



OMV Stellungnahme zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket

OMV begrüßt die Vorlage des EAG-Gesetzespakets und bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme. Einleitend dürfen wir auf einige grundsätzliche Punkte hinweisen:

- ▶ Die österreichische Bundesregierung hat in ihrem Regierungsprogramm klare Zielsetzungen im Bereich der erneuerbaren Energien festgelegt: Bis 2030 soll (national bilanziell) 100% des Stromes aus Erneuerbaren erzeugt und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Österreich gestärkt werden. Außerdem soll die Wasserstofftechnologie für den Wirtschafts- und Verkehrsbereich, mit dem Ziel Österreich zur Wasserstoffnation #1 zu machen, entwickelt werden.
- ▶ OMV bekennt sich zu den bestehenden europäischen und österreichischen Klimazielen und damit auch zum notwendigen Ausbau von erneuerbaren Energieträgern.
- ▶ In allen unseren Geschäftsbereichen arbeiten wir an erneuerbaren Energieprojekten: So wird in Kürze in Niederösterreich die größte PV-Anlage Österreichs in Betrieb gehen, die OMV gemeinsam mit Verbund errichtet. Darüber hinaus sind weitere PV-Anlagen ebenso in Planung, wie ein europaweit einzigartiges Projekt zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff zur Verwendung im Schwerverkehr.
- ▶ Dass diese ambitionierten Ziele nur mit Investitionen auf Seiten der Unternehmen einerseits und durch höhere Kosten auf Seiten der Stromkonsumenten andererseits erzielt werden können ist unbestritten. Gerade deshalb ist es unabdingbar, Förderinstrumente möglichst kosteneffizient zu gestalten und für alle Energiekonsumenten Planbarkeit in der Entwicklung der zusätzlichen Kosten zu gewährleisten. Besonders für energieintensive Unternehmen, die gleichzeitig in neue Technologien zur Treibhausgas-Reduktion investieren müssen, ist dies wesentlich – ganz im Sinne des Wirtschaftsstandortes, des Erhalts von Arbeitsplätzen und der Schaffung des Anreizes für Investitionen in Österreich.
- ▶ Investitionssicherheit muss vom Gesetzgeber geschaffen werden. Der derzeitige EAG-Entwurf hätte zur Folge, dass sich die aktuellen Förderbeiträge für die exportorientierte heimische Industrie über die nächsten Jahre um bis zu 50% verteuern könnten. Darüber hinaus ist durch die Ermöglichung der Erhöhung der Förderungen, über die im Regierungsprogramm festgelegte 1 Mrd. Euro pro Jahr hinaus, keine Planungssicherheit für die schlussendlich tatsächlichen Kosten gegeben. Dies hätte negative Auswirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit von „Made in Austria“ und den damit verbunden österreichischen Arbeitsmarkt.
- ▶ Zudem fehlen im Entwurf bedauerlicher Weise essentielle Themen, um Zukunftstechnologien wie beispielsweise Wasserstoff ernsthaft auf den Weg zu bringen, sondern fördert ausschließlich die erneuerbare Stromerzeugung. Dies greift zu kurz und vernachlässigt die Entwicklung im erneuerbaren Gase-Bereich. Diese werden aber für die angestrebte Treibhausgase-Reduktion unerlässlich sein.
- ▶ Das wichtige Thema der Versorgungssicherheit wird im vorgelegten Entwurf bedauerlicherweise außer Acht gelassen. Das derzeitige hohe Niveau der österreichischen Energie-Versorgungssicherheit – das u.a. durch die österreichischen Gasversorger und Gas-Systembetreiber seit Jahrzehnten gewährleistet wird, könnte durch die zu befürchtende starke Fragmentierung gefährdet werden. Nur durch Zusammenarbeit von Politik, Energieversorgern und Systembetreibern kann die in Österreich gewohnte ununterbrochene Energieversorgung für Unternehmen, kritische Infrastruktur und Haushalte auf Dauer sichergestellt werden. Bis 2030 wird keine Alternative zu Gaskraftwerken und Gasspeichern als Sekundärreserve und saisonale Energiereserve möglich sein.
- ▶ Wir erwarten auch, dass in den Erläuterungen zum Gesetzestext der zukünftige Gesamtweg für Österreichs Energiewirtschaft aufgezeigt wird.



Im Folgenden gehen wir nun auf einzelne für OMV wesentliche Punkte ein:

Allgemeine Punkte

Wasserstoff:

- ▶ Es fehlen Maßnahmen zur Unterstützung eines allfälligen Markthochlaufes eines funktionierenden Wasserstoffmarktes bzw. kommerzielle Elektrolyse Anlagen bzw. Projekte für großvolumige Wasserstoffproduktion / Sektorintegrator.
 - ▶ Etwaige Investitionskosten-Förderungen für Elektrolyse Anlagen finden sich im EAG nicht (nur Stromerzeugung). Im derzeitigen Entwurf kann erneuerbarer Wasserstoff, der aus erneuerbarem Strom erzeugt wird, kein Grüngassiegel bekommen, das aber die Grundvoraussetzung für die Anrechenbarkeit auf nationale Ziele und Verpflichtungen der Unternehmen darstellt.
- ▶ Auch fehlt die explizite Definition anderer Anreize, wie die Befreiung von Netzanschlussgebühren oder Netznutzungsentgelten. z.B. wird im EIWOG eine vollständige Befreiung der Netzgebühren nur für Forschungs- Demoprojekte definiert, die gewisse Kriterien erfüllen, wie z.B. Netzdienlichkeit und Integration. Dies kann uU für ein Sektorkopplungsprojekt angewendet werden, für ein kommerzielles Projekt ist es nicht passend (siehe auch Kapitel EIWOG).

Herkunftsnachweise / Grüngassiegel / Grün-Gas-Quote (§§78-84 EAG):

- ▶ Wir ersuchen um verständliche Erklärung des Systems und Verankerung nicht nur in den Erläuterungen, sondern auch im Gesetzestext.
- ▶ Da das Gesamtsystem der Herkunftsnachweise und Grüngaszertifikate nicht selbsterklärend dargelegt ist, stellen sich viele Verständnisfragen. So verstehen wir zum Beispiel nicht, aus welchem Grund Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits in Betrieb sind, nicht auf die Grün-Gas-Quote anrechenbar sind.
- ▶ Dies scheint diskriminierend und macht es noch schwerer, bei nicht ausreichend vorhandenen Mengen an erneuerbaren Gasen aus österreichischer Produktion, die Anforderungen der Quote zu erfüllen. Verpflichtete Unternehmen werden hier direkt in die Strafzahlung geleitet. Die Verpflichtung von Versorgern wird von uns nicht unterstützt.

Auskunftspflicht (§ 8 EAG):

- ▶ Elektrizitätsunternehmen, Gasunternehmen sowie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind verpflichtet, dem BMK sowie zuständigen Behörden jederzeit Einsicht in alle Unterlagen und Aufzeichnungen zu geben. Es handelt sich hier um eine weitreichende Einsichtspflicht ohne Anlassfall mit Geldstrafen bis € 20.000 bei Zuwiderhandlung.
- ▶ In Anbetracht der Tatsache, dass für Unternehmen Rechtssicherheit essentiell ist sowie sensitive Geschäftsinformationen nicht ohne Anlassfall offengelegt werden dürfen, erscheint uns diese Regelung überschießend.
- ▶ Wir lehnen diese Auskunftspflicht ab. Die Regulierungsbehörde E-Control verfügt bereits über weitreichende Auskunftsmöglichkeiten. Unternehmen legen bereits eine Vielzahl ihrer Unterlagen dar.

Allgemeine Fördervoraussetzungen (§ 10 Zif 3):

- ▶ In den Erläuterungen fehlt die Möglichkeit der Errichtung von Photovoltaik-Anlagen auf 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 Deponien zur Lagerung von bergbaulichen Abfällen im EAG mitgeregelt werden.

Artikel 1: Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (EAG)

§ 4 „Ziele“:

- ▶ **§ 4 Abs 1 Zif1:** Die Erzeugung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen ...
- ▶ **§ 4 Abs 3:** Mit den in diesem Paragraphen gewählten Formulierungen scheint die Erreichung des Ziels von 100% erneuerbarem Strom bilanziell über die Vereinbarungen im Regierungsübereinkommen weit hinauszugehen! Wir ersuchen um Klärung bzw. Korrektur.
- ▶ **§ 4 Abs 4:** Erneuerbares und dekarbonisiertes Gas fehlen in der Liste der zu fördernden erneuerbaren Quellen zur Stromerzeugung. 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 Technologieneutralität ist nicht verständlich, aus welchem Grund erneuerbares Gas an dieser Stelle nicht aufscheint.

§ 5 „Begriffsbestimmungen“:

- ▶ **§ 5 Abs. 1 Z 16:** erneuerbarer Wasserstoff
- ▶ **§ 5 Abs. 1 Z 30 „Herkunftsnachweis“:** Der Herkunftsnachweis (im folgenden HKN) sollte auch gegenüber Wiederverkäufern und nicht nur gegenüber Endkunden verwendbar sein.

§ 8 „Auskunftspflicht“:

- ▶ Elektrizitätsunternehmen, Gasunternehmen sowie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind verpflichtet, dem BMK sowie zuständigen Behörden jederzeit Einsicht in alle Unterlagen und Aufzeichnungen zu geben. Dies ist eine weitreichende Einsichtspflicht ohne Anlassfall, Geldstrafe bis 20.000 bei Zuwiderhandlung.
 - ▶ Wir lehnen diese Auskunftspflicht ab. Die Regulierungsbehörde E-Control verfügt bereits über weitreichende Auskunftsmöglichkeiten. Unternehmen legen bereits eine Vielzahl ihrer Unterlagen dar.

§ 10 Z 3 „Allgemeine Fördervoraussetzungen“:

- ▶ **Zu lit a):** Zusätzlich sollten auch PV-Anlagen auf Freiflächen auf dem Gelände von Gewerbe-, Industrie- und Lagerflächen (widmungsunabhängig) förderfähig sein
- ▶ In den Erläuterungen zu **§ 10 Abs 1 Zif 3:** Hier fehlt die Möglichkeit der Errichtung von Photovoltaik-Anlagen auf Deponien nach dem Mineralrohstoffgesetz (MinroG, §119a). Selbst, wenn die Zuständigkeit in ein anderes Ressort fällt, sollten auch aufgrund der Übersichtlichkeit des Gesamt-Energie-Systems in Österreich PV-Anlagen auf Deponien zur Lagerung von bergbaulichen Abfällen im EAG mitgeregelt werden.

§ 74 - 77 „Erneuerbare Energie Gemeinschaften“:

- ▶ Diese sollten nur an niedere Spannungsebenen gebunden sein.

§ 78 „Herkunftsnachweisdatenbank“:

- ▶ **§ 78 Abs. 1:** Frage: Ist hier tatsächlich nur die Übertragung an Endkunden gemeint? Auch Wiederverkäufer benötigen Herkunftsnachweise. Der Herkunftsnachweis (im folgenden HKN) sollte auch gegenüber Wiederverkäufern und nicht nur gegenüber Endkunden verwendbar sein.

- ▶ **§ 78 Abs. 3:** Frage: 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 ja Stundenwerte geben.
- ▶ **§ 78 Abs. 4:**
 - ▶ Es ist überschießend, dass die in Abs 4 genannten Systembetreiber (BKO, NB, Anlagenbetreiber) für die Zurverfügungstellung der notwendigen Daten solidarisch „haften“.
 - ▶ Wir schlagen folgende Formulierung vor: „... sind verpflichtet, der Regulierungsbehörde sämtliche jeweils die von den zuvor Genannten generierten bzw. verwendeten Daten ... zur Verfügung zu stellen“.
 - ▶ Lieferanten und Anlagenbetreiber verfügen über unterschiedliche Daten und können folglich solche, über die sie selbst nicht verfügen, nicht übermitteln.
 - ▶ 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.
- ▶ **§ 78 Abs. 9:**
 - ▶ Es fehlen 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“.

§ 80 „Herkunftsnachweise“:

- ▶ Wir ersuchen um verständliche Erklärung des Systems und Verankerung nicht nur in den Erläuterungen, sondern auch im Gesetzestext.
- ▶ Da das Gesamtsystem der Herkunftsnachweise und Grüngasertifikate nicht selbsterklärend dargelegt ist, stellen sich viele Verständnisfragen. So verstehen wir zum Beispiel nicht, aus welchem Grund Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits in Betrieb sind nicht auf die Grün-Gas-Quote anrechenbar sind.
- ▶ Dies scheint diskriminierend und macht es noch schwerer, bei nicht ausreichend vorhandenen Mengen an erneuerbaren Gasen aus österreichischer Produktion, die Anforderungen der Quote zu erfüllen. Verpflichtete Unternehmen werden hier direkt in die Strafzahlung geleitet.
- ▶ **§ 80 Abs. 1:**
 - ▶ Die Größe/Einheit sollte an die Werte, die von den Netzbetreibern benutzt 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?

▶ **§ 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!
- ▶ Gerade im Hinblick auf das in Zukunft gekoppelte Energiesystem (Sektorkopplung von Strom und Gas) sowie die speziellen gaswirtschaftlichen Gegebenheiten, wie etwa die Speicherbarkeit von Gasen aller Art in der Netzinfrastruktur sowie in Speicheranlagen und die saisonale Komponente von Gas muss Beachtung finden.
- ▶ Überdies würde die Befristung das im Sommer produzierte Biomethan benachteiligen, da im Sommer der Bedarf an Gas sinkt.

- ▶ **§ 80 Abs. 4:** Die Wortfolge „...nachweislich diesem Käufer zu überlassen“ ist zu unbestimmt. Wer muss den HKN überlassen? Der Händler oder der Anlagenbetreiber den oder der Verkäufer?

§ 81 „Anerkennung von Herkunftsnachweisen in anderen Staaten“:

▶ **Allgemein:**

- ▶ In RED II Art 19 (2) wird klargestellt, dass der Herkunftsnachweis 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 Herkunftsnachweisen zu unterscheiden.
- ▶ Im gegenständlichen Entwurf scheint es nun verschiedene Kategorien von Herkunftsnachweisen; jene mit und jene ohne Grüngassiegel zu geben, von denen nur erstere Herkunftsnachweise iSv RED II sein dürften.

▶ **§ 81 Abs. 3:**

- ▶ Die Regulierungsbehörde sollte verpflichtet werden, durch Verordnung Staaten zu benennen, in denen die HKNs die Voraussetzungen gem. Abs 1 erfüllen. Dies führt zu mehr Rechtssicherheit für alle Beteiligten. Es sollte dies zumindest für EU/EWR-Staaten gelten.
- ▶ Da das Gesamtsystem der Herkunftsnachweise und Grüngaszertifikate nicht selbsterklärend dargelegt ist, stellen sich viele Verständnisfragen. So verstehen wir zum Beispiel nicht, aus welchem Grund Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits in Betrieb sind nicht auf die Grün-Gas-Quote anrechenbar sind.
- ▶ Dies scheint diskriminierend und macht es noch schwerer, bei nicht ausreichend vorhandenen Mengen an erneuerbaren Gasen aus österreichischer Produktion, die Anforderungen der Quote zu erfüllen. Verpflichtete Unternehmen werden hier direkt in die Strafzahlung geleitet.

§ 82 „Grüngassiegel“ und § 83 „Grünzertifikate für Gase, die nicht in das öffentliche Netz eingespeist werden“:

▶ **Allgemein:**

- ▶ Es fehlen Dekarbonisierungssiegel.



- ▶ Mit einem Grüngassiegel versehene Herkunftsnachweise aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU Mitgliedstaat oder EWR-Vertragsstaat sollten – anders als „reine“ Herkunftsnachweise, auf das nationale Erneuerbaren-Referenzziel angerechnet werden können. Dem steht RED II nicht entgegen, weil das Grüngassiegel den Herkunftsnachweis zu einem grünen Zertifikat macht.
- ▶ Wir regen daher folgende Ergänzung an:
- ▶ *Mit einem Grüngassiegel versehene Herkunftsnachweise, bzw. grüne Zertifikate im Sinne des Art 19 Abs 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001, welche aus Anlagen mit Standort in einem anderen EU Mitgliedstaat oder EWR-Vertragsstaat stammen, können auf das nationale Erneuerbaren-Referenzziel der Republik Österreich gemäß Art 3 Abs 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 angerechnet werden.*
- ▶ **§ 82:**
 - ▶ Beim Verweis auf § 6 Abs 1 (Nachhaltigkeitskriterien für Treibhausgaseinsparungen für flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe) fehlt die Erwähnung der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff aus der Elektrolyse als anrechenbar. Ist dies politischer Wille oder wurde grüner Wasserstoff aus Elektrolyse-Anlagen vergessen? Wir ersuchen hier um Ergänzung.
 - ▶ Es fehlt hier eine Ausführung darüber, wie man ein Grüngassiegel erhält und wer dies vergibt.
- ▶ **§§ 82 und 83:**
 - ▶ Leider erschließt sich uns das System allein durch Studium des Gesetzestextes nicht. Wir ersuchen um nachvollziehbare Beschreibung des Systems bitte im Gesetzestext und nicht nur in den Erläuterungen.
 - ▶ Wir verstehen den Sinn und Zweck der HKN (für erneuerbare „Grid-Gase“ und „grün zertifizierte Inselgase“) mit Grüngassiegel ausschließlich darin, dass diese Kombination notwendig ist für eine Quotenanrechnung.
 - ▶ Im Sinne von:
 - Gas wird ins Netz eingespeist → HKN; HKN mit Grüngassiegel → auf Quote anrechenbar
 - Gas wird nicht ins Netz eingespeist → Grünzertifikat; Grünzertifikat mit Grüngassiegel → auf Quote anrechenbar
- ▶ **§ 83 Abs. 3:**
 - ▶ Diese Bestimmung passt besser zu § 82.
- ▶ **§ 83 Abs. 4:**
 - ▶ Die Größe/Einheit sollte an die Werte, die von den Netzbetreibern benutzt 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?
- ▶ **§ 83 Abs. 5:**
 - ▶ Gas ist speicherbar – auch bei Inselanlagen!
 - ▶ 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!

- ▶ Gerade im Hinblick auf das in Zukunft gekoppelte Energiesystem (Sektorkopplung von Strom und Gas) sowie die speziellen gaswirtschaftlichen Gegebenheiten, wie etwa die Speicherbarkeit von Gasen aller Art in der Netzinfrastruktur sowie in Speichereinrichtungen und die saisonale Komponente von Gas muss Beachtung finden.
- ▶ Überdies würde die Befristung das im Sommer produzierte Biomethan benachteiligen, da im Sommer der Bedarf an Gas sinkt.

§ 84 „Anrechnung und Nachweis der Grün-Gas-Quote“:

▶ § 84 generell:

- ▶ Die in Absatz 1 angeführte Verpflichtung von Versorgern wird von uns nicht unterstützt. Wir verweisen auf das vom Fachverband Gas Wärme erarbeitete Ausschreibemodell.

▶ § 84 Abs. 3 Z 1 und Z 2:

- ▶ Die mit diesen Regelungen verbundene Diskriminierung ist sachlich nicht gerechtfertigt.
- ▶ Da das Gesamtsystem der Herkunftsnachweise und Grüngaszertifikate nicht selbsterklärend dargelegt ist, stellen sich viele Verständnisfragen. So verstehen wir zum Beispiel nicht, aus welchem Grund Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits in Betrieb sind nicht auf die Grün-Gas-Quote anrechenbar sind.
- ▶ Dies scheint diskriminierend und macht es noch schwerer, bei nicht ausreichend vorhandenen Mengen an erneuerbaren Gasen aus österreichischer Produktion, die Anforderungen der Quote zu erfüllen. Verpflichtete Unternehmen werden hier direkt in die Strafzahlung geleitet.
- ▶ Die Nichtanrechenbarkeit aus § 84 (3) Z 1 ist unverständlich. Auch diese Mengen sollten doch in die Grün-Gas-Quote der EU einfließen. Die RED II unterstützt dies, die EAG-Erläuterungen sind hier irreführend. Gerade die innovativsten „First Mover“ zu benachteiligen erscheint nicht sachgerecht.
- ▶ Positiv ist, dass ganz im Sinne des Klimaschutzes und der Entwicklung eines Marktes für erneuerbare Gase ein Versorger auch Produzent von grünen Gasen sein darf. Dies berücksichtigt in legitimer Weise auch die großen Fortschritte und Erfolge der Energieregulierung der letzten 10 Jahre in Österreich.

▶ § 84 Abs. 4:

- ▶ Warum sind Grüngaszertifikate nicht an Dritte übertragbar? Der sachliche Grund dafür erschließt sich uns nicht.
- ▶ Dies widerspricht auch dem §83 (3) wonach Grüngaszertifikate unter den Verpflichteten handelbar sind.
- ▶ Wir sehen die Problematik darin, dass Versorger durch die Quote verpflichtet sind, jedoch nicht von einem Produzenten zukaufen können. Sie müssten daher zwingend selbst Produzent werden. Ist das die Intention des Gesetzes?

§ 90 „Integrierter Netzinfrastrukturplan (NIP)“:

- ▶ Die Erstellung durch das BMK macht aus Sicht der verbundenen Netze (Strom und Gas) Sinn, sofern die betroffenen Unternehmen rechtzeitig eingebunden werden und Strom in der Praxis nicht Vorrang vor Gas bekommt.



- ▶ In **Absatz 5** „kann“ die Bundesministerin für Klimaschutz Bedacht nehmen auf den ... gemäß § 69 GWG 2011 erstellten KNEP und LFP. Wir ersuchen hier darum, dass auf KNEP und LFP Bedacht genommen werden „muss“.

Formulierungsvorschlag:

(5) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie erstellt den integrierten Netzinfrastrukturplan auf Basis des gemäß § 37 EIWOG 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

- ▶ Ein integrierter Netzinfrastrukturplan ist eben nur dann „integriert“, wenn die existierenden Planungsinstrumente und deren Ergebnisse in den NIP einbezogen werden. Eine Kann-Bestimmung, wie im vorliegenden Entwurf vorgesehen, kann das nicht sicherstellen. Die Kann-Formulierung soll in eine Muss-Formulierung geändert werden.
- ▶ Es sollte überlegt werden, ob im Zeitraum von 2 Jahren nicht auch eine Zwischenversion eines Netzentwicklungsplans sinnvoll wäre.
- ▶ Hierbei würde die Zwischenversion dazu dienen, um gegebenenfalls auf sich aus dem Thema „Erneuerbare“ ergebende Veränderungen flexibler reagieren zu können.
- ▶ Da Gasspeicher derzeit nicht Teil des KNEP und der LFP sind, schlagen vor, Gasspeicher als gleichwertiges Infrastrukturtool zur Netzplanung in den NIP zu integrieren.
- ▶ Kostenintensive Neuinvestitionen in die Infrastruktur sind bei möglichem Rückgriff auf bestehende Netz- und Speicherinfrastruktur vermeidbar. Daher sollte es eine verpflichtende Berücksichtigung auch der Speicherinfrastruktur geben, unter Umständen mit tariflicher Anreizschaffung in Netz.
- ▶ Es stellt sich die Frage, ob der Gesetzgeber zukünftig auch an einen finanziellen Ausgleich zwischen dem Strom – und dem Gassektor andenken könnte.

§ 94 „Servicestelle für erneuerbare Gase“:

- ▶ Welches ist die rechtliche Qualität der Servicestelle? Ist das eine Behörde? Welche zusätzlichen Kosten kommen hier auf die Unternehmen und Konsumenten zu?
- ▶ Unbenommen der rechtlichen Qualität dieser Servicestelle stellt sich die Frage nach der Praktikabilität, wenn die Konzession zum Betrieb nur 5 Jahre gilt und nur eine einmalige Verlängerung gestattet ist. Gerade der Aufbau von Kompetenz und Wissen sollte honoriert werden und nicht nach 10 Jahren einfach „fallengelassen“ werden. Oder wird vielleicht damit gerechnet, dass es 10 Jahre nach Einführung der Servicestelle keinerlei erneuerbare Gase mehr geben soll?

§ 95 Abs. 1 Z 6:

- ▶ Diese Zeile ist zu streichen. Es darf keine verpflichteten Versorger geben.

§ 96 „Strafbestimmungen“:

- ▶ Verwaltungsübertretungen mit Geldstrafen bis zu € 20.000 (Absatz 1) bzw. € 75.000 (Absatz 2) sind zumindest der Höhe nach abzulehnen.



Artikel 3: Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010 (EIWOG)

§ 111 „Übergangsbestimmungen“:

- ▶ **§ 111 Abs 3:** „Anlagen zur Umwandlung von Strom in H₂ oder synthetisches Gas, die erstmals ab 1.1.2019 in Betrieb genommen wurden, 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.“
- ▶ Dies stellt eine Verschlechterung gegenüber der vorhergehenden Formulierung dar. Wieso bedarf es einer Teilnahme am Regelreservemarkt oder am Engpassmanagement? Wir sehen dies als Diskriminierung und ersuchen um Löschung dieser Bedingungen!

§ 22 a „Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas“:

- ▶ Auch (Gas)Speicherunternehmen iSd. § 7 (1) Z58 GWG muss der Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen möglich sein. Nicht zuletzt kann eine Methanisierung vor einer Einspeicherung in Gasspeicheranlagen technisch notwendig sein.

§ 23 b „Beschaffung Netzreserve“:

- ▶ Der in § 23 b EIWOG 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 sicherstellen zu können.
- ▶ Begründung: 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.
- ▶ § 23 b ELWOG sieht hingegen eine Genehmigung der ausgewählten Netzreserveanbieter erst mit Herbst des gleichen Leistungsjahres vor (im vorliegenden Beispiel wäre das 2022).
- ▶ Die im Zuge des Engpassmanagements EPM nachgefragten Gasspeichermengen entsprechen dem größten Teil der z.B 2022 gesamten verfügbaren freien Speichermengen in Österreich.
- ▶ Aufgrund des Zeitdeltas zwischen Vermarktung der Speicherkapazitäten und der Zuteilung der Netzreserven führt das zu zwei möglichen Szenarien:
 - ▶ Die Speicherbetreiber müssten die Kapazität vorhalten und nicht vermarkten – das dürfen sie einerseits rechtlich nicht, wenn entsprechende Marktnachfrage besteht und andererseits können sie dies zudem auch aus Gründen des wirtschaftlichen Risikos nicht
 - oder
 - ▶ Die erforderlichen Speicherkapazitäten sind zum geplanten Zeitpunkt der Zuteilung der Netzreserve auf dem Speichermarkt nicht mehr verfügbar.

- ▶ Fazit: 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 Formulierung vor:

§ 23b (2) 2. Satz

Zu diesem Zweck hat der Regelzonenführer technische Eignungskriterien bis zum 1. September des dem der Genehmigung gemäß (4) 2. Satz vorhergehenden Kalenderjahres festzulegen und in geeigneter Weise

Darüber hinaus soll die Netzreserve durch physisch verfügbare Flexibilitätsquellen abgesichert werden müssen.

Artikel 4: Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 (GWG)

- ▶ Prinzipiell sprechen wir uns dafür aus, das GWG für dekarbonisierte / erneuerbare Gase nur dort anzuwenden, wo es sinnvoll ist. Hier ist ein Dialog mit Experten aus der Gas-Branche ein wertvoller Beitrag.

§ 7 „Definitionen“:

- ▶ **§ 7 Abs 4:** Begriffe Erdgas, Gas oder biogene Gase Bezug inkludiert nunmehr auch erneuerbare Gase, sonstige Gase und Gasgemische, die den geltenden Regeln der Technik für Gasqualität entsprechen.
 - ▶ Wir gehen davon aus, dass hier mit Regeln der Technik für Gasqualität die ÖVGW Richtlinien gemeint sind. Es muss darauf Bedacht genommen werden, dass nicht für das Netz und den Speicher problematische Gase eingespeist werden.
- ▶ Definitionen für CO₂-arme / dekarbonisierte Gase und für neutralen H₂ fehlen gänzlich.
- ▶ **§ 7 Abs 1 Zif 11:** Es ist nicht nachvollziehbar, aus welchem Grund von „Eigenbedarf“ auf „Eigenverbrauch“ umgestellt wurde. Wir ersuchen um Beibehaltung von „Eigenbedarf“.

§ 78 a „Ausnahmen vom Regulierungsregime“:

- ▶ **§ 78 a:** „Ausnahme von Systemnutzungsentgelt für Forschungs- und Demonstrationsprojekte; „Schaffung regulatorischer Freiräume“ (Sandbox-Regelung) wird begrüßt.
 - ▶ Konversionsanlagen dürfen auch im Eigentum von Gasnetzbetreibern und (Gas)Speicherunternehmen iSd. § 7 (1) Z 58 GWG stehen. Es wird kein Eigentum am Gas oder Strom selbst angestrebt, sondern reines Konversionservice angeboten.
 - ▶ Power-to-Gas Anlagen sind nicht nur zur Netzstabilität für Stromnetze im Gesetz abzubilden, sondern auch als Marktmodell für Gas zu sehen.
 - ▶ Auch Gasspeicherunternehmen muss der Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen möglich sein – Stichwort: Methanisierung von Wasserstoff.
 - ▶ Daher stehen Besitz und Betrieb solcher Anlagen im Einklang mit den Unbundling-Regeln, da ein Gasnetzbetreiber weder bezüglich Strom, noch bezüglich Wasserstoff eine Monopolstellung innehat und somit kein Interessenskonflikt vorliegt, welcher über Entflechtungsbestimmungen gelöst werden müsste. Selbstverständlich müssen Eigentum und Betrieb abrechnungstechnisch getrennt von regulierten Aktivitäten sein.



- ▶ Es ist jedenfalls zu regeln, dass der Konversionsanlagenbetreiber die Kapazitäten über geeignete Prozesse diskriminierungsfrei dem Markt zur Verfügung stellen muss.
- ▶ Vor der potentiellen Marktaktivität von P2G-Anlagen sollte es Netzbetreibern und (Gas)Speicherunternehmen iSd. § 7 (1) Z 58 GWG überdies unbedingt gestattet werden, Sandboxprojekte/ Reallabore zwecks Erfahrungsausbau und Demonstration der Marktreife dieser Technologie aufzubauen.
- ▶ Sollten aufgrund der zu Beginn fehlenden Marktattraktivität die Services reguliert starten und zu einem späteren Zeitpunkt Wirtschaftlichkeit gegeben sein, so sollte es den Netzbetreibern und auch (Gas)Speicherunternehmen iSd. § 7 (1) Z 58 GWG gestattet sein, diese Services mittels ihrer bereits existierenden Anlagen weiterhin am freien Markt anzubieten.
- ▶ Sollte eine Anlage systemdienlich sein, d.h. ist die Konvertierung wirtschaftlicher als das Bauen neuer Stromleitungen zum Abtransport des Grünstroms, so sollte eine P2G- Anlage auch als regulierte Tätigkeit von Strom- und Gasnetzbetreibern betrieben werden können, natürlich mit den durch das Unbundling oder das CEP gegebenen Einschränkungen.

§ 82 Abs 1 a „Methodengenehmigung“:

Bescheiderlassung / begründete Entscheidung: Methode gemäß Art 27 NC-TAR und EU-rechtlicher Rechtsschutz von Betroffenen

- ▶ In § 82 Abs 1 erster Satz GWG 2011 wird die Genehmigung der Methode, die den Anforderungen des Artikel 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zu entsprechen hat, per Bescheid (sog. „Methodenbescheid“) angeordnet. Für die Erlassung des Bescheids ist gemäß § 69 Abs2 GWG 2011 iVm § 7 Abs 1 E-ControlG der Vorstand der E-Control zuständig. Gestützt auf die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 enthält die Verordnung (EU) 2017/460 einen Netzkodex mit Bestimmungen für harmonisierte Gas-Fernleitungsentgeltstrukturen, einschließlich der Anwendung einer Referenzpreismethode, der damit verbundenen Konsultationen und der Veröffentlichungspflichten sowie der Berechnung von Reservepreisen für Standardkapazitätsprodukte. Gemäß Artikel 27 Abs 4 Verordnung (EU) 2017/460 ist von der nationalen Regulierungsbehörde im Einklang mit Artikel 41 Absatz 6 Buchstabe a der Richtlinie 2009/73/EG eine begründete Entscheidung zu allen in Artikel 26 Absatz 1 Verordnung (EU) 2017/460 genannten Punkten zu erlassen.
- ▶ Da bereits Artikel 13 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 auf Artikel 41 Absatz 6 der Richtlinie 2009/73/EG verweist, welcher auch in Artikel 27 Abs 4 Verordnung (EU) 2017/460 seine Erwähnung finden, ist eindeutig darauf zu schließen, dass eine gemäß Artikel 27 Abs 4 Verordnung (EU) 2017/460 zu erlassene begründete Entscheidung den Bestimmungen gemäß § 82 Abs. 1 erster Satz GWG 2011 zu entsprechen hat und somit als Methodenbescheid zu erlassen ist.
- ▶ Ein Verweis auf die entsprechende Verordnung (EU) 2017/460 findet sich jedoch bisweilen nicht unter § 82 GWG 2011.
- ▶ Der EuGH hat sich in seiner Entscheidung vom 19.03.2015 (C-510/13, E.ON Földgáz Trade Zrt./Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal) mit der Frage des Rechtsschutzes gegen Entscheidungen einer nationalen Energie-Regulierungsbehörde auseinandergesetzt und ausgesprochen, dass Parteistellung und Beschwerderecht auch einem betroffenen Netznutzer zustehen müssen.
- ▶ Eine solche sich aus dem EU-Recht unmittelbar ergebende Parteistellung und Rechtsschutz ist derzeit im GWG 2011 noch nicht abgebildet. Der derzeitige Gesetzesprozess sollte zum Anlass genommen werden, den EU-rechtlich zustehenden Rechtsschutz von Betroffenen in Anlehnung an das Vorbild des § 37a



TKG 2003 gesetzlich klarzustellen und damit einhergehend nach dem Vorbild des § 40 KOG auch für E-Control die Möglichkeit von Großverfahren vorzusehen.

- ▶ Gerne können wir bei entsprechender Würdigung unseren Novellierungsvorschlag zu den entsprechenden Gesetzestexten bereitstellen.

§ 93 „Zulassung von Bilanzgruppenverantwortlichen“

- ▶ 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 Gasdrehscheibe 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.
- ▶ Wir regen Überlegungen dahingehend an, einen Zustellungsbevollmächtigten zu nennen. Dies wäre zum Beispiel durch Erweiterung des § 155 GWG möglich.

§ 155.

Erdgasunternehmen mit dem Sitz im Ausland, die inländische Endverbraucher versorgen, als auch Bilanzgruppenverantwortliche mit dem Sitz im Ausland sind verpflichtet, gegenüber der Behörde einen Zustellungsbevollmächtigten gemäß § 9 Zustellgesetz zu bestellen.

§ 129b: „Herkunftsnachweise für Gas“

▶ § 129 b Abs 2 und 3:

- ▶ Wie ist der Begriff „Gas“ definiert?
- ▶ Unklar ist, warum völlig unbestimmt auch „angeschlossene Gasanlagen“ (also Endverbraucher) und nicht nur Erzeugungsanlagen registriert sein sollen. Würde bedeuten, dass alle 1,3 Mio. Zählpunkte diesen bürokratischen Schritt (siehe Mindestangaben) vornehmen müssten?!! § 78 EAG enthält eine zu § 129b GWG gleichlautende Bestimmungen generell für erneuerbare Energien. Dort wird richtigerweise angeordnet, dass nur ans öffentliche Netz angeschlossene Erzeugungsanlagen zu registrieren sind. Unklar ist auch, warum



Verteilernetzbetreiber als Kontrolleure und „Meldeorgane“ zwangsverpflichtet werden sollen, diese neue Anforderung an VNB wird abgelehnt.

► **§ 129b Abs 7:**

- ▶ Entsprechend Art 19 Abs 3 Erneuerbaren-RL (RED II) verfallen nicht entwertete Herkunftsnachweise spätestens 18 Monate nach der Produktion. Damit wird der Speicherbarkeit von Gas nicht Rechnung getragen, der Wortlaut der EU-Richtlinie stellt aber ausdrücklich nur auf die „Produktion der Energieeinheit“ als Beginn der 18 Monate-Frist ab. Es ist fraglich, ob RED II die Speicherbarkeit des Mediums Gas mitbedacht hat; dies muss noch auf EU Ebene gelöst werden, keinesfalls sollen unausgelegene EU Regelungen unreflektiert übernommen werden.
- ▶ 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!
- ▶ Gerade im Hinblick auf das in Zukunft gekoppelte Energiesystem (Sektorkopplung von Strom und Gas) sowie die speziellen gaswirtschaftlichen Gegebenheiten, wie etwa die Speicherbarkeit von Gasen aller Art in der Netzinfrastruktur sowie in Speicheranlagen und die saisonale Komponente von Gas muss Beachtung finden.
- ▶ Überdies würde die Befristung das im Sommer produzierte Biomethan benachteiligen, da im Sommer der Bedarf an Gas sinkt.

§ 129 c Abs. 1 „Anerkennung der HKN aus anderen Staaten“:

► **§ 129 c Abs. 1:**

- ▶ Generell ist anzumerken, dass die Bestimmungen der §§ 129b und 129c auf dekarbonisierte und kohlenstoffarme Gase auszudehnen ist, um Treibhausgaseinsparungen dokumentieren zu können.
- ▶ Die Kompetenzermächtigung für E-Control ist zu wenig bestimmt. Was ist unter „ergänzende Anforderungen“ zu verstehen? Es werden hier keine gesetzlichen Grenzen gesetzt, sodass die Gefahr von „gold plating“ besteht.
- ▶ Die HKNs 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:** Ersuchen, dass E-Control diese Liste der Länder mit Abkommen veröffentlichen muss.

► **§ 129 c Abs. 4:** Die Kann-Bestimmung soll zu Muss-Bestimmung werden, damit hier Rechtssicherheit gegeben ist.

§ 130 „Ausweisung der Herkunft (Labeling)“:

► **§ 130:** Besteht die Verpflichtung zur Ausweisung auf der Rechnung auch dann, wenn man nur den HKN und nicht das Gas verkauft? Das fehlt in der Gaskennzeichnungsverordnung.

► **§ 130 Abs. 2:** Die Darstellung der Umweltauswirkungen ist laut § 5 Gaskennzeichnungsverordnung freiwillig. Dies sollte bitte auch so ins GWG übernommen werden.

► **§ 130 Abs. 6:** Die genannten Anforderungen gehen viel zu weit. Der damit verbundene administrative und wirtschaftliche Aufwand ist nicht gerechtfertigt (exemplarisch: Abs. 6 betreffend Dokumentation des Technologieeinsatzes).

§ 133 a: „Festsetzung eines Zielwerts für Wasserstoff im Gasnetz“:

- ▶ Was ist unter einem „Zielwert“ zu verstehen? Ist damit der Maximalwert gemeint?
 - ▶ Dieser darf nur nach vorheriger Analyse und Stakeholderprozess durch den ÖVGW erhöht werden, um die Realisierbarkeit und den Stand der Technik sicherzustellen.
 - ▶ Gerade Österreich als Gas-Transitland kann nicht im Alleingang Anhebungen verordnen.
 - ▶ Es darf europaweit keine nationalen Alleingänge geben, sondern es bedarf einer harmonisierten Vorgehensweise (z.B. durch europaweit vergleichbare Regelungen), sodass die europaweiten Gasströme ungehindert fließen können.
 - ▶ Die Einhaltung der Regeln der Technik ist wie bisher in § 133 normiert.
- ▶ Gasnetzbetreiber sollen und müssen auch Wasserstoff- Netze betreiben dürfen, denn gasförmige Energie zu bewegen ist ja ihre Kompetenz.

Artikel 5: Änderung des Energielenkungsgesetzes 2012

- ▶ **§ 28a Abs 1:** In Verordnungen gemäß § 26 Abs. 1 Z 1a können Endverbraucher verpflichtet werden, ihre bereits erworbenen Erdgasmengen über Flexibilisierungsinstrumente anzubieten. *Diese Verpflichtung kann sich auch auf die damit verbundenen Transportkapazitäten beziehen.*
- ▶ **§ 28a Abs 2:** Verordnungen gemäß § 26 Abs. 1 Z 1a können weitere Anordnungen vorsehen, um die von den Endverbrauchern bereits erworbenen Erdgasmengen dem Markt zur Verfügung zu stellen. *Diese Verpflichtung kann sich auch auf die damit verbundenen Transportkapazitäten beziehen.*
 - ▶ 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. Wesentlich ist, dass es nicht zu einer Vermischung von Begrifflichkeiten kommt: Buchungen bestehen für Kapazitäten, Erwerb bezieht sich auf die Erdgasmengen.
- ▶ **§ 35 Abs 2 Z 3:** Sollte es in einem Anlassfall dazu kommen, dass ein Solidaritätsanfragender Staat sich nicht durch diese Regelung verpflichtet sieht (Verpflichtung zu Lasten Dritter) könnte es sein, dass diejenigen Marktteilnehmer, die als Solidaritätsgeber einspringen auf ihren Forderungen aus der Leistung sitzen bleiben.
 - ▶ Daher ersuchen wir hier um folgende Ergänzung:
4. 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.
- ▶ **§ 35 a Abs 3** „Ermächtigung für Ressortübereinkommen im Solidaritätsfall / Methode durch die Regulierungsbehörde“:
 - ▶ Diese Methode sollte auch der Genehmigungspflicht der Bundesministerin für Klimaschutz unterliegen, da es sich um weitreichende Eigentumseingriffe handelt.



Für Fragen stehen wir gerne zur Verfügung!

Mit freundlichen Grüßen,

Mag. Ines Schneider, MBA
Head of Gas Regulatory Affairs
International & Governmental Relations

OMV Aktiengesellschaft
Trabrennstraße 6-8
A-1020 Wien
Tel.: +43 (1) 40440 - 28724
Mobile: +43 664 6120925
ines.schneider@omv.com
<http://www.omv.com>

Mag. Michaela Jarosch, MA, MBA
Head of Vienna Office
International & Governmental Relations

OMV Aktiengesellschaft
Trabrennstrasse 6-8
1020 Wien
Tel. +43 (1) 40440 - 21815
Mobil: +43 664 8567283
michaela.jarosch@omv.com
<http://www.omv.com>