



**Stellungnahme der VERBUND AG
zum
Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket)**

Bundesgesetz, mit dem ein Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) erlassen wird sowie das Ökostromgesetz 2012, das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011, das Energielenkungsgesetz 2012, das Energie-Control-Gesetz, das Bundesgesetz zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau für alternative Kraftstoffe, das Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz, das Starkstromwegegesetz 1968 und das Bundesgesetz vom 6. Feber 1968 über elektrische Leitungsanlagen, die sich nicht auf zwei oder mehrere Bundesländer erstrecken, geändert werden (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket – EAG-Paket)

Anliegen von VERBUND

Wasserkraft:

- Bei der Ermittlung der Marktprämie sollte – speziell für die mittlere und große Wasserkraft – eine Einzelbetrachtung ähnlich der derzeitigen Investitionsförderung vorgenommen werden. Damit werden alle standort-, größen- und technik-spezifischen Effekte erfasst und die effizienteste Förderung sichergestellt.
- Bei Revitalisierungen sollte eine Wahlmöglichkeit zwischen Marktprämie und Investitionszuschuss vorgesehen werden.
- Das für Effizienzsteigerungen erforderliche Förder-Kriterium sollte um einen absoluten Mindestwert ergänzt und mit „*mindestens 3% oder mindestens 3 GWh/a*“ festgelegt werden.
- Bei Neuanlagen sollten die ersten 30 MW oder 150 GWh förderfähig sein, bei Erweiterungen eine zusätzliche Engpassleistung von 30 MW oder zusätzliche 150 GWh.
- VERBUND spricht sich klar gegen die vorgesehenen zusätzlichen ökologischen Kriterien aus, um die im Gesetz vorgesehenen Ausbauziele von 5 TWh erreichbar zu machen. Dies auch, weil die Projekte ohnehin über eine positive Genehmigung verfügen müssen.
- Die vorgesehene Frist für die Inbetriebnahme von Wasserkraftanlagen (über 1 MW) von 24 Monaten sollte auf 5 Jahre (60 Monate) nach Abschluss des Fördervertrages verlängert werden.

Photovoltaik:

- Zur Erreichung der im Gesetz vorgesehenen PV-Ziele werden Freiflächen unumgänglich sein, zudem sind große PV-Anlagen idR kosten- und fördereffizienter. VERBUND lehnt daher Abschlüsse auf die Förderung von PV-Freiflächenanlagen ab. Die erforderliche Flächenwidmung (die in Landes- bzw. Gemeindekompetenz liegt) könnte ebenfalls problematisch für die Zielerreichung sein. Zudem wäre klar zu definieren, welche Flächen unter „Grünland“ fallen.
- Der Begriff „besonders innovative Projekte“ ist klarer zu definieren, jedenfalls sollten PV-Anlagen, die zu einer Doppelnutzung von Agrarflächen führen, davon erfasst sein.
- Die vorgesehene Frist für die Inbetriebnahme ab Veröffentlichung des Förderzuschlags sollte auf 18 Monate erhöht werden.

Wind:

- Bei der Gestaltung von „standortbedingten Korrekturfaktoren“ muss jedenfalls der Windertag der entscheidende Faktor sein.
- Die Inbetriebnahmefrist ab Zuschlagsveröffentlichung sollte auf 30 Monate erhöht werden.

Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergie-Gemeinschaften:

- Die regulatorischen Rahmenbedingungen für diese neuen Marktrolle müssen so ausgestaltet werden, dass ein Level Playing Field für alle Marktteilnehmer gewahrt bleibt und Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden. Die regionale Abgrenzung der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften mit Einbeziehung der gesamten NE 5

und Teilen der NE 4 geht zu weit, sinnvoller wäre eine stufenweise Einführung. Für alle Energiegemeinschaften muss das Thema Ausgleichsenergieverantwortung klar geregelt werden und es ist festzuhalten, dass Contractingmodelle und Serviceleistungen durch EVU möglich sein müssen.

Netzreserve:

- Die marktorientierte Beschaffung der Netzreserve durch den Regelzonenführer mittels Ausschreibungsverfahren wird begrüßt, genauso wie die technologieneutrale Teilnahmemöglichkeit.
- Die maximale Vertragsdauer von zwei Jahren ist äußerst kurz gehalten. Mindestens notwendig sind drei Jahre, wenn man Planungssicherheit für größere Ersatzinvestitionen und die notwendige Personalplanung gewährleisten möchte, wären sogar fünf Jahre erforderlich.
- Der Bewertungsmaßstab für die eingegangenen Angebote im Rahmen der Ausschreibung muss sicherstellen, dass alle benötigten Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können.
- Der Referenzwert für Erzeugungsanlagen sollte sich an einer neuen Referenzanlage mit Wärmeauskopplung orientieren, deren Kosten in einem Gutachten ermittelt werden. Für Anlagen ohne KWK sollte ein Aufschlag vorgesehen werden. Damit wäre gewährleistet, dass sowohl KWK-Anlagen als auch Anlagen ohne Wärmeauskopplung wirtschaftlich betrieben werden können und ein Fortbestand bzw. Reinvestition in diese netzstützenden Anlagen darstellbar ist.

Energiespeicher & Konversionsanlagen:

- Energiespeicher und Konversionsanlagen – unabhängig von Technologie, Größe, Alter und technologischem Reifegrad – sollten generell von tariflichen Doppelbelastungen befreit werden, zum einem im Sinne eines „level playing field“, zum anderen aufgrund ihrer Bedeutung in einem zunehmend volatilen Erzeugungsumfeld.
- Jedenfalls aber sollten neue Pumpspeicherkraftwerke (PSKW) für mindestens 20 Jahre von Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt befreit sein. Diese temporäre Befreiung sollte auch jene PSKW miteinbeziehen, die von der derzeitigen Netzentgeltsregelung in §111 EWOOG erfasst sind. Dabei ist klarzustellen, dass diese Befreiung auch für die Mehr-Erzeugung durch Revitalisierungs- bzw. Effizienzsteigerungsmaßnahmen bei bestehenden Pumpspeicheranlagen gilt.
- Konversionsanlagen(Elektrolysen) sollten, analog zu PSKW, weiterhin von Endverbraucher-Abgaben gänzlich befreit werden, unabhängig vom Einsatz am Regelleistungsmarkt.
- Der Betrieb von Konversionsanlagen muss grundsätzlich als Markttätigkeit eingestuft werden und sollte nur im Fall eines negativen Markttests durch die Netzbetreiber erfolgen. Die Bedingungen für den Entfall des Markttests sollten eng gefasst sein. Wettbewerbsverzerrungen durch Auflagen, wie bspw. die vorgesehene Sektorintegrationskomponente, sind zu vermeiden.

Handel, Vertrieb & Herkunftsnachweise

- Es sind klare gesetzliche Vorgaben für die Allgemeinen Geschäftsbedingungen zum Thema Preisänderungen notwendig.

- Der Grenzwert für eine verpflichtende Registrierung von Eigenverbrauchsanlagen in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control sollte auf 500kW angehoben werden. Zudem sollte zukünftig eine Information des Netzbetreibers im Rahmen eines standardisierten, elektronischen Prozesses an den Anlagebevollmächtigten für die Registrierung ausreichen.
- Die bestehende 4-Monatsfrist zur Dokumentationserstellung der Stromkennzeichnung ist beizubehalten. Um eine Differenzierung entsprechend der CO₂-Intensität für Strom aus unterschiedlichen fossilen Quellen zu erlauben, sollte der jeweilige CO₂-Gehalt auf Herkunftsnachweisen angeführt werden.
- Die Handelbarkeit von Grünzertifikaten mit Grüngassiegel ist auszuweiten (keine Beschränkung auf verpflichtete Versorger).
- Grünzertifikate aus Wasserstoff-Erzeugungsanlagen, die vor dem Stichtag (Inkrafttreten) in Betrieb genommen wurden, sollten ebenfalls zur Deckung der Grüngasquote zugelassen werden.
- Kraftwerke sind im Rahmen der Netzreserve von einer eventuellen Grüngasquote auszunehmen bzw. ist eine entsprechende Kostenanerkennung und Abgeltung sicherzustellen.
- Die Bestimmung in §80 (7) EAG, die vorsieht, dass nach dem EAG geförderte Energiemengen nicht exportiert, sondern nur zur Belieferung von Kunden im Inland verwendet werden dürfen, widerspricht dem EU Strombinnenmarkt und ist demnach zu streichen.

Regulatory Sandboxes

- Eine Kombinierbarkeit mit europäischen Fördertöpfen ist sicherzustellen.

Allgemeine Anmerkungen

VERBUND bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket).

Mit dem EAG-Paket werden zentrale Weichenstellungen für das zukünftige Energiesystem in Österreich gestellt. Um das ambitionierte Ziel von 100% Erneuerbaren-Anteil am heimischen Energieverbrauch bis 2030 zu erreichen, müssen alle heimischen Potenziale für erneuerbare Stromerzeugung genutzt und gehoben werden. Durch die Neuaufstellung der Fördersysteme soll ein zentraler Beitrag dazu geleistet werden.

VERBUND begrüßt die im vorliegenden Gesetz enthaltenen Zielsetzungen zum Erneuerbaren-Ausbau, insbesondere die technologiespezifischen Ausbauziele. Um allerdings die Zielerreichung sicherzustellen, müssen sich Ausmaß und Höhe der Förderung in weiterer Folge konsequent an diesen Zielen orientieren. Die Deckelung der finanziellen Mittel könnte der Sicherstellung der Zielerreichung entgegenstehen. Sollten die Ausbauziele damit nicht erreicht werden können, müsste diese Deckelung überdacht werden.

VERBUND begrüßt auch die Etablierung von Bürgerenergie- und Erneuerbaren-Energiegemeinschaften, allerdings ist bei der Umsetzung auf ein Level Playing Field zu achten. Die regionale Abgrenzung der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften mit einer Einbeziehung der gesamten NE 5 und Teilen der NE 4 geht aus VERBUND Sicht zu weit. Darüber hinaus muss für alle Energiegemeinschaften das Thema Ausgleichsenergieverantwortung klar geregelt werden und im Gesetz ist festzuhalten, dass Contracting-Modelle und Serviceleistungen für EVU möglich sind.

Dringend erforderlich zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist (mit den Anmerkungen unten) die zeitgerechte Regelung zur Netzreserve, die sowohl für Rechtssicherheit sorgt, als auch sicherstellt, dass alle benötigten Anlagen wirtschaftlich betrieben werden können.

Energiespeicher und Konversionsanlagen spielen im sich rasch wandelnden Energiesystem, das u.a. gekennzeichnet ist durch eine zunehmend volatile und dezentrale Erzeugung, eine immer wichtigere Rolle und sind für das Gelingen der Energiewende zentral. Dieser Systembedeutung sollte auch regulatorisch Rechnung getragen werden, indem Speicher generell von entnehmerseitigen Netzentgelten befreit werden. Eine tarifliche Doppelbelastung mit Systementgelten ist nicht nur kontraproduktiv im Hinblick auf einen weiteren Ausbau, sie ist auch nicht sachgerecht, weil die Speicherung/Umwandlung keinen klassischen Endverbrauch darstellt, sondern ein Werkzeug, das dazu dient, Erzeugung und Verbrauch zeitlich aufeinander abzustimmen und damit insbesondere die Systemintegration von volatilen Erneuerbaren ermöglicht. Aus Sicht von VERBUND sollte eine entsprechende Speicherdefinition in die Begriffsbestimmungen, angelehnt an die Strom-Binnenmarktrichtlinie, die neben Energiespeichern auch Konversionsanlagen (insbesondere Elektrolyseure) umfasst, aufgenommen werden.

Die ursprüngliche Intention des EAG-Pakets war auch die umfassende Einbeziehung von erneuerbarem Wasserstoff und erneuerbaren Gasen. Insbesondere erneuerbarer

Wasserstoff ist für die Erreichung des im Regierungsprogramm verankerten Ziels der Klimaneutralität bis 2040 von essentieller Bedeutung. Aus Sicht von VERBUND ist es daher bedauerlich, dass zentrale rechtliche und regulatorische Elemente, die für einen Hochlauf einer erneuerbaren Wasserstoffwirtschaft in Österreich erforderlich wären, im vorliegenden EAG-Paket noch nicht berücksichtigt werden. Gleichwohl beinhaltet das Paket einige wichtige Anknüpfungspunkte, die aus Sicht von VERBUND jedenfalls mit dem angekündigten Sub-Paket für erneuerbare Gase und grünen Wasserstoff ergänzt und ausgebaut werden sollten. Um der Bedeutung von erneuerbarem Wasserstoff für das Ziel der Klimaneutralität 2040 Rechnung zu tragen, sollten auch in diesem Bereich alle Möglichkeiten für einen raschen Hochlauf durch die Schaffung von unterstützenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie entsprechenden Fördertöpfen genutzt werden.

Aus Sicht von VERBUND ist mit dem vorgelegten EAG-Paket im Grundsatz ein wesentlicher Schritt in Richtung eines vollständig dekarbonisierten Energiesystems gelungen. In einer Reihe von Bereichen könnte durch Klarstellungen bzw. Nachschärfungen zu einer erfolgreichen Umsetzung der Energiewende zusätzlich beigetragen werden.

In diesem Sinne nimmt VERBUND im Detail zu folgenden Passagen des EAG-Pakets Stellung:

Artikel 1
Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen
(Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)

1. Teil
Allgemeine Bestimmungen

Ad § 4. Ziele:

- (4): VERBUND begrüßt die Zielsetzungen des Gesetzes, insbesondere die technologiespezifischen Ausbauziele. Um die Zielerreichung sicherzustellen, müssen sich Ausmaß und Höhe der Förderung in weiterer Folge an diesen Zielen orientieren.
- (5): Die Deckelung der finanziellen Mittel könnte der Sicherstellung der Zielerreichung entgegenstehen. Sollten die Ausbauziele damit nicht erreicht werden können, müsste diese Deckelung überdacht werden.

Ad § 5. Begriffsbestimmungen:

- (1) Zi. 12: Als „Engpassleistung“ für PV-Anlagen gilt die Modulspitzenleistung. Bei Netzbetreibern ist es hingegen üblich, die Wechselrichterleistung als Engpassleistung zu definieren. Diese liegt in der Regel um ca. 10% unter der Modulspitzenleistung. Dadurch würde sich hier eine Minderleistung bzw. Minderertrag ergeben (630 MWp vs. 700 MWp).
- (1) Zi. 19: „Erweiterungen“ in Bezug auf Wasserkraftanlagen sind durch die Erhöhung des Regelarbeitsvermögens durch zusätzliches Einzugsgebiet oder zusätzliche Fallhöhe definiert. Diese Definition ist insofern von Bedeutung, als im Gesetz in weiterer Folge für Erweiterungen Marktprämien und für Revitalisierungen Investitionszuschüsse vorgesehen sind. Vor dem Hintergrund, dass manche Projekte im Sinne einer gesamtheitlichen Effizienzsteigerung sowohl Erweiterungs- als auch Revitalisierungskomponenten beinhalten, sollte bei Revitalisierungen eine Wahlmöglichkeit zwischen Marktprämie und Investitionszuschuss vorgesehen werden.
- (1) Zi. 34: Für die Festlegung des „Regelarbeitsvermögens“ schlägt VERBUND vor, die durchschnittliche Produktion der letzten 20 Jahre, mindestens jedoch der letzten 10 Jahre heranzuziehen, da der bisher vorgesehene Durchschnitt von 3 Jahren aufgrund von natürlichen Niederschlagschwankungen nicht repräsentativ ist.
- (1) Zi. 35: Bei der Definition von „Repowering“ wird von „Modernisierung von Kraftwerken zum Austausch von Kapazität oder zur Steigerung der Effizienz oder Kapazität der Anlagen“ gesprochen. Hier ist klarzustellen, was mit „Kapazität“

gemeint ist. Es wird vorgeschlagen, stattdessen den Begriff „installierte Leistung“ zu verwenden.

- (1) Zi. 38: Zur Definition des Begriffs „Revitalisierung“ gibt es zwei inhaltliche Anmerkungen:
 - Angesichts der hohen Ausgangswirkungsgrade von Wasserkraftwerken ist die vorgesehene Erhöhung des Regelarbeitsvermögens oder der Engpassleistung um mindestens 10% zu hoch. Dies wirkt kontraproduktiv, da die Gefahr besteht, dass mit diesem Kriterium viel Effizienzsteigerungspotenzial, gerade bei großen Bestandsanlagen nicht gehoben wird. VERBUND schlägt daher als Kriterium Effizienzsteigerungen um mindestens 3% oder um mindestens 3 GWh/a vor. Ein absoluter Mindestwert für die zusätzliche Erzeugung ist sinnvoll, um bei jenen Bestandsanlagen, die trotz hoher zusätzlicher Leistung den relativen Wert der Effizienzsteigerung nicht erreichen, dennoch Investitionen zur wirtschaftlich und ökologisch effizienten Nutzung von zusätzlichen Potenzialen anzureizen.
 - VERBUND schlägt vor, den Halbsatz „Unter Einrechnung von Maßnahmen zum Erhalt oder Verbesserung des Gewässerzustandes dürfen Engpassleistung und Regelarbeitsvermögen nicht unter dem Wert vor der Revitalisierung liegen“ zu streichen, damit auch Projekte, die in der Summe zu einem negativen Gesamtergebnis führen, anerkannt werden können. Diese Anerkennung wäre wichtig, damit auch bei Auflagen zum Erhalt oder zur Verbesserung des Gewässerzustandes, die bei wasserwirtschaftlichen Maßnahmen vorgeschrieben sind, begleitende Revitalisierungsmaßnahmen gesetzt werden. Gewässerökologische Maßnahmen führen oftmals 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 worden wären.
- (1) Zi. 39: Im Zusammenhang mit der Definition „Stand der Technik“ sollte auch der Begriff der „Effizienz“ genauer definiert werden. VERBUND schlägt vor, auch Aspekte wie langfristige Kostenwirksamkeit in der Definition zu berücksichtigen.
- Es fehlt eine Definition von Stromspeichern: Die Strom-Binnenmarktrichtlinie sieht bereits eine Definition für Speicher vor, die in weiterer Folge in Österreich in nationales Recht umzusetzen sein wird. Da im EIWOG bereits eine Reihe von Speicher-relevanten Bestimmungen enthalten sind (z. B. Befreiungen von Endverbraucherabgaben für Pumpspeicher und zum Teil auch für Konversionsanlagen) scheint es sinnvoll, die Speicher-Definition der Strom-Binnenmarktrichtlinie ebenso vorzuziehen und im Rahmen des EAG bereits jetzt umzusetzen. Aus Sicht von

VERBUND sollten alle Speicher und Konversionsanlagen grundsätzlich von Entnehmer-Abgaben befreit werden, weil sie keine Endverbraucher sind.

Ad § 7. Anpassung der Fördermittel:

- Die vorgesehene Kürzung der Fördervolumina bei Übersteigen von 1 Milliarde Euro im 3-Jahres-Schnitt, könnte der Sicherstellung der Zielerreichung entgegenstehen. Sollten die Ausbauziele nicht erreicht werden können, sollte von einer Kürzung der Mittel abgesehen werden.
- Generelle Anmerkungen zur Förderzuteilung bei Eigenverbrauchsanlagen und Überschusseinspeisern: Ausschlaggebend für die Förderzuteilung/Kontingentierung ist der spezifische Ertrag, der mit 1000 kWh/kWp angenommen wird (§ 7 (4)). Bei Eigenverbrauchsanlagen/ Überschusseinspeisern ist dieser Wert je nach Eigenverbrauch niedriger. Die Basis-Einheit kWp führt dazu, dass Förderkontingente für die gesamte Kapazität einer Anlage reserviert werden, diese aber (je nach Eigenverbrauch) weniger einspeisen. Das könnte den Ausbau zumindest in den ersten Jahren bremsen.

Ad § 8. Auskunftspflicht:

- Das vorgesehene Recht des Bundesministeriums für Klimaschutz, ohne Verdacht und ohne Anlassfall Einsicht in sämtliche Unterlagen eines Elektrizitätsunternehmens zu nehmen, ist überschießend und aus rechtsstaatlichen Gründen äußerst bedenklich. Ein solches Einsichtsrecht muss jedenfalls auf konkrete und begründete Anlassfälle eingeschränkt sein.

2. Teil

Förderregelungen für die Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie

Ad § 10. (1) 1. Marktprämien – allgemeine Fördervoraussetzungen Wasserkraft:

Zu den in diesem Paragraphen vorgesehenen Begrenzungen in Bezug auf die Größe von Wasserkraftwerken hat VERBUND folgende Anmerkungen:

- Klarzustellen ist, dass sich der Wert von 25 MW bei Erweiterungen nicht auf Bestandsanlagen bezieht, sondern auf die zusätzlich installierte Leistung bzw. die aliquote zusätzliche Erzeugung. Denn gerade bei Bestandsanlagen sollten alle vorhandenen Potenziale genutzt werden, da hier der gewässerökologische Eingriff bereits erfolgt ist. Daher ist die Größenbeschränkung in Bezug auf Bestandsanlagen als Kriterium ungeeignet, stattdessen sollte die zusätzlich erbrachte Engpasseleistung bzw. die aliquote Erzeugung berücksichtigt werden. Das Abstellen der Fördervergabe auf ein Erzeugungskriterium begründet sich darin, dass auch die Zielsetzungen

dieses Gesetzes in Erzeugungseinheiten angegeben sind. Generell sollte der Wert auf (die ersten) 30 MW oder 150 GWh (30 MW x 5.000 h) angehoben werden.

- VERBUND spricht sich klar gegen die in lit. a) und b) vorgesehenen zusätzlichen ökologischen Kriterien für eine Unterscheidung der Förderfähigkeit aus, da es ohnehin im Genehmigungsverfahren schon strenge Vorgaben gibt und dort von Sachverständigen eine kritische Beurteilung eines Projektes hinsichtlich seiner Auswirkungen auf die betroffenen Schutzgüter erfolgt. Ohne ausreichende Kompensation von Projektauswirkungen ist ein Vorhaben nicht genehmigungsfähig. Daher ist es schlüssig, dass ein genehmigtes Projekt auch ohne weitere Ausnahmen förderwürdig ist. Zusätzliche Einschränkungen durch ökologische Kriterien würden dazu führen, dass Ausbauziele nicht erreicht werden können. Zudem können Neubauprojekte, Erweiterungen und Effizienzsteigerungen im Rahmen schutzwasserwirtschaftlicher und flussbaulicher Maßnahmen in einer Gesamtbetrachtung eine Verbesserung des ökologischen Zustandes auch in unter Schutz stehenden Gebieten (z.B. Natura2000) erreichen. Auch aus diesem Grund wäre es schlüssig, auf die Definition eigener ökologischer Ziele als Förderkriterium zu verzichten.

Ad § 10. (1) 3. Marktprämien – allgemeine Fördervoraussetzungen PV:

- Die unter lit. b) angeführten Flächen sollten um folgende Flächen ergänzt werden: militärische Flächen, allgemeine Infrastrukturanlagen sowie ehemals zur Rohstoffgewinnung genutzte Flächen.
- Die unter lit. c) vorgesehene Flächen-Widmung ist Landes- bzw. Gemeindekompetenz. In manchen Ländern ist eine solche Widmung für (kleine) Anlagen nicht vorgesehen. Für die Erreichung der PV-Ziele dieses Gesetzes werden laut einer Studie im Auftrag von Österreichs Energie¹ Freiflächen aber unbedingt notwendig sein. Es könnte daher problematisch sein, dass der Bundesgesetzgeber durch diese Regelung keinen direkten Einfluss auf die Zielerreichung im Bereich PV hat. Es sollte daher möglich sein, eine PV-Anlage auch ohne spezielle Grünland-PV-Widmung zu errichten, wenn die Landesgesetze dies zulassen. Zudem wäre eine klare Definition, welche Flächenkategorien von „Grünland“ umfasst sind, notwendig, um bei einem allfälligen PV-Abschlag Unklarheiten in Bezug auf Betriebs-, Verkehrsflächen, Parkplätze etc. auszuschließen.

Ad § 15 Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen

- Die vorgesehene 6-Stunden-Regel bei negativen Marktpreisen sieht VERBUND positiv.

¹ Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: H. Fechner, Februar 2020

Ad § 18 Höchstpreise

- Die jährliche Festlegung des Höchstpreises für jede Technologie per Verordnung verringert die langfristige Planungssicherheit. Um die Marktentwicklung zu berücksichtigen und die nötige Kontinuität zu gewährleisten, sollte der Höchstpreis mindestens dem Mittelwert aus den Zuschlägen des Vorjahres entsprechen.

Ad § 20 und 44. Anforderungen an Gebote/Förderanträge:

- VERBUND geht davon aus, dass es sich bei den erforderlichen Genehmigungen und Bewilligungen um Genehmigungen und Bewilligungen der 1. Instanz (nicht rechtskräftig) handelt. Eine entsprechende Klarstellung wäre sinnvoll.

Ad § 31 Ausschreibungsvolumen und Gebotstermine:

- Wie schon unter §7 angemerkt, könnte die vorgesehene Kürzung der Fördervolumina bei Übersteigen von 1 Milliarde Euro im 3-Jahres-Schnitt der Sicherstellung der Zielerreichung entgegenstehen. Sollten die Ausbauziele nicht erreicht werden können, sollte von einer Kürzung der Mittel abgesehen werden.

Ad § 33. Abschlag für Freiflächenanlagen:

- VERBUND lehnt Abschlüsse auf die Förderung von PV-Freiflächenanlagen ab und schlägt vor, diese zu streichen. Aufgrund der hohen Netzzugangskosten bei Freiflächenanlagen können Abschlüsse nicht mit den größtenbedingten Stromgestehungskosten gerechtfertigt werden. Außerdem wäre fraglich, ob nach erfolgtem Abschlag vom Zuschlagspreis überhaupt eine Förderung übrig bliebe.
- Eine klare Definition, welche Flächenkategorien von „Grünland“ umfasst sind, wäre notwendig, um Unklarheiten in Bezug auf Betriebs- und Verkehrsflächen, Parkplätze etc. auszuschließen.
- Eine zentrale Frage für die Bewertung wird sein, wie die Festlegung des Höchstwerts (in Verbindung mit bzw. unter Berücksichtigung allfälliger Abschlüsse) mit Hilfe der Gutachten erfolgen wird.

Ad § 34. Frist zur Inbetriebnahme von Photovoltaikanlagen:

- VERBUND schlägt vor, die vorgesehene Frist von zwölf Monaten ab Veröffentlichung des Förderzuschlags auf 18 Monate zu erhöhen.

Ad § 42. Korrektur des Zuschlagswertes:

- Die Festlegung des standortbedingten Korrekturfaktors ist nicht eindeutig. Entscheidend zu berücksichtigen ist jedenfalls der Windertrag. VERBUND regt außerdem eine Erhöhung des Korrekturfaktors auf 30 % an.

Ad § 43. Frist für die Inbetriebnahme von Windkraftanlagen:

- VERBUND schlägt vor, die vorgesehenen 24 Monate auf 30 Monate ab Veröffentlichung zu erhöhen und 3 mal 12 Monate Verlängerungsmöglichkeit zu ermöglichen, um jene Situationen zu berücksichtigen, bei denen es bspw. durch die Insolvenz des Anlagenherstellers zu längeren Verzögerungen kommt, weil die ursprüngliche Anlagekonfiguration nicht mehr lieferbar ist und infolgedessen eine Neuplanung vorgenommen werden muss.

Ad § 46. Festlegung des anzulegenden Wertes:

- (1): Um Planungssicherheit für die Errichtung von Anlagen zu gewährleisten, schlägt VERBUND vor, die Veröffentlichung der Verordnung bis spätestens 30. Juni des Vorjahres (mit Ausnahme des ersten Förderjahres) festzulegen.
- Ad §46(2): für Wasserkraftwerke > 10 MW soll der anzulegende Wert anhand einer Einzelfallbetrachtung ermittelt werden. Damit werden alle standort-, größen- und technikspezifischen Effekte erfasst und die effizienteste Förderung sichergestellt.
- (2) Zi 4: Der Begriff „standortbedingte Korrektur“ muss genauer definiert werden. Wie bereits unter §42 angemerkt, ist der entscheidende Faktor der Windertrag.

Ad § 48 und § 56. (8) Marktprämie für Wasserkraftanlagen

- VERBUND schlägt vor, die vorgesehene Frist für die Inbetriebnahme von Wasserkraftanlagen von 24 Monaten auf fünf Jahre (60 Monate) nach Abschluss des Fördervertrages zu verlängern, denn gewässerökologische Vorgaben (Laichzeiten) und sonstige Umweltauflagen sowie hydrologische Einflüsse (Hochwasser), sowohl bei Neubauten als auch bei Maßnahmen an Bestandsanlagen, können die Bauzeit erheblich verlängern. Die typische Bauzeit eines mittleren Flusskraftwerks beträgt inklusive der Vorbereitung der notwendigen Beschlüsse drei bis vier Jahre. Erweiterungen von Bestandsanlagen können aufgrund von komplexeren Bauabläufen, notwendiger Minimierung von Stillständen und Erzeugungsverlusten auch wesentlich länger dauern.

Ad § 55. Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher - Höhe:

- (7): In Bezug auf die Höhe von Investitionszuschüssen merkt VERBUND an:

- Wie bereits unter §33 erwähnt, werden Abschlüsse für PV-Freiflächenanlagen abgelehnt.
 - „Besonders innovative Projekte“ sollten klarer definiert werden. Jedenfalls darunter fallen sollten PV-Anlagen die zu einer Doppelnutzung auf Agrarflächen führen.
- (9): VERBUND schlägt vor, die vorgesehene Inbetriebnahmefrist von 12 auf 18 Monate zu erhöhen.

Ad § 58. Verordnung für die Gewährung von Investitionszuschüssen

- Es ist unklar, ob § 58 auch die Kombinierbarkeit mit Förderungen aus europäischen Fördermitteln umfasst, die auch auf nicht rückzahlbare Zuschüsse abzielen. Aus Sicht von VERBUND ist es zentral, dass die Kombinierbarkeit mit EU-Zuschüssen gegeben sein muss, um einerseits die zahlreich vorhandenen EU Förderungen zu nutzen und andererseits EU-geförderte Projekte nicht schlechter zu stellen.

4. Teil

Aufbringung und Verwaltung der Fördermittel

§ 69. Erneuerbaren-Förderpauschale

- Aus Sicht von VERBUND ist die Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken von der Zahlung der Erneuerbaren-Förderpauschale sowie des Erneuerbaren-Förderbeitrags begrüßenswert. Diese Regelung sollte jedoch auch auf andere Speicherformen (z. B. Batterien) und auch auf Konversionsanlagen (insb. Elektrolysen) ausgeweitet werden, um eine entsprechende wirtschaftliche Beanreizung, aber auch ein Level Playing Field für alle Speichertechnologien und Konversionsanlagen sicherzustellen. Da die in der Strom-Binnenmarktrichtlinie enthaltene und noch umzusetzende Definition für Speicher sowohl Stromspeicher (unabhängig von Technologie und Reifegrad) als auch Konversionsanlagen umfasst, würde eine Ausweitung dieser Regelung auf alle Speicherformen und Konversionsanlagen auch der Definition der noch umzusetzenden EU Strom-Binnenmarktrichtlinie entsprechen.

5. Teil

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften

Generelle Anmerkungen

- Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG) und Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) werden im EAG-Paket in unterschiedlichen Gesetzesmaterien behandelt, aber in ihrer Struktur weitgehend gleich beschrieben. Das zentrale Unterscheidungs-

merkmal ist die räumliche Verankerung und die damit verbundene Bevorteilung insbesondere bei Netztarifen. Der in einer lokal bzw. regional abgegrenzten EEG verbrauchte Strom soll mit einem „Ortsnetztarif“ begünstigt werden (§ 52 (2a) ElWOG). Die Ersparnis dürfte laut Schätzungen bei den „lokalen“ EEG auf NE 6 und 7 bei 60 % der Netzkosten liegen, bei den regionalen EEG auf Netzebene 5 (NE 5 inkl. Mittelspannungs-Sammelschiene NE 4) bei 30 % der Netzkosten. Weiters soll kein Erneuerbaren-Förderbeitrag eingehoben werden (§ 71 (5) EAG). Über diese Vorteile hinaus wird das Thema Ausgleichsenergieverantwortung weder für EEGs noch für BEGs klar geregelt. Wir fordern hier aus Gründen der Versorgungssicherheit, der Systemstabilität, der Verursachungsgerechtigkeit und nicht zuletzt der Fairness gegenüber anderen Marktteilnehmern, eine solche zu implementieren. Eine Privilegierung einzelner Marktteilnehmer auf Kosten anderer ist jedenfalls abzulehnen.

- Die auf zwei Ebenen (lokal, regional) erfolgte Eingrenzung der EEGs (§ 75 EAG) geht aus VERBUND-Sicht auf der regionalen Ebene zu weit. Die Einbeziehung der gesamten NE 5 und eines Teils der NE 4 umfasst derartig große Gebiete, dass es zu schwer kontrollierbaren Belastungen im unteren und mittleren Netzbereich kommen könnte, was letztendlich Versorgungssicherheit und Systemstabilität gefährdet. Daher fordern wir hier jedenfalls auf den Nahebereich als technisches Kriterium für die Netznutzung der teilnehmenden Berechtigten abzustellen. Vorerst sollten sich EEGs also nur auf NE6 und 7 beschränken. Erst nach entsprechender Praxiserfahrung ist, nach einer Evaluierung 2024, eine Ausdehnung auf weitere Netzebenen, insbesondere NE 5, ins Auge zu fassen.
- Dass sich bei den Energiegemeinschaftsformen ein Verweis auf die freie Lieferantenwahl findet, stellt eine unerlässliche Bedingung dar, da es ansonsten zu einer massiven Aushebelung von KonsumentInnenrechten kommt. Nachdem den Energiegemeinschaften laut Entwurf keine Lieferanteneigenschaft zukommen soll, ist hier insofern nachzubessern, als auch Energiegemeinschaften die gleichen Verpflichtungen wie Lieferanten gegenüber anderen Netznutzern und insbesondere den KonsumentInnen haben müssen (so sollte etwa die Rechnungslegung an den Teilnehmer einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft gem. ElWOG § 81 erfolgen).
- Ausdrücklich begrüßt wird, dass für EEGs die Möglichkeit besteht, Ökostromförderungen zu erhalten und Stromspeicher zu betreiben. Dies ermöglicht, dass der gewünschte Ausbau der Erzeugung in ausreichendem Ausmaß erfolgen kann und dabei gleichzeitig die Netzausbauproblematik Berücksichtigung findet.

Ad § 74. Allgemeine Bestimmungen

- Eine wichtige Grundvoraussetzung ist, dass Rechte und Pflichten der teilnehmenden Netzbenutzer, insbesondere die freie Lieferantenwahl, erhalten bleiben soll. Es wird jedoch nicht ausreichend klar, dass Lieferantenverpflichtungen bzw.

Konsumentenschutz auch für EEG gelten müssen, insbesondere da Energiegemeinschaften nach § 7 (1) 45 nicht als „Lieferanten“ definiert sind. Lieferanten haben einen äußerst hohen Rechtsstandard einzuhalten: allgemeine Lieferbedingungen sind anzuzeigen, werden durch die Regulierungsbehörde geprüft und dürfen erst nach Nichtuntersagung verwendet werden, Rechnungslegung, Bindefristen, Zahlungsmodalitäten etc. sind detailliert geregelt. Gegenüber einer EEG (und auch BEG) ist der Kunde ungeschützt. Hier ist im Sinne der KonsumentInnen in jedem Fall nachzubessern, um Rechtsunsicherheiten zu vermeiden.

- Betont wird außerdem, dass Energiegemeinschaften in das bestehende Energiesystem (Marktkommunikation, Bilanzgruppe, Clearing, Verrechnung etc.) mit gleichen Rechten und Pflichten zu integrieren sind. Für das Zusammenspiel der Marktteilnehmer sind hierzu standardisierte Marktprozesse und Marktrollen zu entwickeln. Die Energiegemeinschaften sollen fair und ausgewogen insbesondere in das Ausgleichsenergieregime eingebunden werden (Pauschalierung oder verursachungsgerechte Verrechnung).²
- Zudem erscheint überzogen, dass in den Erläuterungen explizit festgehalten wird, dass EVU nicht Mitglieder in EEG sein können. Es sollten die Erläuterungen zu § 74 Abs. 2 so angepasst werden, dass auch Energieunternehmen Mitglieder bei EEG sein können. Vorgeschlagen wird, die Regelung gleich wie bei den Bürgerenergiegemeinschaften zu gestalten, d.h. die Mitgliedschaft in der EEG steht allen Arten von Rechtspersonen offen und nur die wesentlichen Entscheidungsbefugnisse sind auf Mitglieder beschränkt, die nicht in großem Umfang kommerziellen Tätigkeiten nachgehen und für die die Energiewirtschaft nicht der primäre Bereich der Geschäftstätigkeit ist. Wenn es hier zu keiner Korrektur kommen sollte, dann ist jedenfalls festzuhalten, dass Contractingmodelle und Serviceleistungen durch EVU möglich sein müssen.

Ad § 75. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im Elektrizitätsbereich

- Die regionale Abgrenzung geht aus VERBUND-Sicht zu weit. Die Einbeziehung der gesamten NE 5 und eines Teils der NE 4 umfasst geografisch derartig große Räume,

² Ausgleichsenergiekosten, die durch Abweichungen der tatsächlich produzierten Strommenge von den prognostizierten Werten entstehen, sind vom Verursacher zu tragen und dürfen nicht auf die übrigen Endverbraucher der Reststromlieferanten überwältzt werden:

- Unter einer Leistungsbegrenzung von 250 kW (Summe der installierten Engpassleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen) könnte für diese Marktrolle eine pauschale Beteiligung an der Mittelaufbringung für die Ausgleichsenergie durch die Verrechnung einer Ausgleichsenergiepauschale in EUR/kW/Jahr bezogen auf die Summe der installierten Engpassleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen vorgesehen werden, darüber soll für diese Marktrolle eine verursachungsgerechte Ausgleichsenergieverrechnung vorgesehen werden.

- Für Bürgerenergiegemeinschaften soll grundsätzlich eine verursachungsgerechte Ausgleichsenergieverrechnung gelten.

dass es zu schwer kontrollierbaren Belastungen im unteren und mittleren Netzbereich kommen könnte und letztendlich Versorgungssicherheit und Systemstabilität gefährdet würde. Der Anwendungsbereich der EEG sollte daher vorerst auf den Lokalbereich beschränkt sein (NE 6 und 7), bis ausreichend Praxiserfahrung vorliegt. Erst nach einer Evaluierung 2024 ist eine Ausweitung auf den Regionalbereich ins Auge zu fassen.

- Aber nicht nur systemische Probleme könnten auftreten, auch die soziale Ausgewogenheit wäre in Frage gestellt. Die EEG und deren Mitglieder profitieren nicht nur von reduzierten Netzentgelten (Ortstarif), sondern sind gemäß § 71 Abs. 5 EAG auch vom Erneuerbaren-Förderbeitrag befreit, sodass andere Netzbenutzer, die sich nicht an einer EEG beteiligen wollen oder können, diesen Ausfall kompensieren müssen. Es ist daher auf den Nahebereich als technisches Kriterium für die Netznutzung der teilnehmenden Berechtigten, begrenzt auf Teilabschnitte von Mittelspannungsabzweigen, abzustellen.

Ad § 76. (3) Organisation des Betriebs und Netzzugangs

- Hier ist zu ergänzen, dass der Netzbetreiber den Lieferanten darüber in Kenntnis setzen soll, wenn ein Netznutzer Mitglied einer EEG ist bzw. wird. Der Lieferant benötigt diese Information für die Erstellung einer möglichst genauen Prognose des Reststrombezugs. Andernfalls entsteht dem Reststromlieferanten ein hohes und unzumutbares Kostenrisiko auf Basis der fehlenden Prognosemöglichkeit.

Ad § 77. Messung und Verrechnung

- Für die Teilnahme an einer EEG ist die Ausstattung mit Smart Meter bzw. Lastprofilzähler unabdingbar. Dass die gemessenen Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchsanlagen nach Maßgabe der Marktregeln den Lieferanten sowie der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zur Verfügung zu stellen sind, sieht VERBUND als unbedingt notwendig an. Es sind die gemessenen und berechneten Zähl- und Messwerte täglich für den Vortag vom Netzbetreiber zu übermitteln. Darüber hinaus soll die Rechnungslegung an den Teilnehmer einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft entsprechend § 81 EWOOG (Mindestanforderungen an Rechnungen und Informations- und Werbematerial) erfolgen.

6. Teil

Herkunftsnachweise für erneuerbare Energie

Ad. § 79. (1) Eigenversorgung und die Erzeugung von Energie außerhalb des öffentlichen Netzes

- Bisher war die Registrierung der Eigenverbrauchs-Anlagen in der HKN Datenbank der E-Control freiwillig, d. h. der Netzbetreiber musste auf Verlangen des Anlagenbetreibers die Verbrauchsmengen an die Herkunftsnachweis-Datenbank melden. Dann wurden die HKN für jene Mengen generiert, die nicht selbst verbraucht, sondern ins Stromnetz eingespeist wurden. Im neuen EAG ist nunmehr eine verpflichtende Registrierung für alle Anlagenbetreiber (§78) vorgesehen. Noch nicht registrierte Anlagen müssen binnen drei Monaten registriert werden. Für Kunden, die Eigenverbrauchsanlagen betreiben und die überschüssige Strommengen ins Netz einspeisen, wickelt VERBUND als Anlagenbevollmächtigter die Registrierung in der der HKN Datenbank der E-Control ab. Die Erfahrungen haben gezeigt, dass der Prozess der Nachweiserbringung bei vielen Kunden sehr aufwendig bzw. schwierig ist und letztlich viele Kunden keinen Nachweis, der Voraussetzung für die Registrierung wäre, vorlegen.

VERBUND spricht sich daher für eine Anhebung des Grenzwerts für eine verpflichtende Registrierung von derzeit 100kW auf zukünftig 500kW sowie für die Einführung eines vereinfachten, auf einer elektronischen Schnittstelle beruhenden Nachweissystems aus. Aus Sicht von VERBUND sollte zukünftig eine Information des Netzbetreibers im Rahmen eines standardisierten, elektronischen Prozesses an den Anlagebevollmächtigten für die Registrierung ausreichen. Diese Information könnte z. B. im Rahmen des Wechselprozesses oder aber eines neu zu etablierenden, standardisierten elektronischen Prozesses übertragen werden, d. h. der Netzbetreiber hat auf Verlangen dem Anlagenbetreiber bzw. dessen Bevollmächtigten die entsprechenden Anlagendaten elektronisch zur Verfügung zu stellen. In weiterer Folge kann der Anlagenbetreiber bzw. der Anlagenbevollmächtige die Registrierung in der HKN-Datenbank der E-Control vornehmen.

§80 Herkunftsnachweise

- §80 (7) sieht vor, dass Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie, die Förderungen nach dem 2. Teil des EAG beziehen, die erzeugte Energie ausschließlich für die Belieferung von Kunden im Inland zu verwenden haben. Dies käme einem Exportverbot von Mengen gleich, die Förderungen aus dem EAG erhalten. Dies steht in grobem Widerspruch zu den Zielen des EU Energiebinnenmarktes und kann aus Sicht von VERBUND nicht die Intention des Gesetzgebers widerspiegeln. VERBUND ersucht um Streichung dieser Passage.

Ad § 84. Grünzertifikate & Anrechnung auf Grüngasquote

- Gem. Abs. 4 können Grünzertifikate nicht auf Dritte übertragen werden (abgesehen vom Übertrag auf andere Quotenverpflichtete). Diese Einschränkung behindert in einem zunehmend zwischen den Sektoren gekoppelten Energiesystem die Entwicklung eines liquiden Marktes für Nachweise/Grünzertifikate für erneuerbare Gase und damit die Entwicklung von Geschäftsmodellen im Bereich erneuerbarer Wasserstoff. VERBUND regt daher an, dass Grünzertifikate für nicht ins Gasnetz einspeisende Anlagen ohne Einschränkung handelbar sein sollten. Die Einschränkung auf die Handelbarkeit unter Quotenverpflichteten sollte gestrichen werden. Dies ist insbesondere deshalb von Bedeutung, weil es derzeit noch keine Quote gibt und daher die Handelbarkeit per Definition ausgeschlossen ist.
- Abs. 3 sieht vor, dass Grünzertifikate aus Anlagen, die zum Zeitpunkt des Inkrafttretens dieses Gesetzes bereits in Betrieb waren, nicht auf die Quote angerechnet werden dürfen. Aus Sicht von VERBUND sollte diese Einschränkung aufgehoben werden, da dadurch jene Unternehmen bestraft werden, die bereits in Vorleistung gegangen sind und frühzeitig in Anlagen investiert haben.
- Zudem ist unklar, auf welche Definition von „Versorger“ bei der Grüngasquote abgestellt wird. Im EAG selbst ist kein Versorgerbegriff enthalten. Da der Versorgerbegriff im GWG keinen Bezug zur Lieferung an Endverbraucher enthält, sondern lediglich auf den Verkauf bzw. Weiterverkauf von Gas verweist, sollte jedenfalls auch klargestellt werden, dass reine Gas-Handelsgeschäfte (z.B. an der Börse oder über einen Broker) nicht von der Quote erfasst sind.

**9. Teil
Sonstige Bestimmungen****Ad § 93. Zuweisung im Bedarfsfall für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen**

- Die vorgeschlagene Regelung zur Zuweisung von Erzeugungsanlagen an einen vom Bilanzgruppenkoordinator auszuwählenden Stromhändler, sofern drei Stromhändler den Abschluss eines Abnahmevertrags verweigert haben, wird von VERBUND vehement abgelehnt. Durch eine derartige Maßnahme würde die Privatautonomie der Stromlieferanten im Hinblick auf Vertragsabschlüsse massiv untergraben. Außerdem würde dies bedeuten, dass Risiken des Anlagenbetreibers (z.B. Prognoserisiko, Ausgleichsenergie etc.) zur Gänze und ohne entsprechende Vergütung auf den ausgewählten Stromlieferanten übertragen würden. Selbst wenn laut Erläuterungen der Bilanzgruppenkoordinator auf eine gerechte Lastenverteilung zwischen den Stromhändlern zu achten hat, wäre diese Vorgangsweise aus Sicht

von VERBUND ein völlig unangemessenes Instrument in einem wettbewerblich organisierten Strommarkt.

VERBUND hat sich stets für das Prinzip der Direktvermarktung ausgesprochen, dabei aber auch immer auf die Notwendigkeit eines „Vermarkters of Last Resort“ hingewiesen, der in derartigen Fällen die Vermarktung der Anlagen übernehmen soll. Aus Sicht von VERBUND sollte diese „Auffang-Rolle“ der neuen EAG-Abwicklungsstelle gem. § 59 EAG übertragen werden, die eine Kontrahierung zum Marktpreis für derartige Fälle anbieten sollte (analog zum derzeitigen Kontrahierungsangebot der OeMAG.)

Artikel 3

Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010

Ad § 16b. (1) Bürgerenergiegemeinschaften

- Auch an dieser Stelle, wie bei § 74 EAG, sagt der Entwurf, dass Rechte und Pflichten der teilnehmenden Netzbewerber, insbesondere die freie Lieferantenwahl, erhalten bleiben sollen. Es wird jedoch auch hier nicht ausreichend klar darauf hingewiesen, dass Lieferantenverpflichtungen einzuhalten sind. Auch die BEG sind aus Sicht von VERBUND in das bestehende Energiesystem mit gleichen Rechten und Pflichten zu integrieren und für das Zusammenspiel der Marktteilnehmer sind hierzu standardisierte Marktprozesse und Markttrollen zu entwickeln. Entsprechend sollen alle Energiegemeinschaften auch fair und ausgewogen insbesondere in das Ausgleichsenergieregime eingebunden werden.³
- Die Aussagen zu den Allgemeinen Bestimmungen der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft (§ 74 und 76 EAG) gelten gleichfalls für die Bürgerenergie-gemeinschaft (BEG). Auch im Zusammenhang mit der BEG ist zu ergänzen, dass der Netzbetreiber den Lieferanten darüber in Kenntnis setzen soll, wenn ein Netznutzer Mitglied einer BEG ist bzw. wird. Der Lieferant benötigt diese Information für die Erstellung einer möglichst genauen Prognose des Reststrombezugs. Andernfalls entsteht dem Reststromlieferanten ein hohes und unzumutbares Kostenrisiko auf Basis der fehlenden Prognosemöglichkeit.
- Ebenso wie bei den Erläuterungen zu § 74 Abs. 1 EAG iZm Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ist in Bezug auf die eigentumsrechtliche Zuordnung von Erzeugungsanlagen auf ein Mindestmaß an Betriebs- und Verfügungsgewalt zugunsten der BEG abzustellen (im Sinne einer wirtschaftlichen Betrachtungsweise).

³ Vgl. Anm. 1. Für Bürgerenergiegemeinschaften soll grundsätzlich eine verursachungsgerechte Ausgleichsenergieverrechnung gelten.

Darüber hinaus ist ebenso klarzustellen, dass sowohl die Betriebsführung als auch die Wartung an einen Dritten übertragen werden bzw. entsprechende Dienstleistungen von Dritten bezogen werden können.

Ad § 22a. Betrieb von Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas

- § 22a regelt – aufbauend auf den Vorgaben der EU Strom-Binnenmarktrichtlinie – die Frage, welche Marktakteure Elektrolysen errichten, besitzen und betreiben dürfen. Der vorgelegte Vorschlag entspricht im Wesentlichen den Vorgaben der Binnenmarktrichtlinie, sieht jedoch auch einige Ergänzungen vor. Die Binnenmarkt-Richtlinie sieht in Art. 36 bzw. Art. 54 ein Schema für die Vorgangsweise hinsichtlich des Betriebs von Speichern durch Netzbetreiber vor. Gemäß der Speicher-Definition der Binnenmarkt-Richtlinie kommt dieses Prozedere auch für Konversionsanlagen, also Elektrolysen bzw. P2G Anlagen zum Tragen.⁴ Der nun im EIWOG vorgesehene Passus bezieht sich vorerst lediglich auf Elektrolysen bzw. P2G-Anlagen und setzt die Bestimmung für Speicher vorerst noch nicht um. Grundsätzlich werden im vorliegenden Entwurf zwei Anwendungsfälle unterschieden:

1. Fall: Kein Markttest

Dem Netzbetreiber ist Eigentum an und Betrieb der Anlage erlaubt, wenn folgende Kriterien zutreffen:

- Die Dimension der Anlage ist unter dem Schwellenwert von 50MW,
- sie entspricht der Definition einer vollständig integrierten Netzkomponente⁵ (und dies wurde durch die Regulierungsbehörde bestätigt)
- und sie weist eine Sektorintegrationskomponente auf, d.h. die Anlage muss Wasserstoff auch in Reinform abgeben können.

Diese Bedingungen müssen kumulativ gelten.

2. Fall: Markttest

Der zweite Fall, der Netzbetreibern eine Rolle beim Betrieb von Elektrolysen erlaubt, ist nach Durchführung eines Markttests, wie ihn die Binnenmarkt-Richtlinie vorsieht.

Aus Sicht von VERBUND ist die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff grundsätzlich eine Marktaktivität. Der Betrieb von Elektrolyseuren sollten daher – analog zum Betrieb von Speichern - grundsätzlich Marktakteuren vorbehalten bleiben

⁴ Gem. EU-Strom-BM-RL 2019/944, Art. 2 Zi. 59 und 60: „*Energiespeicherung*“: *im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger;*

⁵ Gem. EU-Strom-BM-RL 2019/944, Art. 2 Zi. 51: „*vollständig integrierte Netzkomponenten*“ *Netzkomponenten, die in das Übertragungs- oder Verteilernetz integriert sind, einschließlich Energiespeicheranlagen, und die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich- oder Engpassmanagement dienen;*

und nicht an die regulierten Netzbetreiber übertragen werden, um Marktverzerrungen (sowohl auf den Strommärkten im Hinblick auf im Markt stehende Assets wie Pumpspeicher & Batterien, aber auch auf den wettbewerblichen Wasserstoffmärkten im Hinblick auf im Markt stehende Elektrolysen) zu vermeiden. Erst wenn der Markt kein Angebot für die nachgefragten Dienstleistungen hervorbringt (was durch das Durchführen eines Markttests festgestellt wird), sollten die Netzbetreiber – befristet – die Möglichkeit erhalten, Elektrolyse-Anlagen zu betreiben.

Aus Sicht von VERBUND ist zu hinterfragen, ob Elektrolysen in der Größenordnung von bis zu 50 MW unter die Definition einer vollständig integrierten Netzkomponente fallen können, für die ein Markttest gänzlich entfallen darf. Gemäß Binnenmarktrichtlinie bzw. auch Definitionen und Erläuterungen des vorliegenden Gesetzesentwurfs sind vollständig integrierte Netzkomponenten jene Komponenten, die ausschließlich der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebs des Übertragungs- oder Verteilernetzes und nicht dem Systemausgleich oder dem Engpassmanagement dienen. Dazu zählen beispielhaft laut Richtlinie Kondensatoren oder Schwungräder, die in erheblichem Maße der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzes dienen und dazu beitragen können, die Synchronisierung unterschiedlicher Teile des Netzes zu ermöglichen. Aus technischer Sicht ist es nicht erklärbar, wie Elektrolyseure solch hoch-dynamische frequenzstabilisierende Systemdienstleistungen erfüllen sollen, da dem Elektrolyseprozess eine systeminhärente Responsezeit zugrunde liegt.

In den Erläuterungen wird zudem angeführt, dass Flexibilitätsmärkte durch den Betrieb von Konversionsanlagen als vollständig integrierte Netzkomponenten im regulierten System nicht dauerhaft beschränkt werden sollen. Daher dürfen solche Anlagen nicht innerhalb des Regelenenergie- und Engpassmanagements eingesetzt werden. Allem voran sollten diese innerhalb der nicht frequenz-gebundenen Systemdienstleistungen zur Anwendung gelangen. Nicht frequenzgebundene Systemdienstleistungen werden laut Binnenmarkt-Richtlinie als *eine von Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern genutzte Dienstleistung für statische Spannungsregelung, die Einspeisung von dynamischem Blindstrom, Trägheit der lokalen Netzstabilität, Kurzschlussstrom, Schwarzstartfähigkeit und Inselbetriebsfähigkeit* definiert. Es stellt sich aus Sicht von VERBUND zum einen die Frage, ob Elektrolyseure bzw. P2G-Anlagen geeignet sind, diese nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen zu erbringen bzw. zum anderen, ob der Entfall eines Markttestes für diese Anlagen gerechtfertigt ist.

Im Hinblick auf die zwingende Bedingung des Vorhandenseins einer Sektorintegrationskomponente, ist anzumerken, dass dies dazu führt, dass die sich im Hochlauf befindlichen Märkte für grünen Wasserstoff empfindlich verzerrt werden, da der in diesen Anlagen erzeugte grüne Wasserstoff über die Netztarife (CAPEX der Elektrolyse) finanziert wird. Sektorintegrationsanlagen, die nicht in der Asset Base

des Netzbetreibers stehen (z.B. Anlagen direkt an Industriestandorten) hätten damit einen massiven Kostennachteil bei der Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff, weil sie ihre Investitionskosten am Markt erst verdienen müssen. Ein marktbasierter Hochlauf von grüner Wasserstoff-Erzeugung würde somit massiv erschwert. Zudem trägt die Sektorintegrationskomponente nicht zum sicheren und zuverlässigen Betrieb des Übertragungs- und Verteilernetzes bei, wie von der EU Strom-Binnenmarkt-Richtlinie in der Definition für vollständig integrierte Netzkomponenten gefordert. Dass das Vorliegen einer (EU-rechtlich nicht vorgegebenen) Sektorintegrationskomponente eine Bedingung für das Entfallen des Markttests darstellt, ist angesichts der damit verursachten Marktverzerrungen für erneuerbaren Wasserstoff unverständlich: Der Hochlauf einer erneuerbaren Wasserstoff-Wirtschaft in Österreich sollte jedenfalls über ein Level Playing Field für die unterschiedlichen Anwendungsfälle dieser Technologie erreicht werden.

Ad § 23a. Anzeigepflichten und Systemanalyse

Ad § 23b. Beschaffung Netzreserve

Ad § 23c. Stilllegungsverbot sowie Definitionen (Änderungen § 7 (1) EIWOG)

VERBUND begrüßt die marktorientierte Beschaffung der Netzreserve durch den Regelzonenführer mittels Ausschreibungsverfahren und die technologie neutrale Teilnahmemöglichkeit. Die Detailregelungen zu Beschaffungsverfahren und Kostenersatz beim Stilllegungsverbot bedürfen jedoch deutlichen Anpassungen, um die Versorgungssicherheit effizient gewährleisten zu können.

• **§ 23a. (1) Anzeigepflichten und Systemanalyse i.V.m. § 7 (1):**

- Temporäre und temporäre saisonale Stilllegungen sind anlagenrechtlich ein „Betriebszustand“ und somit können Betriebsbewilligungen oder Nutzungsrechte nicht vorzeitig erlöschen. Dies sollte zumindest in den Erläuterungen klargestellt werden.
- Betreiber von Erzeugungsanlagen mit einer Engpassleistung von mehr als 20 MW sind verpflichtet, bis zum 30.6. temporäre, temporäre saisonale und endgültige Stilllegungen ihrer Anlage oder von Teilkapazitäten ihrer Anlage für den Zeitraum ab 1. Oktober des darauffolgenden Kalenderjahres dem Regelzonenführer verbindlich anzuzeigen, auch wenn sie nicht an der Netzreserveausschreibung teilnehmen. Eine verpflichtende Stilllegungsmeldung bei Überschreiten von 72 Stunden Vorlaufzeit für Kraftwerksverfügbarkeiten würde alle KW-Anlagen auch außerhalb Netzreserve betreffen. Während Stilllegungsmeldungen als Voraussetzung für die Teilnahme an der Netzreserve notwendig sind, sollte diese Verpflichtung nicht auf sämtliche Kraftwerke ausgedehnt werden. Daher sollte eine Festlegung erfolgen, dass nur Erzeugungsanlagen, die an dem Netzreserve-Ausschreibungsverfahren teilnehmen, eine Verpflichtung zur Anzeige haben.

- Die Vorlaufzeit für die Anzeige der Stilllegung mit im Schnitt 15 Monaten bis maximal 21 Monaten erscheint sehr lang - zuvor waren es maximal 12 Monate [§ 66 EIWOG „alt“]. Eine Verkürzung der Frist auf 12 Monate - wie bisher - wäre hier sehr wünschenswert. Die lange Frist lässt sich am Markt nur sehr schwer abbilden, da es weder passende Produkte noch die notwendigen langen Bindungsfristen gibt. Daraus ergibt sich automatisch eine Verteuerung des Netzreserveproduktes.
- Inwieweit für den Regelzonenführer die Kenntnis der rechtlichen, technischen oder betriebswirtschaftlichen Gründe für eine Stilllegung notwendig ist bzw. was für eine Auswirkung deren Bekanntgabe hat, steht nicht in der Regelung und sollte daher entfallen.
- (3): Die Veröffentlichung der jährlichen Systemanalyse nach abgeschlossener Kontrahierung wird begrüßt. Im Sinne der Transparenz wäre eine Darstellung der wesentlichen Einflussfaktoren wünschenswert.
- **§ 23b. (3) Beschaffung der Netzreserve**
 - Der Referenzwert für Erzeuger sollte, wie bereits in der Position von Österreichs Energie Anfang 2020 dargelegt, orientiert an einer Referenzanlage mit Wärmeauskopplung, deren Kosten in einem Gutachten ermittelt werden, festgelegt werden. Der Referenzwert für Entnehmer, die eine Leistungsreduktion anbieten, könnte aus dem mengengewichteten Durchschnitt der Angebote der Entnehmer errechnet werden. Mit der differenzierten Herangehensweise würde den sehr unterschiedlichen technischen Gegebenheiten und Leistungsvermögen im Netzreserve-Portfolio Rechnung getragen.
 - Sollte sich der Gesetzgeber auch im Bereich der Erzeuger für eine Referenzwertbildung mittels mengengewichtetem Durchschnitt entscheiden, ist zu gewährleisten, dass die Signifikanz der Abweichung so festgelegt wird, dass auch innerhalb des Erzeugungsbereichs ein breites Portfolio geeigneter Kraftwerke ermöglicht wird. Dies von dann erreicht, wenn sich die Festlegung der signifikanten Abweichung vom Referenzwert an der Übergangsbestimmung des § 111 (7) orientiert (Überschreitung des Referenzwertes um 100 % gilt als signifikant im Sinne von § 23b (3)).
 - Des Weiteren ist anzuregen, dass nicht nur die teuersten 10 %, sondern auch die billigsten 10 % nicht bei der Durchschnittsbildung zur Ermittlung des Referenzwertes berücksichtigt werden.

- Nicht erläutert wird, warum alle Anbieter in der zweiten Runde unter dem ersten Angebot anbieten müssen. Ohne eine sachliche Rechtfertigung sollte diese Bestimmung gestrichen werden, da die Anbieter andernfalls nicht auf für sie negative Marktänderungen reagieren können.
- (5) und (7): Eine Präzisierung der Teilnahmemöglichkeit am Markt während des Vertragszeitraums ist notwendig, um temporär saisonal stillgelegte Anlagen adäquat und kosteneffizient in die Netzreserve zu integrieren.
 - Nach Durchführung eines transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientierten Ausschreibungsverfahrens sollte keine Rückforderungsklausel notwendig sein. Allenfalls kann konkret auf den Fall anfänglich unzulässiger Vertragsabschlüsse abgestellt werden, die in den Erläuterungen erwähnt werden.
 - Die maximale Vertragsdauer von zwei Jahren ist sehr kurz. Zumindest drei Jahre - besser fünf Jahre - wären notwendig, wenn man Planungssicherheit insbesondere beim Personal und den Investitionen bzw. der Instandhaltung herstellen möchte. Die kurze Frist beeinträchtigt auch die Arbeitsplatzsicherheit aller Mitarbeiter.
- (6): Die finale Kontrahierung zwischen Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber erfolgt erst im Sommer des jeweiligen Jahres. Das lässt zum Beispiel wenig Zeit für die Kontrahierung zur Bereithaltung von Gasspeichern. Das wiederum hat für die Speicheranbieter zur Folge, dass eine große Speicherkapazität nicht vermarktet werden kann bzw. keine Kapazität für die Kraftwerksbetreiber zur Verfügung steht. Die endgültige Zusage mit Start 01.10. sollte der Kraftwerksbetreiber bereits mit Ende Februar des jeweiligen Jahres bekommen.
- **§ 23c. (3) Stilllegungsverbot**
 - Bei einem Stilllegungsverbot erscheint der Ersatz der Kosten als zu restriktiv. In jedem Fall anzuerkennen sind auch:
 - Finanzierungs- bzw. Kapitalkosten zur Aufrechterhaltung der Betriebsbereitschaft
 - Opportunitätskosten (z.B.: Kosten die dem Netzbetreiber entstehen würden, müsste er eine Anlage errichten bzw. die Opportunitätskosten sollten vom Umfang erweitert werden, sodass z.B. auch verringerte Verwertungserlöse aus Abbau von Anlagen(teilen) berücksichtigt werden können.)
 - Stillstand- bzw. Stilllegungskosten sind bei Ausspruch eines Stilllegungsverbotes zur Gänze zu vergüten (denn würde das Kraftwerk durch den Netzbetreiber selbst betrieben werden, bekäme er auch alle Kosten über den Tarif erstattet)

- Nicht nur beim Stilllegungsverbot, sondern auch im Zusammenhang mit der signifikanten Überschreitung des Referenzwertes (§ 23b. (3)) ist nicht genau geregelt, wie größere Ersatzinvestitionen berücksichtigt werden. Es scheint keine Möglichkeit zu geben, längerfristige Investitionen abgegolten zu bekommen. Eine derartige Investition kann zu einer Überschreitung des Signifikanzwerts führen bzw. wird auch im Fall eines Stilllegungsverbots nur anteilig abgegolten. Das heißt, Ersatzinvestitionen für größere Schäden sind vom Betreiber jedenfalls vorzustrecken und führen bei ihm zu hohen Kosten. Wenn aus diesen Gründen größere Investitionen ausbleiben, gefährdet das in Zukunft die Versorgungssicherheit.
- Die mögliche Einführung einer Grüngasquote verteuert auch die für Kraftwerke in der Netzreserve bezogenen Gasmengen. Um die Kosten für die Netzreserve, die ja letztlich sozialisiert werden, nicht weiter in die Höhe zu treiben, sollten Kraftwerke in der Netzreserve von der Grüngasquote ausgenommen werden. Falls dies nicht möglich ist, sollte jedenfalls sichergestellt werden, dass Kraftwerke, die im Rahmen der Netzreserve Erdgas beziehen (und durch die Quote somit höhere Kosten tragen müssen) diese Kosten zumindest im Rahmen des Strom-Arbeitspreises auch abbilden und erstattet bekommen.
- **§ 23d. Änderungen**
 - In den Fällen, in denen die Dauer der Netzreserve-Kontrahierung einmalig seitens des Regelzonenführers oder des Anlagenbetreibers verkürzt wird, ist klar zu definieren, welche für die Netzreserve bezogenen Entgelte rückzuerstatten sind. Die Formulierung in Absatz (1) und (2) *„In diesem Fall sind dem Regelzonenführer alle für die Netzreserve bezogenen Entgelte rückzuerstatten, mit Ausnahme der von der Regulierungsbehörde festgestellten angemessenen Kosten.“* lassen einen sehr großen Spielraum für Rückforderungen. Die diesbezügliche Unsicherheit erhöht das Risiko der Betreiber und könnte in höheren Angebotspreisen für die Netzreserve münden, das dieses Risiko eingepreist werden wird.

Ad § 52. (2a) Netznutzungsentgelt

- VERBUND ist klar, dass es sich bei dieser Einschränkung (reduzierter Tarif für EEG) um ein Kernstück zur Etablierung der EEG handelt. Dennoch muss darauf hingewiesen werden, dass es durch die Befreiung eines Teils der Entnahme mit hoher Wahrscheinlichkeit zu durchaus signifikanten Kostensteigerungen beim verbleibenden Rest der Netznutzer kommen wird. Die Kosten der höheren Netzebenen werden in Zukunft auf weniger Netznutzer umgelegt werden, was zu Verschiebungen bei der Kostentragung führen wird, dies gilt umso mehr, je größer die EEGs angelegt werden.

Ad § 58a. Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten für Forschungs- und Demonstrationsprojekte

- VERBUND begrüßt die Einführung der Sandboxes. Grundsätzlich ist jedoch anzumerken, dass das Abstellen auf einen Förderentscheid gem. § 16 FTFG zu kurz greift, da Projekte, die über europäische F&E Förderschienen gefördert bzw. kofinanziert werden, nicht in den Genuss einer Sandbox-Regelung kommen könnten. Das enthaltene Förder-Kriterium sollte daher um europäische Förderungen ergänzt werden. Zudem ist anzumerken, dass Unbundling-Regelungen aus europarechtlicher Sicht jedenfalls nicht durch eine Sandbox-Regelung ausgehoben werden können.

§ 72. Herkunftsnachweise für Strom aus fossilen Energiequellen

- VERBUND regt an, auf Herkunftsnachweisen auch den CO₂ Gehalt auszuweisen, um eine Differenzierung zwischen der CO₂ Intensität von Strom aus unterschiedlichen fossilen Quellen zu erlauben (z.B. Kohle vs. Gas)

§ 78. Verpflichtende Ausweisung der Herkunft (Labeling)

- Die Stromhändler und Lieferanten sind verpflichtet, auf Kundenwunsch per Zusendung einmal jährlich eine vollumfassende Kennzeichnung auszuweisen. Aus Sicht von VERBUND könnte die Option der Zusendung auf Kundenwunsch entfallen, da die vollumfassende Kennzeichnung auf der Website ohnehin auszuweisen ist.

§ 79. (5) Verkürzung der Frist zur Dokumentationserstellung der Stromkennzeichnung

- Die Dokumentation der Grundlagen der Stromkennzeichnung muss laut Vorschlag spätestens drei Monate nach Ablauf des Kalenderjahres oder des tatsächlichen Lieferzeitraums erstellt werden. VERBUND spricht sich für die Beibehaltung der ursprünglichen Frist von vier Monaten aus, da eine Verkürzung erhebliche Auswirkungen auf die internen Prozesse der Anbieter bei vergleichsweise geringem Kundennutzen beinhalten würde.

§ 80. (2) Allgemeine Geschäftsbedingungen

- Es fehlen derzeit klare gesetzliche Vorgaben für die Allgemeinen Geschäftsbedingungen zum Thema Preisänderungen insbesondere da durch die aktuelle höchstgerichtliche Judikatur (OGH 29.8.2019, 3 Ob 139/195) weitere Rechtsunsicherheit geschaffen worden ist. Zur Herstellung von Rechtssicherheit sind die Mindestvorgaben für die Allgemeinen Geschäftsbedingungen zu ergänzen und klare Vorgaben zu schaffen, wie die Geschäftsbedingungen der Lieferanten beim Thema Preisänderungen zu gestalten sind. Vorgeschlagen wird folgende auf § 25 TKG 2003 aufbauende, jedoch Art 10 Abs. 4 EBMRL_neu und die Judikatur des EuGH berücksichtigende – Formulierung des § 80 Abs. 2 EIWOG 2010 (als unmittelbares Bundesrecht). Der derzeitige § 80 Abs. 5 EIWOG 2010 müsste zudem jedenfalls entfallen:

„Vertragsbedingungen und Entgelte“

§ 80. (1) (. . .)

(2) Versorger sind berechtigt, Vertragsbedingungen und Entgelte zu ändern. Kunden müssen über eine beabsichtigte Änderung der Vertragsbedingungen und über eine beabsichtigte Änderung der Entgelte sowie über Anlass, Voraussetzungen und Umfang der Entgeltänderung direkt auf transparente und verständliche Weise mindestens ein Monat vor In-Kraft-Treten der Änderungen schriftlich in einem persönlich an sie gerichteten Schreiben oder auf ihren Wunsch elektronisch unterrichtet werden. Gleichzeitig sind Kunden auf den Zeitpunkt des In-Kraft-Tretens der Änderungen hinzuweisen sowie auch darauf, dass sie berechtigt sind, die Kündigung des Vertrags mit dem Versorger binnen 14 Tagen nach Zustellung der Unterrichtung zu diesem Zeitpunkt kostenlos und ungeachtet allfälliger vertraglicher Bindungen zu erklären. Wenn der Vertrag vom Kunden in einem solchen Fall gekündigt wird, endet der Vertrag und die damit verbundene Belieferung zu den bisherigen Vertragsbedingungen und Entgelten nach dem Ablauf von zwei Monaten nach In-Kraft-Treten der Änderungen, sofern der Kunde nicht zu einem früheren Zeitpunkt einen neuen Lieferanten (Versorger) namhaft macht und von diesem unter Belieferung genommen wird. Der Volltext der Änderungen ist den Kunden auf deren Verlangen zuzusenden. Die Regulierungsbehörde kann mit Verordnung die Form der Unterrichtung der Kunden festlegen; dabei ist darauf Bedacht zu nehmen, dass die Unterrichtung für den Kunden transparent erfolgt. Änderungen von Vertragsbedingungen und Änderungen der Entgelte, die Kunden ausschließlich begünstigen oder infolge von Entscheidungen von Behörden oder auf Grund der Änderung der Rechtslage zwingend und unmittelbar erforderlich werden und die Kunden nicht ausschließlich begünstigen, berechtigen die Kunden nicht zur kostenlosen Kündigung des Vertrags. Im Übrigen bleiben die Bestimmungen des Konsumentenschutzgesetzes, Nr. 140/1979, (KSchG), sowie des Allgemeinen bürgerlichen Gesetzbuches unberührt.“

§ 111. (3) und (4) Ausnahmen von Systemnutzungsentgelten

- Aus Sicht von VERBUND sollten grundsätzlich alle Energiespeicher und Konversionsanlagen – unabhängig von Technologie, Größe, Alter, technologischem Reifegrad – im Sinne eines Level Playing Fields von tariflichen Doppelbelastungen befreit werden. Da sich Österreich mit dem 100%-Ziel bis 2030 äußerst ambitionierte Ausbauziele im Hinblick auf erneuerbaren Strom gesetzt hat, ist es unabdingbar, Speicher über die Beseitigung von tariflichen Doppelbelastungen anzureizen, damit die notwendigen Flexibilitäten bereitgestellt werden. Zudem würde die Gleichbehandlung von Speichern und Konversionsanlagen auch der noch umzusetzenden Definition von Speichern der EU Binnenmarkt-Richtlinie entsprechen, womit auch definitorisch ein Gleichklang geschaffen wäre.
- Da in Österreich aufgrund der geographischen Gegebenheiten Pumpspeicher im Energiesystem eine besonders wichtige Rolle einnehmen, sollte jedoch mindestens sichergestellt werden, dass die vorgeschlagene Frist für die Befreiung für

Pumpspeicher von 15 auf mindestens 20 Jahre ausgedehnt wird (analog zu den nun vorgeschlagenen Förderzeitspannen) und dass die derzeitige Regelung für bestehende Pumpspeicherkraftwerke ebenfalls um mindestens 20 Jahre verlängert wird. VERBUND regt zudem an, klarzustellen, dass dies auch für Mehr-Erzeugung durch Erweiterungen bzw. Revitalisierungen bei bestehenden Pumpspeichieranlagen gilt.

- Zu hinterfragen ist, warum in der so dringend zu beanreizenden Hochlaufphase für erneuerbaren Wasserstoff das Ausmaß der Befreiung für Elektrolysen auf 50% herabgesetzt, als Auflage die Teilnahme am Regelenergiemarkt bzw. am Engpassmanagement eingeführt wird, und die Befreiung nur für zehn Jahre (statt 20 Jahre für PSKW) vorgesehen ist. Im Sinne einer zunehmenden Sektorkopplung und Sektorintegration, die bei der Flexibilisierung und Dekarbonisierung des Energiesystems eine wesentliche Rolle spielen, sollten Konversionsanlagen jedenfalls auch in Zukunft zur Gänze von Entnehmerentgelten befreit werden, und nicht nur im Ausmaß von 50%. Unklar ist zudem, ob allein die Präqualifikation der Anlage für die Teilnahme am Regelenergiemarkt die Tarifbefreiung auslöst oder ob tatsächlich nur die für die Erbringung von Regelenergieleistungen bezogenen Strommengen von der Tarifbefreiung profitieren. Gerade im Hinblick auf das Ziel der Klimaneutralität 2040, bei dem Elektrolyse-Anlagen eine besonders wichtige Rolle spielen, wäre eine 100% Befreiung für den gesamten Strombezug eine überaus wirksame Beanreizung, die sich deutlich im Business-Case von Elektrolyse-Anlagen niederschlägt. In jedem Fall wäre die Befreiung von Elektrolyseuren von Netzentgelten auf 20 Jahre – analog zu den Pumpspeichern – auszudehnen (falls nicht ohnehin eine gänzliche Befreiung von Speichern & Konversionsanlagen von Netzentgelten greift – s. VERBUND-Grundsatzposition wie oben skizziert.).

Ad § 78. EAG, § 72. EIWOG, § 130. GWG: Mindestangaben für Herkunftsnachweise

- Gem. der Erneuerbaren-Richtlinie REDII ist nunmehr anzugeben, ob Investitionsförderungen und/oder andere Formen von Förderungen für die dem HKN zugrundeliegende erzeugte Energiemenge genutzt wurden. Insbesondere im Hinblick auf Investitionsförderungen, die oftmals im Zusammenhang mit der Lebensdauer einer Anlage minimal sind, jedoch über die gesamte Lebensdauer der Anlage auf dem HKN vermerkt werden müssen, können dadurch verzerrende Effekte auf den HKN Märkten auftreten. Im Gegenzug zum Vermerk „*Production Support*“, der nach Ablauf der Förderdauer nicht mehr am HKN angegeben werden muss, müssen z.B. auch nur kleine Investitionszuschüsse über die gesamte Lebensdauer der Anlage auf dem HKN vermerkt werden.

Um die Angaben auf HKN europaweit möglichst einheitlich zu gestalten, regt VERBUND an, bei der Umsetzung der Detailangaben zu Förderungen/Investitionszuschüssen auf die bestehenden Regelungen der AIB (*Association of Issuing Bodies*) zurückzugreifen, die hier einen pragmatischen, europaweit einheitlichen Ansatz

vorsehen. Der AIB Ansatz sollte sektorübergreifend genutzt werden, also auch auf Gas-HKN analog übertragen werden, damit ein sektorübergreifendes Level Playing Field im Hinblick auf den Markt für Herkunftsnachweise geschaffen wird.

Artikel 4 – Änderung des Gaswirtschaftsgesetzes

§ 4. Z 7 bis 9 Erweiterung der Ziele

- VERBUND begrüßt, dass die Ziele im GWG dahingehend ergänzt wurden, dass das Klimaübereinkommen von Paris sowie das Ziel der Bundesregierung, bis 2040 in Österreich Klimaneutralität zu erreichen, nunmehr auch im GWG Berücksichtigung finden. Grundsätzlich ist auch zu begrüßen, dass der Anteil an erneuerbaren Gasen im Gasnetz gesteigert werden soll und durch die bestehende Gasinfrastruktur auch die nationalen Potentiale zur Sektorkopplung und Sektorintegration gehoben werden sollen.

§ 130. Ausweisung der Herkunft

- Es ist zu hinterfragen, warum die Bestimmungen, welche die Dokumentation des Technologieeinsatzes bei der Erzeugung von erneuerbaren Gasen regeln, erst im Abschnitt 130 (Ausweisung der Herkunft (Labeling)) und nicht bereits in §129b (Herkunftsnachweise für Gas) bei der Generierung geregelt werden. Die Einordnung der Passage im Gesetzesentwurf sollte dahingehend überprüft werden.

§ 133a. Festsetzung eines Zielwertes für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungen

- Bei der Festlegung eines Zielwertes für den technisch zulässigen Anteil an Wasserstoff in den Erdgasleitungen ist aus Sicht von VERBUND auf den europäischen Kontext hinsichtlich des grenzüberschreitenden Transports von Erdgas Rücksicht zu nehmen. Die Festlegung von entsprechenden Grenzwerten sollte im Sinne eines harmonisierten Binnenmarktes in europaweit abgestimmter Weise erfolgen. Für die Festlegung sollte auch den Empfehlungen des ÖVGW gefolgt werden.

Kontakt:

VERBUND AG
Mag. Roland Langthaler
Am Hof 6a,
1010 Wien
Tel: +43 (0)50313-53116
e-mail: roland.langthaler@verbund.com
www.verbund.com

Wien, Oktober 2020