen zwingenden Übertrag von noch nicht verwerteten erneuerbaren Gasnachweisen in das HKN-Register samt automatischer Ausstellung von Herkunftsnachweisen würde zwingend zu einer Stilllegung nach Ablauf der Gültigkeit führen. Noch nicht verwerteten Nachweise aus den vergangenen Jahren haben für deren Besitzer einen monetären Wert, welcher bei einer zwingenden Stilllegung verloren ginge.

Überdies ist der Übergangszeitraum zu kurz bemessen und sollte mit 2016 beginnen und hinsichtlich der Dauer zumindest die Speicherbarkeit von erneuerbaren Gasen explizit berücksichtigen. Wir schlagen daher folgenden Ergänzungen in § 129b Abs 9 vor:

„(9) Für erneuerbares Gas, welches von 1. Jänner 2018 2016 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 Herkunftsnachweisdatenbank Nachweise für erneuerbares Gas auszustellen, wobei im Falle der Speicherung die Entnahme im Ausspeisepunkt als Zeitpunkt der Erzeugung zu gelten hat. § 129b Abs 8 gilt sinngemäß.“

Zu § 133a - Festsetzung eines Zielwertes für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungsanlagen

Die vorgesehene Verordnungsermächtigung der Bundesministerin, einen Zielwert betreffend Wasserstoffanteil in den Erdgasleitungsanlagen ohne weitere Abstimmungsregelungen festzulegen, hätte massive Auswirkungen sowohl auf die Gasinfrastruktur, als auch auf alle damit in Zusammenhang stehenden Anlagen, Anwendungen und Verbrauchseinrichtungen wie zB Gastermen, Industriebrenner, Gasturbine und Speicheranlagen. Wir sprechen uns daher ausdrücklich für die Streichung dieser Bestimmung aus, weil dies eine Aufgabe der Institutionen für technische Standards ist, in der Praxis operative Umsetzungsprobleme mit einer solchen Bestimmung entstehen und es dabei letztendlich um sicherheitsrelevante Fragestellungen der Betriebsführung dieser Anlagen geht.

Da Gas grenzüberschreitend transportiert wird, braucht es harmonisierte europaweite Lösungen, um keine Transportunterbrechungen zu bewirken. Würde Österreich andere Vorgaben als seine Nachbarländer etablieren, könnte dies im schlimmsten Fall dazu führen, dass die vertraglichen Vereinbarungen zwischen den Netzbetreibern jeweils auf unterschiedliche nationale Vorgaben Rücksicht nehmen müssten und unterschiedliche nationale Konsequenzen eintreten (dh erlaubte Grenzwerte in einem Staat sind im Nachbarstaat verboten, was wiederum zur Konsequenz hätte, dass der Gasfluss durch das operativ tätige Personal unterbrochen werden müsste).

Wir setzen uns daher dafür ein, dass es europaweit keine nationalen Alleingänge (und daher keine VO-Ermächtigung), sondern eine harmonisierte Vorgehensweise gibt (zB durch europaweit vergleichbare Regelungen), sodass die europaweiten Gasströme ungehindert fließen können.

Sollte an der Bestimmung dennoch weiter festgehalten werden, ist jedenfalls zumindest die verbindliche Abstimmung mit den technischen Regelsetzern sowie den für die Betriebssicherheit zuständigen Behörden in das Gesetz aufzunehmen, um die Realisierbarkeit in Übereinstimmung mit den technischen Regeln sicherzustellen. Daher wäre insbesondere auch eine Einvernehmenskompetenz mit dem BMDW und dem BMLRT vorzusehen. Bei der Festlegung des „Zielwertes“ (gemeint ist wahrscheinlich ein Maximalwert) für den technisch zulässigen Anteil

an Wasserstoff in den Erdgasleitungen sollte zudem nicht nur „erneuerbarer Wasserstoff“ berücksichtigt werden:

„§ 133a. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie kann im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort und der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus mit Verordnung - unter Berücksichtigung der Regeln der Technik (Regelwerk der Österreichischen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches und internationale Normen) - einen Zielwert für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungsanlagen festlegen.“

Zu § 134 Abs 1 - Ausnahme von der Genehmigungspflicht für bloß vorübergehende Tätigkeiten

In Anlehnung an § 74 Abs 1 GewO erscheint es zweckmäßig, eine (explizite) Ausnahme von der Genehmigungspflicht für bloß vorübergehende Tätigkeiten auch im GWG zu verankern. Dies ist insbesondere unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit zu sehen, da etwa im Störungs- und Gebrechensfall sehr rasch technische Maßnahmen erforderlich werden, die zeitlich durch ein Einzelgenehmigungsverfahren nicht abgedeckt werden können. Es wird daher nachstehende Ergänzung in § 134 Abs 1 vorgeschlagen:

„§ 134. (1) Unbeschadet der nach anderen Vorschriften bestehenden Genehmigungs- oder Bewilligungspflichten bedarf die nicht bloß vorübergehende Errichtung, Erweiterung, wesentliche Änderung und der nicht bloß vorübergehende Betrieb von Erdgasleitungsanlagen einer gasrechtlichen Genehmigung durch die Behörde gemäß § 148 Abs 2.“

Gemäß § 134 bedürfen wesentliche Änderungen von Erdgasleitungsanlagen einer gasrechtlichen Genehmigung. Der Begriff der „wesentlichen Änderung“ ist jedoch nicht definiert und führt in der Praxis zu Auslegungsschwierigkeiten und unterschiedlichen Interpretationen, wann eine Änderung wesentlich ist und damit einer gasrechtlichen Genehmigung durch die Behörde bedarf. Eine Klarstellung durch Einfügung folgenden Satzes in § 134 Abs 1 ist daher im Sinne der Rechtssicherheit erforderlich:

„Keine wesentliche Änderung liegt insbesondere vor, wenn bei Erneuerungen, Reparaturen, Umlagungen, Umbauten und Instandsetzungen von Erdgasleitungsanlagen:
- keine Rechte Dritter gefährdet werden,
- keine nachteiligen Auswirkungen auf Nachbarn gegeben sind,
- Emissionen nicht erhöht werden und
- die Funktionalität der Anlage erhalten bleibt.“

Zu § 134 Abs 2 - Ausnahme von der Genehmigungspflicht für Leitungen mit einem maximalen Betriebsdruck von 0,6 MPa

In der derzeitigen Bestimmung wird festgelegt, dass Erdgasleitungen mit einem Druckbereich über 0,1 MPa (1 bar) drei Monate vor der geplanten Errichtung anzuzeigen sind. D.h., dass beispielsweise jeder Hausanschluss über 0,1 MPa 3 Monate vor Baubeginn anzuzeigen ist und der betroffene Netzzutrittswerber entsprechend lange bis zur Herstellung des Hausanschlusses warten muss.

Die Anzeigepflicht von Erdgasleitungsprojekten > 1 bar und ≤ 6 bar sollte daher durch eine Genehmigungsfreistellung entsprechend der bisherigen Regelung bei Erdgasleitungsprojekten ≤ 1 bar ersetzt werden. Im Sinne einer Verwaltungsvereinfachung wird vorgeschlagen, dass die letzten drei Sätze in § 134 Abs 2 ersatzlos gestrichen werden:

~~„Erdgasleitungsanlagen mit einem Druckbereich über 0,1 MPa sind drei Monate vor der geplanten Errichtung der Behörde gemäß § 148 Abs 2 unter Anschluss der in § 150 Abs 2 Z 1, 5,~~

~~12 und 13 angeführten Unterlagen anzuzeigen. Die Behörde gemäß § 148 Abs 2 hat die Ausführung über Antrag eines Netzbetreibers binnen drei Monaten zu untersagen, wenn die Voraussetzungen des § 137 Abs 3 vorliegen. § 138 Abs 1 Z 4 gilt sinngemäß. Sind der Anzeige die Unterlagen gemäß § 150 Abs 2 Z 1, 5, 12 und 13 nicht beigegeben und werden diese auch nicht nach Aufforderung gemäß § 13 AVG der Behörde gemäß § 148 Abs 2 vorgelegt, ist die Anzeige innerhalb einer Frist von drei Monaten zurückzuweisen.“~~

Zudem soll die Ausnahme von der Genehmigungspflicht auch für die Errichtung, Erweiterung, wesentliche Änderung und den Betrieb von Anlagenteilen einer genehmigten Anlage (größer 6 bar) gelten, sofern der Anlagenteil im von der Genehmigungspflicht ausgenommenen Druckbereich (Betriebsdruck bis 6 bar) erfolgt. Wir schlagen daher folgende Ergänzung in § 134 Abs 2 (einschließlich einer Richtigstellung der zitierte ÖVGW Richtlinie) vor:

„(2) Von der Genehmigungspflicht sind Erdgasleitungsanlagen und Anlagenteile mit einem maximal zulässigen Betriebsdruck bis einschließlich 0,6 MPa ausgenommen, sofern beim Inhaber der Leitungsanlage

1. Lage- und Ausführungspläne, technische Beschreibungen der [...]
2. die kompletten Zertifizierungsunterlagen nach ÖVGW QS-GNB 200 „Qualitätsanforderungen für Gasnetzbetreiber, Anforderungen von Prüfungen für die Zertifizierung von Gasnetzbetreibern“, erhältlich in [...].“

Zu § 153a - Bestellung nichtamtlicher Sachverständiger im Genehmigungsverfahren

In Entsprechung des § 353b GewO sollte auch im GWG für Genehmigungsverfahren von Erdgasleitungsanlagen ein Recht auf Bestellung nichtamtlicher Sachverständiger vorgesehen werden. Unternehmen sollen ebenso frei wählen dürfen, ob ein Amtssachverständiger oder nicht amtlicher Sachverständiger beigezogen wird. Diese Möglichkeit der Sachverständigenbestellung wurde von der Aufgaben- und Deregulierungskommission nicht nur für das Gewerberecht, sondern allgemein für die öffentliche Verwaltung zur Verfahrensbeschleunigung gefordert. Da Gasanlagen von der GewO nicht erfasst sind, soll eine derartige Regelung für Erdgasleitungsanlagen auch im GWG vorgesehen werden und der Genehmigungswerber ein Rechtsanspruch auf Bestellung eines nichtamtlichen Sachverständigen erhalten sowie auch dessen Kosten tragen. Die Behörde hat das Recht den nichtamtlichen Sachverständigen auszuwählen. Daher schlagen wir folgende Ergänzung in Abs 1 vor:

„Sachverständige und Verfahrenskosten

§ 153a. (1) Die Beiziehung von nicht amtlichen Sachverständigen in Verfahren nach diesem Bundesgesetz ist auch ohne das Vorliegen der Voraussetzungen des § 52 Abs 2 und 3 AVG zulässig. Es können auch fachlich einschlägige Anstalten, Institute oder Unternehmen als Sachverständige bestellt werden. Auf Antrag desjenigen, über dessen Ansuchen das Verfahren eingeleitet wurde, hat die Behörde jedenfalls einen nichtamtlichen Sachverständigen zu bestellen und dem Verfahren beizuziehen.

(2) Kosten, die der Behörde bei der Durchführung der Verfahren nach diesem Bundesgesetz erwachsen, wie beispielsweise Gebühren oder Honorare für Sachverständige, sind vom Projektwerber/von der Projektwerberin zu tragen. Die Behörde kann dem Projektwerber/der Projektwerberin durch Bescheid auftragen, diese Kosten nach Prüfung der sachlichen und rechnerischen Richtigkeit durch die Behörde direkt zu bezahlen.“

Artikel 5: Änderung des Energielenkungsgesetzes 2012

Zu § 6 Abs 5 - Weitergabe von Daten

Da eine umfassende Verpflichtung zur Zusammenarbeit aufgrund von Solidaritätsleistungen gemäß VO (EU) 2017/1938 besteht, kann es notwendig werden, dass solidaritätsgewährende und solidaritätsempfangende Behörden untereinander Daten austauschen. Dies muss rechtlich einwandfrei in Form einer entsprechenden Ermächtigung abgebildet werden:

„(5) Die Behörden sind ermächtigt, den Organen der Europäischen Union verarbeitete Daten zu übermitteln, soweit für die Übermittlung dieser Daten auf Grund des Vertrages über die Europäische Union oder aufgrund von Rechtsakten der Europäischen Union eine derartige Verpflichtung besteht. Diese Ermächtigung gilt analog zwischen jenen Behörden von Mitgliedstaaten, mit denen jeweils eine Pflicht zur Solidaritätsleistung gemäß Art 13 der Verordnung (EU) 2017/1938 besteht sowie für die betroffenen Fernleitungsunternehmen und Marktgebietsmanager.“

Zu § 28a - Markterhaltende Maßnahmen

Diese Bestimmung ist entsprechend umzuformulieren, um klarzustellen, welche Verpflichtung die Endverbraucher treffen (sollen sie ausschließlich „Erdgasmengen“ zur Verfügung stellen oder sind davon auch „gebuchte Kapazitäten“ umfasst). Da wir davon ausgehen, dass Erdgasmengen immer unabhängig von Kapazitäten separat beschafft werden können und lediglich auf das Gas und dessen Zurverfügungstellung abgestellt werden soll, schlagen wir die folgende Streichung vor.

„(1) In Verordnungen gemäß § 26 Abs 1 Z 1a können Endverbraucher verpflichtet werden, ihre bereits erworbenen ~~oder gebuchten~~ Erdgasmengen über Flexibilisierungsinstrumente anzubieten.

(2) Verordnungen gemäß § 26 Abs 1 Z 1a können weitere Anordnungen vorsehen, um die von den Endverbrauchern bereits erworbenen ~~oder gebuchten~~ Erdgasmengen dem Markt zur Verfügung zu stellen.“

Zu § 28a iVm § 35a

Bei dieser Regelung besteht noch zu wenig Rechtssicherheit für Unternehmen im Falle einer Solidaritätsleistung Österreichs an einen Nachbarstaat. „Endverbraucher“, also Unternehmen, die gemäß § 28a verpflichtet werden, „ihre bereits erworbenen oder gebuchten Erdgasmengen über Flexibilisierungsinstrumente anzubieten“, umso mehr aber denen gemäß § 35a der Zugriff auf ihre Erdgasmengen aufgrund Solidaritätsleistung entzogen wird, müssen Rechtsanspruch auf die Entschädigungen gemäß § 35 Abs 3 haben.

Zu § 29 Abs 2 und 3 Verteilung nach dem Grad der Dringlichkeit

Da es aufgrund der durch den Verteilergebietsmanager zur Anwendung gebrachten Methode letztlich zu weitgehenden Eigentumseingriffen kommen kann, sollte diese Methode einer Genehmigungspflicht durch die Bundesministerin (und nicht bloß eine Veröffentlichungspflicht) unterliegen. Wir schlagen daher folgende Ergänzung in Abs 3 vor:

„(2) Der Verteilergebietsmanager ist verpflichtet, eine Methode zu erstellen, anhand derer die Mengen an Erdgas ermittelt werden können, die im Fall des Abs 1 vorübergehend auszuschießen oder zu beschränken sind. Die Methode ist nach objektiven und transparenten Kriterien zu erstellen und hat dem Stand der Technik zu entsprechen. Die Methode ist zumindest alle fünf Jahre vom Verteilergebietsmanager zu überprüfen und gegebenenfalls zu aktualisieren.

(3) Die nach Abs 2 erstellte Methode unterliegt der Genehmigungspflicht durch die

Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.
Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat die nach Abs 2 erstellte Methode in geeigneter Weise zu veröffentlichen. (...)“

Zu § 35a - Ermächtigung für Ressortübereinkommen im Solidaritätsfall

Nach unserem Verständnis des Konzepts zur Angebotserstellung im Solidaritätsfall wären gemäß § 28a Angebote aus Flexibilisierungsinstrumenten von Endverbrauchern (als Bilanzgruppenmitglieder organisiert durch den entsprechenden Bilanzgruppenverantwortlichen) zu legen und diese dem Solidaritätsempfänger als Einzelangebote weiterzuleiten. Demgemäß wären hier zahlreiche Angebote zu jeweils individuellen Preisen zu adressieren. Außerdem müssten nur jene Angebote einem Mindestpreis unterliegen, die aus einer Angebotsverpflichtung oder Anordnung gemäß § 28a heraus erstellt wurden. Freiwillige Angebote müssten dieser Auflage nicht unterliegen. Darüber hinaus ist hier wohl die Methode gemäß Abs 3 (nicht Abs 2) gemeint. Wir schlagen daher folgende Änderung in Abs 2 Z 2 vor:

„(2) Der Abschluss eines Übereinkommens nach Abs 1 unterliegt folgenden Voraussetzungen:
(...)“

2. Sofern die Republik Österreich als Solidaritätsgeber gemäß der Verordnung (EU) 2017/1938 auftritt, ~~muss der vom~~ müssen Erdgasmengen Solidaritätsgeber aus markterhaltenden Maßnahmen gemäß § 28a zu anzubietende Preisen für 1 MW/Erdgas angeboten werden, die mindestens jenem Wert entsprechen, der durch die Methode gemäß Abs 2 ~~3~~ 3 ermittelt wird. (...)“

Zu ergänzen sind aus unserer Sicht weiters der durch Sicherheiten bzw. Garantien zu deckende Leistungsumfang für Solidaritätsempfänger, wenn die Republik Österreich als Solidaritätsgeber sowie auch als Risikoträgerin letzter Instanz in Fällen von Zahlungsschwierigkeiten seitens der Solidaritätsempfänger auftritt. Darüber hinaus ist eine Regelung für den Fall erforderlich, dass die Republik Österreich als Solidaritätsempfänger auftritt, wobei die mit der operativen Durchführung beauftragten Stellen mit ausreichenden finanziellen Mitteln und Sicherheiten zur Beschaffung von Solidaritätsmengen auszustatten sind. Wir schlagen daher folgende Ergänzungen in Abs 2 vor:

„3. Sofern die Republik Österreich als Solidaritätsgeber gemäß der Verordnung (EU) 2017/1938 auftritt, muss der Solidaritätsempfänger eine Sicherheitsleistung oder vergleichbare Garantie nachweisen. Die Sicherheitsleistung bzw. Garantie hat die Kosten für die mit den Solidaritätsmaßnahmen einhergehenden Erdgasmengen sowie den damit verbundenen Transportkosten, sofern die Transporte von einem von der Republik Österreich Beauftragten durchgeführt werden, zu decken. Sofern die Republik Österreich als Solidaritätsgeber gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 auftritt und der Solidaritätsempfänger, aus welchem Grund auch immer, seine Gegenleistung gegenüber einem bei der Solidaritätsleistungserbringung tätigen Marktteilnehmer nicht zeitgerecht erbringt, muss die Republik Österreich subsidiär für diese Leistung eintreten.“

4. Sofern die Republik Österreich als Solidaritätsempfänger gemäß der Verordnung (EU) 2017/1938 auftritt und sie einen von ihr Beauftragten zur Beschaffung und den Transport von Erdgasmengen zu den durch Solidarität geschützten Kunden sowie den kritischen Gaskraftwerken in Österreich ermächtigt, stattet sie diesen mit den dafür notwendigen finanziellen Mitteln aus. (...)“

Artikel 6: Novelle des Energie-Control Gesetzes 2010 (E-ControlG 2010)
--

Die Aufgaben der Regulierungsbehörde ändern sich mit den vorliegenden Entwürfen, diese sind entsprechend anzupassen.

Artikel 7: Novelle des Gesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturausbau für alternative Kraftstoffe

In § 4a Abs 3 des Bundesgesetzes soll eine Verordnungsermächtigung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hinsichtlich der näheren Festlegung der von Betreibern öffentlich zugänglicher Ladepunkte zu meldenden Angaben sowie zur Form und zum Umfang der Meldungen geschaffen werden.

Art 7 Abs 7 der Richtlinie (EU) 94/2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe verlangt allerdings bloß die Bekanntgabe der Ortsangaben für öffentlich zugängliche Ladepunkte für alternative Kraftstoffe:

(7) Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass die Ortsangaben für öffentlich zugängliche Tankstellen und Ladepunkte für alternative Kraftstoffe, die von dieser Richtlinie erfasst werden, soweit verfügbar allen Nutzern in offener und nichtdiskriminierender Weise zugänglich sind. Für Ladepunkte können diese Angaben, soweit verfügbar, Echtzeit-Informationen über die Zugänglichkeit sowie historische und aktuelle Ladeinformationen umfassen.

Alle darüberhinausgehenden Meldepflichten der Betreiber von öffentlich zugänglichen Ladepunkten zB zu Steckertyp oder Ladeleistung je Ladepunkt sind nicht von der Richtlinie gefordert und stellen somit Gold Plating dar. Die Richtlinie fordert auch kein Zugänglichmachen der Ad-hoc-Preise, auch auf eine Maßeinheit bezogene Vergleichspreise sind nach Art 7 Abs 3 nur gegebenenfalls anzuzeigen.

Artikel 8: Novelle des Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetzes 2008 (WKLG 2008)

Gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen wird auch ein höherer Anteil an Erneuerbarer Energie für Fernwärme und Fernkälteanlagen festzusetzen sein bzw. ist ein Dekarbonisierungspfad für Förderwerber vorzulegen. Darüber hinaus werden ökologische Kriterien bei der Vergabe der Fördermittel eingeführt. Weiters kommt es zur Einführung eines neuen Fördergegenstands für Nahwärmenetze von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften.

Weitere Anpassungen resultieren aus der Berücksichtigung jüngerer Technologien sowie der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 zur Feststellung der Vereinbarkeit bestimmter Gruppen von Beihilfen mit dem Binnenmarkt in Anwendung der Artikel 107 und 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union, ABl. Nr. L 187 vom 26.06.2014 S 1 (AGVO).

Die vorliegende Novelle zielt darauf ab, wie bei bestehenden Verteilernetzen bis 2030 einen Anteil von 60% und bis 2035 einen Anteil von 80% an erneuerbarer Energie in der Fernwärme- oder Fernkältebereitstellung zu erreichen. Der Umstellungsplan hat jedenfalls Angaben zum Zielstand des Netzes und zum Primärenergieeinsatz zu enthalten.

Durch die Novelle kommt es zu einer Vorreihung durch Erzielung eines höheren Erneuerbaren-Anteils. Wer laut Konzept schneller dekarbonisiert, wird mit entsprechenden Rückforderungstatbeständen vorgereiht. Eine Überleitung ab 80% Erneuerbaren Anteil an die UFI ist vorgesehen.

Die WKÖ anerkennt die Forderung, auch den Fernwärme- und Fernkältesektor zu dekarbonisieren. Wir weisen darauf hin, dass bereits bestehende Fernwärmesysteme, wie beispielsweise jenes in Wien, es schwerer haben, ihre Primärenergieträger zu substituieren. Das System wird Großteils durch Müllverbrennung und durch hocheffiziente KWK-Anlagen (auch im Sinne der EU-Energieeffizienzrichtlinie) betrieben.

Fernwärme nimmt schon jetzt eine zentrale Rolle im Energiesystem ein. Dieses System muss in Zukunft an Bedeutung gewinnen, um einerseits die Integration von erneuerbaren und Abwärmequellen zu forcieren und andererseits eine effiziente Dekarbonisierung des Wärmesektors voranzubringen. Für die Förderung des Fernwärmeausbaus wäre das Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz (WKLG) vorgesehen. Dieses ist jedoch nicht mit ausreichend Mitteln dotiert, weshalb sich derzeit 156 Projekte in ganz Österreich in der Warteliste befinden. Eine rasche Umsetzung dieser Projekte würde zu einer zusätzlichen CO₂-Einsparung von: 400.000 Tonnen CO₂ führen.

Daher sollte das Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz mit mindestens 30 Mio. Euro pro Jahr dotiert werden.

9. Starkstromwegesgesetz 1968 und Starkstromwege-Grundsatzgesetz

Hierzu gibt es keine Änderungswünsche.

10. Änderung des Bundesgesetzes vom 6. Februar 1968 über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken

Die „Bewilligungsfreistellungen bis 45 kV“ werden in den Erläuterungen zum Ministerialentwurf vom 16.09.2020 folgendermaßen begründet:

„Unter dem Aspekt der Deregulierung werden mit der neuen Z 1 generell die Bewilligungsfreistellungen für Spannungsebenen (von bisher 1 000 auf) bis 45 000 Volt für alle Leitungsanlagen ausgeweitet, sofern es sich nicht um Freileitungen handelt“. Da in dieser Anlagengrößenordnung nach Erfahrungswerten aus der Praxis und nach dem gewöhnlichen Lauf der Dinge keine sicherheitstechnisch komplexen Fragestellungen zu besorgen sind, überwiegt das Interesse, den bürokratischen Verwaltungs- und Kostenaufwand zu reduzieren.“

Ob in dieser Anlagengrößenordnung (bis 45 Kilovolt) sicherheitstechnisch komplexe Fragestellungen bestehen („zu besorgen sind“) oder nicht, kann nur von Elektrotechnikern beurteilt werden.

Das Starkstromwegerecht gilt generell für elektrische Anlagen für Starkstrom, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken. Ausnahmen vom Geltungsbereich sind in § 1 Abs 2 StSwGG abschließend aufgezählt. Auch wenn in der Praxis solche Anlagen fast ausschließlich von den Betreibern von Verteilernetzen bzw. Übertragungsnetzen errichtet und betrieben werden, können auch Dritte, die beispielsweise zur Errichtung bzw. Betrieb von Direktleitungen berechtigt sind, nach geltender Rechtslage um eine Errichtungs- und Betriebsbewilligung nach starkstromwegerechtlichen Bestimmungen ansuchen. Nach dem Wortlaut des derzeitigen Änderungsentwurfs würde die geplanten „Bewilligungs- Freistellung“ nach § 3 Abs 2 Z 1 generell gelten.

Künftig sollte es jedoch auch weiterhin rechtlich möglich sein, dass auf Antrag des Projektwerbers ein Vorprüfungsverfahren durchzuführen ist.

Aus diesen Gründen sollte § 3 Abs 2 daher wie folgt lauten:

„(2) Sofern keine Zwangsrechte gemäß § 9 oder § 10 in Anspruch genommen werden, sind von der Bewilligungspflicht gemäß § 6 folgende Leitungsanlagen ausgenommen:

„Elektrische Leitungsanlagen bis 45 000 Volt, die von Betreibern von Verteilernetzen oder Übertragungsnetzen errichtet oder betrieben werden, nicht jedoch Freileitungen; unabhängig von der Betriebsspannung zu Eigenkraftanlagen gehörige elektrische Leitungsanlagen.“

Die Bewilligungsfreistellung für Freileitungen bis 1 000 Volt sollte unbedingt beibehalten werden. Die Bestimmung ist entsprechend umzuformulieren und klarzustellen, dass die Bewilligungsfreistellung auch für Kabelüberführungsmasten gilt.

Die Ermessensbestimmung des geplanten § 12a („die Länder können vorsehen“) hat zu entfallen. Hierzu ist der Bundesgrundsatzgesetzgeber nach der geltenden Bundesverfassung keinesfalls berechtigt (Arg. Art 11 Abs 2 B-VG; abweichende Regelungen auf dem Gebiet des Verwaltungsverfahrens, der allgemeinen Bestimmungen des Verwaltungsstrafrechtes, des Verwaltungsstrafverfahrens und der Verwaltungsvollstreckung können in Bundes- oder Landesgesetzen getroffen werden, wenn sie zur Regelung des Gegenstandes erforderlich sind). Die Beurteilung der Notwendigkeit obliegt ausschließlich dem jeweiligen Gesetzgebungsorgan. Für Landesgesetze ist dies der Landtag.

III. Zusammenfassung

Der Entwurf zielt darauf ab die ambitionierten Erneuerbaren-Ausbau-Ziele zu erreichen, achtet jedoch in der vorliegenden Form zu wenig auf Kosteneffizienz. Die Effizienz der Förderungen ist im Interesse der Betriebe sicherzustellen, die das System maßgeblich finanzieren. Es ist davon auszugehen, dass spürbare Verteuerungen bei den Ökostromförderkosten ab 2022 auftreten werden.

Dem EAG fehlt in weiten Bereichen ein gesamtheitlicher Ansatz, der sich an realistischen Zielen und Szenarien orientiert und ökonomische Aspekte berücksichtigt. Kritisch gesehen werden der Mangel an Wettbewerb und Effizienz, Hemmnisse für die Teilnahme von Unternehmen an der Netzreserve Neu, das Fehlen von „Grünem Gas und grünem Wasserstoff“, fehlende Einvernehmensrechte des BMDW bei Durchführungsverordnungen und problematische Abweichungen vom EU-Beihilfenrecht.

Eine Fördermittelobergrenze von 1 Mrd. Euro im Durchschnitt von 3 Jahren (Gesamtsumme EAG) muss im Gesetz verbindlich verankert und gesichert werden und Überschreitungen dieses Deckels sind aus dem öffentlichen Budget zu finanzieren. Im Förderwesen muss höchstmögliche Transparenz und Kontrolle herrschen, Fördermissbrauch ist im Interesse der Integrität des Fördersystems zu verhindern. Um das zu gewährleisten, sollen die gewährten Förderungen veröffentlicht werden.

Eine Beschleunigung von Genehmigungsverfahren für Projekte, die den Umstieg auf erneuerbare Energieträger vorantreiben ist unabdingbar. Investitionen im Energiebereich dürfen nicht durch kostspielige und langwierige Verfahren unnötig erschwert werden. Wesentlich ist für die Wirtschaft, dass die Versorgungssicherheit mit Energie zu jedem Zeitpunkt gewährleistet sein muss. Dies wird im gegenständlichen Entwurf zu wenig berücksichtigt.

Einige Ansätze wie die Einführung der Energiegemeinschaften, die Einbeziehung der Industrie bei der Bereitstellung der Reservekapazitäten, die Ausnahme für Saisonbetriebe und angeordnete Betriebsunterbrechungen, sind zu befürworten.

Wir ersuchen um Berücksichtigung unserer Anmerkungen und stehen für Rückfragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

Dr. Harald Mahrer
Präsident

Karlheinz Kopf
Generalsekretär

