

Kernforderungen FGW zum Begutachtungsentwurf „Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket“

▪ Rechtsrahmen für Grünes Gas fehlt

Es fehlen im EAG klare Regelungen zur Einspeisung von Grünem Gas ins Gasnetz, wie im Regierungsprogramm vorgesehen. Grünes Gas wie Biomethan, synthetisch erzeugtes Gas oder auch Wasserstoff - sind unverzichtbarer Baustein der Energiewende. Beim Ausbau der Erneuerbaren Energien dürfen Gas und Strom nicht gegeneinander ausgespielt werden. Die Fördermittel sollen auch für erneuerbare Gase, die einen wesentlichen Anteil an der Erreichung der Klimaziele haben werden, zur Verfügung stehen.

▪ Keine Vorgriffe auf Fördermodell für Grünes Gas. Gesamtbeurteilung muss möglich sein

Da im EAG-Paket die wesentlichen Bestimmungen zu erneuerbaren Gasen fehlen, ist eine Gesamtbeurteilung – auch der in den vorliegenden Bestimmungen enthaltenen sogenannten Schnittstellen – nicht möglich. Eine derart wesentliche Maßnahme wie die Ausgestaltung des Fördermodells, kann nur gesamthaft, etwa im Rahmen des angekündigten „Grün Gas Paket“, beurteilt werden. Vorgriffe auf eine allfällige Quotenverpflichtung zur Förderung von Biogas sowie Herkunftsachweise, Servicestelle oder Grüngassiegel sind aus diesem Grund strikt abzulehnen.

▪ Gleichbehandlung von Grünem Gas mit Ökostrom

Konkret fordern wir ein Marktsystem für die Einspeisung von Grünem Gas ins Gasnetz, basierend auf zentralen Ausschreibungen sowie variablen Marktprämien - ähnlich wie beim Ökostromausbau. Die Vorteile eines solchen Systems sprechen für sich: rascher Marktaufbau durch direkte Förderung der Anlagen, einfache Abwicklung und Kostensynergien auf Basis vorhandener Strukturen, Investitionssicherheit für Anlagenbauer und transparente Kosten.

▪ Herkunftsachweis/Grüngassiegel muss praktikabel sein

Die relevanten Bestimmungen im EAG können in seiner derzeitigen Ausgestaltung nur unzulänglich interpretiert werden, da Begrifflichkeiten nicht klar definiert sind und unterschiedliche Systeme miteinander vermengt werden. Insbesondere halten wir die skizzierte Kombination von Herkunftsachweisen mit Grüngassiegel für praktisch nicht durchführbar.

Aus Effizienzgründen und zur Vermeidung von Mehrfachzählungen von Gasmengen, Mehrfachregistrierungen der Marktteilnehmer und multipler Kosten in der Betriebsführung sollte es ein zentrales Register für erneuerbare Gase geben, das über entsprechende Schnittstellen alle anderen Register verbindet und auch die Anforderungen zur Massenbilanzierung erfüllt. Mit dem Biomethan Register Austria des Bilanzgruppenkoordinators verfügen wir bereits über ein erprobtes, transparentes und schlankes Nachweissystem für erneuerbare Gase.

▪ **Speicherbarkeit von Gas bei Herkunftsachweisen berücksichtigen**

Dass auch nicht entwertete **Herkunftsachweise für erneuerbare Gase spätestens 18 Monate** nach der Produktion verfallen sollen, ist im Hinblick auf die zukünftige sektorgekoppelte Energiewirtschaft jedenfalls ein zu kurzer Zeitraum. Da die besonderen gaswirtschaftlichen Gegebenheiten inklusive (langfristiger und großvolumiger) Speicherbarkeit in Speicheranlagen eine starke saisonale Komponente haben, muss ermöglicht werden, dass ein **Herkunftsachweis auch bei längerer Speicherdauer von erneuerbarem Gas seine Gültigkeit behält**.

▪ **HKN für Fernwärme noch mit großem Klärungsbedarf insb. bei Zuständigkeit**

Bei der Aufschlüsselung über die Herkunft der eingesetzten Energie ist wichtig festzuhalten, dass sich der **Kundenbegriff einerseits auf Hausanschlüsse und andererseits auf Anschlüsse von gewerblichen/industriellen Kunden beziehen** muss. Betroffene Fernwärmeanlagen müssen **in einem zusammenhängenden Fernwärmennetz** 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.

Da es hierbei primär um Anlagentechnik geht, ist eine **Zuständigkeit der Bezirksverwaltungsbehörde, des Magistrats bzw. der Landesbehörde naheliegend, zumal diese vor Ort angesiedelt ist und Zugriff auf den umfangreichen Sachverständigenapparat** hat.

▪ **Mindest-Dotierung des WKLG ist Muss; Rückwirkendes Förderkriterium untergräbt Rechtssicherheit**

Das WKLG muss mit einem **jährlichen Budget von mindestens 30 Mio. € pro Jahr** (20 Mio. € für Neuanträge, 10 Mio. € zum kontinuierlichen Abbau des Rückstaus über 6 Jahre) dotiert werden. Ohne eine ausreichende Dotierung wären nur jene Projekte förderwürdig, deren **bauliche Verwirklichung zum Zeitpunkt der Förderzusage noch nicht abgeschlossen** sind. Dies **würde den Fernwärmeausbau zum Erliegen bringen**. Insbesondere eine **rückwirkende Einführung dieser Regel auf Projekte in der Warteliste ist strikt abzulehnen**. So würden Unternehmen bestraft werden, die den Fernwärmeausbau proaktiv vorangetrieben haben und die Rechtssicherheit der Fernwärmeprojekte gefährdet werden.

▪ **Einbeziehung der Nutzung von Abwärme unumgänglich für Zielerreichung**

Bei der Versorgung von umweltfreundlicher Fernwärme und der Steigerung der Energieeffizienz über unterschiedliche Sektoren hinweg, spielt die **Nutzung von Abwärme eine wesentliche Rolle**. Auch auf **Europäischer Ebene** wurde dies erkannt und im Artikel 23 der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RL 2018/2001) festgehalten, dass **Mitgliedstaaten Anreize zur Nutzung von Abwärme setzen sollen**. Aus diesem Grund ist es aus unserer Sicht **unerlässlich**, dass **neben dem Erneuerbaren Anteil auch die Nutzung von Abwärme miteinbezogen wird**. Um das **Abwärmeziel** gem. **Erneuerbaren-RL** zu erfüllen, ist eine **Einspeisung in das Fernwärmennetz unumgänglich**.

▪ **Ökologisierungskriterien diskriminieren städtische Fernwärme; 1,5 % Steigerung ist fair**

Die im WKLG-Begutachtungsentwurf vorgesehenen Ökologisierungskriterien sind grundsätzlich zu begrüßen. Der sehr strenge **Dekarbonisierungspfad, der auf prozentuelle Werte zu bestimmten Zeitpunkten abzielt**, berücksichtigt jedoch nicht die **Anforderungen der unterschiedlichen**

Fernwärmenetze und führt zu einem **Ausschluss von Förderungen, insbesondere der urbanen Wärmeversorger**. Ein Förderkriterium mit einer jährlichen **Steigerung des Erneuerbaren-Anteils in einem Fernwärmennetz von 1,5% pro Jahr** ist die faire Lösung für bestehende Fernwärmesysteme und daher anzustreben.

- **Umreihungskriterium nach Erneuerbarem Anteil rechtswidrig**

Die **Umreihung anhand des Erneuerbaren-Anteils** kann dazu führen, dass die Ziele des **WKLG** **konterkariert** werden, was unsachlich und damit **verfassungswidrig** erscheint, denn es widerspricht massiv der **Fiskalgeltung der Grundrechte: Förderungen müssen in gleichheitskonformer Weise und nach sachlichen Kriterien für alle Förderwerber gewährt werden**. Gerade die **rückwirkende und überfallsartige Regelung ohne Übergangsbestimmung** würde dazu führen, dass Dispositionen und **Millionen an Investitionen in Fernwärmeprojekte mit einem Federstrich frustriert** werden. Daher muss dieses Förderkriterium **gestrichen** werden.

- **Begriff der dekarbonisierten Wärme fehlt im EAG**

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 z.B. 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. Weiters ist eine **Ergänzung des Begriffes "hocheffiziente KWK"** notwendig.

- **Aufnahme von dekarbonisierten und klimaneutralen Gasen**

Dekarbonisierte und klimaneutrale Gase stellen eine Brückentechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität dar. Damit sich diese entwickeln können, braucht es geeignete rechtliche Rahmenbedingungen. Es bedarf im GWG aber auch im EAG der **Anerkennung von dekarbonisierten und klimaneutralen Gasen als Baustein eines klimaneutralen Österreichs**.

- **Technisch zulässiger Anteil an Wasserstoff im Gasnetz nur in Abstimmung mit Normsetzung**

Der Wasserstoffanteil in den Erdgasleitungsanlagen hat massive Auswirkungen sowohl auf die Gasinfrastruktur, aber insb. auch auf alle damit in Zusammenhang stehenden Anlagen, Anwendungen und Verbrauchseinrichtungen, wie z.B. Gasthermen, Industriebrenner, Gasturbine und Speicheranlagen. Die **Festsetzung eines Zielwertes für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungsanlagen** kann nur in **Abstimmung mit den technischen Regelsetzern sowie den für die Betriebssicherheit zuständigen Behörden** erfolgen, um die Realisierbarkeit in Übereinstimmung mit den technischen Regeln sicherzustellen. Zudem sollte der Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungen **nicht nur „erneuerbaren Wasserstoff“** berücksichtigen.

28.10.2020

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt
 Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
 zH Herrn Dr. Benedikt Ennser
 Stubenring 1
 1010 Wien

per Email an: vi2@bmk.gv.at

Ihr Zeichen / Ihre Nachricht von
 2020-0.468.446

Unser Zeichen

DW

Datum
 28.10.2020

Stellungnahme des Fachverbandes der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen zum Begutachtungsentwurf Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket)

Sehr geehrter Herr Dr. Ennser,

vielen Dank für die Übermittlung des im Betreff genannten Begutachtungsentwurfes. Anbei übermitteln wir die Stellungnahme des FGW mit der Bitte um Berücksichtigung.

Allgemeines

Die Gas- und Wärmewirtschaft steht grundsätzlich hinter der diesem Gesetzesentwurf zugrundeliegenden, anvisierten Klimaneutralität sowie den damit verbundenen Erneuerbaren-Ausbauzielen.

Wir sind überzeugt, dass diese ehrgeizigen Zielsetzungen nur erreicht werden können, wenn alle Potentiale – insbesondere auch die der erneuerbaren, grünen Gase – bestmöglich nutzbar gemacht werden. **Grünes Gas wie Biomethan, synthetisch erzeugtes Gas oder auch Wasserstoff - sind unverzichtbarer Baustein der Energiewende.**

Daher stellen wir als **Hauptkritikpunkt voran, dass im EAG-Paket der angekündigte Rechtsrahmen zur Einspeisung von erneuerbaren Gas ins Gasnetz fehlt! Dies schwächt das EAG und macht eine Gesamtbeurteilung – auch der in den vorliegenden Bestimmungen enthaltenen sogenannten Schnittstellen – nicht möglich.**

Vorgriffe auf allfällige Quotenverpflichtungen zur Förderung von erneuerbaren Gas lehnen wir aus diesem Grund strikt ab. Eine derart wesentliche Maßnahme für den österreichischen Energiemarkt, wie die Wahl des Fördermodells, kann nur gesamthaft, etwa im Rahmen des angekündigten „Grün Gas Paket“, beurteilt werden!

Konkret fordern wir ein **Marktsystem für die Einspeisung von Grünem Gas ins Gasnetz, basierend auf zentralen Ausschreibungen sowie variablen Marktprämien** - ähnlich wie beim Ökostromausbau vorgesehen. Die Vorteile eines solchen Systems sprechen für sich: **rascher Marktaufbau durch direkte Förderung der Anlagen, einfache Abwicklung und Kostensynergien auf Basis vorhandener Strukturen, Investitionssicherheit für Anlagenbauer und transparente Kosten.**

Darüber hinaus vertreten wir einen **technologieoffenen Lösungsansatz** - die Junktimierung eines Fördersystems für Grünes Gas mit wie immer gearteten Restriktionen erachten wir als kontraproduktiv für eine Sektorkopplung. Eine durch Wind und PV dominierte Erzeugungsstruktur und deren im Vergleich zu konventionellen Erzeugungseinheiten geringen Vollaststunden führt zu großen Herausforderungen im Elektrizitätsbereich, die durch Stromübertragungs- und Verteilernetze insb. auch in einer Leistungsbetrachtung alleine nicht bewerkstelligt werden können.

Nur unter Einbindung von gasförmigen Energieträgern und der gut ausgebauten Gasinfrastruktur kann die Energiewende gelingen. Einerseits können mit gasförmigen Energieträgern und den zur Verfügung stehenden Transport- und Speicherkapazitäten die mengenmäßigen Herausforderungen der Produktion und Speicherung der benötigten Energiemengen und -träger (insbesondere auch von Wasserstoff) bewältigt werden und andererseits der räumliche und zeitliche Ausgleich zwischen der Erzeugung erneuerbarer Energie und der zu deckenden Last versorgungssicher gewährleistet werden.

Auch fehlt die explizite Definition ergänzender Anreize für erneuerbare Gase, wie die Befreiung von Netzentgelten oder ergänzende Regelungen zur Umsetzung der Erdgasabgabenbefreiung für erneuerbare Gase. Z.B. wird im EIWOG eine vollständige Befreiung der Netzgebühren nur für Forschungs-Demonstrationsprojekte definiert, die gewisse Kriterien erfüllen, wie zB Netzdienlichkeit und Integration. Dies kann uU für ein Sektorkopplungsprojekt angewendet werden, für ein kommerzielles Wasserstoff-Projekt ist es nicht passend.

Die im WKLG-Begutachtungsentwurf vorgesehenen Ökologisierungskriterien sind grundsätzlich zu begrüßen. Der sehr strenge **Dekarbonisierungspfad, der auf prozentuelle Werte zu bestimmten Zeitpunkten abzielt**, berücksichtigt jedoch nicht die **Anforderungen der unterschiedlichen Fernwärmenetze** und führt zu einem **Ausschluss von Förderungen, insbesondere der urbanen Wärmeversorger**. Ein Förderkriterium mit einer **jährlichen Steigerung des Erneuerbaren-Anteils in einem Fernwärmennetz von 1,5% pro Jahr ist die faire Lösung** für bestehende Fernwärmesysteme und daher anzustreben.

Das WKLG muss mit einem **jährlichen Budget von mindestens 30 Mio. € pro Jahr** (20 Mio. € für Neuanträge, 10 Mio. € zum kontinuierlichen Abbau des Rückstaus über 6 Jahre) dotiert werden. Ohne eine ausreichende Dotierung wären nur jene Projekte förderwürdig, deren **bauliche Verwirklichung zum Zeitpunkt der Förderzusage noch nicht abgeschlossen** sind. Dies **würde den Fernwärmeausbau zum Erliegen bringen**. Insbesondere eine **rückwirkende Einführung dieser Regel auf Projekte in der Warteliste ist strikt abzulehnen**. So würden Unternehmen bestraft werden, die den Fernwärmeausbau proaktiv vorangetrieben haben und die Rechtssicherheit der Fernwärmeprojekte gefährdet werden.

Wir begrüßen, dass für **Nachfolgetarife bei Biomasseanlagen keine Größengrenze** vorgesehen ist. Unklar ist jedoch die Finanzierung der Nachfolgetarife, hier sollte deziert ein ausreichender Fördertopf definiert werden, der allen Projekten einen entsprechenden Tarif ermöglicht. Zudem sollte es großen Anlagen möglich sein, auf Fördervolumen der nächsten Jahre vorzugreifen, wenn eine Förderung innerhalb eines Jahresvolumens nicht möglich ist.

Artikel 1: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz

Im Detail – Schwerpunkt Gas & Herkunftsachweise:

Ziele (§ 4)

In den Zielbestimmungen – auch jene in der vorgeschlagenen Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 – wird die Rolle der erneuerbaren Gase zur Dekarbonisierung nicht ausreichend anerkannt.

Beim Ausbau sollten Gas und Strom nicht gegeneinander ausgespielt werden. Die Fördermittel sollen auch für erneuerbare Gase, die einen wesentlichen Anteil an der Erreichung der Klimaziele haben werden zur Verfügung stehen. Auch im Sinne der Technologienutralität ist nicht verständlich 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 sowie die Berücksichtigung des Betrags von erneuerbaren Gasen in Abs 4
- Berücksichtigung von erneuerbaren Gase bei den Fördermitteln in Abs 5
- Anerkennung von Wasserstoff als Schlüsselement zur Sektorkopplung

Begriffsbestimmungen (§ 5 EAG)

Dekarbonisierte Gase stellen eine 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 Abs 1 Z 30 „Herkunfts nachweis“: Der Herkunfts nachweis (im folgenden HKN) sollte auch gegenüber Wiederverkäufern und nicht nur gegenüber Endkunden verwendbar sein.

Nachhaltigkeitskriterien (§ 6 EAG)

Zu § 6 Abs 2: Es ist unklar, ob es bereits einschlägige Rechtsvorschriften über forstwirtschaftliche Ausgangsstoffe gibt. Falls es solche gibt, sollten diese angeführt werden (analog zur angeführten Verordnung für landwirtschaftliche Ausgangsstoffe, BGBl. II Nr. 124/2018).

Zu § 6 Abs. 3: Unklar ist, wie der Nachweis Nachhaltigkeit erfolgen soll. Die anzuwendenden Nachhaltigkeitskriterien sind mit Verweis auf die Verordnung zu eng gefasst. Dies umfassen die gesamte Wertschöpfungskette und besagen aktuell, dass zur Biomethangewinnung maximal 60% nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden dürfen (Mais, Getreide). Die restl. 40% Substratstoffe müssen Reststoffe (Abfall) sein. Bei Neuanlagen wird diese Quote mit 30% Rohstoffe und 70% Reststoffe deutlich verschärft. Jede Verschärfung ist kontraproduktiv für die Entstehung neuer und die Bewirtschaftung bestehender Biomethan anlagen. (*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 (keine Verschärfung, kein Gold Plating). Oberstes Ziel muss der Erhalt der heimischen, regionalen Wertschöpfung und Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Anlagen sein.

Wir schlagen weiters vor, für bestehende Anlagen eine verträgliche Übergangsfrist aus Gründen der Rechts- und Planungssicherheit unbedingt vorzusehen.

Auskunftspflicht (§ 8 EAG)

Gemäß § 8 EAG sollen Gas- und Elektrizitätsunternehmen verpflichtet werden, der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie („BMK“) sowie den zuständigen Behörden jederzeit Einsicht in alle Unterlagen und Aufzeichnungen zu gewähren sowie Auskünfte über alle den jeweiligen Vollzugsbereich betreffende Sachverhalte zu erteilen. Es handelt sich hier um **weitreichende**

Einsichtspflichten ohne Verdacht und ohne Anlassfall mit Geldstrafen bis € 20.000 bei Zu widerhandlung! Dieser Eingriff ist aus folgenden Überlegungen rechtsstaatlich höchst bedenklich:

Die Behörden sollen laut diesem Entwurf berechtigt sein, solche Überwachungsmaßnahmen ohne eine ausreichende gesetzliche Determinierung des Verwendungszwecks und ohne konkreten Verdacht vorzunehmen. Die Bestimmung sieht sogar ausdrücklich vor, dass diese Pflicht zur Duldung der Einsichtnahme und Erteilung der Auskunft ohne konkreten Anlassfall besteht, wenn diese Unterlagen oder Auskünfte zur Klärung oder zur Vorbereitung der Klärung entscheidungsrelevanter Sachverhalte in künftig durchzuführenden Verfahren erforderlich sind!

Die Bestimmung sieht auch insbesondere keine Beschränkungen der Auskunftspflicht und auch keine Möglichkeit zur Verweigerung der Auskunft vor.

Selbst eine Hausdurchsuchung ist nach österreichischem Recht nur zulässig, wenn ein konkreter Verdachtsfall vorliegt und diese darüber hinaus richterlich bewilligt wird. Für das vom BMK vorgeschlagene Einsichtsrecht, das eine ähnliche Eingriffsintensität aufweist wie eine Hausdurchsuchung, sind keine solchen Voraussetzungen notwendig.

Eine solches umfassendes Einsichtsrecht- und Auskunftspflicht ohne konkreten Anlassfall und insbes. in sensitive Geschäftsinformationen stellt eine sachlich nicht gerechtfertigte Form der staatlichen Überwachung dar und ist daher aus rechtsstaatlichen Gründen äußerst bedenklich! § 8 EAG ist daher gemeinsam mit der korrespondierenden Straf-bestimmung ersatzlos zu streichen.

Allgemeine Fördervoraussetzungen (§ 10 Z 3)

Zu lit a): Zusätzlich sollten auch PV-Anlagen auf Freiflächen auf dem Gelände von Gewerbe-, Industrie-, Bergbau und Lagerflächen förderfähig sein

In den Erläuterungen fehlt die Möglichkeit der Errichtung von Photovoltaik-Anlagen auf bestehenden Bergbauflächen, insbesondere Deponien nach dem Mineralrohstoffgesetz (MinroG, §119a). Selbst, wenn die Zuständigkeit für das Mineralrohstoffgesetz in ein anderes Ressort fällt, sollten auch aufgrund der Übersichtlichkeit des Gesamt-Energie-Systems in Österreich PV-Anlagen auf bergbaulich genutzten Flächen im EAG mitgeregelt werden.

Erneuerbaren-Förderpauschale (§ 71)

Die Umsetzung von P2x-Technologien (insbesondere P2H) führt zu netzdienlichen Speichermöglichkeiten und daher sind diese analog zu Pumpspeichern zu betrachten. Daher soll es auch für P2x Technologien eine Befreiung vom Erneuerbaren Förderbeitrag geben.

Herkunfts nachweise - Besondere Bestimmungen für erneuerbares Gas

Wie eingangs ausgeführt, ist eine umfassende Beurteilung der im vorliegenden EAG-Paket enthaltenen Schnittstellen für Grünes Gas ohne vollständige Vorlage des Fördersystems nicht möglich. Daher sind sämtliche Vorgriffe auf ein allfälliges Quotensystem abzulehnen. Dies betrifft insbesondere auch das Nachweissystem für eine allfällige Versorgerquote.

Davon abgesehen, halten wir die im EAG skizzierte Abwicklung der Erfüllung einer Grün-Gas-Quote über Herkunfts nachweise und Grüngasnachweise mit Grüngassiegel für praktisch nicht durchführbar. Die relevanten Bestimmungen im EAG können in seiner derzeitigen Ausgestaltung nur unzulänglich interpretiert werden, da **Begrifflichkeiten nicht klar definiert sind und unterschiedliche Systeme miteinander vermengt** werden.

Herkunfts nachweise sind zur Gaskennzeichnung für Endkonsumenten konzipiert, aber nicht zur zielgerichteten Abwicklung von komplexen Fördermodellen und zur Erreichung inter-/nationaler oder Sektorenziele geeignet.

Um Probleme bei der Umsetzung und Abwicklung zu vermeiden, müssen zumindest Begriffe über Nachweistypen (Herkunfts nachweis, Nachhaltigkeitsnachweis, Biomethannachweis), Lieferart (Book&Claim, Massenbilanzierung) und Begutachtungsformen (Grüngassiegel entspricht Zertifizierung von Nachhaltigkeit laut Art 25-30 Richtlinie EU 2018/2001) klar abgegrenzt werden.

Die Bestimmungen spiegeln auch nicht die derzeitige Systemlandschaft zur Abwicklung der Dokumentation von erzeugten und verbrauchten erneuerbaren Gasen wider. Hierbei wird primär die noch nicht operative Herkunfts nachweisdatenbank der Regulierungsbehörde favorisiert, ohne auf andere Systeme (AGCS Biomethan Register Austria; Register für elektronische Nachhaltigkeitsnachweise der Umweltbundesamt GmbH) und die notwendigen Schnittstellen zwischen den Systemen einzugehen.

Aus Effizienzgründen und zur Vermeidung von Mehrfachzählungen, Mehrfachregistrierungen der Marktteilnehmer und multipler Kosten in der Betriebsführung sollte es ein zentrales Register für erneuerbare Gase geben, das über entsprechende Schnittstellen alle anderen Register verbindet und auch die Anforderungen zur Massenbilanzierung erfüllt. Das AGCS Biomethan Register Austria des Bilanzgruppenkoordinators ist hier aus Sicht des FGW klar zu favorisieren, da es bereits über ein

erprobtes, transparentes, vertrauenswürdiges und schlankes Dokumentationssystem für erneuerbare Gase verfügt.

Grüngassiegel (§ 82)

Festzuhalten ist, dass **konkrete Details zur Ausgestaltung des Grüngassiegels fehlen**. So fehlen z.B. etwas nähere näher Ausführung darüber, wie man ein Grüngassiegel erhält und wer dieses vergibt. Soweit es sich aus dem EAG-Entwurf erschließt, sollen mit dem Anhang des Grüngassiegels auf Herkunfts nachweisen und Grüngaszertifikaten die Nachhaltigkeit von erneuerbaren Energieträgern nachweisbar gemacht und diese Nachweistypen zur Erfüllung einer allfälligen „Quote“ herangezogen werden.

Die Anrechnung von Erneuerbaren auf die Unionsziele gemäß den Vorgaben aus der Richtlinie (EU) 2018/2001 basieren insbesondere auf den Nachhaltigkeitsanforderungen an die erneuerbaren Energieträger. Bei der **Erfüllung von „Nachhaltigkeitskriterien“** handelt es sich konkret um die Ausweisung eines Treibhausgas-Emissionswertes aufgrund der entstehenden CO2-Emissionen entlang der Wertschöpfungs-/Produktionskette, welcher zur Erfüllung der notwendigen CO2-Emissionsminderungen einen entsprechenden Referenzwert (siehe Artikel 29 der Richtlinie EU 2018/2001 insbesondere Abs. 10 Ziffer d) des jeweiligen Anwendungsbereiches unterschreiten muss. Dieser Referenzwert ist je nach Einsatzgebiet unterschiedlich, aber vor allem im Wärmebereich niedriger (und damit schwerer erreichbar).

Das Endergebnis der Treibhausgas Emissionskette kommt im Zuge einer Prüfung durch externe Begutachtung, den Regeln eines durch die EU-Kommission anerkannten „freiwilligen Systems“ (biofuel voluntary schemes¹) folgend, zustande. Die Berechnung folgt der intensiven (vor-Ort) Prüfung eingesetzter Substrate, notwendiger Transportwege und Produktionsprozesse und wird in Gramm CO2eq pro MJ des Energieträgers angegeben, während ein Herkunfts nachweis für eine Energiemenge von 1 MWh auszustellen ist. Wie dies praktisch verknüpft werden soll, bleibt im Vorschlag offen.

Biomethananlagenbetreiber werden durch die Nachhaltigkeitszertifizierung einer zusätzlichen Prüfung mit **erheblichem finanziellen Aufwand** (Anm. lt. Erfahrungswert der AGCS ~ 10.000 EUR pro Jahr) und **erheblichen bürokratischem/administrativem Aufwand** konfrontiert. Es stellt sich die Frage, wie diese zusätzlichen Kosten vergütet werden. Es ist davon auszugehen, dass die Preise der österreichischen Biomethanmengen im europäischen Rahmen aufgrund der kleinstrukturierten Landwirtschaft und Anlagengröße hoch sein werden und dadurch erhöhter Druck entsteht, auch

¹ https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/biofuels/voluntary-schemes_en

Biogas aus anderen Ländern für eine allfällige Quote anzurechnen. Darüber hinaus ist zu klären, ob die Nichtzulassung von Biomethanmengen aus dem EU-Ausland vor dem Hintergrund der bestehenden europarechtlichen Binnenmarktregelungen konform ist, wird bezweifelt.

Aus Sicht des FGW sollte eine klare Trennung von Herkunfts nachweisen, welche zum Nachweis beim Verbraucher dienen, und von Nachweisen über die Produktion und deren Qualität (Grüngassiegel) durchgeführt werden. Eine Vermischung des Grüngassiegels mit Herkunfts nachweisen erscheint nicht zielführend.

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 hier um Ergänzung.

Grünzertifikat (§ 83)

Grüngaszertifikate werden im EAG-Entwurf als Nachweise für Gase, die nicht in das öffentliche Netz eingespeist werden, bezeichnet. Aktuell beziehen sich solche Energiemengen auf i) Anlagen, die Biogas vor Ort in einer KWK-Anlage zu erneuerbarem Strom und Wärme verwerten und folglich keine erneuerbare Gasproduktion aufweisen und keine Gasnachweise benötigen und ii) Anlagen, die Biomethan als Kraftstoff vor Ort bereitstellen und daher über elektronische Nachhaltigkeitsnachweise im Nachhaltigkeitsregister der Umweltbundesamt GmbH dokumentiert werden müssen.

Erst später soll hier wohl auch **off-grid Wasserstoff** berücksichtigt werden. Wir gehen davon aus, dass hier die Anwendung des § 5 EAG „Begriffsbestimmungen“ und § 83 EAG „Grünzertifikate für Gase“ ausschließlich für lokal erzeugten Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen anzuwenden ist, welcher nicht in das Gasnetz eingespeist wird und nicht als Treibstoff vor Ort oder an einem anderen Ort in den Verkehr gebracht wird. Industrieunternehmen, die selbstständig erneuerbaren Wasserstoff vor Ort beispielsweise aus erneuerbarem Strom erzeugen, sind hingegen nicht von diesem Gesetz erfasst und stellen daher keine Anwendung im Sinne des §5 und § 83 EAG dar.

Zu § 83 Abs 4: Die Größe/Einheit sollte an die Werte, die von den Netzbetreibern 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.

Ist der Begriff „Verwendung“ in diesem Paragraphen wie das Wort „Verbrauch“ zu verstehen?

Zu Abs 5: Die Befristung ist nicht gerechtfertigt und daher zu streichen (siehe dazu auch § 80 Abs. 2).

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!

Zu § 83 Abs 7: Es sollte klargestellt werden, dass die Anwendung als Kraftstoff und die Förderungen im Sinne des ÖSG durch andere Registersysteme bereits jetzt erfasst und Mehrfachzählung zu vermeiden sind.

Zu § 83 Abs 8: Der Sinn dieses Absatzes erschließt sich uns nicht, da insbesondere Grünzertifikatsmengen eben nicht in das Gasnetz eingespeist werden und damit gegebenenfalls keine eigenen Zähler verwaltet werden. Eine Automatisationsunterstützung ist daher nicht notwendig.

Wir gehen davon aus, dass der Anlagenbetreiber die Daten in diesem Fall zur Verfügung stellt und nicht der Netzbetreiber, wie bei leitungsgebundenen Mengenerfassungen durch normierte Zählwerke. Ebenso wird die Dokumentation der Mengen nicht zwingend monatlich, sondern je nach Zeitpunkt der erfolgten Messung, also beispielsweise 06.01.2021 bis 18.06.2021, erfolgen.

Wir ersuchen daher um Änderung des Abs 8 wie folgt:

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

„Der Anlagenbetreiber kann eine automationsunterstützte Ausstellung der Grünzertifikate für Gas auf Basis gemessener Produktionsmengen im Registersystem durchführen.“

Anrechnung und Nachweis der Grün-Gas-Quote (§ 84)

Wie eingangs ausgeführt, ist eine Beurteilung der im vorliegenden EAG-Paket enthaltenen Schnittstellen für Grünes Gas ohne vollständige Vorlage des angedachten Fördersystems nicht möglich. Daher sind insbesondere § 84 Abs 1 und Abs 3 ersatzlos zu streichen, welcher offensichtlich von einer noch einzuführenden Quotenverpflichtung für die Gasversorger ausgeht.

Zu § 84 Abs 3:

Gemäß § 84 Abs 3 sollen Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes bereits im Betrieb sind, auf eine solche Quote nicht angerechnet werden. Dies ist nicht nur sachlich nicht nachvollziehbar, es verletzt aus unserer Sicht auch den Grundsatz des Vertrauensschutzes. Gerade die innovativsten „First Mover“ zu benachteiligen erscheint nicht sachgerecht und erschwert außerdem die Zielerreichung mit erneuerbaren Gasen aus österreichischer Produktion. Verpflichtete Unternehmen werden hier direkt in die Strafzahlung geleitet.

Grünzertifikate von Grün-Gas Mehreinspeisung aufgrund Optimierungen bzw. Erweiterungen von bestehenden Anlagen (z.B. durch Einbau einer effizienteren Technologie) sollten ebenfalls auf die Grün-Gas-Quote angerechnet werden können. Wirtschaftlich ist eine Optimierung bzw. Erweiterung bestehender Anlagen gegenüber einem Anlagenbau zu bevorzugen.

Außerdem sollen gem. Z 2 Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die Biomasse in Form von biologisch abbaubaren Abfällen einsetzen, die am selben Standort bei anderen industriellen Produktionsprozessen angefallen sind, nicht angerechnet werden. Es ist aus unserer Sicht nicht nachvollziehbar, worin die sachliche Rechtfertigung für eine solche Nicht-Berücksichtigung liegt.

Herkunfts nachweis – Allgemeine Bestimmungen (§§78-81 EAG)

Herkunfts nachweisdatenbank (§ 78)

Zu § 78 Abs 2:

In den Erläuterungen sollte bei der Aufzählung jener Stellen, die für die Produktionsanlagen die Registrierung vornehmen können, der Bilanzgruppenkoordinator aufgenommen werden. Dieser hat im Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber bereits heute Zugang zu diesen Daten.

§ 78 EAG sollte daher die Informationen des GWG § 129b Abs 2 widerspiegeln:

„Eine indirekte Übermittlung von Daten und Informationen durch die Datenbank des Bilanzgruppenkoordinators oder durch sonstige vom Anlagenbetreiber beauftragte Dritte ist zulässig.“

Zu § 78 Abs 3:

Warum gibt es hier nicht eine stündliche, automatisierte Eingabe – zumindest bei den ans Netz angeschlossenen Anlagen? Die Bilanzierung benötigt ohnehin stündliche Werte. Die Summe aus diesen ergibt (auch wiederum automatisiert) sodann die Monatswerte für die HKN. Aber auch bei Inselanlagen muss es Stundenwerte geben.

Zu § 78 Abs 4:

Der Entwurf unterscheidet nicht, wer über welche Daten verfügt, sondern nimmt alle in die Verpflichtung für sämtliche Daten. Die Systembetreiber sollten aber nur für die Übermittlung jener Daten verantwortlich sein, die sie auch zu übermitteln imstande ist.

Zu § 78 Abs 8:

Abs 8 muss auf die notwendigen Schnittstellen zum Datentransfer zwischen den drei zuständigen Stellen i) Biomethanregister des Bilanzgruppenkoordinators, ii) Herkunfts nachweisdatenbank der Regulierungsbehörde und iii) Nachhaltigkeitsregister der Umweltbundesamt GmbH, verweisen:

„(8) Die Regulierungsbehörde stellt eine ordnungsgemäße Abwicklung der Datentransfers zwischen der Herkunftsachse Datenbank sowie der von der Umweltbundesamt GmbH betriebenen elektronischen Datenerfassung sämtlicher nachhaltiger Biokraftstoffe gemäß der Kraftstoffverordnung 2012, BGBl. II Nr. 398/2012 in der Fassung BGBl. II Nr. 86/2018, und dem Bilanzgruppenkoordinator, welcher gemäß § 21 Abs 2 Ökostromgesetz 2012 monatliche, schriftliche Bestätigungen über die eingespeisten Biogasmengen auszustellen hat, sicher, um Doppelzählungen auszuschließen.“

Zu § 78 Abs 9:

Es fehlt die Angabe eines Zeitrahmens: Wann genau werden diese Daten öffentlich zugänglich gemacht? Im darauffolgenden Jahr, im jeweils darauffolgenden Monat?

Diese Informationen sind Voraussetzungen für die Anlagenregistrierung, da diese Daten durch Sachverständige vorab zu prüfen sind. Somit sollen diese Informationen unmittelbar nach der Registrierung veröffentlicht werden. Lediglich der 3. Punkt (die tatsächliche Jahreserzeugung), kann nachträglich öffentlich gemacht werden.

Eine Definition für „Energiequelle“ wäre hilfreich als Abgrenzung zum Wort „Energieträger“.

Eigenversorgung und die Erzeugung von Energie außerhalb des öffentlichen Netzes (§ 79)

Da § 79 Abs 3 EAG auf Anlagen zur Erzeugung von Gas aus erneuerbaren Quellen, das nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird (Inselanlagen), Bezug nimmt, gehen wir davon aus, dass der (Gas)Netzbetreiber hiervon nicht berührt ist und insofern auch die in § 79 Abs 4 enthaltene Verpflichtung nicht den (Gas)Netzbetreiber betrifft.

Sollte wider Erwarten hier jedoch der (Gas)Netzbetreiber in die Pflicht genommen werden, ist darauf hinzuweisen, dass im Gasbereich keine intelligenten Messgeräte im Einsatz sind. Vor diesem Hintergrund sollte die Messung daher anstelle mit intelligenten Messgeräten mittels Lastprofilzählern gemäß § 7 Abs 1 Z 35 GWG 2011 oder Verbrauchsaufzeichnungsmessgeräten gemäß § 2 Z 10 Lastprofilverordnung 2018 erfolgen.

Herkunftsachse (§ 80)

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 für Gas ist nicht zu akzeptieren. Eine Angleichung

an die Systematik im Strom ist hier nicht zweckmäßig, weil Gas auch in großen Mengen und langfristig speicherbar ist und einmal eingespeiste Mengen auch zu einem späteren Zeitpunkt entnommen werden können. Außerdem würde die Befristung auf 12 Monate das im Sommer produzierte Biomethan benachteiligen, da im Sommer der Bedarf an Gas sinkt. „Alt-Zertifikate“ und neu generierte Zertifikate sollen auch bei längerer Speicherdauer von erneuerbarem Gas ihre Gültigkeit behalten.

Durch die Einführung eines Verfallsdatums oder beim gänzlichen Fehlen einer Übergangsregelung entsteht das Risiko, dass bereits erzeugte Zertifikate wertlos werden und zu einem unmittelbaren wesentlichen wirtschaftlichen Nachteil für die Vertriebseinheiten führen würde. Zusätzlich können diese „Alt-Zertifikate“ nicht mehr verkauft werden.

Aktuell ist keine Übergangsfrist für „Alt-Zertifikate“ aus dem AGCS Biomethanregister vorgesehen. Weiter findet intern die Begutachtung von eingespeisten Zertifikatsmengen einmal jährlich statt. Diese Begutachtung müsste, sollten die 12 Monate ab Erzeugung so eingeführt werden, deutlich früher passieren, da dies ansonsten negative wirtschaftliche Folgewirkungen iZm dem Verkauf der Verwertung hat.

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

Gültige Nachweise in Höhe der eingespeicherten Menge werden auf ein Konto transferiert und bei der Ausspeicherung, abzüglich der gelöschten Nachweise, als Nachweise für die Produktion des erneuerbaren Gases herangezogen. Nachweise, die auf das Konto transferiert wurden, können jederzeit mit gültigen Nachweisen für erneuerbare Gase der gleichen Art ersetzt werden.

Entsprechend diesem Vorschlag sollte in § 80 EAG - sowie in § 129b Abs 7 GWG - zumindest die folgende Ergänzung aufgenommen werden:

„(2) Herkunfts nachweise gelten zwölf Monate ab der Erzeugung der betreffenden Energieeinheit. Ein Herkunfts nachweis ist nach seiner Verwendung zu entwerten. Herkunfts nachweise, 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 am Ausspeisepunkt als Beginn der Produktion.“

Zu § 80 Abs 4:

Die Wortfolge „...nachweislich diesem Käufer zu überlassen“ ist zu unbestimmt. Wer muss den HKN überlassen? Der Händler oder der Anlagenbetreiber oder der Verkäufer?

Anerkennung von Herkunfts nachweisen aus anderen Staaten (§ 81):

Hervorzuheben ist, dass gem. Erläuterungen Herkunfts nachweise aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU Mitgliedstaat oder EWR-Vertragsstaat nicht auf das nationale Erneuerbaren-Referenzziel angerechnet werden können. Hier ist fraglich, ob dies den EU-Vorgaben entspricht.

In Art. 19 Abs 2 RED II wird klargestellt, dass der Herkunfts nachweis keine Funktion in Bezug auf die Einhaltung des Artikels 3 (erneuerbare Ziele) durch die Mitgliedstaaten hat. In RED II Erwägungsgrund 55 wird dies nochmals betont und weiter ausgeführt, dass es wichtig ist zwischen grünen Zertifikaten, die für Förderregelungen genutzt werden, und Herkunfts nachweisen zu unterscheiden. Im gegenständlichen Entwurf scheint es nun verschiedene Kategorien von Herkunfts nachweise; jene mit und jene ohne Grün gassiegel, zu geben, von denen nur erstere Herkunfts nachweise iSv RED II sein dürften.

Wir ersuchen um eine verständliche Erklärung des Systems.

Zu § 81 Abs 3:

Abs 3 sollte nicht als „Kann-Bestimmung“ formuliert, sondern verpflichtend sein, da dies zu mehr Rechtssicherheit für alle Beteiligten führt. Zumindest für EU/EWR-Staaten sollte dies gelten.

Herkunfts nachweise für Fernwärme (§ 85):

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/industriellen Kunden beziehen muss. Betroffene Fernwärmeanlagen müssen in einem zusammenhängenden Fernwärmennetz 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 -kältesysteme geht es primär um Anlagentechnik, was in einem **engen Zusammenhang mit dem gewerblichen Betriebsanlagenrecht** steht. Insofern wäre hier eine **Zuständigkeit der Bezirksverwaltungsbehörde, des Magistrats bzw. der Landesbehörde** naheliegend, zumal diese **vor Ort angesiedelt ist und Zugriff auf den umfangreichen Sachverständigenapparat** hat. Da nun Anlagenbescheide, regelmäßige Schadstoffemissions-prüfungen, 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 Verwaltungsbehörden 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.

Integrierter Netzinfrastrukturplan (§ 90):

Dieser 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 bekommt.

Zu § 90 Abs 2:

Textvorschlag:

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

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) 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 Artikel 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 Netzinfrastruktur. Damit sollen in 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 Gasspeicheranlagen eine kosteneffizientere Engpassbeseitigung ermöglicht.

Zu § 90 Abs 5:

Textvorschlag:

„(5) **Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie erstellt den integrierten Netzinfrastrukturplan 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 Netzinfrastrukturplan ist eben nur dann „integriert“, wenn die existierenden Planungsinstrumente und deren Ergebnisse den NIP bilden. Eine Kann-Bestimmung, wie im vorliegenden Entwurf vorgesehen, kann das nicht sicherstellen. Wir ersuchen hier darum, dass auf KNEP und LFP Bedacht genommen werden „muss“. Die Kann-Formulierung soll in eine Muss-Formulierung geändert werden.

Umweltprüfung und Öffentlichkeitsbeteiligung (§ 91)

Die Praxistauglichkeit dieses Prozesses, v.a. hinsichtlich der grenzüberschreitenden Konsultationen, ist fraglich. Regelungsgegenstand ist jedoch die Umsetzung von EU-Recht. Ggf. ist die Möglichkeit einer effizienteren Vorgehensweise zu prüfen, z.B. im Sinne von „Information statt Kollaboration“.

Servicestelle für erneuerbare Gase (§§ 94, 95)

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

Zumindest müssen die Aufgaben der Servicestelle nach § 95 Abs 1 und Abs 2 abschließend im Gesetz geregelt werden. Im Absatz 1 erster Satz ist daher das Wort „insbesondere“ zu streichen.

Dass weitere Aufgaben nach Absatz 2 im Rahmen einer Ausschreibung entsprechend dem BVergKonz 2018 festgelegt werden könnten, ist abzulehnen.

Zu § 95 Abs 5 - Anordnungsbefugnis:

Des Weiteren sehen wir auch die völlig unterdeterminierte Anordnungsbefugnis der Ministerin an die Servicestelle nach § 95 Abs 5 kritisch, denn hier könnten wiederum Aufgaben an die Servicestelle weitergegeben werden, welche eventuell in das Aufgabengebiet der Verteilernetzbetreiber fallen.

Gerade diese Anordnungsbefugnis sowie dass die Aufgaben nicht klar und abschließend geregelt worden sind, erscheint auch im Lichte des Artikel 18 BVG bedenklich, müssen doch Gesetze klar, verständlich sowie hinreichend konkret formuliert werden.

Strafbestimmungen (§ 96):

Verwaltungsübertretungen mit Geldstrafen bis zu € 20.000 (Absatz 1) bzw. € 75.000 (Absatz 2) sind völlig unverhältnismäßig und daher zumindest der Höhe nach abzulehnen.

Im Detail – Schwerpunkt Fernwärme:

Zu § 5 Abs 1 Z 8:

Der Brennstoffnutzungsgrad soll die Effizienz der Energieumformung möglichst in Bezug auf die Wärme- und Stromaufbringung darstellen, welche für Endverbraucher bereitgestellt wird. Daher sollten Eigenbedarfs-Energiemengen wie z.B. Energie für Trocknungsprozesse oder Energie für diverse prozessinterne Vorwärmungen nicht als effiziente Wärmeproduktion anrechenbar sein.

Wir schlagen daher folgende Formulierung in § 5 Abs 1 Z 8 vor:

8. „Brennstoffnutzungsgrad“ die Summe aus Brutto- Stromerzeugung und in Fernwärme Systeme eingespeiste bzw. als Raumwärme genutzter Wärmeerzeugung, geteilt durch den Energieinhalt der eingesetzten Energieträger bezogen auf ein Kalenderjahr;

Zu § 5 Abs 1 Z 11a neu:

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 z.B. im Rahmen der Entsorgung anfallen, effizient in der Fernwärme genutzt werden, angerechnet und auch zukünftig verwendet werden können.

Abwärme aus industriellen Prozessen - mit einem konkreten zukünftigen Dekarbonisierungspfad sollten in diesem Sinne auch erschließbar und als dekarbonisierte Wärme anrechenbar sein. Beispiel: dekarbonisierte Abwärme aus einem zukünftigen Hybrid Stahlwerk mit Elektro Lichtbogen Ofen (erneuerbarer Strom) und Wasserstoff - Elektrolyse für den Reduktionsprozess, der erst 2050 rein erneuerbar sein wird.

Daher schlagen wir folgende Formulierung in Anlehnung an Art. 2 Z 9 REDII vor:

„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 17:

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 (z.B. 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 in § 5 Abs 1 Z 17 vor:

„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 30a neu:

Eine Ergänzung des Begriffes "hocheffiziente KWK" ist im Hinblick auf die weitere Verwendung im EAG notwendig. Eine Definition die der RED II grundsätzlich entspricht ist in § 7 (1) Z 27 ELWOG 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 RL 2012/27/EU. Daher schlagen wir folgende Ergänzung in § 5 Abs 1 vor:

„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 30b neu:

Wichtig erscheint weiters auch die Ergänzung des Begriffes "hocheffiziente KWK-Wärme" in Anlehnung an das WKLG im Hinblick auf weitere Verwendung im EAG. Daher schlagen wir folgende Ergänzung in § 5 Abs 1 vor:

„30b: „hocheffiziente KWK-Wärme“ der bei hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Anteil an Wärmeenergie;“

Zu § 5 Abs 1 Z 30c neu:

Im Hinblick auf die weitere Verwendung im EAG (entsprechend § 7 Abs 1 Z 37 EIWOG 2010) schlagen wir die Ergänzung des Begriffes "KWK" in § 5 Abs 1 vor:

„30c: „Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)“ die gleichzeitige Erzeugung thermischer Energie und elektrischer und/oder mechanischer Energie in einem Prozess;“

Zu § 5 Abs 1 Z 30d neu

Im Hinblick auf die weitere Verwendung im EAG, im Speziellen § 85 (Anlehnung an WKLG), schlagen wir in § 5 Abs 1 die Ergänzung des Begriffes "KWK-Wärme" vor:

„30d: „KWK-Wärme“ der bei Kraft-Wärme-Kopplung anfallende Anteil an Wärmeenergie;“

Zu § 5 Abs 1 Z 35:

Für Repowering sollen Maßnahmen wie z.B. bei Biomasse KWK– Energieeffizienzsteigerungen durch Nachrüstung von Rauchgaskondensationsanlagen, Umrüstungsmaßnahmen auf Gegendruck Dampfturbinen mit 100% Abdampfnutzung für Fernwärme, Wärmepumpen zur Temperaturanhebung interner Abwärmen anerkannt werden. Zusätzlich sollten Flexibilisierungsmaßnahmen in diesen Anlagen wie z.B. Steigerung der Teillastfähigkeit und Investitionen zur Steigerung des Wärmeoutputs oder Steigerung der Flexibilisierung der Elektrizitätserzeugung sowie Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen anrechenbar sein.

Die elektrische Engpassleistung ist bei diesen Anlagentypen oft mit den thermodynamischen Parametern, welche durch mechanische und materielle Auslegungen begrenzt werden, schwieriger zu erhöhen wie die Effizienz, Flexibilität und Lebensdauer dieser Anlagen.

Als Neuinvestitionen bzw. damit zur Teilnahme als „Neuanlage“ sollen gesamtheitliche Maßnahmen – wie vorher beschrieben – welche Investitionen größer 50% der Neuinvestition anlagentechnischer Komponenten ausmachen – als Schwellenwert anrechenbar sein. Die Erstellung und die Inhalte eines qualitativen Gutachtens für diese Maßnahmen sind vom Förderwerber mit der EAG Förderstelle abzustimmen und vor der Teilnahme an Ausschreibungen von der Förderstelle (ähnlich den KPC – UFI Anforderungen.) zu genehmigen.

Daher schlagen wir folgende Formulierung § 5 Abs 1 Z 35 vor:

„35. „Repowering“ die Investition in die Modernisierung von Kraftwerken, die erneuerbare Energie produzieren, einschließlich des vollständigen oder teilweisen Austausches von Anlagen oder Betriebssystemen und –geräten zum Austausch von Kapazität oder zur Steigerung der Effizienz, technischen Lebensdauer, Flexibilität oder der Kapazität der Anlage; Übersteigen diese Investitionen 50% von in der Größenordnung vergleichbaren anlagentechnischen Investitionen von Neuanlagen, gelten „repowerte“ Bestandsanlagen als „Neuanlage“. Für diese Maßnahmen

muss ein Gutachten vorgelegt werden, welches von der EAG Förderstelle anerkennungswürdig ist.“

Zu § 10 Abs 1 Z 4:

Bei den Mitgliedsunternehmen des Fachverbandes Gas Wärme konnte zum Thema der Begrenzung der Förderung bei Biomasseanlagen auf 5 MW_{el} keine einheitliche Branchenmeinung eruiert werden.

Städtische FernwärmeverSORGER sprechen sich eindeutig **für die Anhebung dieser Grenze auf max. 15 MW_{el} für die städtischen FernwärmeverSORGUNG** aus, da Fernwärme Erzeugungskosten in hocheffizienten Fernwärme Netzen durch die Einschränkung auf 5 MW_{el} steigen würden, und eine nennenswerte **Steigerung des Anteils erneuerbarer Wärme im urbanen Bereich ohne weitere nachhaltige, effiziente und regionale Biomassenutzung wäre nicht erreichbar**. Hocheffiziente Anlagen für die städtische FernwärmeverSORGUNG haben hohe Investitionskosten und komplexe Einbindungen und auch entsprechend lange Planungs-, Errichtungs- und Projektlaufzeiten. Sie erhöhen jedoch die **Versorgungssicherheit der Versorgung mit Fernwärme und wirken über eine Dauer von bis zu 30 Jahren nachhaltig** und volkswirtschaftlich positiv in der Region. Daher sollte nach Ansicht der städtischen FernwärmeverSORGER die Förderung von Anlagen gemäß § 10 Abs 1 Z 4 (und entsprechend auch in § 35 Abs 1) für die städtischen FernwärmeverSORGUNG auf max. 15 MW_{el} erhöht werden.

Regionale Nah- und FernwärmeverSORGER sehen in der Begrenzung auf 5 MW_{el}, eine ausgewogene Regelung, denn nur so könnte aus ihrer Sicht gewährleistet werden, dass die vorgesehene **Förderung vielen Anlagen/Netzen in einem Jahr zugutekommt** und nicht nur eine Großanlage die vollen Mittel einer Periode abschöpft.

Dies ist **für die Umstellung der vielen regionalen Nah- und Fernwärmebetreiber, die zahlenmäßig in Österreich die Mehrheit stellen, besonders wichtig, um die Wärmewende zu schaffen**. Die **Möglichkeit größere Anlagen zu bauen, würde dadurch weiterhin bestehen**, dabei wird sogar der Teil der Produktion bis 5 MW_{el} gefördert. Daher wird die Regelung im § 10 Abs 1 Z 1 im Begutachtungsentwurf sehr begrüßt.

Zu § 15 - Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen:

Auch die Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen erschwert die Betriebsweise von kleineren Bestandsanlagen und sollte hier - so wie bei der administrativ festgelegten Marktprämie für Anlagen unter 0,5 MW - eine entsprechende Sonderregelung vorgesehen werden.

Zu §§ 17, 20, 23, 24 und 27:

Die erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen sowie die qualitativen Kriterien für eine Berechtigung zur Teilnahme nach §20 bzw. ein Ausschluss von Geboten nach §24 sind speziell für

Biomasse Anlagen so transparent zu gestalten, dass Rechtssicherheit für den Bieterkreis herrscht und **ein Bietersturz nach Zuschlagserteilung verhindert** wird.

Speziell der bisher für Biomasse Anlagen nach ÖSG (von den Bundesländern) ausgestellte Anerkennungsbescheid als Ökostromanlage bestätigte die qualitative Eignung der verwendeten Brennstoffe und bestätigte die Konformität der beabsichtigten Errichtungs- Merkmale der Anlage.

Diese Merkmale und Anforderungen wurden im ÖSG §7 bis §9 spezifiziert und sind für uns in diesem EAG Begutachtungsentwurf in der erforderlichen Tiefe noch nicht vorhanden.

Für uns ist derzeit, vermutlich durch die noch zu erstellenden Verordnungen und Durchführungsbestimmungen, noch nicht in vollem Umfang erkennbar, welche Unterlagen oder Kriterien zu einem erfolgreichen Abschluss eines Biomasse Fördervertrages nach EAG zusätzlich bzw. vertiefend erforderlich sind.

Es sollte Transparenz und Rechtssicherheit betreffend die Förderwürdigkeit eines Projektes geschaffen werden.

Ein Bietersturz oder das Erlöschen von Zuschlägen gem. § 27 Absatz 4 sollte möglichst zeitnah und nicht erst im nächsten Kalenderjahr, dem nächstfolgenden Projektwerber zugeschlagen werden, anstelle nur durch das Erlöschen von Zuschlägen freiwerdenden Fördervolumen in die nächste Runde umzuschichten.

Zu § 20, § 27 Abs 1 und 2:

Wenn eine Anlageninbetriebnahme nicht innerhalb der jeweils geltenden Frist erreicht wird, sollte, **in der Verhältnismäßigkeit zum Projekt, ein Abschlag von einigen Prozent von der Marktpreämie** etc. erfolgen. Zu kurze Projekterrichtungszeiten schrecken potentielle Anlagenhersteller bzw. 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. Bei großen Engpassleistungen sind auch die höheren Anforderungen des „RfG“ bzw. der TOR Erzeuger im Projekt zu berücksichtigen.

Ein erloschener Zuschlag sollte überdies dem nächstgereichten Bieter zugesprochen werden – anstelle dieses Ausschreibungsvolumen um eine Periode zu verschieben - um die Zeitdauer bis zur nächsten Ausschreibungsrunde zu nützen.

Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:

„§ 20. Die Gebote müssen die folgenden Angaben enthalten:

... 2. die erneuerbare Energiequelle, für die das Gebot abgegeben wird; **für Biomasse - inklusive der Brennstoffqualitäten und deren Herkunft bzw. Beschreibung der geplanten Energietransformationsprozesse.**

7. einen Nachweis, dass für die Neuerrichtung oder Erweiterung der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind, inklusive der qualitativen Nachweise der EAG konformen Biomasse Anwendungsmöglichkeiten (welche bisher im ÖSG 2012 §7 bis §9) spezifiziert wurden.....). Im Rahmen einer Vorprüfung durch die EAG Förderstelle oder durch gleichwertige Gutachten muss eine Förderwürdigkeit des Biomasse Projektes festgestellt worden sein, welche sinngemäß einem bisher erforderlichen Anerkennungsbescheid als Ökostromanlage (ÖSG) entspricht.

„§ 27. (1) Ein Zuschlag erlischt, wenn

1. die Zweitsicherheit gemäß § 22 Abs. 2 Z 2 nicht rechtzeitig oder vollständig entrichtet wurde;
2. die Anlage nach Ablauf der Nachbesserungsfrist mit reduzierter Marktprämie nicht innerhalb der jeweils geltenden Nachbesserungs- Frist in Betrieb genommen wurde, wobei die Inbetriebnahme der EAG-Förderabwicklungsstelle durch eine Bestätigung des Netzbetreibers nachzuweisen ist;“

Zu § 35 Abs 1:

Der Begriff des Repowering von Anlagen muss ergänzt werden. Entsprechend der Argumentation zu § 10 schlagen wir folgende Formulierung vor:

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

§ 36a neu - Repowering von bestehenden Biomasseanlagen:

Für das Repowering von Anlagen auf Basis von Biomasse soll ein Abschlag zur Anwendung kommen, welcher sich am Grad der Reinvestition orientiert und einen fairen Wettbewerb zwischen Neuanlagen und Repowering-Anlagen ermöglicht. Der Abschlag wirkt dabei rein auf den Kapitalkostenanteil des anzulegenden Wertes (entspricht dem Gebot abzüglich der Nachfolgeprämie). Eine vollständige Reinvestition, also ein 100%-Repowering mit 0%-Abschlag, wäre somit einer Neuanlage gleichgestellt, während ein 50%-Repowering, aus Wettbewerbsgründen trotzdem ein mit einer Neuanlage vergleichbares Gebot erstellen muss, jedoch nur 50% des über der Nachfolgeprämie liegenden Zuschlagswertes für den anzulegenden Wert herangezogen werden.

Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:

„§ 36a. Für das Repowering von Anlagen auf Basis von Biomasse gemäß § 5 Abs. 1 Z 35 verringert sich die Höhe des Zuschlagswertes in Abhängigkeit des Grades der Reinvestition um einen Abschlag auf den Kapitalkostenanteil des Gebots. Die Kapitalkosten entsprechen dem

Zuschlagswert abzüglich der aktuell gültigen Nachfolgeprämie (gemäß § 51) für Anlagen auf Basis von Biomasse. Der Grad der Reinvestition ist durch den Förderwerber in Form eines Gutachtens darzulegen, wobei der Förderwerber die Kosten für die Erstellung des Gutachtens zu tragen hat. Eine Teilnahme an der Ausschreibung für neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse ist ab einem Grad der Reinvestition von zumindest 50% möglich.“

Zu § 38 Abs 1 und 2:

Die Frist für die Inbetriebnahme von Biomasse Anlagen ist an übliche Marktbedingungen und erreichbare Zeiträume anzupassen.

Bei Nichterreichen der Frist sollte ein Abschlag von einigen Prozent von der Marktprämie etc. erfolgen, bevor der Zuschlag und damit auch ein potentielles erneuerbaren Wärme Projekt verloren wird.

Zu kurze Projekterrichtungszeiten schrecken potentielle Anlagenhersteller bzw. Anlagenbauer 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.

Im Vorfeld haben uns auch potentielle österreichische Anlagenbauer berichtet, dass Sie bei ähnlich geforderten und zu ambitionierten, kurzen Projektlaufzeiten im Ausland kein Angebot gelegt hätten, bzw. nicht zu unverhältnismäßigen Pönale Forderungen bereit sind. Hohe Pönalien und zu kurze Projektlaufzeiten verteuern und verhindern gute Projekte.

Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:

„§ 38. (1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Anlagen auf Basis von Biomasse **36 **24** Monate inkl. **Fundamentfertigstellung nach 12 Monaten** ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle.**

(2) Die Frist gemäß Abs. 1 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle einmal um bis zu **12 **24** Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nicht-fristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen. Bei Inanspruchnahme dieser Nachbesserungsfrist durch Eigenverschulden wird eine reduzierte Marktprämie wirksam.“**

Zu § 51 Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biomasse:

Zusätzlich zur Möglichkeit einer Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis Biomasse bis zum Ablauf des 30. Betriebsjahres der Anlage (Abs 2), ist es für den langfristigen Bestandserhalt notwendig, dass im Falle eines Repowering von einer Bestandsanlage zwischen dem 21. und 30. Betriebsjahr, diese an der Ausschreibung für neu errichtete Biomasseanlagen mit einem, im Verhältnis der Repowering-Investition zu jener einer Neuanlage reduziertem Höchstwert, teilnehmen können (Abs 3).

Biomasseanlagen besitzen eine durchschnittliche technische Lebensdauer von 25 Jahren. Durch ein Repowering der Anlagen kann deren weiterer Bestand für zumindest weitere 20 Jahre gesichert werden. Ein Repowering wird aber bei ausschließlicher Gewährung eines Nachfolgetarifes bis zum 30. Betriebsjahr, der sich nur an den laufenden Kosten orientiert, aus wirtschaftlichen Gründen nicht durchgeführt werden. Dies würde zur Folge haben, dass spätestens nach dem 30. Betriebsjahr diese Anlagen stillgelegt und aus der Erzeugungsstatistik herausfallen würden.

Daher schlagen wir in § 51 Abs 3 folgende Formulierung vor:

„(3) Abweichend von § 46 Abs. 2 Z 1 und 2 hat sich der anzulegende Wert an den laufenden Kosten zu orientieren, die für den Betrieb dieser Anlagen erforderlich sind, wobei Abschreibungen und Verzinsungen für die Investition nicht zu berücksichtigen nur für notwendige Reinvestitionen zum Erhalt der Betriebsfähigkeit zu berücksichtigen sind. Verzinsungen für die Erst-Investition sind nicht zu berücksichtigen.“

Zu § 52 - Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biogas

Abweichend von § 16 im § 52 Abs. 2 ist für bestehende Biogas- Anlagen lediglich eine Nachfolgeprämie für die Dauer von 12 Monaten ab Vertragsabschluss vorgesehen. Hingegen sind bei Biomasse-Anlagen Nachfolgeregelungen von bis zu 30 Jahren möglich - eine derartige Ungleichbehandlung ist sachlich nicht gerechtfertigt und sollten Biogas-Anlagen daher den Biomasse-Anlagen diesbezüglich gleichgestellt werden. § 52 Abs. 2 ist aus diesen Gründen zu streichen.

Zu § 96 - Strafbestimmungen

Die hohen Geldstrafen mit bis zu € 20.000 (Abs 1) bzw. € 75.000 (Abs 2) für Verwaltungsübertretungen sind völlig überzogen und der Höhe nach abzulehnen.

Zu § 98 - Übergangsbestimmungen

Um einen Investitionsschub zu erreichen, schlagen wir in § 98 folgenden neuen Abs 5 vor:

„(5) Anlagen die nach Ökostromgesetz 2012 bei der Ökostromabwicklungsstelle für feste Biomasse gereiht sind werden sofort zugeteilt.“

Artikel 2 - Novelle des Ökostromgesetzes 2012 (ÖSG 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 sollte/müsste.

Artikel 3 - Novelle des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010 (ElWOG 2010)

Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom und Wasserstoff oder synthetisches Gas (§ 22a)

Da es sich in § 22a Abs 1 Z 2 um Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff und synthetisches Gas handelt, ist der letzte Teilsatz des Abs 1 Z 2 entsprechend anzupassen. Eine Beschränkung solcher Anlagen auf den Aspekt der Sektorintegration ohne auch auf Sektorkopplung Bezug zu nehmen erscheint im Sinne eines holistischen Ansatzes nicht ausreichend.:

*“2. bei der Planung einer solchen Anlage sichergestellt wird, dass bei der Standortwahl der Aspekt der **Sektorkopplung und** Sektorintegration berücksichtigt wird und die Anlage in der Lage ist, den produzierten Wasserstoff **und/oder das produzierte synthetische Gas** ebenso in Reinform abzugeben, und ...”*

Darüber hinaus wird angeregt, die Möglichkeit des Betriebs von solchen Anlagen auch für Gasnetzbetreiber zu öffnen und eine vergleichbare Regelung entsprechend auch im GWG 2011 aufzunehmen.

Beschaffung der Netzreserve (§ 23 b)

Zu § 23b Abs 2: Die Absicherung der Netzreserve im Strom muss durch gesicherten Gasbezug (“Koppelung der Versorgungssicherheit Strom und Gas”) erfolgen.

Der in § 23 b ElWOG des Konsultationsentwurfes normierte Beschaffungsprozess der Netzreserve soll mit der Festlegung der technischen Eignungskriterien bis zum 31. März starten und überschlagsmäßig sechs Monate dauern. **Aus Sicht der Gasspeicherbetreiber ist der Beginn dieses Ausschreibungsverfahrens viel zu spät und muss erheblich früher gestartet werden, um eine erfolgreiche Beschaffung der Netzreserve und somit der Versorgungssicherheit sicherstellen zu können.**

Der Vermarktungsprozess der Gasspeicherunternehmen für Speicherleistung für das darauffolgende Leistungsjahr beginnt spätestens im Sommer des Jahres vor Leistungserbringung und ist mit Jahresende größtenteils abgeschlossen. Das heißt, dass zB. für das Speicherjahr von 01.04.2022 – 01.04.2023 die Vermarktung der Speicherkapazitäten spätestens im Sommer 2021 beginnt. Die

Vermarktung der gesamten Kapazität erfolgt in mehreren Auktionen / Tranchen und ist bis auf Restkapazitäten mit Ende des Jahres 2021 abgeschlossen.

Um die Beschaffung der Netzreserve sicherstellen zu können muss der Startzeitpunkt des beschriebenen Prozesses auf spätestens 1.9. des Jahres vor Leistungserbringung/Kontrahierung vorverlegt werden.

Wir schlagen daher folgende Änderung des § 23 Abs 2 vor:

*„(2) Der Regelzonenführer hat die zu kontrahierenden Netzreserveanbieter in einem zweistufigen Verfahren auszuwählen. Zu diesem Zweck hat der Regelzonenführer technische Eignungskriterien für die Netzreserve in Abstimmung mit der Regulierungsbehörde bis zum 31. März **1. September des dem der Genehmigung gemäß (4) 2. Satz vorhergehenden Kalenderjahre** festzulegen und in geeigneter Form zur Interessensbekundung aufzurufen. Alle Interessenten, die ihr Teilnahmeinteresse binnen vierwöchiger Frist bekundet haben, sind dabei vom Regelzonenführer hinsichtlich ihrer Eignung zur Erbringung von Engpassmanagement und zur Erfüllung der Kriterien gemäß Abs. 1 und Abs. 2 zweiter Satz zu prüfen. Erzeugungsanlagen können nur dann als geeignet eingestuft werden, wenn ihre Emissionen nicht mehr als 550 g CO₂ je kWh Elektrizität betragen und keine radioaktiven Abfälle entstehen. In der zweiten Verfahrensstufe sind die Betreiber der als geeignet eingestuften Anlagen zur Angebotslegung binnen vierwöchiger Frist aufzufordern. Betreiber der als nicht geeignet eingestuften Anlagen sind zu informieren.“*

Zu § 23 b Abs 5 und 7:

Die Zahl der **KWK-Einsätze zur Netzstabilisierung** haben sich in den vergangenen Jahren verzehnfacht. Dabei hat die KWK ihre Eignung zur Bewältigung von Engpässen eindrucksvoll bewiesen. Die Verfügbarkeit dieser hochflexiblen Technologie mit höchster Brennstoffeffizienz und daher niedrigen CO₂-Emissionen ist zur **Wahrung der Versorgungssicherheit unabdingbar** und eine wesentliche Voraussetzung für den erforderlichen massiven Ausbau erneuerbarer Energien. In der neuen Regelung zur Netzreserve muss daher die Teilnahme von KWK- Anlagen gesichert sein.

Die im EIWOG enthaltene Formulierung kann so interpretiert werden, dass Anlagen für den Vertragszeitraum in der Netzreserve nicht am Markt tätig sein dürfen. Diese Interpretation **schließt KWK Anlagen aus und erhöht damit die Gesamtkosten für Österreich massiv**. KWK Anlagen sind die günstigste Möglichkeit zur Bereitstellung der Netzreserve, da sie in den Wintermonaten durch die Erfordernisse der Wärmeversorgung ohne Zahlungen aus der Netzreserve das System stützen können. Dafür müssen sie in dieser Zeit aber am regulären Strommarkt teilnehmen dürfen.

Eine Vertragslaufzeit von bis zu 2 Jahren lässt keine nachhaltige Instandhaltungs- und Personalstrategie im Sinne der Versorgungssicherheit zu. Anreize für **Ersatz- und Neuinvestitionen**

sind unbedingt erforderlich, da der thermische Kraftwerkspark überaltert. Zur Sicherung der Versorgungssicherheit bedarf es entsprechender Regelungen zur Ermöglichung von **Investitionen in effiziente und flexible Neuanlagen.** Eine vollkommen offene Rückforderungsklausel zugunsten des Regelzonenführers trotz Leistungserbringung des Anlagenbetreibers ist inakzeptabel.

Die finale Kontrahierung zwischen Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber erfolgt erst im Sommer des jeweiligen Jahres. Dies ist jedenfalls zu spät für einerseits die Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft und andererseits auch die Sicherung der Brennstoffversorgung. Beispielhaft seien hier einerseits die Personalvorhaltung und allenfalls erforderliche Bestellungen genannt. Das lässt andererseits auch **keine Zeit für die Kontrahierung zur Bereithaltung von Gasspeichern.** Das wiederum hat für die Speicheranbieter zur Folge, dass eine **große Speicherkapazität nicht vermarktet werden kann bzw. keine Kapazität für die Kraftwerksbetreiber zur Verfügung steht.** Die endgültige Zusage mit Start 01.10. sollte der Kraftwerksbetreiber bereits mit spätestens Ende Februar des jeweiligen Jahres bekommen.

Daher muss diese Formulierung wie folgt präzisiert werden:

„(5) Nach erfolgter Genehmigung hat der Regelzonenführer die Anlagen für eine angemessene, zwei Jahre nicht überschreitende Dauer von 3 bis maximal 5 Jahren zu kontrahieren, wobei auf eine größtmögliche Vergleichbarkeit zu achten und festzulegen ist, für welchen Zeitraum oder welche Zeiträume des Ausschreibungszeitraumes die Anlage jeweils für die Erbringung der Netzreserve kontrahiert wird ist. Im Vertrag ist jedenfalls eine Rückforderungsklausel zugunsten des Regelzonenführers aufzunehmen. Es besteht kein Rechtsanspruch auf Abschluss eines Vertrags. Der Vertragsabschluss erfolgt jeweils bis spätestens Ende Februar des Jahres, in dem der Vertragsbeginn liegt. Mit erfolgter Kontrahierung haben Betreiber von Erzeugungsanlagen diese mit Ausnahme von Revisionszeiträumen während (un)geplanter Stilllegungszeiträume ausschließlich für das Engpassmanagement zur Verfügung zu stellen; die Marktteilnahme ist während dieses Zeitraumes unzulässig. § 23c Abs. 1 und § 23d bleiben hiervon unberührt.

(7) Wird eine Erzeugungsanlage gemäß Abs. 1 Z 1 nicht kontrahiert, hat der Betreiber die Anlage für den gemäß § 23a Abs. 1 angekündigten Stilllegungszeitraum Stillstandszeitraum außer Betrieb zu nehmen, es sei denn § 23c Abs. 1 oder § 23d Abs. 3 finden Anwendung.“

Zu § 37 Abs 5:

Wie zu §§ 22 Abs 5a und 63 Abs 2 GWG 2011 näher ausgeführt (vgl. die Anmerkungen zu Artikel 4) stoßen die gemeinsamen Konsultationen hinsichtlich der Infrastrukturpläne im Strom- und Gasbereich aufgrund unterschiedlicher Zeitpläne im Unionsrecht auf ihre Grenzen. Der Netzentwicklungsplan gem. § 37 EIWOG (NEP) hat den EU-weiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs 3 lit b der VO 2009/714/EG (TYNDP von ENTSO-E) als Basis, andererseits haben der

koordinierte Netzentwicklungsplan gem. § 63 GWG 2011 (KNEP) sowie die Langfristige Planung gem. § 22 GWG den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. b der VO 2009/715/EG (TYNDP von ENTSO-G) zu berücksichtigen.

Diese EU-weite Pläne werden von ENTSO-E bzw. ENTSO-G alternierend in geraden und ungeraden Jahren erstellt, damit eine gegenseitige Berücksichtigung des jeweils aktuellsten Plan aus dem anderen Sektor möglich wird. Würde man nunmehr auf nationaler Ebene die Strom- und Gasinfrastrukturpläne im gleichen Jahr erstellen müssen, wäre es entweder für den NEP oder für KNEP nicht möglich, auf der aktuellsten Fassung des Planes auf Unionsebene aufzusetzen.

Es wird daher dringend angeregt, von dem Erfordernis der gemeinsamen Konsultation abzusehen. Daher schlagen wir in § 37 Abs 5 EIWOG folgende Streichungen vor (vgl. auch den Vorschlag zu § 22 Abs 5a und § 63 Abs 2 GWG):

§ 37. ...

„(5) (Grundsatzbestimmung) Der Übertragungsnetzbetreiber hat bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeit, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan zu berücksichtigen. Überdies hat er den koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß § 63 GWG 2011 und die langfristige Planung gemäß § 22 GWG 2011 sowie den integrierten Netzinfrastrukturplan gemäß § 90 EAG zu berücksichtigen. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Übertragungsnetzbetreiber alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation des koordinierten Netzentwicklungsplans gemäß § 63 Abs. 2 GWG 2011 und der Konsultation der langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 5a GWG 2011 durchzuführen. Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.“

Investitionszuschüsse für PV-Anlagen (§ 55 Abs 1)

Sollten die in der Z 1 und 2 genannten Tatbestandsmerkmale abschließend zu verstehen sein, sind diese Bestimmungen nicht treffsicher formuliert. Die in Z 2 enthaltene Beschränkung auf Eisenbahnanlagen oder Deponien ist nicht sachgerecht und bedarf einer weiteren Klarstellung. Auch andere (betrieblich genutzte) Flächen - egal ob bebaut oder unbebaut - können als Photovoltaikanlagen nachgenutzt werden. Hier bieten insbesondere bestehende Bergbauflächen, die tlw. bereits einer solchen Nachnutzung zugeführt wurden, ein großes Potential, obwohl diese gesetzlich weiterhin widmungstechnisch als landwirtschaftlich genutzte Flächen / Grünflächen gelten würden. Zudem sollte in diesem Zusammenhang eine teilweise Nutzung auch für Eigenverbrauchsziele erlaubt werden, widrigenfalls in Betrieben mögliche Potentiale nicht umgesetzt würden. Insoweit ist die unmittelbare Anknüpfung der Widmung als Zulässigkeitskriterium für einen Investitionszuschuss nicht zweckmäßig, sondern wäre es besser auf die tatsächlichen Nutzungsverhältnisse abzustellen.

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (§ 74 Abs 2):

Durch die Beschränkung Erneuerbarer-Energie-Gemeinschaften auf kleine und mittlere Unternehmen wird eine große Chance vergeben, dieser sinnvollen Beteiligungsform zum Durchbruch zu verhelfen. Es ist weder verständlich noch zweckdienlich, dass größere Unternehmen (selbst wenn die übrigen Voraussetzungen erfüllt werden) bzw. einzelne Teile davon (zB. Teilbetriebe, regionale Betriebstätten) nicht an derartigen Gemeinschaften teilnehmen dürfen. Hier läge aus unserer Sicht viel Potential, um vor Ort gemeinsam mit Gemeinden und anderen Stakeholdern Energieprojekte umsetzen zu können.

Übergangsbestimmungen (§ 111):

Abs 3 sieht vor, dass Anlagen (Betrieb ab 01.01.2019) zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas für 10 Jahre bei der Teilnahme am Regelreservemarkt oder am Engpassmanagement 50% der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte zu entrichten haben. Man soll dabei nicht außer Acht lassen, dass es durch eine **Vielzahl unterschiedlicher Ausnahmeregelungen** (Entgelt für Pumpstrom, Entgelte für Regelreserve, lokale und regionale Ortstarife, ...) auch zu **unterschiedlichen Netztarifen** kommt.

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

Daher schlagen wir die Streichung des § 111 Abs 3 und die Anpassung des Abs 4 vor:

~~„(3) „Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, haben ab Inbetriebnahme für 10 Jahre bei Teilnahme der Anlage am Regelreservemarkt oder am Engpassmanagement für den Bezug von erneuerbarer elektrischer Energie 50% der anfallenden Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.“~~

(4) Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder -kälte, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, haben ab Inbetriebnahme für 15 Jahre keine der für den Bezug elektrischer Energie verordneten Netznutzungsentgelte und Netzverlustentgelte zu entrichten.“

Weiters sollte auch diese Anlagen wie Pumpspeicherkraftwerke in § 5 Abs 1 Z 14 und Z 15 vom „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ und von der „Erneuerbaren-Förderpauschale“ ausgenommen werden.

Artikel 4 - Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG 2011)

Wie bereits zum EAG angemerkt, wird im EAG-Paket das Thema erneuerbares Gas nur in Randbereichen adressiert. Da wesentliche Bestimmungen dazu fehlen, ist eine umfassende Beurteilung der vorliegenden „Schnittstellen“ für Grünes Gas ohne vollständiges Gesamtkonzept nicht möglich.

Alle Marktteilnehmer haben größtes Interesse daran, dass die gesetzlichen Bestimmungen und Regelungen klar, eindeutig und zweckdienlich sind. 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 – Herkunfts nachweise und § 133a) aus dem EAG-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 bringen wir zum bestehenden GWG Änderungsvorschläge ein, die größtenteils bereits bei der ÖSG-Novell 2017 eingebracht wurden, aber nicht mehr berücksichtigt werden konnten.

Zu § 7 GWG 2011 - 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 ist und zudem beim chemischen Prozess ein Ausgangsstoff nur in seine Bestandteile (u.a. 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 (H_2) und Sauerstoff (O_2) zerlegt. Dabei wird die elektrische in chemische Energie umgewandelt und im Wasserstoff gespeichert;
- b) Beim Reformierungsverfahren wird fossilen Energieträgern (hauptsächlich Erdgas) der Wasserstoff abgespaltet;
- 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:

„78a. „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;“

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

„80. „erneuerbarer Wasserstoff“ Wasserstoff ausschließlich **umgewandelt mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gemäß § 5 Abs. 1 Z 13 Ökostromgesetz 2012 oder aus erneuerbaren Energieträgern gemäß § 5 Abs. 1 Z 13 Ökostromgesetz 2012**;“

„81. „synthetisches Gas“ Gas, das auf Wasserstoff **basiert**;“

„(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 § 12 Abs 5:

Wir begrüßen die Anpassung, dass die Verbindung von Netzen verschiedener Marktgebiete zu keiner automatischen Zusammenfassung zu einem Marktgebiet führt. Damit kann das erfolgreiche Markt-integrationsmodell für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg mit dem Marktgebiet Net Connect Germany auch nach der Netzkopplung zwischen Tirol und Salzburg weiter aufrechterhalten werden.

Zu §§ 22 und 63:

Das neue zweijährige Intervall hinsichtlich der Erstellung der Langfristigen Planung und des Koordinierten Netzentwicklungsplans und insbesondere die gesetzliche Verankerung einer verstärkten Verschränkung und gegenseitige Berücksichtigung der Infrastrukturplanung im Strom- und Gasbereich wird ausdrücklich begrüßt. Eine intensive Abstimmung der Energie-Netzentwicklung ist angesichts der Herausforderungen, die ein klimaneutrales, dekarbonisiertes Energiesystem für den Betrieb versorgungssicherer und stabiler Netze mit sich bringt, eine Notwendigkeit. Mit einer verstärkten Verschränkung der Planungen ist auch gewährleistet, dass die Möglichkeiten, die sich durch die Kopplung der Sektoren bieten, genutzt und ein wesentlicher Beitrag zu einem energie- und kosteneffizienten Energiesystem geleistet werden können.

Der Entwurf zu § 37 Abs 5 EIWOOG sowie den §§ 22 Abs 5a und 63 Abs 2 GWG sehen neben der inhaltlichen Berücksichtigung auch vor, dass die Konsultationen hinsichtlich der Infrastrukturpläne im Strom- und Gasbereich gemeinsam stattfinden sollen. Dies würde bedingen, dass die Zeitpläne für die Erstellung dieser Pläne harmonisiert werden können. Die Möglichkeiten diesbezüglich eine Harmonisierung herbeizuführen, stößt allerdings auf enge Grenzen im Unionsrecht.

Einerseits hat der Netzentwicklungsplan gemäß § 37 ElWOG 2010 (NEP) den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit b der VO 2009/714/EG (TYNDP von ENTSO-E) als Basis, andererseits haben der koordinierte Netzentwicklungsplan gem. § 63 GWG (KNEP) sowie die Langfristige Planung gem. § 22 GWG den gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit b der VO 2009/715/EG (TYNDP von ENTSO-G) zu berücksichtigen. Diese EU-weiten Pläne werden von ENTSO-E bzw. ENTSO-G alternierend in geraden und ungeraden Jahren erstellt, um eine gegenseitige Berücksichtigung des jeweils aktuellsten Plan aus dem anderen Sektor zu ermöglichen. Würde man auf nationaler Ebene die Strom- und Gasinfrastrukturpläne im gleichen Jahr erstellen müssen, was für eine gemeinsame Konsultation eine Voraussetzung wäre, wäre es entweder für den NEP oder für KNEP nicht möglich, auf der aktuellsten Fassung des Planes auf Unionsebene und dessen Simulationen aufzusetzen.

Es wird daher dringend angeregt, von dem Erfordernis der gemeinsamen Konsultation abzusehen. Diese zeitliche Trennung der nationalen Planerstellung soll jedoch keinesfalls zu einer Schwächung der Koordinierung und Abstimmung der nationalen Pläne aus dem Strom- und Gasbereich führen. Vielmehr würde dies ermöglichen, dass die nationalen Pläne jeweils auf die aktuellsten TYNDPs auf unionsebene als auch auf dem aktuellsten nationalen Plan des anderen Sektors aufgesetzt werden können. Selbst für den Fall, dass innerhalb des zweijährigen Intervalls maßgebliche Änderungen hinsichtlich des Planungsannahmen auftreten, kann jederzeit die Kohärenz zwischen den Plänen im Strom- und Gasbereich insb. auch für Sektorkopplungsprojekte hergestellt werden, da gemäß der geltenden Bestimmung in §§ 22 Abs 7 und 64 Abs 5 GWG 2011 sowie § 38 Abs 5 ElWOG 2010 Anträge auf Änderung der zuletzt genehmigten Pläne jederzeit möglich sind.

Daher schlagen wir zu § 22 Abs. 5a sowie § 63 Abs. 2 folgende Streichungen vor (vgl auch oben den Vorschlag zu § 37 Abs 5 ElWOG):

§ 22. ...

„(5a) Vor Einbringung des Antrags auf Genehmigung der langfristigen Planung hat der Verteilergebietsmanager alle relevanten Marktteilnehmer zu konsultieren. Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation ~~des Netzentwicklungsplans gemäß § 37 Abs. 5 ElWOG 2010 und der Konsultation~~ des koordinierten Netzentwicklungsplans gemäß § 63 Abs. 2 GWG 2011 durchzuführen. Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.“

§ 63. ...

„(2) Die Fernleitungsnetzbetreiber in einem Marktgebiet legen der Regulierungsbehörde den koordinierten Netzentwicklungsplan gemeinsam zur Genehmigung vor. Der Marktgebietsmanager hat im Genehmigungsverfahren Parteistellung. Vor Einbringung des Antrages auf Genehmigung des Netzentwicklungsplans hat der Marktgebietsmanager den Netzentwicklungsplan mit allen relevanten Marktteilnehmern zu konsultieren. *Die Konsultation ist gemeinsam mit der Konsultation des Netzentwicklungsplans gemäß § 37 Abs. 5 ElWOG 2010 und der Konsultation der langfristigen Planung gemäß § 22 Abs. 5a GWG 2011 durchzuführen. Das Ergebnis der Konsultation ist zu veröffentlichen.*“

§ 58a neu - Datenaustausch durch Netzbetreiber:

Die vorgeschlagene Regelung des § 45a EIWOG unterstreicht die Bedeutung der von den Netzbetreibern bereits jetzt in diskriminierungsfreier Weise bereit gestellten Datenkommunikation und den damit verbundenen Aufgaben und unterstützt die Bemühungen, auch in Zukunft den steigenden Anforderungen an einen sicheren, transparenten und effizienten Datenaustausch gerecht zu werden. Da die in die Datenkommunikation involvierten Stromnetzbetreiber in der Regel auch als Gasnetzbetreiber fungieren, sollte auch eine gleichlautende Regelung für den Gasbereich im Gaswirtschaftsgesetz vorgesehen werden.

Gerade im Hinblick auf Sektorkopplung und Sektorintegration ist der Datenaustausch zwischen den Energiesystemen erforderlich. Korrespondierend zur Regelung in § 45a EIWOG soll daher auch im GWG ein standardisierter energiewirtschaftlicher Datenaustausch bezüglich der Aufgaben des Marktgebiets- und Verteilergebietsmanagers (§§ 14, 18) und der Verteilernetzbetreiber (§ 58) vorgesehen werden:

„Datenaustausch durch Netzbetreiber“

§ 58a. Die Betreiber von Verteilernetzen sowie der Marktgebiets- und Verteilergebietsmanager haben die Erfüllung der in den §§ 14, 18 und 58 dieses Bundesgesetzes angeführten Pflichten auf der Grundlage einer gemeinsamen Datenkommunikation derart sicherzustellen, dass ein effizienter und sicherer Datenzugang und -austausch sowie Datenschutz und -sicherheit gewährleistet wird. Die zu übermittelnden Daten werden den Endkunden und berechtigten Parteien auf diskriminierungsfreie Weise zur Verfügung gestellt. Zur Gewährleistung der Interoperabilität und der Koordinierung der gemeinsamen Datenkommunikation sind die Netzbetreiber berechtigt, gemeinsam eine dritte Person mit der Wahrnehmung der Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit der Datenverwaltung, insbesondere dem Aufbau, der Weiterentwicklung, der Prozesskoordination und der Betreuung der Infrastruktur für den Datenaustausch sowie den niederschwelligen Zugang zu dieser, zu beauftragen. Die von der Regulierungsbehörde veröffentlichten sonstigen Marktregeln in Bezug auf die technischen Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung sind einzuhalten.“

Zu § 78a - Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte:

Die erleichterte Ermöglichung von Forschungs- und Demonstrationsprojekten wird ausdrücklich begrüßt, wobei eine Überhöhung der Anforderungen die Entwicklung von entsprechenden Projektanträgen maßgeblich erschweren kann. Die in § 78a Abs 2 genannten Ziele von Forschungs- und Demonstrationsprojekten haben naheliegender Weise auch einen engen Bezug zum Betrieb von Netzen und beziehen sich ausdrücklich auf Sektorkopplung und Sektorintegration. Daher liegt es auf der Hand, dass auch (Gas)Netz- und Speicherbetreiber Projektwerber bzw. Partner eines Projektkonsortiums sein können. Es wird daher angeregt, entsprechende Klarstellungen vorzunehmen.

Zu § 79 Abs 7:

Die Netzbetreiber sind angehalten, die für den Netzbetrieb erforderlich Energie kosteneffizient in transparenter und diskriminierungsfreier Weise zu beschaffen. Den neuen Zielbestimmungen des GWG 2011 den Anteil an erneuerbaren Gasen in den österreichischen Gasnetzen kontinuierlich anzuheben, entsprechend, ist die Beschaffung von erneuerbaren Gasen für den Netzbetrieb eine durchaus sinnvolle Option. Klarstellend sollte die Regelung aufgenommen werden, dass Netzbetreiber damit im Zusammenhang stehende Mehrkosten für den Einsatz von erneuerbaren Gas (für Netzbetrieb) ersetzt bekommen. Daher schlagen wir folgende Ergänzung in § 79 Abs 7 vor:

„(7) Die Kosten für die Bestimmung der Netznutzungsentgelte gemäß § 73 **einschließlich der Mehrkosten durch Einsatz erneuerbarer Gase** sind bezogen auf die jeweiligen Netzebenen auf Basis der festgestellten Gesamtkosten abzüglich vereinnahmter Messentgelte, Entgelte für sonstige Leistungen sowie der anteiligen Auflösung von passivierten Netzbereitstellungs- und Netzzutrittsentgelten zu ermitteln. Die festgestellten Gesamtkosten sind um vereinnahmte Förderungen und Beihilfen zu reduzieren.“

Zu § 93 GWG - Zulassung von Bilanzgruppenverantwortlichen

§§ 93, 94 sehen eine behördliche Genehmigung der Tätigkeit eines Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) vor. Seit Beginn der Regulierung wurde noch kein Antrag auf Genehmigung der Ausübung der Tätigkeit eines BGV von der Behörde abgewiesen, da die inhaltliche Prüfung, ob die Voraussetzungen für die Teilnahme am Markt bereits durch den Marktgebietsmanager bzw. Bilanzgruppenkoordinator (inkl. Sicherheitenhinterlegung) erfolgt. Eine der Prüfung des Marktgebietsmanagers bzw. Bilanzgruppenkoordinators nachfolgende behördliche Genehmigung erscheint auf Basis der bisherigen Erfahrungen nicht erforderlich und ist auch in anderen europäischen Marktmodellen (zB Deutschland) nicht üblich. In den deutschen Gasmarktgebieten Net Connect Germany und Gaspool wird bei der Marktteilnehmerregistrierung generell mit einem Identitätsnachweis, einem Firmenbuchauszug sowie einer Liquiditätsprüfung mit einer Sicherheitenhinterlegung im Bedarfsfall das Auslangen gefunden.

Mit dem Wegfall dieser behördlichen Genehmigung und einer generellen Straffung der Bestimmungen für die Registrierung kann der Markteintritt von neuen Marktteilnehmern schneller und einfacher erfolgen. Generell ist anzumerken, dass eine Reduktion der Regelungsdichte im Bereich der BGV-Registrierung im GWG 2011 zu keiner Verringerung der Rechtssicherheit führen würde, da viele Bestimmungen nunmehr in der Gas-Marktmodell-Verordnung sowie in den Marktregeln festgelegt sind.

Eine zu detaillierte Determinierung auf Gesetzesebene kann vielmehr dazu führen, dass mitunter evolutionäre Weiterentwicklungen erschwert werden. Damit der Behörde sämtliche BGVs bekannt sind und damit die Pflichteneinhaltung geprüft werden kann, sollte es ein entsprechendes Anzeigerfordernis der Registrierung geben.

Um darüber hinaus sicherzugehen, Marktteilnehmer, die ihre Pflichten als BGV nicht einhalten, von der Teilnahme am Markt ausschließen zu können, sollte in § 94 die Kompetenz der Regulierungsbehörde, das Vorliegen der Registrierungsvoraussetzungen mit Bescheid feststellen zu können, bestehen bleiben.

Zu § 93 Abs 1:

Gemäß den bestehenden Regelungen in § 93 Abs 1 Z 3b ist dem Antrag auf Genehmigung für die Tätigkeit als Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV) der Nachweis beizulegen, dass der Antragsteller die österreichische Staatsbürgerschaft besitzt oder Staatsangehöriger eines anderen EU-Mitgliedstaates oder EWR-Vertragsstaates ist. Dieses Erfordernis ist aus unserer Sicht insbesondere aus nachfolgenden Gründen problematisch:

- Diese Regelung wird von der Regulierungsbehörde Energie-Control Austria derart angewendet, dass Unternehmen nur dann als BGV zugelassen werden, wenn diese ihren Sitz in Österreich, der EU oder einem EWR-Vertragsstaat haben oder diesen aufgrund bilateraler Abkommen gleichgestellt sind (z.B. Schweiz). Unternehmen, die ihren Sitz in Drittstaaten haben, können in Österreich die BGV Tätigkeit demnach nur über Tochterfirmen mit Sitz in einem geeigneten Staat ausüben. Dies ist für die betroffenen Unternehmen mit Kosten und administrativem Mehraufwand verbunden und stellt daher für Österreich einen signifikanten Wettbewerbsnachteil als Wirtschaftsstandort und Gasdrehzscheibe dar.
- Darüber hinaus ist anzumerken, dass es sich bei den derzeit ca. 114 im Marktgebiet Ost zugelassenen BGVs ausnahmslos um juristische Personen handelt und keine einzige natürliche Person diese Tätigkeit ausübt. Daher sind Zulassungsvoraussetzungen, die auf die Qualifikation/Staatsangehörigkeit von natürlichen Personen (mit Ausnahme von Organen der Geschäftsleitung) abstellen, aus unserer Sicht nicht angebracht. Durch die sonstigen Anforderungen des § 93 GWG ist bereits ausreichend sichergestellt, dass BGVs (und die jeweilige Geschäftsführung) über eine entsprechende Eignung, Zuverlässigkeit und Qualifikation verfügen und für juristische Personen eine ausreichend detaillierte Prüfung und allfällige Zulassung als BGV erfolgen kann.

Da es sich bei § 93 Abs 1 Z 3b um eine unserer Ansicht nach sachlich nicht notwendige Zulassungsvoraussetzung handelt, regen wir an, diesen Passus ersatzlos zu streichen:

„3. Nachweise, dass der Antragsteller und seine nach außen vertretungsbefugten Organe

- a) eigenberechtigt sind und das 24. Lebensjahr vollendet haben;
- b) ~~die österreichische Staatsbürgerschaft besitzen oder Staatsangehörige eines anderen EU-Mitgliedstaates oder EWR-Vertragsstaates sind;~~
- c) nicht gemäß Abs. 4 bis 7 von der Ausübung der Genehmigung ausgeschlossen sind;“

Herkunfts nachweise für Gas (§ 129b):

Einleitend ist festzuhalten, dass eine Regelung über Herkunfts nachweise derzeit verfrüht ist und erst in Kombination mit den gesamten Regelungen zu Grünem Gas in Abstimmung mit den betroffenen Stakeholdern erfolgen soll.

Diese Bestimmung enthält **zahlreiche Kritikpunkte**, etwa der unbestimmte Begriff „angeschlossene Gasanlagen“ (also müssten auch Endverbraucher und nicht nur Produktionsanlagen registriert sein) und dass Verteilernetzbetreiber als Kontrollorgan und Meldestelle zwangsverpflichtet werden.

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 auch im Hinblick auf bestehende Anlagen bzw. Produkte auch künftig unerlässlich.

Mit dem 2012 vom Bilanzgruppenkoordinator (BKO, Clearingstelle) zur Erfüllung seiner Aufgaben gemäß ÖSG eingerichteten „Biomethan Register Austria“ steht ein nachvollziehbares, gesichertes Dokumentationssystem für ins Gasnetz eingespeiste Biomethanmengen (inkl. Ausstellung von Biomethannachweise) zur Verfügung. Mit den Biomethaneinspeisemesswerten der österreichischen Clearingsysteme kann das Biomethan Register Austria im Monatstakt Nachweise generieren.

Das Biomethannachweissystem erlaubt es, eine Massenbilanzierung der eingespeisten und verbrauchten Biomethanmengen darzustellen. Aufgrund des etablierten Systems zur Datenlieferung durch externe, akkreditierte Begutachter, ist es möglich, Biomethanmengen mit spezifischen Qualitäts- und Nachhaltigkeitskriterien auszuweisen. Dieses etablierte System kann für weitere Aufgaben entsprechend der im EAG und GWG vorgesehenen Gaskennzeichnung bzw. Herkunfts nachweise leicht erweitert werden.

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

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

Wir haben darauf bereits 2019 im Rahmen der – weitgehend ohne entsprechende gesetzliche Grundlage erfolgten – Erlassung der Gaskennzeichnungs-VO der E-Control hingewiesen. Eine nunmehrige gesetzliche Sanierung ohne Einbeziehung in das Gesamtkonzept für erneuerbare Gase ist angesichts der damit verbundenen negativen Auswirkungen sachlich nicht gerechtfertigt und wird daher abgelehnt. **Das Nachweissystem kann erst im Rahmen eines Gesamtkonzeptes geregelt werden, um Fehlentwicklungen zu vermeiden.**

Zur Vermeidung von Parallelsystemen, Mehrfachregistrierungen, der Gefahr von Doppelmeldungen von Mengen und unnötiger Kosten schlagen wir daher vor, die **operative Abwicklung** (Registrierung, Dokumentationssystem, Ausstellung und Stilllegung sowie Handel von Nachweisen) dem **Bilanzgruppenkoordinator** zu übertragen, dessen Nachweisregister bereits bestens etabliert ist für

diese zusätzlichen Aufgaben leicht adaptiert werden kann.

Der **Regulierungsbehörde** soll hingegen die **Aufsicht** (z.B. Überwachung der Richtigkeit des Versorgermixes gemäß § 130 GWG) zukommen:

1. **Abwicklung durch BKO:**
 - a. **Registrierung** von Marktteilnehmern (Biomethanproduzenten, Versorger, Gutachter, Registernutzer/Händler)
 - b. **Dokumentationssystem**
 - i. Datensammlung:
 - i. Erneuerbare: Einspeisedaten auf Bilanzgruppenebene durch BKO
 - ii. Gesamte Liefermengen (fossile): Ausspeisedaten auf Bilanzgruppenebene
 - ii. Ausstellung und Stilllegung von Nachweisen
 - iii. Auditierung: Registrierung zertifizierter Auditoren und Datenlieferung entsprechend:
 - i. Ökostromförderung: § 8 Abs 2 ÖSG 2012
 - ii. Nachhaltigkeitszertifizierung (Art. 29 -31 RED II)
 - iii. Gaskennzeichnung: § 130 GWG
 - iv. Dokumentation der Massenbilanzierung, falls auch der Nachweis des physischen Bezugs des erneuerbaren Gases benötigt wird (Verknüpfung der registrierten Grün-Gas-Nachweisen mit den Ein/Ausspeisedaten).
 - c. **Handel** (im Biomethan Register des BKO) zwischen registrierten Marktteilnehmern (Biomethanproduzenten, Versorger, Registernutzer/Händler)
2. Die **Aufsicht** (Berechnung und Kontrolle des Versorgermixes gemäß § 130) sollte durch die **Regulierungsbehörde** erfolgen. Sie erhält vom BKO über eine Schnittstelle die dafür erforderlichen Daten (wie Ein/Ausspeisedaten auf Bilanzgruppenebene und Daten über auditierte und stillgelegte Herkunfts nachweise für erneuerbare Gase) und kann über ihr Dokumentationssystem einen Datenabgleich/Berechnungen für die Kontrolle des Versorgermixes der einzelnen Gasversorger durchführen.

Sollte dennoch an einem dritten Nachweissystem bei der E-Control festgehalten werden, sollten zumindest die folgenden Änderungen vorgenommen werden:

Zu § 129b Abs 2:

Völlig unklar ist, warum sich – im Unterschied zu klaren Vorgabe in § 78 Abs 2 EAG – neben den ans öffentliche Netz angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Gase auch (alle sonstigen 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, der noch dazu im Fall der Nichtregistrierung als Verwaltungsübertretung bestraft werden soll (§ 159 Abs 5 Z 4). Zudem können die geforderten Mindestangaben (wie erzeugte Energiemenge, eingesetzten Energieträger, Investitionsbeihilfen) von Endkunden gar nicht erbracht werden.

Auch die in den Erläuterungen genannten Vorbildregelungen im ElWOG und EAG sehen keine derartige Ausweitung vor.

Daher bedarf es (in Entsprechung von § 78 EAG) folgender Richtigstellung im § 129b Abs 2:

„(2) An das öffentliche Netz angeschlossene ~~Gasanlagen und~~ Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Gase sind vom Anlagenbetreiber, einem Anlagenbevollmächtigten oder von einem vom Anlagenbetreiber beauftragten Dritten bis zur Inbetriebnahme der Anlage in der Herkunftsachweisdatenbank der Regulierungsbehörde gemäß Abs. 1 zu registrieren. Bei [...]“

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. Aufgrund der weiten Registrierungspflicht in Abs 2 (alle ans Gasnetz angeschlossenen Gasanlagen) ist zudem eine Verpflichtung von Netzbetreibern zur Meldung fehlende bzw. mangelnde Registrierungen an die Regierungsbehörde jedenfalls völlig inakzeptabel. Es ist jedoch bereits ganz grundsätzlich abzulehnen, dass Netzbetreiber Anlagenbetreiber hinsichtlich der Erfüllung ihrer Registrierungspflichten kontrollieren und melden sollen. Dies ist bzw. kann jedenfalls keine Netzbetreiberaufgabe sein.

Wir schlagen daher folgende Änderung vor:

„(3) Der Bilanzgruppenkoordinator hat Anlagenbetreiber ~~beim Netzzutritt~~ über deren Registrierungspflicht in der Herkunftsachweisdatenbank 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 Herkunftsachweisregister der Regulierungsbehörde führen. Es soll weiterhin im Ermessen des Produzenten liegen, für welchen Zweck die Biomethanmengen eingesetzt werden, beispielsweise für die Verstromung (Zuständigkeit BKO für Ausstellung bzw. ÖMAG für Stilllegung der entsprechenden Biomethan-Nachweise) oder für den Einsatz als Biokraftstoff (Zuständigkeit des UBA mit dem Nachhaltigkeitsachweisregister) oder eben zur Gaskennzeichnung (Herkunftsachweisregister der E-Control).

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 Herkunftsachweisdatenbank die Ausstellung von Herkunftsachweisen 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 Herkunfts nachweise 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 es zu einem wesentlichen wirtschaftlichen Schaden für die Inhaber kommen würde.

Da die besonderen gaswirtschaftlichen Gegebenheiten inklusive (langfristiger und großvolumiger) Speicherbarkeit in der Netzinfrastuktur als auch in Speicheranlagen eine starke saisonale Komponente haben, muss ermöglicht werden, dass ein Herkunfts nachweis auch bei längerer Speicher dauer von erneuerbarem Gas seine Gültigkeit behält. Aufgrund dieser Besonderheit von erneuerbarem Gas gegenüber anderen erneuerbaren Energien sollte auf einen deutlich längeren Zeitraum abgestellt werden, beispielweise 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 ausgespeichert werden. Durch Einrichtung eines eigenen Kontos mit Mengenbilanzierung wird sichergestellt, dass die gleichen Mengen an erneuerbarem Gas eingesetzt werden:

Gültige Nachweise in Höhe der eingespeicherten Menge werden auf ein Konto transferiert und bei der Ausspeicherung, abzüglich der gelöschten Nachweise, als Nachweise für die Produktion des erneuerbaren Gases herangezogen. Nachweise, die auf das Konto transferiert wurden, können jederzeit mit gültigen Nachweisen für erneuerbare Gase der gleichen Art ersetzt werden.

Entsprechend diesem Vorschlag sollte in § 129b Abs 7 zumindest die folgende Ergänzung aufgenommen werden (wobei im Gasbereich sowie in Art 19 RED II der Begriff „Produktion“ statt „Erzeugung“ zu verwenden ist. Dies ist auch bei den anderen Bestimmungen zu berücksichtigen.):

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

Zu § 129b Abs 8:

Über den Zweck des Versorgermixes hinaus (gemäß Art 19 RED II sind dafür keine Nachhaltigkeitskriterien erforderlich) sieht § 129b Abs 8 auch das Grüngassiegel gemäß § 82 EAG vor, das den Nachhaltigkeitskriterien des § 6 EAG entsprechen muss (Abs 8 Z 9).

Dieses Erfordernis (Z 9) sollte daher aus der Liste der Angaben gestrichen werden.

Anerkennung der Herkunfts nachweise aus anderen Staaten (§ 129 c)

Zu § 129c Abs 1:

Die Kompetenzermächtigung für E-Control ist zu wenig bestimmt. Was ist unter „ergänzende Anforderungen“ zu verstehen?

Die Herkunfts nachweise 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.

§ 129 c Abs. 2:

Es wird ersucht, dass E-Control diese Liste der Länder mit Abkommen veröffentlichen muss.

§ 129 c Abs. 4:

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

Zu § 130 GWG:

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

Herkunfts nachweise sind zur Gaskennzeichnung für Endkonsumenten konzipiert, aber nicht zur Abwicklung von komplexen Fördermodellen und zur Erreichung inter-/nationaler Ziele geeignet.
Wie bereits oben zum EAG angemerkt, müssen zur Vermeidung von Umsetzungs- und Abwicklungs- problemen die Begriffe hinsichtlich Nachweistypen (Herkunfts nachweis, Nachhaltigkeitsnachweis, etc.), Lieferart (Book&Claim, Massenbilanzierung) und Begutachtungsformen (Grün gassiegel entspricht Zertifizierung von Nachhaltigkeit laut Art 25-30 RL EU 2018/2001 – RED II) klar abgegrenzt werden.

Durch die vorgesehene Streichung der bisherigen § 130 Abs 10 GWG entfällt die Mengenuntergrenze von 30 Mio. m³ für die verpflichtende Gaskennzeichnung (Versorgermix) auf Rechnungen und Werbematerial. Weiters entfällt die bisherige Trennung zwischen Versorger- und Produktmix.

Unter dem Gesichtspunkt der praktischen Umsetzbarkeit ist eine derart kurze Frist abzulehnen und wird eine Übergangsbestimmung eingefordert.

§ 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

GWG keine verpflichtende, sondern bloß freiwillige Darstellung der Umweltauswirkungen umfassen.

§ 130 Abs 6:

Die genannten Anforderungen gehen viel zu weit. Der damit verbundene administrative und wirtschaftliche Aufwand ist nicht gerechtfertigt (beispielsweise betreffend Dokumentation des Technologieeinsatzes). Die Fristen für die geprüfte Dokumentation wurden vom EIWOG übernommen, aber vom 4 auf 3 Monate beschränkt. Daher sind auch weiterhin die 4 Monate beizubehalten, 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...“.

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

Diese Übergangsregelung ist wirkungslos, weil gemäß EAG die Anrechnung auf eine später folgende Quote der Versorger für „Altanlagen“ ausgeschlossen wird.

Überdies ist der Übergangszeitraum zu kurz bemessen und sollte mit 2016 beginnen und bis zu einem Zeitpunkt verlängert werden der im Rahmen einer allfälligen Beimengungsverpflichtung eine vollständige Anrechnung ermöglicht. Zumindest die Speicherbarkeit von EEG sollte explizit berücksichtigt werden i.S. des Vorschlages zur Ergänzung des § 129b (7).

Der Grund für einen zwingenden Übertrag von noch nicht verwerteten erneuerbaren Gasnachweisen in das HKN-Register erschließt sich nicht.

Eine Nichtnutzung solcher Nachweise ist möglich, da die Mengen gegebenenfalls für einen späteren Anwendungszeitpunkt gespeichert wurden (auch physisch). Sofern eine Überführung in das HKN-Register erfolgt, wäre eine zwingende Stilllegung nach Ablauf der Gültigkeitsdauer (maximal 18 Monate) vorzusehen. Noch nicht vermarktete Nachweise haben für deren Besitzer einen monetären Wert, welcher bei einer zwingenden Stilllegung verloren geht, sofern kein Käufer gefunden wird.

Die Ausgestaltung der entsprechenden Abwicklungsprozesse ist ausstehend und sollte im Sinne der derzeitigen Eigentümer der entsprechenden Biomethanmengen erläutert werden.

Die automatische Ausstellung von Herkunfts nachweisen für noch nicht verwertete Biomethanmengen aus den vergangenen Jahren könnte einem Eingriff in bestehende Eigentumsrechte gleichkommen, sollte daher verfassungsrechtlich geprüft und im Sinne der Wertschöpfung vermieden werden.

Zumindest sollten folgenden Ergänzungen in § 129b Abs 9 vorgenommen werden:

„(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 Herkunftsachsnachweisdatenbank Nachweise für erneuerbares Gas auszustellen, wobei im Falle der Speicherung die Entnahme am 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, aber insb. auch auf alle damit in Zusammenhang stehenden Anlagen, Anwendungen und Verbrauchseinrichtungen wie z.B. Gasthermen, 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 die Nachbarländer haben, könnte dies im schlimmsten Fall eben dazu führen, dass die vertraglichen Vereinbarungen zwischen den Netzbetreibern jeweils auf unterschiedliche nationale Vorgaben Rücksicht nehmen müssten und unterschiedliche nationale Konsequenzen eintreten (d.h. erlaubte Grenzwerte in einem Staat sind vielleicht 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 für die Bundesministerin), sondern eine harmonisierte Vorgehensweise gibt (z.B. durch europaweit vergleichbare Regelungen), sodass die europaweiten Gasströme ungehindert fließen können.

Sollte an der Bestimmung dennoch weiter festgehalten werden, ist jedenfalls zumindest die 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 die Einvernehmenskompetenz des BMDW und auch der 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 europäischen 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 und Aufrechterhaltung des Betriebes zu sehen, da etwa im Störungs- und Gebrechensfall und bei Durchführung von Instandhaltungsarbeiten 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, Umlegungen, 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 Gasleitungen mit einem Druckbereich über 0,1 MPa (1 bar) drei Monate vor der geplanten Errichtung anzulegen sind. Das bedeutet, dass beispielsweise jeder Hausanschluss über 0,1 MPa 3 Monate vor Baubeginn anzulegen ist und der betroffene Netzzutrittswerber entsprechend lange bis zur Herstellung des Hausanschlusses warten

muss. Die Anzeigepflicht von Gasleitungsprojekten > 1 bar und ≤ 6 bar sollte daher – auch aufgrund des mangelnden Bedarfs in der Praxis – durch eine Genehmigungsfreistellung entsprechend der bisherigen Regelung bei Gasleitungsprojekten ≤ 1 bar ersetzen 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 Anchluss der in § 150 Abs. 2 Z 1, 5, 12 und 13 angeführten Unterlagen anzulegen. 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 beigeschlossen 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 § 150 GWG – Unterlage für gasrechtlichen Genehmigungsantrag

In § 150 Abs 2 Z 3 wird für den dem Genehmigungsantrag anzuschließenden Trassenplan derzeit ein fixer Maßstab von 1:2000 vorgegeben. Je nach Umfang kann gegebenenfalls ein anderer Maßstab (meist kleiner) besser geeignet sein. Analog zu § 144 Abs 2 GWG (Übersichtskarte in geeignetem Maßstab) sollte daher eine entsprechende Anpassung in § 150 Abs. 2 Z 3 erfolgen:

„(2) Dem Antrag sind folgende Unterlagen in zweifacher Ausfertigung anzuschließen:

...

3. ein Trassenplan im **in geeignetem Maßstab (bevorzugt** 1:2 000), aus welchem der Verlauf der Erdgasleitungsanlage und die betroffenen Grundstücke mit ihren Grundstücksnummern sowie die Breite des vorgesehenen Arbeitsstreifens und der Schutzzone ersichtlich sind;“

Zu § 153a - Bestellung nichtamtlicher Sachverständiger im Genehmigungsverfahren

In Entsprechung des § 353b GewO sollte auch im GWG für Genehmigungsverfahrens 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 Genehmigungswerbers 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 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:

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 u.E. 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 Gasmengen 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.

„§ 28a. (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 § 29 Abs 2 und 3:

Da es aufgrund der durch den Verteilergebietsmanager zur Anwendung gebrachten Methode letztlich zu weitgehenden Eigentumseingriffen auf Basis von § 26 EnLG 2012 kommen kann, sollte diese Methode einer Genehmigungspflicht durch die Ministerin (und nicht bloß eine Veröffentlichungspflicht) unterliegen. Wir schlagen daher folgende Ergänzung in Abs 3 vor:

„(3) Die nach Abs. 2 erstellte Methode unterliegt der Genehmigung durch die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat (...)“

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. Zudem ist hier wohl die Methode gemäß Abs 3 (nicht Abs 2) gemeint. Wir schlagen daher folgende Änderung 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 in EUR/MWh angeboten werden, die mindestens jenem Wert entsprechen, der durch die Methode gemäß Abs. 2 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 für die Versorgung geschützter Kunden 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 einstehen.
 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. (...)"

Art 8- Novelle des Wärme- und Kälteleitungsausbau- gesetzes 2008 (WKLG 2008)

Die Nah- und Fernwärme nimmt jetzt eine zentrale Rolle im Energiesystem ein. Diese Systeme müssen in Zukunft an Bedeutung gewinnen, um einerseits die **Integration von erneuerbaren und Abwärmequellen zu forcieren** und andererseits eine **effiziente Dekarbonisierung des Wärmesektors voranbringen** zu können.

Bei der Versorgung von umweltfreundlicher Fernwärme und der Steigerung der Energieeffizienz über unterschiedliche Sektoren hinweg spielt die **Nutzung von Abwärme eine wesentliche Rolle**. Auch auf **Europäischer Ebene** wurde dies erkannt und im Artikel 23 der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RL 2018/2001) festgehalten, dass **Mitgliedstaaten Anreize zur Nutzung von Abwärme setzen sollen**. Weiters ist in der erst vor kurzem veröffentlichten Strategie für eine **Renovierungswelle** eine **zentrale Rolle für die Abwärme eingeräumt** und es ist vorgesehen, dass ihre Nutzung zusammen mit der Integration von erneuerbaren Energien, die sowohl vor Ort als auch in der Nähe erzeugt werden, umfassend gefördert werden sollte. Aus diesem Grund ist es aus unserer Sicht **unerlässlich, dass neben dem Erneuerbaren Anteil auch die Nutzung von Abwärme miteinbezogen wird. Um das Abwärmeziel gem. Erneuerbaren-RL zu erfüllen, ist eine Einspeisung in das Fernwärmennetz unumgänglich.**

Zu 3 Abs 1 Z 1 - Begriffsbestimmungen

Sowohl im § 85 EAG als auch im § 4 (1a) WKLG wird der Begriff der „erneuerbaren Fernwärme“ bzw. der Begriff „dekarbonisiert“ gebraucht.

Klar ist, dass eine **schrittweise Dekarbonisierung der Wärmeaufbringung** erfolgen muss. Von besonderer Bedeutung dabei ist die **Nutzung von Abwärme sowohl von externen Partnern aber auch von internen Potentialen in der bestehenden Wärmeaufbringung**. Ohne die Nutzung bereits bestehender und zukünftiger Abwärmepotenziale erscheint eine Realisierung der geforderten Dekarbonisierung nicht erreichbar.

Hier ist unbedingt sicherzustellen, dass die **bereits bestehenden Abwärmennutzungen (z.B. von Industriebetrieben oder von Abfallentsorgungsanlagen, ...) als dekarbonisiert gelten bzw. den Erneuerbaren gleichgestellt werden**. Bei der in Zukunft zusätzlichen Nutzung von interner und externer Abwärme ist festzulegen wann bzw. in welchem Ausmaß diese Wärme als dekarbonisiert bzw. als den Erneuerbaren gleichgestellt definiert wird. Dies gilt auch für Mischformen von Energieerzeugung, welche erneuerbare Gas herstellen. (Siehe auch den Vorschläge zu § 5 – 11a EAG , Begriffsbestimmung „dekarbonisierte Wärme“, sowie Regelungen der KPC in Bezug auf Abwärmeförderung). Dies sollte in den Erläuterungen weiter ausgeführt werden: Abwärme kann auch aus anderen Anlagen gewonnen werden kann, die keine Industrieanlagen, Stromerzeugungsanlagen oder Anlagen des tertiären Sektors sind, wie beispielsweise technische Anlagen kommunaler Betreiber, Lüftungsanlagen, Rechenzentren, Abwasser- und Kläranlagen, Müllverbrennungsanlagen, Kondensatorkühlstrom, Rauchgas, uvm.

Daher schlagen wir folgende Änderung in § 3 Abs 1 vor:

~~„(1) „Abwärme“ der bei der Kraft- oder Wärmeerzeugung oder bei chemischen Prozessen anfallende Anteil an Wärmeenergie „Abwärme und -kälte“ unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt insbesondere in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde, wo kein Zugang zu einem Fernwärmesystem oder einem Fernkältesystem besteht, in dem ein Kraft-Wärme-Kopplungsprozess genutzt wird, genutzt werden wird oder in dem Kraft-Wärme-Kopplung nicht möglich ist;“~~

Zu § 4 Abs 1a - Förderungsvoraussetzungen

Wir begrüßen grundsätzlich die Bestrebungen, umweltfreundlichen Projekten den Vorrang zu geben. Die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie und der Ausbau der Fernwärme funktioniert jedoch nur dann, wenn eine **verlässliche Planbarkeit für Förderungen** besteht. Diesen strengen Dekarbonisierungspfad sehen wir sehr skeptisch, denn eine **Reihung nach dem Erneuerbaren Anteil des Bestandssystems ist für Städte mit einem historisch bedingten hohen Gasanteil nachteilig**. Die Konsequenz des damit verbundenen Förderausschlusses wäre, dass kein oder nur ein **stark eingeschränkter Fernwärmeausbau vor allem in großen Städten** mit Fernwärmeversorgung stattfindet. (siehe auch weiter unten bei § 11 Abs 2)

Der zentrale Indikator für die positiven Auswirkungen auf das Klima sollten die **CO2 Einsparungen eines Wärmeprojektes** sein. So kann sichergestellt werden, dass vorrangig die Projekte gefördert werden, welche den größten Einfluss auf das Erreichen der Klimaziele haben. Dieses Reihungskriterium sollte jedoch nur auf neue Projekte angewandt werden, **nicht auf bereits eingereichte Projekte in der Warteliste**.

Der vorzulegende Dekarbonisierungspfad, der auf prozentuelle Werte zu bestimmten Zeitpunkten abzielt, berücksichtigt nicht die Anforderungen und Startpunkte der unterschiedlichen Fernwärmennetze und führt zu einem **Ausschluss von Förderungen insbesondere der urbanen Wärmeversorger**. Ein Förderkriterium mit einer **jährlichen Steigerung des Erneuerbaren und Abwärme-Anteils in einem Fernwärmennetz von 1,5% pro Jahr ist die faire Lösung für bestehende Fernwärmesysteme**, führt zu höheren Emissionseinsparungen und daher anzustreben. Diese 1,5 % sind **mehr als die Vorgaben für Fernwärme in der Erneuerbaren Richtlinie und entsprechen den Anforderungen im Regierungsprogramm**.

Der aktuelle Entwurf muss aus unserer Sicht zudem noch dahingehend konkretisiert werden, dass der **Dekarbonisierungspfad ausschließlich für das bestehende Verteilernetz** vorgelegt werden muss. Der aktuelle Gesetzestext lässt hier Interpretationsspielraum. Diesen gilt es zu vermeiden, um den raschen Ausbau der Fernwärmefrastruktur zu ermöglichen. Erfolgt hier keine klare Regelung so besteht die Befürchtung, dass die **sinnvolle und notwendige Nutzung von bestehenden Abwärme potenzialen in Zukunft nicht mehr möglich** ist oder kein zusätzlicher Ausbau mehr erfolgt.

Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:

„§ 4

(1a) Für die Gewährung einer Förderung nach diesem Bundesgesetz muss dem Förderansuchen ein Umstellungsplan (Dekarbonisierungspfad) beigelegt werden, aus welchem hervorgeht, wie bei zum Zeitpunkt der Einreichung des Förderansuchens bestehenden Verteilernetzen bis 2030 ein Anteil von 60% und bis 2035 eine durchschnittliche jährliche Steigerung des Anteils von 80% erneuerbarer Energie, Abwärme und hocheffiziente KWK-Wärme in der Fernwärme- oder Fernkältebereitstellung um durchschnittlich 1,5% pro Jahr bis zu einem Maximalwert von 80% erreicht werden soll. Der Umstellungsplan hat jedenfalls Angaben zum Zielzustand des Netzes und zur Mindestreduktion der eingespeisten Wärme aus fossilen Energieträgern und (...).“

Zu § 4 Abs 3 - Förderungsvoraussetzungen

Wir begrüßen die Förderfähigkeit von **energieeffizienter Fernkälte**. Daher ist die Aufbringung der Kältearbeit durch umweltfreundliche Absorptionskälteanlagen und Free Cooling wünschenswert. Wenn dies nicht möglich ist, sollte eine möglichst hohe Effizienz in der Kälteerzeugung erreicht werden um eine Etablierung umweltfreundlicher und effizienter Kältesysteme so forcieren.

Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:

„§ 4

(3) Kälteprojekte sind nach Maßgabe des Abs. 2 förderfähig. Neben dem Einsatz von Absorptionskältemaschinen sind ist auch die Nutzung von Kompressorkälteanlagen, **die eine energetische Effizienz im Ausmaß von zumindest 4 JAZ aufweisen**, insbesondere als Ausfallsreserve, zur Versorgungssicherheit und zur Spitzenabdeckung, sowie von Free Cooling Anlagen zulässig. Ein systemübergreifender Betrieb (Kälte, Wärme und Strom) steht einer Förderung nicht entgegen.“

Zu § 4 Abs 8 – Förderungsvoraussetzungen

Ohne eine ausreichende Dotierung würde die vorgesehene Änderung, dass nur Projekte förderwürdig sind, deren **bauliche Verwirklichung zum Zeitpunkt der Förderzusage noch nicht abgeschlossen** ist, den Fernwärmeausbau zum Erliegen bringen. Eine rückwirkende Anwendung dieser Regel auf Projekte in der Warteliste ist strikt abzulehnen. So würden Unternehmen bestraft werden, die den Fernwärmeausbau proaktiv vorangetrieben haben und die Rechtssicherheit der Fernwärmeprojekte gefährdet werden. So sind im Jahr 2020 noch Förderanträge aus dem Jahr 2011 in Bearbeitung. Die Infrastrukturunternehmen gingen hier daher in Vorleistung, unter der Annahme, dass die Förderung ausgezahlt wird, um den Fernwärmeausbau aufrecht zu erhalten. Sollte diese Regelung in der aktuellen Form in Kraft treten, hätte das enorme negative Folgen für die klimafreundliche Wärmeversorgung. Zum einen würde es den Ausbau der umweltfreundlichen Fernwärme massiv verzögern, zum anderen können Bauträger, meist nicht mehrere Jahre auf die Förderzusage bzw. das Bauende warten und würden daher gezwungenermaßen auf umweltschädliche Alternativen setzen.

Ein bedarfsgerechter Fernwärmeausbau würde so in Zukunft nicht mehr möglich sein, da Projektumsetzungen nicht mehr vom Bedarf, sondern von einer Förderzusage abhängig wären. Die Gewährung von Förderungen kann nicht davon abhängig gemacht werden, ob ein Verfahren zur Erlangung der Förderung bereits abgeschlossen wurde oder noch anhängig ist - die **Dauer des Verfahrens liegt nicht in der Sphäre des Antragstellers!** Es soll daher jedenfalls sichergestellt werden, dass **bereits eingebrachte Anträge zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bundesgesetzes noch im Rahmen der Regelungen zum Zeitpunkt der Antragstellung abgewickelt** werden.

Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:

§ 4

(8) Förderfähig sind ausschließlich Projekte, für die gemäß § 11 Abs 2 iVm Abs 3 die Gewährung der Förderung ausgesprochen wurde und deren bauliche Verwirklichung zum Zeitpunkt der Gewährung der Förderung Förderzusage noch nicht abgeschlossen ist.“

Zu § 6 – Fördertatbestände

In § 6 des bestehenden WKLG ist mehrmals eine **Förderobergrenze** von max. EUR 200.000,- pro MW des für Kunden hergestellten Anschlusswertes angeführt. Dieser Wert besteht seit der Entstehung dieses Gesetzes und ist somit **seit über 10 Jahren unverändert**. Angesichts der Tatsache, dass dieses Gesetz noch weitere viele Jahre Bestand hat ist eine indexangepasste **Anhebung dieser Grenze auf EUR 300.000,- angemessen**.

Zu § 7 - Bedeckung der Förderung

Das WKLG wurde bedauerlicherweise wieder nicht verlässlich dotiert, damit bleiben die **derzeit 156 Projekte in ganz Österreich in der Warteliste**. Eine rasche Umsetzung dieser Projekte würde zu einer **zusätzlichen CO2-Einsparung von: 400.000 Tonnen CO2** führen. Dieser Ausbau kann und wird nur erfolgen, wenn für Fernwärmebetreiber gesicherte Förderrahmenbedingungen bestehen. Ein konsequenter Ausbau der Fernwärmesysteme, speziell im urbanen Bereich, ist wiederum Voraussetzung für eine Realisierung einer nachhaltigen Dekarbonisierung der Fernwärmeaufbringung.

Mit den bisher ausgeschütteten 120 Mio. Euro Förderungsmittel wurden **Investitionen in der Höhe von ca. 400 Mio. Euro ausgelöst und damit ca. 500.000 t CO2/a eingespart**. Die **derzeit beantragten Projekte benötigen Förderungsmittel von ca. 77 Mio. Euro, lösen Investitionen von ca. 250 Mio. Euro aus und würden ca. 320.000 t CO2/a einsparen**.

Über **90% des Investitionsvolumens werden an inländische Unternehmen vergeben**.



Quelle: [AEA-Studie 2020](#)

Daher muss das Wärme- und Kälteleitungsausbauigesetz nicht nur weitergeführt, sondern mit einem **jährlichen Budget von mindestens 30 Mio. € pro Jahr** (20 Mio. € für Neu anträge, 10 Mio. € zum kontinuierlichen Abbau des Rückstaus über 6 Jahre) **dotiert** werden. Ohne eine ausreichende Dotierung wären **nur jene Projekte förderwürdig, deren bauliche Verwirklichung zum Zeitpunkt der Förderzusage noch nicht abgeschlossen** ist. Dies würde den Fernwärmeausbau zum Erliegen bringen.

Wir schlagen daher folgende Ergänzungen des Begutachtungsentwurfes vor:

„In § 7 Abs. 1 wird die Wortfolge „bis zu 60 Millionen“ durch die Wortfolge „zumindest 30 Millionen“ ersetzt.“

Zu § 8 - Gewährung von Förderungen

Aus der sog. „Fiskalgeltung der Grundrechte“ geht hervor, dass Betroffene einen gerichtlich durchsetzbaren **Anspruch** haben, dass ihnen **Förderungen in gleichheitskonformer Weise und nach sachlichen Kriterien ebenso wie anderen Förderungswerbern gewährt** werden.

Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:

„§ 8 (1) Über die Gewährung von Förderungen nach diesem Bundesgesetz entscheidet die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie unter Bedachtnahme der Empfehlungen des Beirates gemäß § 14. Ein Rechtsanspruch auf Gewährung einer Förderung besteht erst nach Abschluss eines Fördervertrages gemäß § 13.“

Zu § 10 Abs 3 - Abwicklung der Förderung

Grundsätzlich begrüßen wir den Vorschlag einer **Normung** in § 10 Abs 3 und damit einer Vereinheitlichung der verpflichtenden Angaben auf dem Förderansuchen. Allerdings lässt die aktuelle Formulierung einiges an **Interpretationsspielraum**. So ist nicht klar, welche Norm oder Regelung hier zu Grunde liegen soll. Da diese Angaben aber entscheidend für die Gewährung einer Förderung sind, muss hier noch entsprechend Klarheit geschaffen werden. Nur so kann eine einheitliche Berechnung aller Angaben auf dem Förderansuchen gewährleistet werden.

Zu § 11 Abs 2 - Verfahren

§ 11 Abs 2 sieht vor, dass bei der Reihung von einlangenden Förderansuchen der Anteil an erneuerbarer Energie im Energiemix des Fernwärme- oder Fernkältesystems maßgeblich ist. Sehr problematisch ist weiters die Vorgabe, dass Förderwerber, die einen höheren Anteil an Erneuerbaren planen, vorgereiht werden dürfen (§ 15). Dies widerspricht massiv der erwähnten Fiskalgeltung der Grundrechte: **Förderungen müssen in gleichheitskonformer Weise und nach sachlichen Kriterien für alle Förderwerber gewährt werden.** Weiters wird der Grundsatz, bei dem die Vergabe von Förderungen durch den Bund unter den Anforderungen des Gleichheitssatzes, insb. des **Sachlichkeitsgebots steht, untergraben**. Gerade die rückwirkende Regelung würde dazu führen, dass **Dispositionen und Millionen an Investitionen in Fernwärmeprojekte, die derzeit im Förderrückstau stehen, mit dieser überfallsartigen Änderung des Förderregimes mit einem Federstrich frustriert werden.**

Hinzu kommt, dass in definierten FernwärmeverSORGungsgebieten größerer Städte, in denen zur **Verbesserung der Luftgüte** ein Fernwärmeanschlussauftrag erteilt werden kann, ein höherer Maßstab an die Versorgungssicherheit des Fernwärme- oder Fernkältesystems angelegt wird, die aus Risikogesichtspunkten nur durch **Einbindung mehrere unterschiedlicher Versorgungsquellen (Aufbringungsmix)** sichergestellt werden kann. Durch eine **undifferenzierte Priorisierung besteht auch die Gefahr, die Umsetzbarkeit von raumordnungsrechtlich vorgesehenen und bereits erlassenen (kommunalen) Energiekonzepten zu unterwandern.**

Daher schlagen wir folgende Formulierung bzw. Ergänzungen vor:

„§ 11.

(2) Förderansuchen sind unverzüglich nach ihrem Einlangen zu behandeln, unabhängig davon, ob Mittel zur Bedeckung der Förderung gemäß § 7 zur Verfügung stehen. Erfüllt ein Förderansuchen sämtliche Fördervoraussetzungen mit Ausnahme der zur Verfügung stehenden Mittel, so ist die Gewährung der Förderung gemäß Abs 3 auszusprechen. Ein Rechtsanspruch auf die Förderung entsteht jedoch erst mit Abschluss eines Fördervertrages. Jedes Kalenderjahr sind Förderansuchen nach Maßgabe der dadurch bewirkten spezifischen Einsparung von CO2-Emissionen Höhe des im Ansuchen angegebenen Anteils erneuerbarer Energie im Energiemix des Fernwärme- oder Fernkältesystems innerhalb dieses Kalenderjahrs zu reihen, wobei eine höhere spezifische Einsparung von CO2-Emissionen ein höherer Anteil zu einer Vorreihung innerhalb dieses Kalenderjahrs führt. Bei gleichem Rang entscheidet der Zeitpunkt des Einlangens des Förderansuchens. Der im Antrag angegebene Anteil an erneuerbarer Energie und (...)"

Zu § 13 – Förderungsvertrag:

Wir schlagen folgende Ergänzung vor:

„§ 13 Abs. 1 samt Überschrift zu § 13 lautet:

„Fördervertrag

§ 13. (1) Über die Förderungen ist nach einer positiven Entscheidung über das Förderansuchen ein Fördervertrag abzuschließen, sobald das genehmigte Förderansuchen erstgereiht gemäß § 11 Abs 2 im ältesten Kalenderjahr ist, in dem für gewährte Förderansuchen noch kein Fördervertrag

abgeschlossen ist und die Mittel zur Bedeckung dieser Förderung gemäß § 7 bereitstehen. Ein Anspruch auf die Förderung entsteht erst mit Abschluss eines Fördervertrages.“

Zu § 15 - Übergangs- und Inkrafttretensbestimmungen:

Wie bereits bei § 11 Abs 2 dargestellt, **widersprechen auch die Absätze 3 und 4 massiv der erwähnten Fiskalgeltung der Grundrechte**, weiters wird der Grundsatz, bei dem die Vergabe von Förderungen durch den Bund unter den Anforderungen des Gleichheitssatzes, insb. des Sachlichkeitsgebots steht, untergraben. Die **rückwirkende, überfallsartige Änderung des Förderregimes führt dazu, dass der Zweck des WKLG untergraben wird.**

Daher schlagen wir folgende Änderungen vor:

§ 15.

(3) § 4 Abs. 3 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. x/y gilt auch für Förderverträge, die im Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. x/y bereits abgeschlossen waren und für Förderansuchen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. x/y bereits eingebbracht waren. Auf Förderansuchen, die vor Inkrafttreten des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. x/y gemäß § 10 Abs 1 eingebbracht wurden sind § 4 und § 6 in der Fassung BGBl. Nr. 72/2014 anzuwenden.

(4) § 4 Abs. 1a und Abs. 8 sowie § 11 Abs. 2 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. x/y sind auf alle im Zeitpunkt des Inkrafttretens des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. x/y anhängigen Förderansuchen anzuwenden. Förderansuchen, für die innerhalb von 12 Monaten nach Inkrafttreten des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. x/y kein Umstellungsplan gemäß § 4 Abs. 1a vorgelegt wird, gelten als zurückgezogen.

Wir danken für die Möglichkeit der Stellungnahme, bitten um Berücksichtigung unserer Punkte und stehen für weitere Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße



GenDir. Stv. DI Peter Weinelt
Fachverbands-Obmann



Mag. Michael Mock
Geschäftsführer