



Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)
Radetzkystraße 2
1030 Wien

Per Email an:
vi2@bmk.gv.at

Kopie ergeht an:
Präsidium des Nationalrates
Per Email an: begutachtungsverfahren@parlament.gv.at

Direktion
Arnulfplatz 2
9020
Klagenfurt am Wörthersee
T +43(0)463 525-0
F +43(0)463 525-1596
E office@kelag.at
www.kelag.at

28. Oktober 2020

Stellungnahme zum Begutachtungsentwurf Erneuerbaren Ausbau-Paket (EAG-Paket)

Sehr geehrte Damen und Herren!

Die KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft (Kelag) begrüßt den vorliegenden Entwurf des Erneuerbaren-Ausbau-Pakets, welches den Startschuss für eine der größten Herausforderungen unserer Zeit gibt: der Transformation des Energiesystems in eine fossilfreie und klimafreundliche Energiezukunft, um bis 2040 Österreich klimaneutral zu machen. Wenngleich einige Punkte Anlass zur Stellungnahme sowie zu einer tiefergehenden Diskussion geben, ist der Entwurf eine profunde Grundlage, der die notwendigen Rahmenbedingungen für einen raschen Ausbau der erneuerbaren Energiequellen liefert und bestärkt den seitens der Kelag bereits seit Jahrzehnten eingeschlagenen Weg.

Das Ziel der Klimaneutralität mit dem Zwischenziel bis 2030, die Stromversorgung in Österreich zu 100% aus erneuerbaren Energien bilanziell abzudecken, wird aber nur dann erreichbar sein, wenn sämtliche verfügbaren Technologien und sämtliche potentiellen Standorte in Österreich auch tatsächlich realisiert werden können. Dazu braucht es einerseits sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene einen offenen und mutigen politischen Konsens sowie einen transparenten Meinungsbildungsprozess, um die Bürgerinnen und Bürger auf diesem Weg, der letztendlich auch eine gesellschaftliche Wende notwendig macht, mitzunehmen.

Als führendes Elektrizitätsunternehmen Kärntens sehen wir den Übergang in eine klimaneutrale Zukunft Österreichs als Chance und Wachstumsmotor, der die Wertschöpfung erhöht, bestehende Arbeitsplätze sichert und neue Arbeitsplätze schafft. Wir werden unseren Beitrag dazu – auch weiterhin – leisten und in den nächsten Jahren massiv in den Ausbau von erneuerbaren Energien investieren, neue Technologien erproben, innovative Geschäftsmodelle entwickeln und einen offenen Dialog mit unseren Stakeholdern führen.

Dies vorausgeschickt nehmen wir zu den einzelnen Punkten des Entwurfs des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes sowie der damit zusammenhängenden Gesetze (EAG-Paket) inhaltlich wie folgt Stellung:

A. Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - EAG

Zu § 5 Abs 1 Z 14 und Z 15 EAG – Begriffsbestimmungen „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ und „Erneuerbaren-Förderpauschale“

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

Begründung:

Für die Beanreizung von Sektorkopplungstechnologien und die Realisierung von Stromspeichern und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas sollten diese Technologien – analog zu Pumpspeicherkraftwerken – vom Erneuerbaren Förderbeitrag und der Entrichtung der Erneuerbaren Förderpauschale befreit werden. Es wird daher vorgeschlagen, § 5 Abs 1 Z 14 und Z 15 EAG wie folgt zu adaptieren:

§ 5 (1) (...)

„14. „Erneuerbaren-Förderbeitrag“ jenen Beitrag, der von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, Stromspeichern, Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder -kälte und den Endverbrauchern gemäß § 68, zu leisten ist und der anteiligen Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 dient;

15. „Erneuerbaren-Förderpauschale“ jenen Beitrag in Euro pro Zählpunkt, der von allen an das öffentliche Elektrizitätsnetz angeschlossenen Endverbrauchern, mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken, Stromspeichern, Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas oder Fernwärme und/oder -kälte und den Endverbrauchern gemäß § 68, zu leisten ist und der Abdeckung der Investitionszuschüsse nach dem 2. Teil dieses Gesetzes sowie der anteiligen Abdeckung der Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß § 65 dient;“

Zu § 5 Abs 1 Z 19 EAG – Begriffsbestimmung „Erweiterung“

Es wird vorgeschlagen, die Erhöhung des Schluckvermögens durch größere Turbinen und Generationen ebenfalls als Erweiterung zu definieren. § 5 Abs 1 Z 19 EAG sollte daher wie folgt adaptiert werden:

§ 5 (1) (...)

„19. „Erweiterung“ in Bezug auf Wasserkraftanlagen die Erhöhung des Regelarbeitsvermögens von bestehenden Anlagen durch die Nutzung von Wasser aus zusätzlichen Einzugsgebieten, die Erhöhung des Schluckvermögens durch größere Turbinen und Generatoren oder die Erschließung zusätzlicher Fallhöhen; in Bezug auf andere Energieträger die Erhöhung der Engpassleistung durch eine Änderung des ursprünglichen Anlagenbestandes;“

Zu § 5 Abs 1 Z 38 EAG – Begriffsbestimmung „Revitalisierung“

Im aktuellen Entwurf wird bei der Revitalisierung grundsätzlich (ohne Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen) auf eine Erhöhung der Engpassleistung oder des Regelarbeitsvermögens um mindestens 10% abgestellt. Es wird vorgeschlagen, diesen Wert auf 3% zu reduzieren und zusätzlich um einen Mindestwert in Erzeugung/Jahr zu ergänzen.

Begründung:

Angesichts der hohen Wirkungsgrade von Wasserkraftwerken sind Effizienzsteigerungen von 10% bei Wasserkraftwerken zu hoch, dadurch kann viel Effizienzsteigerungspotenzial liegen gelassen werden. Die im Regierungsprogramm festgeschriebene Fokussierung auf die Revitalisierung von großen Wasserkraftanlagen wird damit behindert, da im Speziellen große Wasserkraftanlagen zwar potenziell ein geringes Steigerungspotenzial aufweisen, absolut jedoch einen bedeutenden Erzeugungszuwachs liefern würden. Deshalb schlagen wir eine Reduzierung des Wertes von 10% auf 3% vor.

Zusätzlich würde ein Mindestwert in Erzeugung/Jahr für jene Anlagen Sinn machen, die trotz hoher zusätzlicher Leistung den relativen Wert der Effizienzsteigerung nicht erreichen, dennoch zur wirtschaftlich und ökologisch effizienten Nutzung von zusätzlichen Potenzialen bei Bestandsanlagen beitragen.

Zudem wird die Voraussetzung, dass nach durchgeführter Revitalisierung die Engpassleistung und das Regelarbeitsvermögen unter Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes nicht unter den vor der Revitalisierung erreichten Werten liegen darf, abgelehnt.

Begründung:

Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes werden bei wasserwirtschaftlichen Erfordernissen vorgeschrieben und müssen umgesetzt werden. Sie stellen somit Randbedingungen dar und führen zu einer Reduktion des Regelarbeitsvermögens. Werden sie von Revitalisierungsmaßnahmen begleitet, ist die mögliche Erzeugung, auch wenn sie den Ausgangswert unterschreiten sollte, in jedem Fall höher als wenn die Gewässerschutzmaßnahmen alleine durchgeführt werden würden. Es sollte daher eine getrennte Bewertung von Maßnahmen nach dem Erneuerbaren Ausbaugesetz von Maßnahmen zur Gewässersanierung vorgenommen werden. Wir schlagen daher folgende Adaptierungen von § 5 Abs 1 Z 38 EAG vor:

§ 5 (1) (...)

„Z 38. „Revitalisierung“ das Repowering von Wasserkraftanlagen, welches ~~ohne Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes zu einer Erhöhung der Engpassleistung oder zu einer Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um mindestens 3% oder zu einer Erhöhung des Regelarbeitsvermögens um 3 GWh 10%~~ führt. Bei gleichzeitiger Umsetzung von wasserrechtlich bewilligten Maßnahmen bezieht sich die Erhöhung auf jenen Ausgangswert, welcher nach alleiniger Umsetzung der wasserrechtlich bewilligten Maßnahmen erreicht werden könnte. Unter Einrechnung wasserrechtlich bewilligter Maßnahmen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes dürfen die Engpassleistung und das Regelarbeitsvermögen nach durchgeführter Revitalisierung nicht unter den vor der Revitalisierung erreichten Werten liegen; Eine Revitalisierung ist nur dann gegeben, wenn mindestens zwei der wesentlichen Anlagenteile, wie Turbine, Wasserfassung, Druckleitung, Triebwasserkanal, Krafthaus oder Staumauer bzw. Wehranlagen, welche vor Baubeginn bereits bestanden haben, weiter verwendet werden;“

Zu § 10 Abs 1 Z1 EAG– Allgemeine Fördervoraussetzungen

Zur Größenbegrenzung von Wasserkraftanlagen:

Die Berücksichtigung von größeren Wasserkraftanlagen im Fördersystem im Sinne von „jede zusätzliche kWh zählt“ wird ausdrücklich begrüßt. Die aktuell vorgesehene Grenze von 25 MW sollte auf zumindest

30 MW angehoben werden bzw. sollte eine Förderung der ersten 150 GWh (30 MW * 5000 Vollastsunden) erfolgen. Daher schlagen wir folgende Adaptierung vor:

§ 10 (1) (...)

„1. neu errichteten ~~und erweiterten~~ Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung bis ~~20~~ 30 MW ~~und erweiterten Wasserkraftanlagen mit einer zusätzlichen Engpassleistung bis 30 MW~~ sowie die ersten ~~25 MW~~ 150 GWh bei neu errichteten ~~und erweiterten~~ Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung über 20 MW ~~und erweiterten Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung über 20 MW~~, mit Ausnahme von (...)“

Zur Festlegung ökologischer Kriterien als Fördervoraussetzung für Wasserkraftanlagen in den §§ 10 Abs 1 und 56 Abs 1 EAG:

Die Einführung von ökologischen Kriterien für die Förderfähigkeit ist ein zusätzliches Kriterium, welches das Risiko für die Projektrealisierung und den Projektaufwand essentiell erhöht. Die Kelag spricht sich daher grundsätzlich gegen die Normierung zusätzlicher ökologischer Kriterien aus.

Begründung:

Eine umfangreiche ökologische Prüfung und Interessensabwägung erfolgt bereits im Zuge des Genehmigungsverfahrens und obliegt den zuständigen Behörden. Eine zusätzliche Prüfung stellt eine weitere Hürde bzw. einen weiteren Aufwand bei der Umsetzung von Wasserkraftprojekten dar:

Die Planung eines Projektes dauert mehrere Jahre und generiert Kosten (je nach Projekt) von mehreren Millionen Euro. Die Risiken der Projektbewilligung im Behördenverfahren sind bekannt und können aus Erfahrung abgeschätzt werden. Durch die Normierung weiterer ökologischer Kriterien werden zusätzliche Risiken geschaffen, die wirtschaftlich essentiell sind (Förderwürdigkeit) und nicht klar abgeschätzt werden können (Förderkriterien).

Zudem erhöht der zusätzliche Projektaufwand die Projektkosten, was wiederum die Förderkosten ansteigen lässt.

Darüber hinaus bestehen gegen die Normierung zusätzlicher ökologischer Kriterien auch rechtlich massive Bedenken:

Die neuen Bestimmungen würden in letzter Konsequenz bedeuten, dass eine nochmalige Prüfung einer bereits geprüften Rechtssache durchgeführt wird, die faktisch darüber entscheidet, ob eine Wasserkraftanlage letztlich errichtet wird oder nicht. Während in einem sehr umfangreichen Genehmigungsverfahren eine ökologische Prüfung und eine Interessensabwägung stattfindet, soll offenbar von einer zusätzlichen Stelle anhand „möglichst einfacher“ Kriterien eine nochmalige Prüfung nach ökologischen Kriterien durchgeführt werden, die letztendlich den Ausschlag dafür geben, ob eine Erzeugungsanlage gebaut wird oder nicht. Diese Regelung erscheint unter dem Gesichtspunkt des rechtsstaatlichen Prinzips und des Legalitätsprinzips rechtlich bedenklich und führt zu großer Rechtsunsicherheit, die noch dadurch verschärft wird, dass es offenbar keine Möglichkeit gibt, die Entscheidung über die Förderfähigkeit aufgrund (Nicht-)Einhaltung der ökologischer Kriterien überprüfen zu lassen.

Es wird daher dringend ersucht, die Verankerung von zusätzlichen ökologischen Kriterien im EAG nochmals unter diesen Gesichtspunkten zu überprüfen.

Sollte – wider Erwarten – dennoch an den ökologischen Kriterien festgehalten werden, ersuchen wir jedenfalls um eine Einschränkung des Anwendungsbereichs der Kriterien (lit. a und b) sowie um Aufnahme einer zusätzlichen Bestimmung hinsichtlich einer positiven ökologischen Gesamtbewertung (lit. c).

§ 10 Abs 1 Z 1 EAG sollte demgemäß abgeändert werden wie folgt:

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

1. (...), mit Ausnahme von

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

b) Neubauten ~~und Erweiterungen~~, die den Erhaltungszustand von Schutzgütern der Richtlinie 92/43/EWG zur Erhaltung der natürlichen Lebensräume sowie der wildlebenden Tiere und Pflanzen, ABl. Nr. L 206 vom 22.07.1992 S. 7 (Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie), oder der Richtlinie 2009/147/EG über die Erhaltung der wildlebenden Vogelarten, ABl. Nr. L 20 vom 30.11.2009 S. 7 (Vogelschutzrichtlinie), verschlechtern und in Schutzgebieten (Natura 2000, Nationalpark) liegen.

c) Besondere Umstände, die ungeachtet der Erfüllung der Voraussetzungen in lit. a oder lit. b eine Förderung rechtfertigen, liegen vor, wenn Vorhaben in einer Gesamtbewertung aufgrund projektintegraler Maßnahmen auch gewichtige ökologische Interessen, wie insbesondere den Naturschutz oder die Biodiversität, berücksichtigen und insgesamt ein ökologisches Verbesserungspotenzial schaffen oder durch Entfernung oder Ersatz von Querbauwerken oder bei Erweiterungen insgesamt zu einer Verbesserung der Durchgängigkeit führen oder flussbaulich notwendige Querbauwerke energetisch nutzen.“

Um eine analoge Anpassung des § 56 EAG (Investitionszuschüsse für Wasserkraftanlagen) wird ersucht.

Begründung:

Es ist selbstverständlich nachvollziehbar und zu begrüßen, dass zum Erhalt der natürlichen Flüsse keine neuen Kraftwerke zur Gänze im Fließgewässer mit sehr gutem ökologischen Zustand errichtet werden. Es ist aber nicht nachvollziehbar, warum die Erweiterung eines bereits bestehenden Wasserkraftwerkes (mit bereits bestehender Infrastruktur) gleich behandelt wird wie dessen Neuerrichtung. Bei einer Erweiterung geht es nämlich vorwiegend darum, die effizientere Nutzung einer bereits bestehenden Anlage – durch zusätzlichen Wassereinzug oder zusätzliche Fallhöhe – zu steigern. Es ist daher unbedingt eine – sachliche gebotene – Unterscheidung zwischen Neuerrichtung und Erweiterung dahingehend vorzunehmen, dass für Erweiterungen nicht dieselben strengen Vorschriften wie für die Neuerrichtung einer Anlage angewendet werden, da nur dadurch die bestehenden Effizienzsteigerungspotentiale – die ohnehin in begrenztem Ausmaß vorhanden sind – auch tatsächlich realisiert werden können. Erweiterungen sollten daher nicht vom Anwendungsbereich des § 10 Abs 1 Z 1 EAG erfasst sein.

Zudem sollten Wasserkraftanlagen, die baulich nur teilweise in Gewässerstrecken mit sehr guten ökologischem Zustand reichen, förderfähig sein. Es gibt Wasserkraftprojekte, die technisch sinnvoll nur dahingehend errichtet und ausgeführt werden können, indem bauliche Anlagenteile zum Teil in Gewässerstrecken mit sehr gutem ökologischen Zustand errichtet werden müssen. Die Förderfähigkeit von Projekten soll daher weiterhin dann möglich sein, wenn Wasserkraftanlagen mit baulichen Anlagenteilen zum Teil in Gewässerstrecken mit sehr gutem ökologischen Zustand hineinreichen. Es wird daher dringend ersucht, in § 10 Abs 1 Z 1 EAG klarzustellen, dass nur Wasserkraftanlagen, die zur Gänze in ökologisch wertvollen Gewässerstrecken mit sehr gutem Zustand errichtet werden, nicht förderfähig sind.

Weiters wird ersucht, keine Einschränkung der Förderung bei Gewässerabschnitten mit sehr gutem hydromorphologischen Zustand vorzunehmen.

Insgesamt wäre es geboten, eine Regelung vorzusehen, die bei einer positiven ökologischen Gesamtbewertung eines Wasserkraftprojekts aufgrund projektintegraler Maßnahmen eine Förderung zulässt, zumal dann im Einzelfall eine Abwägung zugunsten eines Projektes, das in seiner Gesamtheit ein ökologisches Verbesserungspotential schaffen kann, ermöglicht werden kann. § 10 Abs 1 Z 1 EAG sollte daher um die Regelung in lit. c (wie oben vorgeschlagen) ergänzt werden.

Zur Revitalisierungsförderung von Wasserkraftanlagen

Für Revitalisierungen von Wasserkraftanlagen ist in § 56 des aktuellen Entwurfs eine Beanreizung mittels Investitionszuschuss vorgesehen. Es wird ersucht, für die Revitalisierung von Wasserkraftanlagen eine Wahlmöglichkeit zwischen Marktprämie und Investitionsförderung vorzusehen.

Begründung:

Die Wahlmöglichkeit einer administrativ festgelegten Marktprämie für die zusätzliche Engpassleitung bzw. Erzeugungsmenge gibt dem Erzeuger längerfristige Planungssicherheit. Zusätzlich soll im Sinne des Bestandserhalts bei Anlagen unter 2 MW die gesamte Erzeugungsmenge gefördert werden. Wir schlagen deshalb die Aufnahme der Revitalisierungsförderung bei Wasserkraft durch Marktprämie in § 10 Abs 1 als Z 2 vor:

§ 10 (1) (...)

„2. der Revitalisierung von Wasserkraftanlagen. Förderfähig ist dabei die Erhöhung des Regelarbeitsvermögens für Anlagen größer 2 MW. Für Anlagen kleiner 2 MW ist das gesamte Regelarbeitsvermögen förderfähig.“

Zu § 10 Abs 1 Z 2 bzw. Z 3 EAG - Allgemeine Förderungsvoraussetzungen für Windkraftanlagen

Repowering von Windkraftanlagen wird in den kommenden Jahren an Bedeutung zunehmen. Daher sollte bei den Förderungsvoraussetzungen das Repowering explizit angeführt werden. Es wird daher ersucht, in § 10 Abs 1 Z 2 (welcher bei Aufnahme der Revitalisierung von Wasserkraftanlagen wie oben vorgeschlagen zu § 10 Abs 1 Z 3 wird) das Repowering von Windkraftanlagen explizit aufzunehmen.

Zu § 10 Abs 1 Z 3 EAG– Allgemeine Fördervoraussetzungen PV sowie analog § 55 Abs. 1 EAG - Investitionszuschüsse für PV und Stromspeicher

§ 10 Abs 1 Z 3 EAG sieht vor, dass PV-Anlagen nur dann förderfähig sind, sofern sie auf oder an einem Gebäude oder einer baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Nutzung von Solarenergie errichtet wurde, auf einer Eisenbahnanlage oder Deponie oder auf einer Freifläche - mit Ausnahme einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland, sofern sie nicht eine speziell für die Errichtung einer Photovoltaikanlage vorgesehene Widmung aufweist - errichtet wird. Diese Auflistung sollte gestrichen werden.

Begründung:

Eine Auflistung der förderfähigen Flächen erscheint insofern redundant, als raumordnungs- und widmungsrechtliche Fragestellungen ohnehin von den Bundesländern adressiert werden. Zudem führt eine derartige Regelung in der Praxis zu Unklarheiten und möglichen Grauzonen. Es wird daher ersucht, die Auflistung der förderfähigen Flächen in § 10 Abs. 1 Z 3 EAG gänzlich zu streichen.

Für den Fall, dass an der Auflistung festgehalten werden sollte, wird ersucht, „technisch vorbelastete“ Flächen in die Auflistung mitaufzunehmen, da das Landschaftsbild durch die Errichtung einer PV-Anlage rund um bestehende Infrastrukturprojekte am wenigsten beeinträchtigt wird. § 10 Abs 1 Z 3 EAG sollte daher ergänzt werden wie folgt:

§ 10 Abs 1 (...)

„3. (...) wenn die Anlage

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

b) unmittelbar an ein Grundstück angrenzt, auf welchem bereits infrastrukturelle Baulichkeiten zu einem anderen Zweck als der Nutzung von Solarenergie errichtet wurden,

c ~~b~~) auf einer Eisenbahnanlage oder Deponie,

d ~~e~~) auf einer Freifläche, mit Ausnahme einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland, sofern sie nicht eine speziell für die Errichtung einer Photovoltaikanlage vorgesehene Widmung aufweist,

errichtet wird oder ist.

Zu § 10 Abs 1 Z 4 Allgemeine Fördervoraussetzungen für Biomasseanlagen

Die Möglichkeit, bestehende Kraftwerksstandorte durch Repowering zu erhalten und wieder als Neuanlage zu ertüchtigen, ist aus Sicht der Fördereffizienz und zur Erreichung der Ausbauziele unbedingt erforderlich. Es wird daher ersucht, in § 10 Abs 1 Z 4 (welcher bei Aufnahme der Revitalisierung von Wasserkraftanlagen wie oben vorgeschlagen zu § 10 Abs 1 Z 5 wird) das Repowering von Biomasseanlagen explizit aufzunehmen.

§ 11 Abs. 4 Berechnung der Marktpremie, Engpassleistung

Obwohl es sich bei der Engpassleistung um eine Dauerleistung handelt, kann es zu temporären Überschreitungen derselben kommen. Dies trifft insbesondere bei Wasserkraftwerken allein schon durch einen hohen Staupegel oder durch eine Düsenüberöffnung bei Peltonturbinen zu. Erzeugungsleistungen über die Engpassleistung hinaus gehören somit zum „Normalbetrieb“ und sollten daher grundsätzlich förderfähig sein. Es wird daher vorgeschlagen, § 11 Abs 4 EAG wie folgt zu ändern:

§ 11 (...)

„(4) Die Berechnung der Marktpremie erfolgt entsprechend der von der Anlage erzeugten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strommenge, soweit bei der Erzeugung die jeweils im Fördervertrag vereinbarte Engpassleistung nicht überschritten wurde. ~~Im Falle von Überschreitungen der Engpassleistung sind die aus der Leistungsüberschreitung resultierenden Erzeugungsmengen in der Berechnung der Marktpremie nicht zu berücksichtigen.~~ Die Abrechnung erfolgt auf Basis der Differenz zwischen den gemessenen Viertelstundenwerten und der Engpassleistung.“

Zu § 20 Z 4 EAG Ausschreibung, Anforderung an Gebote und § 44 Z 4 EAG – Allgemeine Anforderungen an Förderanträge

§ 20 Z 4 EAG und § 44 Z 4 EAG sehen vor, dass die Gebote bzw. Anträge eine Projektbeschreibung mit Angaben und Nachweisen zur Erfüllung der Fördervoraussetzungen und einen Kosten-, Zeit und Finanzplan enthalten müssen.

Diese Anforderungen sind nicht nur ein überschießender administrativer Aufwand, sondern es ist auch unklar, warum diese Unterlagen vorzulegen sind. Zudem ist nicht klar, welche Konsequenzen damit einhergehen würden, sollten sich die Kosten- Zeit und Finanzierungspläne nachträglich ändern – was notwendigerweise auch regelmäßig der Fall ist. Es wird daher ersucht, in § 20 Z 4 EAG und § 44 Z 4 EAG den Kosten- Zeit und Finanzierungsplan zu streichen.

§ 20 (...) bzw. § 44 (...)

„4. eine Projektbeschreibung mit Angaben und Nachweisen zur Erfüllung der Fördervoraussetzungen ~~und einem Kosten-, Zeit- und Finanzierungsplan~~“

Zu § 20 EAG Ausschreibung - Anforderung an Gebote und § 44 Z 5 EAG – Allgemeine Anforderungen an Förderanträge

§ 20 Z 7 und § 44 Z 5 EAG sehen vor, dass die Gebote bzw. Anträge auf Förderung einen Nachweis enthalten müssen, dass für die Neuerrichtung oder Erweiterung der Anlage alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind.

Hier wird um Klarstellung ersucht, was konkret unter „alle erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen oder Anzeigen“ zu verstehen ist. Aus unserer Sicht wäre es notwendig, dass im Gebot bzw. im Antrag zumindest der Nachweis erbracht werden muss, dass hier die erstinstanzlichen Genehmigungen und Bewilligungen für die Errichtung der Anlage (nicht rechtskräftig) vorliegen. Zudem sollte diese Regelung auch für das Repowering ergänzt werden.

§ 20 Z 7 (...) und § 44 Z 5 (...)

„einen Nachweis, dass für die Neuerrichtung oder Erweiterung oder das Repowering der Anlage alle erforderlichen erstinstanzlichen Genehmigungen und Bewilligungen der jeweils zuständigen Behörde erteilt wurden oder Anzeigen erfolgt sind und als erteilt gelten.“

Zu § 29 EAG – Zurückgabe von Sicherheiten

Nach einem Zuschlag auf Basis des erstinstanzlichen Bescheids kann die Behörde im Verlauf des Instanzenzuges die bereits beschiedene Leistung reduzieren. In diesem Fall sollte für die behördlich reduzierte Leistung die Sicherheitsleistung aliquot zurückerstattet werden. Wie schlagen daher vor, § 29 EAG um die Z 4 zu erweitern.

§ 29 (...)

„4. die bei der Gebotsabgabe laut erstinstanzlichen Bescheid angegebene Leistung (MW) durch die Behörde reduziert wird, um den aliquoten Anteil dieser reduzierten Leistung.“

Zu § 32 EAG - Sicherheitsleistung für Photovoltaikanlagen

§ 32 EAG sieht für Photovoltaikanlagen eine Erstsicherheit in der Höhe der Gebotsmenge multipliziert mit 5 Euro pro kWpeak sowie eine Zweitsicherheit in der Höhe der Gebotsmenge multipliziert mit 45 Euro pro kWpeak vor. Die Zweitsicherheit erscheint im Hinblick auf die Zielsetzung der Regelung, nämlich die Verwirklichung der Projekte, für welche um eine Förderung eingereicht wird, nicht ausreichend. Es wird daher ersucht, die Höhe der Zweitsicherheit entsprechend anzuheben.

Bei einer Anlage von 20 kWpeak würde die Höhe der Zweitsicherheit lediglich EUR 900,-- betragen, was unserer Meinung nach kein ausreichender Anreiz für die tatsächliche Errichtung der Anlage ist.

Zu § 33 EAG Abschlag für Freiflächenanlagen und § 55 Abs. 7 EAG Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher

Für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen gemäß § 10 Abs. 1 Z 3 lit. c EAG ist in § 33 EAG sowie in § 55 Abs. 7 EAG eine Verringerung der Höhe des Zuschlagwertes um einen Abschlag von 30% vorgesehen.

Eine Reduktion der Förderung von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen im Ausmaß von 30% (wir ersuchen auch um Konkretisierung der Bemessungsgrundlage) ist aus unserer Sicht sachlich nicht gerechtfertigt und sollte auf maximal 10% reduziert werden.

Begründung:

Der Abschlag entspricht nicht dem Unterschied der Stromgestehungskosten zwischen Anlagen auf Freiflächen und an einem Gebäude oder einer baulichen Anlage. Zudem weisen Anlagen auf Freiflächen in der Regel deutlich höhere Netzanschlusskosten auf, die vom Projektwerber zu tragen sind. Ein Abschlag in dieser Größenordnung würde daher die Realisierung von PV-Freiflächenanlagen wesentlich erschweren bzw. gänzlich verhindern und damit die Erreichung des PV-Ausbauziels nachhaltig gefährden.

Eine Differenzierung von unterschiedlichen Arten von Freiflächen sollte zudem nicht vorgenommen werden, da dies bei Ausschreibungen den Wettbewerb (als Marktelement) zwischen verschiedenen Bietergruppen konterkarieren und einzelne Marktteilnehmer massiv benachteiligen würde.

Es wird daher ersucht, den Abschlag auf maximal 10% zu reduzieren.

Innovative PV-Lösungen sollten zudem mittels geeigneten Zuschlägen beanreizt werden.

Zu § 34 EAG - Frist zur Inbetriebnahme von Photovoltaikanlagen sowie analog § 55 Abs. 9 EAG Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher

Die vorgesehene Frist zur Inbetriebnahme von Photovoltaikanlagen soll zweimal um jeweils bis zu 12 Monate verlängert bzw. bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt werden können. Es wird daher ersucht, § 34 EAG (sowie § 55 Abs 9 EAG analog) wie folgt zu adaptieren:

„§ 34

(1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Photovoltaikanlagen zwölf Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle.

(2) Die Frist gemäß Abs. 1 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle ~~ein~~zwei Mal um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nichtfristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen und erkennbar eine zeitnahe Realisierung anstrebt.

Wird oder ist die erstinstanzliche Bewilligung durch Rechtsmittel beeinträchtigt, so ist diese Frist bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt.

Zu § 40 Abs. 1 EAG Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine sowie analog § 47 Abs. 2 EAG Marktpremie für Windkraftanlagen

Aufgrund von Anlagen, die ihre technische Lebensdauer erreichen (werden) sowie der Erschließung von Windkraft-Potentialen an bestehenden Standorten (Repowering) im Ausmaß von ca. 2 TWh bis 2030, ist es für die Zielerreichung des Zubaus von 10 TWh Windkraft erforderlich, dass das jährlich vorgesehene Vergabevolumen für Windkraft auf 500 MW anstelle von 400 MW erhöht wird.

Es wird daher vorgeschlagen, § 40 Abs 1 EAG (sowie § 47 Abs 2 EAG analog) wie folgt zu adaptieren:

„§ 40 (1) Das Ausschreibungsvolumen für Windkraftanlagen beträgt jährlich mindestens 4500 000 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 23 Abs. 3.“

Zu § 42 Korrektur des Zuschlagswerts bei Windkraftanlagen sowie § 46 – Festlegung des anzulegenden Werts

Gemäß § 42 EAG kann auf den Zuschlagswert für Windkraftanlage ein Korrekturfaktor angewendet werden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt und ist gemäß § 46 Abs. 2 Z 4 EAG bei der Festlegung des anzulegenden Werts für Windkraftanlagen eine Differenzierung nach den standortbedingten unterschiedlichen Stromerträgen zulässig. Diese Bestimmungen sollten wie unten angeführt adaptiert werden.

Begründung:

Ein Standortausgleich ermöglicht einen ausgewogenen Ausbau in ganz Österreich. Für die Zielerreichung im Windkraftbereich von 10 TWh ist es unerlässlich, einen Großteil der Standorte in Österreich (mit unterschiedlichen Standortqualitäten und -bedingungen) zu realisieren und von Beginn an in den geplanten Ausbaupfad miteinzubeziehen. Dadurch werden Konzentrationseffekte vermieden, was wiederum die Akzeptanz erhöht. Gleichzeitig werden extreme Netzbelastungen vermieden, was wiederum zu einer Verringerung der Systemkosten (Ausgleichs- und Regelergiekosten) führt. Daher sollten diese Bestimmungen nicht als „Kann-Bestimmung“ formuliert werden, sondern als verbindliche Regelungen normiert werden.

Zur Spreizung des Korrekturfaktors selbst merken wir an:

Mit einer größeren Skalierung kann eine höhere Fördergenauigkeit und damit Fördereffizienz erreicht werden. Daher sollte der Korrekturfaktor von 20% auf +/- 30% angehoben werden.

Begründung:

Neben Windertrag sind auch Betriebs- und Investitionskosten je Standort sehr unterschiedlich. Diese hängen insbesondere von der Höhenlage (komplexere Errichtung, komplexerer Wege- und Leitungsbau, sowie anspruchsvolle klimatische und topographische Bedingungen über die gesamte Betriebsphase), der Waldlage (Herausforderungen beim Anlagenbau, Wege- und Leitungsbau sowie längere Anfahrtswege) und von Skaleneffekten (geteilte Kosten bei Möglichkeit, höhere Leistungen am Standort auszubauen)

ab. Eine Förderung je nach Qualität und Bedingungen eines Standorts verhindert eine Überförderung und erhöht die Förderkosteneffizienz.

Wir ersuchen daher, beim Standortausgleichsfaktor in § 42 EAG sowie in § 46 EAG auch die Betriebs- und Investitionskosten in Abhängigkeit von Höhenlage und Skaleneffekten zu berücksichtigen wie folgt:

§ 42 EAG sollte daher lauten:

„§ 42 Auf den Zuschlagswert für Windkraftanlagen ~~kann~~ wird ein Korrekturfaktor angewendet werden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge sowie Errichtungs- und Betriebskosten einer Windkraftanlage widerspiegelt. Der Korrekturfaktor für standortbedingte Unterschiede ist als Auf- oder Abschlag in der Höhe von insgesamt bis zu 230 Prozentpunkten auf den anzulegenden Wert für einen Normstandort Referenzstandort durch Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festzulegen. Der Normstandort Der Referenzstandort ist in Abhängigkeit des Standes der Technik, der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitslänge sowie der durchschnittlichen Errichtungs- und Betriebskosten auf Basis von Höhenlage, Waldlage und der Gesamtengpassleistung des Standorts zu definieren, hat den durchschnittlichen Stromertrag einer dem Stand der Technik entsprechenden, in Österreich errichteten Windkraftanlage anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitslänge widerzuspiegeln.“

Es wird ersucht, § 46 Abs 2 Z 4 EAG gleichlautend anzupassen.

Zu § 43 EAG - Frist zur Inbetriebnahme von Windkraftanlagen sowie analog § 47 Abs. 3 EAG - Marktprämie für Windkraftanlagen

Die vorgesehene Frist zur Inbetriebnahme von Windkraftanlagen innerhalb von 24 Monaten ab Veröffentlichung des Zuschlags ist zu kurz angesetzt und sollte auf 36 Monate verlängert werden. Zudem soll diese dreimal um jeweils bis zu 12 Monate verlängert werden, jedenfalls jedoch bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt werden können.

Begründung:

Die Baufristen für letztinstanzlich genehmigte Projekte ohne weitere Möglichkeit einer Rechtsmitteleinbringung („Baureife“) haben sich in den letzten Jahre kontinuierlich verlängert. Dies fußt u.a. auf der Lieferverfügbarkeit, der Netzverfügbarkeit und auch auf der zunehmenden Marktkonzentration bei Herstellern.

Eine weitere Ursache von Umsetzungsverzögerungen sind immer öfter Einsprüche bzw. die Ausnutzung sämtlicher Rechtsmittel. Projektgegner sind mittlerweile gut organisiert und bieten die Einbringung von Rechtsmittel im Instanzenzug mittlerweile als Dienstleistung an. Dies hat zur Folge, dass bei einem Großteil der Projekte der Instanzenzug völlig ausgeschöpft wird. Der Zeitrahmen dafür ist nicht abschätzbar (z.B. ist ein Projekt im Süden Wiens vor 10 Jahren eingereicht worden und noch immer gerichtsanhängig). Eine Fristüberschreitung ohne Verschulden der Förderwerberin kann gravierende Auswirkungen haben:

- Verlust der Sicherheitsleistung bei Ausschreibungen (z.B. Windpark mit 30 MW: TEUR 1.350)
- Verlust der zugesprochen Marktprämie

Praktisch betrachtet wird für Projekte daher erst dann um eine Förderung angesucht werden, wenn die Rechtsgültigkeit absehbar ist bzw. das Verlustrisiko abschätzbar ist.

Eine Fristaussetzung hat auch ein starkes Signal an (professionell organisierte) Projektgegner und Dienstleistungsanbieter, dass sie ein Projekt verzögern können, aber nicht verhindern bzw. keinen wirtschaftlichen Totalschaden verursachen können.

Wir ersuchen daher, die Fristen für die Inbetriebnahme von Windkraftanlagen in § 43 EAG wie folgt zu ändern:

„§ 43 (1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Windkraftanlagen ~~24~~³⁶ Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle.

(2) Die Frist gemäß Abs. 1 kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle ~~zweidreimal~~ um bis zu zwölf Monate verlängert werden, wenn der Bieter glaubhaft darlegt, dass die Ursachen für die nichtfristgerechte Inbetriebnahme nicht in seinem Einflussbereich liegen und erkennbar eine zeitnahe Realisierung anstrebt. Wird oder ist die erstinstanzliche Bewilligung durch Rechtsmittel beeinträchtigt, so ist diese Frist bis zur Ausschöpfung der letzten Rechtsmittel ausgesetzt.

(3) Unterliegt das Vorhaben, auf welches sich der Zuschlag bezieht, der UVP-Pflicht nach dem Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000 (UVP-G 2000), BGBl. Nr. 697/1993, beträgt die Frist zur Inbetriebnahme abweichend von Abs. 1 48 Monate ab der Veröffentlichung des Zuschlags.“

Es wird ersucht, § 47 Abs. 3 EAG (Marktpremie für Windkraftanlagen) gleichlautend anzupassen.

Zu § 48 Abs.3 EAG und § 56 Abs.8 EAG – Frist zur Inbetriebnahme von Wasserkraftwerken

Die Frist zur Inbetriebnahme von 24 Monaten ab Annahme des Förderantrags ist für Wasserkraftwerke zu kurz angesetzt. Gewässerökologische Vorgaben (Laichzeiten), terrestrische Vorschriften sowie hydrologischen Einflüsse (Hochwasser) sowohl bei Neubauten als auch bei Maßnahmen an Bestandsanlagen verlängern die Bauzeit erheblich. Die typische Bauzeit eines mittleren Flusskraftwerks beträgt inklusive der Vorbereitung der notwendigen Beschlüsse 3 bis 4 Jahre. Erweiterungen von Bestandsanlagen können aufgrund von komplexeren Bauabläufen, notwendiger Minimierung von Stillständen / Erzeugungsverlusten auch wesentlich länger dauern.

Wir schlagen deshalb eine Verlängerung auf 5 Jahre vor. Die Inbetriebnahme ist dabei als Zeitpunkt der Meldung der Inbetriebnahme an die EAG-Förderabwicklungsstelle zu definieren. Der Probetrieb darf nicht in den Förderzeitraum von 20 Jahren fallen. Die Verlängerung um weitere zwei Jahre, sofern die Ursache für den Verlängerungsbedarf nicht im Einflussbereich des Antragstellers liegt, wird begrüßt.

Zu § 52 Abs 2 EAG Nachfolgeprämie für Anlagen auf Basis von Biogas

Der Nachfolgetarif für bestehende Biogasanlagen von einem Jahr ist zu kurz bemessen. Wir ersuchen dringend die Verlängerung der Dauer für die Nachfolgeprämie zumindest bis zum 30. Betriebsjahr der Anlage (analog zur Biomasseregelung).

§ 52 Abs 2 EAG sollte daher lauten:

„(...) Abweichend von § 16 werden Nachfolgeprämien für Anlagen auf Basis von Biogas ab Vertragsabschluss bis zum 30. Betriebsjahr der Anlage gewährt.“

Zu § 56 Abs. 4 EAG - Höhe des Investitionszuschusses für Wasserkraftanlagen

Die Höhe des Investitionszuschusses für Wasserkraftanlagen sollte sich weiterhin auf max. 35% des Investitionsvolumens (siehe ÖSG 2012) belaufen und nicht auf die nun angeführten 30% reduzieren. Wir schlagen deshalb eine Anpassung des Wertes auf 35 % vor.

Außerdem lässt der vorliegende Gesetzesentwurf gänzlich offen, wie sich der Deckel von 45 % hinsichtlich der umweltrelevanten Mehrkosten errechnet.

Zu § 74 EAG - Erneuerbare Energiegemeinschaften und § 16b ElWOG Bürgerenergiegemeinschaften

Grundsätzlich sollte für alle Marktteilnehmer, auch für die neuen Markttrollen, ein „Level Playing Field“ hergestellt werden, so wie dies in den EU-Richtlinien auch deutlich zum Ausdruck kommt. Erneuerbare Energiegemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften als neue Marktteilnehmer sollten daher dieselben Rechte und Pflichten haben, wie andere Marktteilnehmer. Dies betrifft insbesondere die Ausgleichsenergieverantwortung.

Wie in den Erläuterungen und in den öffentlichen Diskussionen immer wieder zum Ausdruck gebracht wird, sollen die Erneuerbaren Energiegemeinschaften offenbar deutlich zum Erreichen der Energie- und Klimaziele beitragen, weshalb von deren Etablierung im größeren Ausmaß und von nicht zu unterschätzenden Energiemengen ausgegangen werden muss. So wie die Regelung derzeit vorgesehen ist, kann ein Kunde auch ohne Wissen des jeweiligen Energielieferanten Teilnehmer in einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft sein. Das bedeutet aber, dass der Lieferant keinerlei Information über das geplante und eventuell auch über das tatsächliche Verbrauchsverhalten hat, zumal derzeit auch keinerlei Verpflichtung für die Gemeinschaft besteht, ihren Lieferanten über das geplante Optimierungsziel zu informieren.

Darunter leidet vor allem die Prognosegenauigkeit für das Bilanzgruppenmanagement. Prognosefehler führen zum Einen zu Mehrkosten und zum Anderen auch zu Belastungen des Gesamtsystems (idR physisch und finanziell). Die Energiegemeinschaften sollten daher Bilanzgruppen-Verantwortung selbst übernehmen oder sich einer Bilanzgruppe verpflichtend anschließen müssen. Zudem sollten Kunden die Teilnahme an einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft ihrem Lieferanten melden müssen.

Um einer erfolgreichen Umsetzung zum Durchbruch zu verhelfen, sollte das Know How der Energieversorger und der Verteilernetzbetreiber genutzt werden. Energieversorger sollten für die Etablierung, Organisation und Abwicklung Dienstleistungen anbieten können. Staatliche Stellen können das praktische Know How der Energieversorger nicht ersetzen.

Zudem sollte die Gemeinschaft nicht selbst zum Netzbetreiber werden. Es gilt, das hohe Versorgungssicherheitsniveau in Österreich aufrechtzuerhalten. Der Zugang zum öffentlichen Verteilernetz sowie die unabhängige Verbrauchs- und Einspeisedatenerfassung durch den regionalen Netzbetreiber soll erhalten

bleiben. Dass Erneuerbare Energiegemeinschaften selbst Eigentümerin oder Betreiberin eines Verteilernetzes sein kann, ist zudem in der Erneuerbaren Energie-Richtlinie nicht vorgesehen.

Zu § 75 EAG im Detail – Erneuerbare Energiegemeinschaften

Aus unserer Sicht sollte die Gründung von Erneuerbaren Energiegemeinschaften auf den Lokalbereich eingeschränkt werden, und zwar aus folgenden Gründen:

Die Richtlinie sieht eindeutig eine lokale Begrenzung vor („unter der wirksamen Kontrolle von Anteilseignern/ Mitgliedern steht, die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson ist, angesiedelt sind“).

Der „Nahebereich“ sollte das „galvanisch verbundene Niederspannungsverteilternetz“ (Netzebenen 6 und 7) sein. Die Energiegemeinschaften haben ja zum Zweck, lokal erzeugte erneuerbare Energie auch lokal zu verbrauchen. Bei einer Ausdehnung über die Netzebene 6 hinaus auf eine höhere Netzebene ist dieser Grundsatz jedoch nicht mehr gegeben, weil Mittelspannungsabzweige bzw. Einzugsgebiete von Umspannwerken (NE4) Gebiete mit > 30 km Reichweite und mehrere 10.000 Kunden versorgen.

Ein Argument für die Verrechnung eines reduzierten Ortsnetztarifs für Energiegemeinschaften ist, dass die übergeordneten Netzebenen durch den verringerten Lastfluss entlastet werden (Netzdienlichkeit aufgrund der lokalen Eigendeckung) – dieses Argument und die damit einhergehende avisierte Reduktion der Netznutzungsentgelte wäre bei Ausdehnung auf höhere Netzebene(n) nicht mehr rechtfertigbar.

Sollte dennoch an der Einbeziehung der Netzebene 5 festgehalten werden, wird dringend ersucht, diese einzugrenzen, da sich andernfalls Energiegemeinschaften – je nach Netztopografie – über den Einzugsbereich ganzer Umspannwerke (im ländlichen Bereich auch > 60 Kilometer) erstrecken würden und hier nicht mehr von einem „Nahebereich“ gesprochen werden kann. Zudem wäre ein reduzierter Ortsnetztarif mangels „Netzdienlichkeit“ nicht mehr rechtfertigbar. Die Netzebene 5 sollte daher wie folgt eingegrenzt werden:

„Nahebereich“ das technische Kriterium für die Netznutzung durch teilnehmende Berechtigte an einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft. Der Nahebereich kann entweder auf die Verbrauchsanlagen an einer Hauptleitung (ohne Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes) oder auf die galvanisch verbundene Niederspannung des öffentlichen Netzes oder auf einen Teilabschnitt eines Mittelspannungsabzweiges des öffentlichen Netzes eines Verteilernetzbetreibers bezogen sein. Der jeweilige Nahebereich bildet die Grundlage für die kostenorientierte Festlegung eines gesonderten Netznutzungsentgelts [„Ortstarif“].

Die Erneuerbaren Energiegemeinschaften sollen berechtigt sein, die mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen. Da die Mitgliedstaaten einen Regulierungsrahmen schaffen sollen, der die Errichtung von Energiegemeinschaften forciert, wird angeregt, dass für dieses Erfordernis nicht das zivilrechtliche Eigentum an der Produktionsanlage Voraussetzung ist, sondern dass die Verfügungsbefugnis der Gemeinschaft an den Anlagen ausreichend ist, um mittels geeigneten Contracting- oder Leasingmodellen (oder ähnlichem) deren Etablierung zu forcieren. Es wird ersucht, dies in den Erläuterungen klarzustellen.

Zu § 78 und § 85 EAG - Herkunftsnachweisdatenbank

Alle erneuerbaren Erzeugungsanlagen sind bis zur Inbetriebnahme in der Datenbank der Regulierungsbehörde zu registrieren; alle bestehenden Anlagen sind binnen drei Monaten ab Inkrafttreten des Gesetzes zu registrieren; dies ist auch für Fernwärme- und Fernkälteanlagen vorgesehen.

Hier wird um eine Einschränkung auf Anlagen ab einer Größenordnung von > 300 kW ersucht. Die Verpflichtung der Registrierung von Eigenversorgungsanlagen und Überschusseinspeisungsanlagen würde bei kleinen Anlagen einen unverhältnismäßig hohen administrativen Aufwand auslösen. Zudem wird ersucht, klarzustellen, dass die Erzeugungsanlage von ihrem jeweiligen Eigentümer (und nicht vom Betreiber oder Contractingnehmer) zu registrieren ist.

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

Eine Bezugnahme im EAG auf eine bestimmte Grün-Gas-Quote ohne konkretere Regelungen dazu macht zu diesem Zeitpunkt wenig Sinn. Grundsätzlich sollte sich die Grün-Gas-Quote an der vorhandenen Einspeiseleistung der Biomethan-Anlagen in Österreich (sprich dem realistischen Angebot am Markt) orientieren. Eine Quote, wie im aktuellen EAG-Entwurf vorgeschlagen, würde hauptsächlich dem Zweck dienen, Strafzahlungen von Gasversorgern einzuheben, zumal noch kein Fördersystem für Erneuerbares Gas vorliegt. Das kann nicht Ziel der vorliegenden Regelung sein.

Zu § 84 Abs 1 EAG unterbreiten wir daher folgenden Ergänzungsvorschlag:

„(...) Die verpflichtende Grün-Gas-Quote ist von den verpflichteten Versorgern jedoch nur dann nachzuweisen bzw. aliquot nachzuweisen, wenn ausreichend Herkunftsnachweise am Markt bzw. ausreichende Produktionskapazitäten in Österreich vorhanden sind. Bei Fehlen ist eine gleichmäßige Reduktion der Grün-Gas-Quote per Verordnung je Jahr festzulegen“.

Gemäß § 84 Abs 3 Z 1 EAG sind Grünzertifikate für Gas aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des Gesetzes bereits in Betrieb sind, auf die Grün-Gas-Quote nicht anzurechnen. Diese Regelung ist aus unserer Sicht völlig konträr zur Zielsetzung, in Österreich einen Markt für grünes Gas aufzubauen.

Zudem würde diese Regelung gerade die Vorreiter dieser Technologie benachteiligen und erschwert zusätzlich die Zielerreichung mit erneuerbaren Gasen aus österreichischer Produktion. Bestandsanlagen werden ein wesentlicher Faktor für die Zielerreichung sein, da hier einerseits die Rohstoffproduktion über landwirtschaftliche Strukturen in der Regel bereits gegeben ist und andererseits ein großer Teil der Infrastruktur bereits errichtet wurde. So wird beispielsweise für eine Biogasanlage mit einer jährlichen Produktion von 20 GWh eine Grundstücksfläche (rein bezogen auf die Biogasanlage mitsamt Lagerfläche) von zumindest 7.000 bis 10.000 m² (!) benötigt.

Wir schlagen demnach eine gänzliche Streichung des § 84 Abs 3 Z 1 EAG vor.

Sollte eine gänzliche Streichung dieses Absatzes nicht möglich sein, wird zumindest um eine anteilige Grünzertifikatzuteilung für bestehende Anlagen ersucht (z.B. Bestandsanlagen erhalten pro einem MWh erzeugtem Biogas ein Zertifikat für 0,9 MWh - 90%-Regelung, um die Abschreibung von Bestandsanlagen zu berücksichtigen).

Zu § 85 Nachweis über den Anteil erneuerbarer Energie

In § 85 Abs 1 EAG ist vorgesehen, dass Betreiber von Fernwärme- und Fernkälteanlagen mit mehr als 1000 Kunden verpflichtet sind, jährlich eine Aufschlüsselung über die Herkunft der von ihnen eingesetzten Brennstoffe der Regulierungsbehörde (E-Control) zu melden. Aus unserer Sicht sollte nicht auf den Kundenbegriff abgestellt werden, zumal nicht klar ist, ob damit die Fernwärmeanlage oder der Betreiber gemeint ist. Weiters ist unklar, ob sich der Kundenbegriff ausschließlich auf Hausanschlüsse oder auch auf Anschlüsse von gewerblichen/industriellen Kunden bezieht. Daher wäre hier eine Präzisierung hinsichtlich der Angabe des Zählpunktes unbedingt erforderlich.

Grundsätzlich kann ein Kunde mehrere Anschlüsse bzw. Zählpunkte aufweisen. Wir schlagen als Alternativkriterium einen Wärmeabsatz größer als 150 GWh pro Jahr für ein zusammenhängendes Fernwärme-/kältenetz vor. Damit fallen mit einer eindeutigen Definition vermutlich mehr als 80% des Fernwärmeabsatzes bereits in diese Regelung und gibt damit ein vernünftiges Bild des nationalen Energieträgermixes wieder.

Zudem sollte der Begriff „Herkunft“ durch die „Art der eingesetzten Brennstoffe“ ersetzt werden, da der Begriff „Herkunft“ im Wärmebereich nicht eindeutig ist.

Es wird daher ersucht, § 85 Abs 1 EAG wie folgt zu adaptieren:

„§ 85 (1) Betreiber von Fernwärme- oder Fernkälteanlagen ~~mit mehr als 1000 Kunden~~ mit mehr als 150 GWh Wärmeabsatz pro Jahr je zusammenhängendem Fernwärme- oder Fernkältenetz sind verpflichtet, am Ende jedes Geschäftsjahres eine Aufschlüsselung über die ~~Herkunft~~ Art der eingesetzten Brennstoffe der Regulierungsbehörde zu melden. Die Aufschlüsselung hat zumindest in Form einer prozentmäßigen Aufschlüsselung der Primärenergieträger in erneuerbare Energie (inklusive Abwärme/-kälte), fossile Energie oder sonstige Energieträger zu erfolgen.“

B. Änderungen EIWOG

Zu § 78 Verpflichtende Ausweisung der Herkunft (Labeling)

§ 78 EIWOG sieht eine Ausweisung des Versorgermix nach drei Kategorien vor – Technologie, Ursprungsland und Ausmaß des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen. Dies gilt gemäß Abs 3 auch für den Produktmix, sofern ein Versorger eine ergänzende Produktdifferenzierung vornimmt.

Die verpflichtende Ausweisung des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen wird abgelehnt. Wir befürworten eine ersatzlose Streichung aus folgenden Gründen:

Der gemeinsame Handel führt zu einem erhöhten operativen Aufwand und trägt nicht dazu bei, dass die Transparenz verbessert wird.

- Die verpflichtende Ausweisung des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen verringert das Portfolio und führt damit zu weniger Liquidität am Markt. Der österreichische Strommarkt ist generell nicht sehr liquide, d.h. es gibt nur eine beschränkte Anzahl von Handelstransaktionen, die tatsächlich stattfinden. Absicherungsgeschäfte für Jahre in der Zukunft können derzeit de facto nur in Deutschland getätigt werden. Grundsätzlich gilt, je weniger Transaktionen

in einem Markt durchgeführt werden, desto größer werden die Ineffizienzen (Käufer und Verkäufer finden keinen gemeinsamen Preis, Stichwort Bid/Ask Spread). Ineffiziente Märkte führen wiederum grundsätzlich zu höheren und volatileren Preisen, da bestehende Risiken von den Marktteilnehmern eingepreist werden müssen. Führt man nun im ohnehin schon kleinen österreichischen Markt ein zweites Produkt (Strom inkl. HKN) ein, unterteilt man die geringe Liquidität nochmals in zwei Gruppen. Dies würde die Marktineffizienzen noch weiter erhöhen. Dadurch erhöht sich die Volatilität, was das Risiko erhöht und damit eine Erhöhung der Gesamtkosten mit sich bringen kann. Wir befürchten, dass dies in weiterer Folge zu Mehrkosten für den Endkunden führt.

Zudem ist zu berücksichtigen, dass Österreich auch wesentliche Strommengen importiert, insbesondere aus Deutschland. Für den Erwerb von importierten Strom inklusive HKN wäre natürlich auch ein Markt für das entsprechenden Produkt im Ausland notwendig, den es jedoch derzeit nicht gibt.

- Weiters wird mit dieser Regelung eine Vormachtstellung einiger weniger begründet, die über ein entsprechend großes Erzeugungsportfolio verfügen. Damit wird eine Vielzahl von kleineren Lieferanten benachteiligt, was zu einer Wettbewerbsverzerrung führt.
- Der gemeinsame Handel von Strom und Nachweisen ist in den EU-Richtlinien nicht vorgesehen. Der gemeinsame Handel von Strom und Nachweisen widerspricht der Warenverkehrsfreiheit (vgl etwa EuGH C 249/81 „Buy Irish“) und stellt ein diskriminierendes „golden plating“ dar. Die europaweite Standardisierung durch Nachweise wird so konterkariert.
- Bei einer verpflichtenden Umsetzung ist von einer Marktkonzentration auf österreichische Erzeugung auszugehen (nationale Monopolisierung). Faktisch würde dadurch der Zugang zum EU-Binnenmarkt diskriminiert.

Es wird daher ersucht, die Ausweisung des gemeinsamen Handels von Strom und Herkunftsnachweisen ersatzlos zu streichen.

Zu § 111 EIWOG

In § 111 Abs 3 EIWOG ist vorgesehen, dass Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas, die erstmals ab 1. Jänner 2019 in Betrieb genommen werden, 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 haben.

Eine Beanreizung der Erzeugung von Wasserstoff in der Höhe von 50% der Netznutzungs- und Netzverlustentgelte ist aus unserer Sicht nicht ausreichend, um die Wirtschaftlichkeit der Erzeugung von Wasserstoff darzustellen. Zudem ist die zwingende Verknüpfung mit der Teilnahme am Regelreservemarkt oder am Engpassmanagement eine zusätzliche Hürde für Projektverwirklichungen.

Damit die Herstellung von Wasserstoff mittels Elektrolyse zu ermöglichen, müssten folgende Rahmenbedingungen gegeben sein:

- Investitionsförderung zum Ausgleich der höheren Investitionskosten in Höhe von circa 50%,

- Befreiung von den Netzentgelten (Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt)
- Befreiung von Steuern und Abgaben (Erneuerbaren-Förderpauschale, Erneuerbaren-Förderbeitrag, KWK-Pauschale sowie Elektrizitätsabgabe) sowie eine
- Sicherstellung dieser Rahmenbedingungen auf Anlagenbetriebsdauer.

Nur eine deutliche Beanreizung sowohl der Investitions- als auch der Betriebskosten von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas ermöglicht eine Umstellung auf saubere Energie und kann zur Realisierung von Dekarbonisierungsprojekten insbesondere in industriellen Prozessen führen.

C. Änderungen Gaswirtschaftsgesetz

Zu § 130 Gas Labeling

Es wird ersucht, die darzustellenden Umweltauswirkungen für das Labeling näher zu definieren (analog wie beim Strom).

Zudem ist unklar, was die Dokumentation (=Bestätigung) des Technologieeinsatzes des an den Endkunden verkauften Gases genau umfassen soll. Unserer Ansicht nach sollte der Technologieeinsatz im Zuge der Generierung/Ausstellung der Herkunftsnachweise geprüft werden und nicht im Zuge des Labeling. Die Regelung sollte daher auch hier analog zum Strom-Labeling erfolgen.

Zu 133a Zielwert H2 in Erdgasleitungen

Aus der Formulierung des § 133a GWG geht nicht klar hervor, ob damit der Zielwert für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungen gemeint ist, oder ob es sich dabei um einen maximal technisch zulässigen Wert handelt. Wir ersuchen diesbezüglich um eine Klarstellung.

D. Änderungen WKLG

Im Wärmeversorgungsbereich nimmt die Nutzung von Abwärme eine wesentliche Rolle ein. Nur so wird zukünftig auch eine effiziente Dekarbonisierung des Wärmesektors möglich sein. Deshalb muss neben dem Erneuerbaren Anteil auch die Nutzung von Abwärme miteinbezogen werden, da andernfalls eine Zielerreichung nicht möglich ist.

Klarzustellen wäre demnach, dass bereits bestehende Abwärmenutzungsanlagen (z.B. von Industriebetrieben, Müllverbrennungsanlagen, etc.) als dekarbonisiert gelten. Eine Abwärmenutzung ist unabhängig der dahinterliegenden Prozesse uneingeschränkt als erneuerbarer Energieträger anzusehen.

Wir schlagen daher die folgende Definition in § 3 Abs 1 WKLG vor:

„Abwärme und -kälte“ unvermeidbare Wärme oder Kälte, die als Nebenprodukt insbesondere in einer Industrieanlage, in einer Stromerzeugungsanlage oder im tertiären Sektor anfällt und die sonst ungenutzt in Luft oder Wasser abgeleitet werden würde.“

In den Erläuterungen sollte dazu ergänzt werden, dass es sich bei Anlagen des tertiären Sektors beispielsweise um technische Anlagen kommunaler Betreiber, Lüftungsanlagen, Rechenzentren, Abwasser- und Kläranlagen, Müllverbrennungsanlagen, Kondensatorkühlstrom, Rauchgas, uvm. handelt.



Wir ersuchen um Berücksichtigung der gegenständlichen Stellungnahme, welche auch dem Präsidium des Nationalrates in elektronischer Form zugeleitet wurde und stehen für Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft

A blue ink signature of Dipl.-Ing. Manfred Freitag, written in a cursive style.

Dipl.-Ing. Manfred Freitag

A blue ink signature of Dipl.-Kfm. Danny Gütthlein, written in a cursive style.

Dipl.-Kfm. Danny Gütthlein